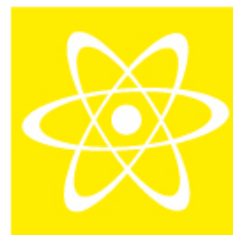
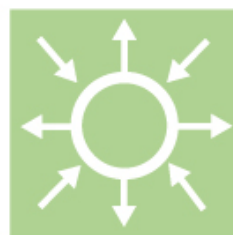




Förstudie Energilager anslutet till vindkraft

Elforsk rapport 12:44



Pia Borg

September 2012

ELFORSK

Förstudie Energilager anslutet till vindkraft

Elforsk rapport 12:44

Förord

Syftet med Smart Grids programmet är att samordna elbranschens utvecklingsaktiviteter för framtida intelligenta elnät inom området Överföring & Distribution.

Som en följd av samhällets anpassning för att minska klimatpåverkan är intresset för att utveckla elsystemet i riktning mot nya produktions- och förbrukningsmönster stort. Smart Grids möter efterfrågan på framtidens elnät genom att göra det möjligt att mäta tillståndet i elnätet. Utav den erhållna informationen, ska det sedan gå att detaljstyra elflödet samt utbyta information med prisaktörer.

Nytan av ett smart elnät är uppenbart och fördelar kan återfinnas hos alla aktörer.

- Kundnytta - Bättre tillförlitlighet, information av ev. elavbrott samt billigare elleveranser.
- Internnytta - Nätägare och elhandlare kan utföra många av sina funktioner (reparationer, underhåll, spänningsstyrning, identifiering av bortkopplade kunder och lägre kostnader för eventuella investeringar) betydligt mer effektivt.
- Samhällsnytta - På systemnivå märks skillnaden i en förändrad produktion och ett annorlunda konsumtionsmönster. Dessutom bidrar Smart Grids med en minskad miljöpåverkan och lägre överföringsförluster.

Smart Grids programmets programstyrelse består av följande ledamöter:

Peter Söderström, ordförande	Vattenfall Eldistribution AB
Göran Ericsson, v.ordf	Svenska Kraftnät
Christer Bergerland	Fortum Distribution AB
David Westerlund	Göteborg Energi AB
Rolf Gustafsson	Mälarenergi AB
Susann Persson	Jämtkraft AB
Mikael Arvidsson	HEM Nät AB
Anders Johansson	SABO AB
Claudio Marchetti	ABB AB
Ingvar Hagman	Ericsson AB
Anders Trana	Telia Sonera AB
Anders Bülund	Trafikverket
Hannes Schmied	NCC AB
Jan Hintze	Siemens AB
Lawrence Jones	Alstom AB
Matz Tapper (adjungerad)	Svensk Energi
Monika Adsten (adjungerad)	Elforsk AB
Susanne Olausson, sekreterare	Elforsk AB

Följande bolag har deltagit som finansiärer av projektet. Elforsk framför ett stort tack till samtliga företag för värdefulla insatser.

Svenska Kraftnät	Sandviken Energi Elnät AB
Vattenfall Eldistribution AB	Trollhättan Energi Elnät AB
Göteborg Energi AB	Fortum Distribution AB
Skellefteå Kraft AB	Borås Elnät AB
Mälarenergi Elnät AB	Landskrona Stad
Jämtkraft AB	Ericsson AB
Umeå Energi Elnät AB	SABO
Öresundskraft AB	Combitech AB
Jönköping Energi Nät AB	NCC Construction Sverige AB
Gävle Energi AB	ABB AB
Eskilstuna Energi & Miljö AB	TeliaSonera AB
Sundsvall Elnät AB	Trafikverket
Härjeåns Nät AB	Basprojektet
Halmstad Energi & Miljö Nät AB	Siemens
Falu Elnät AB	Elverket Vallentuna
AB Borlänge Energi	Alstom AB

Stockholm i december 2012
Susanne Olausson
Elforsk AB

Programområde Överföring och Distribution

Sammanfattning

Energilager har egenskaper och tillämpningsområden som kan möjliggöra ytterligare vindkraftsutbyggnad i de lokala elnäten. Den här rapporten tittar främst på energilager och dess funktion från en nätägares perspektiv och är tänkt att användas som en instruktion vid en eventuell upphandling av ett energilager anslutet till intermittent produktion. För projektet studeras ett verkligt nät inom Falbygds Energis (Feab) område genom mätningar och simuleringar.

Acceptansgränsen är ett sätt att kvantifiera påverkan av ny konsumtion eller produktion på ett elnät. Det är möjligt att höja acceptansgränsen genom förändringar i nätet. Exempel på sådana åtgärder kan vara att bygga nya/byta ut existerande ledningar eller transformatorer, förbättra spänningskontrollen, koppla in filter eller ansluta energilager. Vilken metod som kan användas beror på vilket kraftsystemsfenomen som begränsar mängden vindkraft samt nätets utseende. Genom att studera acceptansgränsen för några olika nätområden och titta på vilka prestandaindex som i ett exempelnät begränsar mängden ansluten vindkraft, ger man här förslag på hur man kan dimensionera ett energilager. Prestandaindex kan exempelvis vara långsamma spänningsändringar, överbelastning, övertoner, flimmer och snabba spänningsändringar, förluster och antalet händelser i nätet.

Fem olika tillämpningar för ett energilager beskrivs i förstudien, det är ökad acceptansgräns i nätet, minskade nätavgifter mot överliggande nät, kapacitetsutjämna och balansera elproduktion från intermittenta energikällor, nätförluster och energilager som reservkraft vid avbrott. Olika tillämpningar ställer olika krav på ett energilager. Beroende på vilken tillämpning för lagret som man avser är olika lagringsteknologier mer eller mindre lämpliga. I rapporten ges därför även en översikt över ett antal andra energilagerlösningar som vätgaslager med bränslecell, pumpkraft, tryckluft, svänghjul, superkondensatorer och batterilager.

I projektet studerades främst litium-jon batterilager eftersom en mindre sådan installation finns under utvärdering inom det studerade exempelnätet hos Feab. För att få en helhetsbild över vilka möjligheter man har som nätägare beskrivs även alternativ till energilager i rapporten. Syftet är att ge perspektiv på vilka andra möjligheter som står till buds för ett nätbolag som överväger en investering i form av ett energilager. Sex olika alternativ för att kunna utöka mängden förnyelsebar energi i ett nät diskuteras, det är traditionell nätplanering, reaktiv effektregering, nedstyrning av vindproduktion, styrbara laster, dynamisk kapacitetsgräns och utökning av tillåten överlast/ överspänning.

Tre olika anslutningspunkter har konkret studerats. Anslutningspunkterna representerar olika intressanta platser för placering av energilager. Anslutningspunkt 1 – är vid en fördelningsstation i ett landsbygdsnät, punkt 2 – är i nära anslutning till en vindkraftpark och anslutningspunkt 3 – är i en svagare punkt längre ut i distributionsnätet. För anslutningspunkt 1 och 3 har beräkningar för dimensionering av batterilager genomförts. Resultatet från kartläggning av det aktuella nätet visade att överlast är det som tenderar vara begränsande vid inkoppling av mer distribuerad generering i relativt starka punkter i nätet. Därför studerades anslutningspunkterna främst med

avseende på överlast. För anslutningspunkt 1 och 3 studerades även påverkan av långsamma spänningsförändringar, samt möjligheten att med hjälp av lagret minska förluster i överliggande nät. Dimensionering av batterilager gjordes för tillämpningen att öka acceptansgränsen med avseende på överlast. För anslutningspunkt 2 gjordes ingen dimensionering. För anslutningspunkt 1 och 3 dimensionerades batterilager efter att 6 MW respektive 3 MW extra vind anslutits till distributionsnätet. Då en lagerkapacitet för att täcka all överlast skulle medföra ett orealistiskt stort batterilager som ofta skulle stå outnyttjat, valdes en lagerstorlek i en brytpunkt där ytterligare ökning av batterikapacitet endast gav mindre ökning av tillvaratagen energi från vindkraft. Detta innebär att användandet av lagret kombineras med att spilla energi vid långa perioder av maximal vindproduktion.

Nätnyttan vid installation av batterilager beror till stor del på de parametrar som finns i elnätet, men resultaten i denna rapport pekar mot att det är bättre att installera ett batterilager långt ut i elnätet i anslutning till ett vindkraftverk, om batterilager skall användas för att omhänderta överlast. Denna rapport har även visat att ett batterilager delvis kan kompensera sina egna omvandlingsförluster genom minskning av förluster i överliggande nät. Samt att en ökning av acceptansgränsen med hjälp av ett batterilager medför att man kan eliminera andra investeringar i nätet, som annars hade varit nödvändiga.

Regelverket för ett energilager är inte helt tydligt, men det finns två möjligheter för ett elnätsföretag att använda lagring för att effektivisera nätverksamhet. Antingen genom att själv äga lagret eller genom att köpa nättjänster från någon annan som äger lagret. I det sistnämnda fallet finns det flera affärsmöjligheter för lagrets ägare. Om lagret ägs av en annan än ett elnätsföretag eller en balansansvarig, behöver balansansvaret lösas. Det finns dock i dagsläget inte tillräckligt med erfarenhet av denna typ av fall för att man ska kunna bedöma hur problematiken kring lager och balansansvar kan vara ett hinder mot kostnadseffektiv nätdrift.

Två affärsmodeller belyser den ekonomiska aspekten med ett batterilager i rapporten. Dels om ägaren är en nätägare och dels om ägaren är en elhandlare med balansansvar. I affärsmodell *Balanskraft* ingår inköp och försäljning på Nord Pool Spot, där även kostnaden för lagrets förluster ingår. Batteriernas kapacitet laddas i och ur på en timme och lagret cyklas en gång per dygn. I affärsmodell *Nätägare* används lagret i första hand till att öka acceptansgränsen och cyklas därför i första hand med avseende på överlast. I simuleringarna ingår inte några ekonomiska beräkningar eller antaganden för den nätnytta eller tillämpning som energilagret bidrar med.

För bägge affärsmodellernas simuleringar användes historiska spotpriser från 2011. Resultatet skulle även med all sannolikhet bli något helt annat om man simulerade lagret för andra tillämpningar eller andra affärsmodeller. Då energilager fortfarande är i forsknings- och utvecklingsfasen är det naturligt med höga investeringskostnader, men även låga prisskillnader under ett dygn på Nord Pool Spot bidrar till att det för närvarande inte är en lönsam investering. Rapporten pekar dock på att det finns en något större möjlighet till lönsamhet med affärsmodellen *Balanskraft* än med affärsmodellen *Nätägare*.

De framräknade investeringskostnaderna från affärsmodellerna ligger till grund för en översiktlig jämförelse mellan batterilager, annan energilagring och alternativ till energilager. Syftet med att redovisa olika kalkyler är att visa den ekonomiska skillnaden som finns om man väljer mellan att investera i batterilager, i vätgaslager med bränslecell eller med traditionell nätplanering. Att investera i batterilager eller vätgaslager är en dyrare lösning än traditionell nätplanering. Man bör dock beakta att energilager har vissa fördelar som inte traditionell nätplanering har t ex möjligheten att jämna ut och balansera vindkraftens intermittenta elproduktion eller fungera som reservkraft i det lokala nätet. Man kan därför inte titta enbart på vilken investeringskostnad som respektive lösning medför, utan även på vilken funktion för nätet man önskar.

Ur en nätägars perspektiv är troligtvis den enklaste lösningen i dag att genom avtal med vindkraftsproducenten ha möjlighet att styra ned elproduktionen. Det är sällan som maximal vindproduktion i kombination med låga laster inträffar. Under de få tillfällen det ändå sker under ett år, ska man kunna styra ned produktionen, vilket ger den lägsta investeringskostnaden utav dessa alternativ. Dock kan kraftelektronik i laddare för elfordon eller omriktare för motorer i framtiden komma att skapa problem i nätet. Om det på grund av dynamiska laster uppstår resonansproblem i nätet kan reaktiv effektkompensering ensamt inte lösa problemet, utan tvärt om, det kommer att förvärra problemet under vissa förutsättningar. Batterilager kopplat till en dämpningsstyrningsenhet typ STATCOM, s.k. E-STATCOM, kan då vara nödvändig för att stabilisera nätet.

Vid ytterligare utbyggnad av vindkraft och inför en förestående investering i elnätet är det några frågor man bör ställa sig. Vilket problem i nätet är det som man vill lösa? Är det för att erhålla god leveranssäkerhet av el till sina kunder? Eller spara vindel i lager för att slippa spilla den? Är det kanske för att kunna leverera godkänd spänning? Eller finns det något annat skäl?

En fråga som inte är utredd här är vem som ska ta kostnaden för utökningar i elnäten som vindkraftsutbyggnaden orsakar. Elnätsbolagen, vindkraftsägarna eller ska samhället i stort bekosta de investeringar som kanske kommer att bli nödvändiga i framtiden?

Kommentar av Lars-Eric Andersson, VD Falbygdens Energi Nät AB (Fenab),

"Av förstudien konstaterar jag att det inte är elnätsägaren som har nytta av energilager utan möjligen producenter, balansansvariga eller elhandlare som kan buffra och sälja till bättre pris efter någon timma.

En nytta ett energilager kan ha i ett elnät är att förbättra spänningskvaliteten, orsaken till tex övertoner kommer normalt från olika kunders utrustningar och det är dessa kunders skyldighet att inte "smutsa ner" på nätet."

Problemet i anslutningspunkt 1 och 3 kommer Fenab att lösa genom avtal med vindkraftsägare om nedstyrning av elproduktionen under de timmar då överproduktion sker under ett år.

Summary

Energy storage has features and applications that can enable further expansion of wind power in the local distribution grid. This report looks primarily at energy storage from a grid operator perspective and is meant to be used as an instruction for a possible purchase of an energy storage connected to intermittent production. The project studies a grid owned and operated by Falbygden Energi (Feab) by measurements and simulations.

The hosting capacity method is a way to quantify the impact of new consumption or production on a power grid. The hosting-capacity indicates the maximum amount of new consumption or production that can be connected without resulting in unacceptable reliability of power quality for other network users. It is possible to increase the hosting capacity by making changes in the network. Examples of such measures are to build new or replace existing lines or transformers, improve voltage control, connection of filters or energy storage. Which method can be used depends on the power system phenomena that limit the amount of wind power and on the structure of the grid. By studying the hosting capacity of a few different network areas and investigating the associated performance indexes, the amount of wind power that is possible to connect in an example grid is calculated and suggestions are given on how to design and dimension energy storage. Examples of performance indices are slow voltage variations, overloading, harmonics, flicker, rapid voltage changes, losses or the number of events in the network.

Five different applications for energy storage are described in the feasibility study: increased hosting capacity, reduced costs, peak reduction, reduced losses and preventing power interruptions. Different applications put different requirements on the energy storage. Depending on the application, different storage technologies will be more or less suitable. The report therefore provides an overview of a number of energy storage solutions such as hydrogen storage in a fuel cell, pumped storage, compressed air, flywheels, super capacitors and battery storage.

The project studied mainly lithium-ion battery storage in detail, because a smaller such installation is under evaluation in the same network as was used for the studies. To get a complete picture of the opportunities the storage provided for the grid operator, the report also describes alternatives to energy storage. The purpose is to give a perspective on what other options are available to a grid operator instead of an investment in energy storage. Six different options in order to increase the amount of renewable energy in the network are discussed: traditional network planning; reactive power control; curtailment of wind generation; demand response; dynamic line rating; and extension of permitted overload or overvoltage.

Three locations for energy storage have been studied in detail. 1 - a distribution substation in a rural grid 2 - in close proximity to a wind farm and 3 - a weaker point further out in the network. For locations 1 and 3, calculations for the design of battery storage have been performed. The results from mapping of the network showed that overload is the main barrier in the network against the connection of more distributed generation in relatively strong points in the network. Therefore, the connections points have been studied mainly with respect to overload. For locations 1 and 3 also the

influence of slow voltage variations have been studied, and the possibility of using the energy storage to reduce grid losses.

Dimensioning of battery storage was done for increasing the hosting capacity when overload was setting the limit. For connection 2 no dimensioning of the storage was made as the storage size would have to be unrealistically big to make a difference. For locations 1 and 3 the battery storage was dimensioned after the connection of 6 MW and 3 MW of additional wind. A storage installation to cover all the overloads would require unrealistically large batteries that often would be unused. Therefore a storage size was selected at a breaking point where further increase of the battery capacity only would have given smaller increase of captured energy from wind power. This result in the use of storage combined with spilling wind during long periods of high wind.

The benefits of installing the battery storage depend on the properties in the local grid. The results in this report suggest however that it is in general better to install the battery storage far into the electricity grid. In conjunction with a wind turbine, battery storage can prevent grid overload. This report has also shown that battery storage could partly compensate for its conversion losses by reducing the losses in the grid. It has also been shown that an increase in the hosting capacity using battery storage can defer other investments in the network.

The regulatory framework for energy storage is not entirely clear, but there are two possibilities for a network operator to use storage to streamline grid operations. Either can the network grid operator own the storage or the network operator can buy network services from the storage owner. In the second case, there are several business opportunities for energy storages owners. If the storage is owned neither by a network operator nor by a balance responsible party, the balance responsibility needs to be solved. There is, however, insufficient experience in this area, in order to make a proper judgment of the problems involved in storage. The need for balance responsibility can be an obstacle to cost effective operations.

Two business models are used in the report to illustrate the economic aspects of the use of battery storage.; the owner is a network operator or the owner is a supplier with balance responsibility. The business model "*Balance power*" includes the purchase and sale at the Nord Pool Spot market, where the cost of the storage losses are included in the model. The battery is charged and discharged on hourly basis and the storage is cycled once per day. The business model "*Grid owners*" uses the storage primarily to increase the hosting capacity limit and therefore is cycled in association with the occurrence of overload. The simulations do not include any financial estimates or assumptions on the benefits for the network from the energy storage.

For both business models simulations true historical spot prices from 2011 have been used. The result would also most likely be very different if one simulated the storage for other applications or other business models. When energy storage is still in the research and development phase, it is natural to

get high investment costs Low intra-day variations in spot prices at Nord Pool Spot further contribute to that energy storage is currently not a profitable investment. The report indicates, however, that there is a slightly greater opportunity for profitability with the business model *Balance power* than with the business model *Network owners*.

The estimated investment cost of business models form the basis for a general comparison of battery storage, other energy storage solutions and alternatives to energy storage. Various calculations are presented to show the economic difference between investing in battery storage, hydrogen storage with fuel cell or traditional grid planning. Investing in battery storage or hydrogen storage is a more expensive solution than traditional grid planning. However, one should take into account that energy storage has some advantages that are beyond traditional grid planning, for example, the ability to smooth and balance the wind power's intermittent electricity or serve as backup to the local system. You cannot only look at the investment cost of what each solution entails, but also at the desired functions in the grid.

From a network operator's perspective the easiest solution today is probably curtailment agreements with wind power producers. It is rare for maximum wind production to occur in combination with low loads. During the few times it does occur in a year, one should be able to steer back production, which provides the lowest cost of investment out of these options. However, the power electronics in the charger for electric vehicles or inverters for motors in the future lead to problems in the network. If resonance problems occur in the network due to dynamic loads, reactive power compensation alone does not solve the problem. It might even exacerbate the problem. Battery storage coupled to a damping controller of the type STATCOM, called E-STATCOM, may then be necessary to stabilize the network.

Upon further expansion of wind power and facing an impending investment in the grid, there are some questions that should be asked. What problem in the network has to be solved? Is it to provide good continuity of supply to the customers? Or store wind power in storage to avoid spilling it? Is it perhaps to deliver electricity of sufficient quality? Or is there some other reason? One question that is not investigated here is who should take the costs of grid improvements needed in integrate wind power. Is it the network operators, wind power owners or the community in general that have to pay for necessary future investments?

Comment by Lars-Eric Andersson, CEO Falbygdens Energi Nät AB (Fenab)

"For the pilot study, I note that it is not the grid owner who benefits from energy storage but possibly the producers, the balance responsible or electricity service provider that can buffer and sell at better price at a later hour.

A benefit of energy storage to a grid is to improve power quality, the cause of such harmonics normally originate from the different customers equipment and is the customers responsibility to not pollute the grid."

The problem in the studied locations 1 and 3 will Fenab resolve by agreements with the wind power owners: the use of curtailment of production during the hours when overproduction occurs.

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Läsanvisning.....	1
1.2	Bakgrund	1
1.3	Syfte	2
1.4	Mål.....	3
1.5	Avgränsningar	3
2	Genomförande	5
2.1	Presentation av projekt 32126.....	5
2.2	Översikt projektplan	6
2.3	Måluppfyllelse	6
2.4	Ingående parter, deras roll och ansvarsområden.....	7
2.5	Beställare och projektledare.....	8
2.6	Samverkan med andra projekt	8
3	Resultat	9
3.1	Dimensionering	9
3.1.1	Acceptansgräns.....	9
3.1.2	Förutsättningar för energilager	10
3.1.3	Teknisk dimensionering.....	10
3.2	Regelverk.....	11
3.3	Affärsmodeller	12
3.4	Ekonomiska kalkyler	13
3.5	Dynamiska simuleringsverktyg	13
3.6	STATCOM.....	14
4	Erfarenheter och Reflektioner	15
4.1	Kommentar från en elnätsägare	15
4.2	Problem under förstudien	15
4.3	Reflektion.....	16
4.4	Förslag på fortsatta studier	16
5	Referenser	18

1 Inledning

1.1 Läsanvisning

Denna rapport vänder sig alla som är intresserade av energilager och dess eventuella framtida roll i det Svenska distributionsnätet av el. Hela rapporten *Förstudie Energilager anslutet till Vindkraft*, består förutom av den här sammanfattande rapporten av delrapporter som är uppdelade på sju olika bilagor. Rapporten är tänkt att användas som en instruktion vid en eventuell upphandling av ett energilager anslutet till intermittent produktion.

Den sammanfattade rapporten inleds med bl. a en bakgrundsbeskrivning., därefter ges en överskådlig blick av projektet och dess genomförande. Sedan redovisas en kort sammanfattning av resultat från de olika delrapporterna. I det sista avsnittet återfinns några reflektioner och förslag på fortsatta studier.

Innehållet i bilagorna är följande. Den första delrapporten *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* beskriver hur acceptansgräns kan beräknas och hur den kan ökas med hjälp av energilager. Den andra delrapporten *Förutsättningar för energilager i lokalnät* beskriver vilka tillämpningar som finns för energilager i distributionsnätet. Det ges även en översikt över alternativ till energilager och olika energilagringsslösningar.

Teknisk dimensionering – exempel är den tredje delrapporten. Den innehåller studier från tre olika anslutningspunkter i Feabs nät. Rapporten visar på konkreta exempel på dimensionering av batterilager kombinerat med beräkningar och simuleringar. I *Regelverk för Energilager*, delrapport fyra, finns en beskrivning av ägandemodeller för energilager. Här belyses även de möjligheter och begränsningar som finns för energilager inom ramen för befintliga regelverk.

Delrapport fem, *Affärsmodeller energilager*, beskriver två olika affärsmodeller som utgår från ägarperspektivet. I delrapport sex, *Ekonomiska kalkyler*, redovisas de framräknade investeringskostnader från affärsmodeller med en annan energilagringsslösning och ett alternativ till batterilager.

Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids

– *impact of load dynamics on system performance* är namnet på delrapport nummer sju. I bilagan belyses användningsområdet för energilager i distributionsnätet där enbart reaktiv kompensering inte är tillräcklig. Den innehåller tillämpningar då ett energilager måste användas för att minska risken för resonans i elnäten.

1.2 Bakgrund

Överallt i världen sker nu en förändring av de befintliga elnäten. En del av elproduktionen som förut främst har bestått av bl.a. kärn-, olje- och kolkraft har nu mer och mer ersatts av vind- och solenergi. Elproduktionen i världen går därför från att vara förhållandevis stabil till att bli mer intermittent och

oförutsägbar. Men även fortsättningsvis måste det vara balans i elnäten mellan produktion och konsumtion, varje timme.

Den pågående utbyggnaden av förnybar elproduktion som sol- och vindkraft i Sverige kommer att medföra nya utmaningar och ny problematik för elnätet. Vid en viss gräns installerad vindkraft kommer det att behövas nyinvesteringar. Det är för att bl.a. transformatorer, kablar och övrig utrustning ska vara rätt dimensionerade för att klara den ökande elproduktionen och större effekter som nyanslutningar medför. Det är också för att nätbolagen måste uppfylla och klara de krav på spänningens egenskaper som gäller för eldistribution enligt SS-EN 50160[1]. I Sverige är vindproduktionen nu i september 2012 uppe i över 6 TWh¹. Här måste nu elbranschen försöka att hitta nya sätt och lösningar på hur man i framtiden ska ha rätt balans av produktion och konsumtion i elnäten. Elleveranserna måste fortsättningsvis även vara av hög kvalitet och med lika stor leveranssäkerhet som nu.

Det finns en acceptansgräns i alla nät som anger hur många nya energikällor eller laster som kan anslutas till det befintliga nätet. Acceptansgränsen bestäms till stor del av överbelastningar samt under- och överspänningar hos kunder. Under de senaste åren har det byggts många nya vindkraftverk och vindkraftparker i de lokala elnäten. Bara på Falbygdens Energis (Feab) nätområde finns för närvarande 35 MW installerad vindkraft och företaget räknar med en ökning till det dubbla inom 10 år.

Utbyggnaden av vindkraften i Falköpingsområdet kan därför komma att leda till stora och kostsamma investeringar samt omfattande ombyggnader av elnätet. Feab vill öka acceptansgränsen i det lokala nätet med så få och små investeringar som möjligt och samtidigt kunna ansluta så mycket vindkraft som det går. Stora energilager kan vara ett sätt av flera att möjliggöra detta. Feab har sen december 2011 ett installerat energilager i ett av de lokala näten. Energilagret som består av bl.a. batterier med en effekt på 75 kW, har legat till grund för vissa av beräkningarna här, men med den skillnaden att man i den här förstudien har tittat på stora batterilager, 1 MW eller större, och dess eventuella roll i framtida elnät.

1.3 Syfte

I denna förstudie har syftet varit att ta fram ett bra underlag för lokala elnätsbolag som överväger att installera energilager i sina elnät. Detta görs genom att studera exempel på affärsmodeller, beskriva dimensioneringskriterier, ekonomiskt jämföra batterilagret med alternativa lösningar och ge förslag på beräknings- och simuleringsverktyg för dimensionering.

¹ Enligt Svensk Energi visade preliminära siffror för 2011 att det producerades ca 6,1 TWh el från vindkraftverken i Sverige.

1.4 Mål

Målet med förstudien är att rapporten ska kunna utgöra en instruktion och ett underlag till en teknisk specifikation som kan användas vid en eventuell upphandling av ett energilager.

1.5 Avgränsningar

Det som benämns som energilager här i rapporten är lika med ett batterilager. De antaganden och förslag på lösningar som granskas i denna förstudie är anpassade för just detta specifika lokala nät. Medan metoderna som använts är generella utger sig inte rapporten för att vara generell för hur alla nätbolag i Sverige skulle hantera de frågeställningar kring nyanslutning av vindkraftverk som presenteras här.

Förstudien omfattar dimensionering av stora energilager, beräkningar har genomförts för lagerstorlekar på 1 MWh eller större.

Rapporten beskriver endast de prestandaindex som anses vara av intresse för ett distributionsnät. Då det har framkommit i studien, att det som oftast är begränsande för anslutning av vindkraft i ett distributionsnät, är risken för överlast. Därför är det den tillämningen som främst har undersökts, men även tillämning av att använda lagret för att minska förluster finns redovisat. De antaganden som gjorts för beräkningar av acceptansgränsen bygger på att det inte finns några begränsningar i det överliggande regionnätet.

Det är tre möjliga anslutningspunkter för ett energilager som har undersökts i förstudien och det är endast storskaliga lager som här har beaktats. I nästa steg är det dimensionering av lager för två av anslutningspunkterna som har genomförts, pga. att det för den 3:e punkten ansågs att ett batterilager som användes för att motverka överlast skulle bli orealistiskt stort. För beräkningar i anslutningspunkt 1 och 3 har normal drift antagits, där redundans funnits i form av en extra transformator (N-1). För anslutningspunkt 2 beräknades den teoretiska acceptansgränsen utefter att ett N-1 läge skulle kunna hanteras.

Beräkningarna för dimensionering av energilager är utförda för en specifik tidsperiod med data på timbasis för de laster och den produktion som då fanns i exempelnätet. Beskrivningen av vilka förutsättningar som det finns för energilager i de lokala näten är mer översiktligt genomförd. I studien av hur regelverket för energilager ser ut är det endast det svenska regelverket man tar hänsyn till här.

Alla simuleringar och beräkningar som är gjorda om olika affärsmodeller bygger på historiska spotpriser. Handel på balansmarknaden som förekommer för energilager utomlands studerades inte. I förstudien har inte något ekonomiskt pris antagits eller beräknats för de olika tillämpningar som finns för ett batterilager. Tillämpningar som ökad acceptansgräns, minskade nätavgifter, kapacitetsutjämning, minskade förluster och reservkraft vid avbrott. I affärsmodellen Nätägare, har man tagit med att energilagret har minskat själva överföringskostnaden till det överliggande nätet men inte att tariffen har påverkats, och i detta fall borde ha minskats. I affärsmodellen har man även räknat in den ökande inmatningstariff som fler batterilager i nätet skulle medföra.

I rapporten ingår inte någon studie över om det finns några eventuella säkerhetsrisker som de olika tekniklösningar som batterier eller vätgas kan innebära.

2 Genomförande

2.1 Presentation av projekt 32126

Projektet ingår i ELFORSK Program Smart Grids, med projektnummer 32126, Förstudie Energilager anslutet till vindkraft, efter ansökan om ekonomiskt stöd till projekt inom Smarta Elnät, daterat den 2011-10-06.

Projekttrapporten består av 7 stycken delrapporter samt den här rapporten som är den sammanfattande och övergripande rapporten. De olika aktiviteter som har ingått i projektet har fördelats på följande delrapporter.

Aktivitet	Bilaga nr:	Rapportnamn
Dimensioneringskriterier	1	Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering.
Dimensioneringskriterier	2	Förutsättningar för Energilager i lokalnät.
Dimensioneringskriterier	3	Teknisk dimensionering – exempel.
Regelverkets inverkan på affärsmodeller och dimensionering	4	Regelverk för Energilager.
Affärsmodeller	5	Affärsmodeller energilager.
Ekonomiska kalkyler	6	Ekonomiska kalkyler.
Förslag på lämpliga dynamiska simuleringsverktyg	3	Teknisk dimensionering – exempel.

Utöver dessa delrapporter ingår även ett examensarbete som har genomförts av Viktor Weidenmo, Chalmers, där Lars Ohlsson, VD Falbygden Energi, har varit handledare. Examensarbetet är en fördjupning i användningsområden för energilager i distributionsnät, och är delvis kopplat till aktiviteten "dynamiska simuleringsverktyg".

Aktivitet	Bilaga nr:	Rapportnamn
	7	Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids – impact of load dynamics on system performance

2.2 Översikt projektplan

Projektet har genomförts under tiden november 2011 till juni 2012. I förstudien har följande delmoment utretts:

- Dimensioneringskriterier
- Reglerverkets inverkan på affärsmodeller och dimensionering
- Affärsmodeller
- Ekonomiska kalkyler
- Förslag på lämpliga dynamiska simuleringsverktyg

Förväntat resultat, beträffande nyttor med batterilager, har varit:

- Förbättra driftegenskaper i nätet
- Möjlighet att sälja lagrat vindkraftöverskott på spotmarknaden
- Förbättra spänningskvalité avseende snabba och långsamma spänningsvariationer samt övertoner
- Reduktion av nätförluster
- Lastutjämning som leder till reduktion av abonnemangskostnader i nätanslutningspunkter.
- Möjliggöra ökning av antalet vindkraftanläggningar i nätet utan direkta "nätförstärkningar"
- Minimera behovet av regional reservkraft.

Enligt projektbeskrivningen innefattades att man ska undersöka 3-5 olika affärsmodeller, utav dessa skulle två redovisas. Projektet ska ge förslag på hur elhandel kan utföras enligt affärsmodellerna, hur ett batterilager dimensioneras och vilka beräkningsverktyg som finns tillgängliga och är nödvändiga för att dimensionera batteriet på ett fördelaktigt sätt. Även bedömning av olika tekniska alternativ och nyttor ska genomföras.

Intentionen med resultaten från projektet var att rapporten skulle utgöra ett bra beslutsunderlag för lokala elnätsägare som överväger att installera energilager i sina elnät i anslutning till vindkraft.

2.3 Måluppfyllelse

Mål	Kommentar
Rapporten ska kunna utgöra en instruktion och ett underlag till en teknisk specifikation som kan användas vid en eventuell upphandling av ett energilager.	Metoder och verktyg finns beskrivet i rapporten angående dimensionering av energilager och det ingår ekonomiska kalkyler.

Aktivitetsmål	Kommentar
Dimensioneringskriterier	Rapporten innehåller beskrivning av Lastutjämning, Reduktion av förluster, Ökning av acceptansgräns. Tre anslutningspunkter har kartlagts.
Regelverkets inverkan på affärsmodeller och dimensionering	Ägarförhållande har utretts och förslag på möjliga styrmedel för energilager ingår i rapporten
Affärsmodeller	3-5 olika affärsmodeller har undersökts, två redovisas som utlovat.
Ekonomiska kalkyler	Två olika alternativa lösningar till batterilager har studerats.
Förslag på lämpliga dynamiska simuleringsverktyg	De program som har använts för beräkningar i förstudien finns redovisade.

2.4 Ingående parter, deras roll och ansvarsområden

Följande parter har ingått i förstudien:

STRi AB, Sweco Energuide AB, Falbygdens Energi AB, Göteborg Energi AB.

Deras roller och ansvarsområden har fördelats på följande sätt:

STRi AB:

- Intern projektledning.
- Utredningsarbete, kartläggning av exempel nätet, beräkningar av acceptansgräns och dimensionering av energilager. Sammanställning av regelverket för energilager.
- Levererad indata till Sweco Energuide AB, affärsmodeller.
- Redovisa beräkningar, fakta och resultat.

Ansvarsområde:

- Bilaga 1 - Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering.
- Bilaga 2 – Förutsättningar för Energilager i lokalnät.
- Bilaga 3 – Teknisk dimensionering – exempel.
- Bilaga 4 – Regelverk för Energilager.

Sweco Energuide AB:

- Intern projektledning.
- Utredningsarbete, kartläggning och beräkningar av olika affärsmodeller.
- Leverera indata till Falbygdens Energi, ekonomiska kalkyler.
- Redovisa beräkningar, fakta och resultat.

Ansvarsområde:

- Bilaga 5 – Affärsmodeller energilager.

Falbygdens Energi AB:

- Övergripande projektledning.
- Sammanställa ekonomiska kalkyler och sammanfattande rapport. Handleda ett examensarbete om STATCOM.
- Rapportera till ELFORSK och Göteborg Energi AB.

Ansvarsområde:

- Bilaga 6 – Ekonomiska kalkyler.
- Bilaga 7 – STATCOM.
- Sammanfattande rapport – Energilager anslutet till vindkraft.

Göteborg Energi AB.

- Kvalitetsgranskning
- Medfinansär

2.5 Beställare och projektledare

Beställare: ELFORSK, Susanne Olausson

Projektledare: Falbygdens Energi AB, Pia Borg

2.6 Samverkan med andra projekt

Ett projekt som har genomförts med ekonomiskt stöd från Energimyndigheten och finansierats av Göteborg Energi AB är "*Effektkontroll med smarta elnät*". Projektet har pågått från maj 2011 till augusti 2012 i samverkan mellan Sustainable Innovation i Sverige AB och Feab. På uppdrag av Feab har ABB levererat ett energilager till Falköping där dess betydelse för elnätet har och kommer att testas vidare och utvärderas. Vissa av redan genomförda tester i det projektet ligger till grund för beräkningar i "*Förstudie Energilager anslutet till vindkraft*".

3 Resultat

3.1 Dimensionering

3.1.1 Acceptansgräns

Ett syfte med projekt *"Förstudie gällande Energilager anslutet till vindkraft"* är att utvärdera hur mycket vindkraft som kan anslutas till ett elnät utan oacceptabel försämring av kvaliteten.

Acceptansgränsen är ett sätt att kvantifiera påverkan av ny konsumtion eller produktion på ett elnät. I förstudien granskas hur acceptansgränsen för distributionsnätet kan ökas med energilager. Begreppet acceptansgräns beskrivs, samt hur acceptansgränsen kan beräknas. För att kunna kvantifiera en acceptansgräns utvärderas olika orsaker till nätpåverkan, olika prestandaindex. Det prestandaindex som tillåter minsta mängd distribuerad generering som är möjlig att ansluta är det som bestämmer acceptansgränsen.

För projektet studerades ett verkligt nät inom Falbygdens Energi AB:s område genom mätningar och simuleringar. De antaganden som gjorts bygger på att det inte finns några begränsningar i det överliggande nätet.

Nedan sammanfattas i korthet de olika prestandaindex som diskuteras i aktiviteten.

- Långsamma spänningsändringar
- Överbelastning
- Övertoner
- Flimmer och snabba spänningsändringar
- Förluster
- Antal händelser i nätet

Det är möjligt att höja acceptansgränsen genom förändringar i nätet. Exempel på åtgärder kan vara att bygga nya/byta ut existerande ledningar eller transformatorer, förbättra spänningskontrollen, koppla in filter eller ansluta energilager. Vilken metod som kan användas beror på vilket kraftsystemsfenomen som begränsar mängden vindkraft samt nätets utseende.

Det finns olika begränsningar i ett elnät, tekniska och övriga, som påverkar hur mycket förnyelsebar energi som är möjligt att ansluta. Beroende på vad som är begränsande kan ett energilager användas för att motverka dessa begränsningar och därmed möjliggöra anslutning av mer förnyelsebar energi. En mer ingående redovisning av acceptansgräns återfinns i bilaga 1, *"Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering"*.

3.1.2 Förutsättningar för energilager

Fem olika tillämpningar för ett energilager beskrivs i förstudien, ökad acceptansgräns i nätet, minskade nätavgifter mot överliggande nät, kapacitetsutjämna och balansera elproduktion från intermittenta energikällor, nätförluster och energilager som reservkraft vid avbrott.

Olika tillämpningar ställer olika krav på ett energilager. Lagring av energi kan ske på olika tidskalor och det beror på vilken tillämpning med lagret man avser. Mängden energi som ska lagras, liksom den i- och urladdningseffekt som krävs, varierar. Beroende på vilken tillämpning för lagret som man avser är olika lagringsteknologier mer eller mindre lämpliga. Det ges en översikt över ett antal energilagerlösningar som vätgaslager med bränslecell, pumpkraft, tryckluft, svänghjul, superkondensatorer och batterilager.

I projektet studerades främst litium-jon batterilager eftersom en mindre sådan installation fanns under utvärdering inom det studerade exempel nätet. Dessa lager kännetecknas av hög verkningsgrad och energitäthet samt relativt snabb i- och urladdning. De har idag dock förhållandevis kort livslängd (mätt i antal cykler med nominell lagringskapacitet).

Anslutning och beståndsdelar av batterilager behandlas utifrån nätets perspektiv, dvs. med fokus på vilka parametrar och egenskaper som behöver övervakas och styras för nätdriften. I bilaga 2 jämförs alternativen till energilager. Syftet är att ge perspektiv på vilka andra alternativ som står till buds för ett nätbolag som överväger en investering i form av ett energilager. Sex olika alternativ för att kunna utöka mängden förnyelsebar energi i ett nät diskuteras, traditionell nätplanering, reaktiv effektregering, nedstyrning av vindproduktion, styrbara laster, dynamisk kapacitetsgräns och utökning av tillåten överlast/överspänning. Se bilaga 2, *"Förutsättningar för Energilager i lokalnät"*.

3.1.3 Teknisk dimensionering

Tre olika anslutningspunkter studerades och alla är lokaliserade i ett distributionsnät i Falköping där 326 GWh energi årligen transmitteras. Anslutningspunkterna representerar olika intressanta platser för placering av energilager. Anslutningspunkt 1 – är vid en fördelningsstation i ett landsbygdsnät, anslutningspunkt 2 – är i nära anslutning till en vindkraftpark och anslutningspunkt 3 – är i en svagare punkt längre ut i distributionsnätet. För anslutningspunkt 1 och 3 har dimensionering av batterilager skett.

Då det i bilaga 1, *"Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering"*, visades att överlast är det som tenderar vara det begränsande vid inkoppling av distribuerad generering i relativt starka punkter i nätet, studerades anslutningspunkterna främst med avseende på överlast. För anslutningspunkt 1 och 3 studerades även påverkan av långsamma spänningsförändringar, samt möjligheten att med hjälp av lagret minska förluster i överliggande nät. Dimensionering av batterilager gjordes för tillämpningen att öka acceptansgränsen med avseende på överlast. För anslutningspunkt 2 gjordes ingen dimensionering.

För beräkningar i anslutningspunkt 1 och 3 har normal drift antagits, där redundans funnits i form av en extra transformator (N-1). För

anslutningspunkt 2 beräknades den teoretiska acceptansgränsen utefter att ett N-1 läge skulle kunna hanteras. I anslutningspunkt 1 och 2 blir transformatorernas begränsningar det som bestämmer acceptansgränsen. Eventuellt kan även de ledningar som kommer att läggas mellan matarstationerna i anslutningspunkt 2 bli begränsande. I anslutningspunkt 3 är det en kombination av överspänningar och överbelastning av transformator som begränsar mängden vindkraftsproduktion i nätet.

Beräkningarna är utförda för en tidsperiod av åtta månader med data på timbasis för de laster och den produktion som då fanns i exemplenätet.

För anslutningspunkt 1 och 3 dimensionerades batterilager efter att 6 MW respektive 3 MW extra vind ansluts till distributionsnätet. Då en lagerkapacitet för att täcka all överlast skulle medföra ett orealistiskt stort batterilager som ofta skulle stå outnyttjat, valdes en lagerstorlek i en brytpunkt där ytterligare ökning av batterikapacitet endast gav mindre ökning av tillvaratagen energi från vindkraft. Detta innebär att användandet av lagret kombineras med att spilla energi vid långa perioder av maximal vindproduktion.

I bilaga 3, "Teknisk dimensionering – exempel" visas konkreta exempel på dimensionering av batterilager kombinerat med beräkningar och simuleringar. Nätnyttan vid installation av batterilager beror till stor del på parametrar i det elektriska nätet, men resultaten i denna rapport pekar mot att det är bättre att installera ett batterilager långt ut i elnätet i anslutning till ett vindkraftverk om batterilager skall användas för att omhänderta överlast i det elektriska nätet.

Denna rapport har även visat att ett batterilager delvis kan kompensera sina egna omvandlingsförluster genom minskning av förluster i överliggande nät.

En ökning av acceptansgränsen med hjälp av ett batterilager medför att man kan eliminera investeringar i nätet, som annars hade varit nödvändiga.

3.2 Regelverk

Syftet med att granska regelverket är att ge en kortare beskrivningar av tillämpningsmöjligheter för ett energilager i ett lokalnät, beskriva tre ägandemodeller för energilager (varav en innefattar handel via aggregator), samt belysa möjligheter och begränsningar inom ramen för befintliga regelverk. Dessutom att ge en kort förklaring över vilka handelsmöjligheter med el som finns i Sverige.

Det finns två möjligheter för ett elnätsföretag att använda lagring för att effektivisera nätverksamhet. Antingen genom att själv äga lagret eller genom att köpa nättjänster från någon annan som äger lagret. I det sistnämnda fallet finns det flera affärsmöjligheter för lagrets ägare.

Om lagret ägs av en annan än ett elnätsföretag eller en balansansvarig, behöver balansansvaret lösas. Det finns dock i dagsläget inte tillräckligt med erfarenhet av denna typ av fall för att man ska kunna bedöma hur problematiken kring lager och balansansvar kan vara ett hinder mot kostnadseffektiv nätdrift.

Vid storskalig tillämpning av lagring och/eller handel via aggregatorer kan det finnas behov av att förtydliga och/eller utöka befintliga regelverk angående vad som gäller då elnätsföretag köper nättjänster. Vid storskalig tillämpning av lagring kan det finnas behov av förändring angående gällande praxis på balansmarknaden.

I dagsläget finns det inga direkta styrmedel för energilager utöver de bidrag som ges till forskning och utveckling. I bilaga 4, "*Regelverk för Energilager*" finns regelverket mer ingående förklarat.

3.3 Affärsmodeller

Det finns två olika affärsmodeller redovisade och dessa utgår från ägarperspektivet av batterilager:

- *Balanskraft*, där ägaren är en elhandlare med balansansvar.
- *Nätägare*, där ägaren är ett elnätsbolag.

I affärsmodellen *Balanskraft* ingår kostnaden för inköp av el och försäljning av el på spotmarknaden, i kostnaden är även förluster inräknade. Beräkningarna bygger på att hela batterilagrets kapacitet laddas och laddas ur under en timme, max en cykling per dygn. Det är historiska spotpriser som beräkningarna bygger på och det är dygn med en prisskillnad på minst 15 % mellan lägsta och högsta timpris som ingår.

I affärsmodellen *Nätägare* har ett energilager i första hand använts till nätnytta, som här är att öka acceptansgränsen med avseende på överlast, i det lokala nätet. Lagret laddas när vindkraftsproduktionen är hög och laddas ur så fort som det är möjligt för att åter kunna laddas i nästa topp av vindkraftens elproduktion. De dagar som lagret inte har använts för att öka acceptansgränsen har man försökt att köra lagret så att man har minskat överföringskostnaden mot regionnätet. På detta sätt ökar man också intäkter från vindkraftsanslutningar. I tredje hand har batterilagret under dessa dagar använts för elhandel på spotmarknaden.

I bägge affärsmodellerna har beräkningarna genomförts med historiska spotpriser från 8 månader under år 2011. I praktiken kan det vara svårt att ur historiska priser säga något om framtida inkomster från investeringar i energilager.

Resultatet för affärsmodellen *Balanskraft* visar på att det finns en liten större möjlighet till lönsamhet med denna affärsmodell. Men med dagens spotpris är skillnaden mellan inköpspris och säljpris för liten för att det ändå ska vara lönsamt med batterilager.

I affärsmodellen *Nätägare* har man, förutom överföringskostnad mot överliggande nät och intäkter från vindkraftsanslutningar, inte antagit någon ekonomisk intäkt för de olika tillämpningar som beskrivs i bilaga 2, och som batterilager bidrar med i nätet. Tillämpningar som ökad acceptansgräns, minskade nätavgifter, kapacitetsutjämning, minskade förluster och reservkraft vid avbrott. Resultatet visar att när man använder lagret i första hand för nätnytta och i sista hand till att köpa och sälja el är intäkterna mindre än när man i första hand använder lagret för elhandel.

I bilaga 5, "Affärsmodeller energilager" finns en fördjupning angående dessa affärsmodeller och resultat.

3.4 Ekonomiska kalkyler

De framräknade investeringskostnaderna från affärsmodellerna ligger till grund för en översiktlig jämförelse mellan batterilager, energilagringssystem och alternativ till energilager. Syftet med att redovisa olika kalkyler är att visa den ekonomiska skillnaden som finns om man väljer mellan att investera i batterilager, i vätgaslager eller med traditionell nätplanering. Dessa två alternativ har valt ut för att jämföras med batterilager på grund av att bl. a. vätgaslager har fördelen som att det går att lagra stora mängder energi över lång tid och det är med hjälp av traditionell nätplanering man hittills har löst uppkomna problem i näten.

Förutom indata från bilaga 5, har beräkningar genomförts beträffande ett batterilager som har cyklats varje dag för köp och sälj på spotmarknaden, under en tidsperiod på 7 månader, med högre effekter än i beräkningarna för affärsmodellen Nätägare. Detta för att jämföra med ett vätgaslager som har cyklats per månad under samma tidsperiod och med samma spotpriser. Spotpriserna är även i dessa beräkningar historiska.

Då energilager fortfarande är i en utvecklingsfas, är det naturligt med höga investeringskostnader. Energilager har vissa fördelar som inte traditionell nätplanering har t. ex. möjligheten att jämna ut och balansera vindkraftens intermittenta elproduktion eller fungera som reservkraft i det lokala nätet. Man kan därför inte titta enbart på vilken investeringskostnad som respektive lösning medför, utan även på vilken funktion för nätet man önskar.

Ur en nätägars perspektiv är troligtvis den enklaste lösningen i dag att genom avtal med vindkraftsproducenten ha möjlighet att styra ned elproduktionen. Det är sällan som maximal vindproduktion i kombination med låga laster inträffar. Under de få tillfällen det ändå sker under ett år, ska man kunna styra ned produktionen, vilket ger den lägsta investeringskostnaden utav dessa alternativ.

Om det i framtiden kommer att visa sig vara nödvändigt med någon typ av energilagringssystem, för att upprätthålla stabila elleveranser och spänningsgodhet i de lokala näten, då är en av alla frågor som inte finns besvarad här vem som ska betala för eventuella investeringar av energilager? Är det nätägaren? Vindkraftsproducenten? Staten? Eller är det kanske EU?

Mer information framgår i bilaga 6, "Ekonomiska kalkyler".

3.5 Dynamiska simuleringsverktyg

De verktyg som har använts till de olika beräkningar som har utförts i några av delrapporterna, finns beskrivet i bilaga 3, "Teknisk dimensionering-exempel". Där både metoder och processer också har beskrivits. Simuleringsprogrammet som har använts för att beräkna affärsmodeller beskrivs i bilaga 5, "Affärsmodeller energilager". Dynamiska förlopp simuleras främst i fördjupningsstudien "Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids", bilaga 7.

3.6 STATCOM

Syftet har varit att belysa användningsområden för energilager i distributionsnät, och endast de tillämpningar då ett energilager måste användas och där enbart reaktiv kompensering inte är tillräckligt.

Eliminering av övertoner är t.ex. inte inkluderat eftersom detta kan göras med enbart reaktiv effekt. Arbetet har fokuserat på tillämpningar som kräver snabba responstider, bl. a förbättringar av spänningsgodhet men inte elhandel eller frekvensreglering.

Den utrustning som undersökts för att förbättra spänningsgodheten är en parallellkopplad frekvensomriktare, vanligtvis kallat D-STATCOM (eller SVC light), som kan producera eller konsumera reaktiv effekt. Om ett energilager ansluts till DC-sidan kan omriktaren också reglera aktiv effekt och kallas då vanligen E-STATCOM.

Tre sätt att använda energilager för förbättringar av elnätet har hittats; eliminering av fashopp, snabb effektbalansering och förbättrad dämpning av elsystemet.

Anledningen till att dämpningen har studerats är att det blir allt vanligare med laster som använder kraftelektronik, antingen för att direkt konsumera effekt som t.ex. laddare för elfordon eller via frekvensomriktare för motorer. En effekt av detta är att en allt högre andel laster kan få ett dynamiskt beteende som påminner om konstanta effektlaster. Detta på grund av att lasten har ett inre kontrollsystem med en effekthereferens och om spänningen sjunker tvingar kontrollsystemet lasten att konsumera mer ström, och alltså konsumera en konstant effekt.

Studien visar att dessa dynamiska laster kan skapa ett resonansproblem i nätet som skulle kunna lösas med E-STATCOMs. Andelen kraftelektronik i nätet förväntas fortsätta öka och på specifika platser, vid t.ex. snabbladningsstationer för elfordon, kan andelen bli mycket hög och eventuellt medföra en risk för stabilitetsproblem. Simuleringar och beräkningar visar att D-STATCOMs, som enbart använder reaktiv effekt för reglering, inte kan lösa problemen utan tvärtom förvärrar situationen under vissa förutsättningar. E-STATCOMs kan dock göra att nätet blir praktiskt taget immunt mot påverkan från samma typer av dynamiska laster.

Detta är, i dagsläget, inget problem för det aktuella lokala nätet men kan bli i framtiden då fler elbilar och fler motorer kopplas till nätet via frekvensomriktare. Resultaten kan tillämpas på alla typer av omriktare som är inkopplade mot nätet, inklusive vindkraftverk med fullomriktare. Om ett vindkraftverk används för spänningsstyrning rekommenderas det därför att aktiv effektkontroll används för att minska risken för resonans.

Bilaga 7, " Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids" är ett examensarbete som har utförts av Viktor Weidenmo, Chalmers.

4 Erfarenheter och Reflektioner

4.1 Kommentar från en elnätsägare

Den pågående utbyggnaden av vindkraft i vårt nätområde har aktualiserat frågan om hur man på ett bra sätt hanterar de relativt snabba förändringar av inmatad effekt i nätet som uppkommer vid denna typ av produktion.

Vår ambition är att ansluta så mycket vindkraft utan orimliga kostnader som det lokala nätet klarar. Dimensionerande för maximal ansluten produktionseffekt, är nätets kapacitet minus lägsta konsumtion, detta fall kan tex uppträda en blåsig sommardag.

Nuvarande regelverk, Svenska kraftnäts författningssamling (SvKFS 2005:2) och kommande Grid Codes, ställer krav på möjlighet till nedstyrning med en utifrån kommande signal (till under 20 % av maximal effekt inom 5 sekunder). Detta löser man idag utan problem genom avtal med producenter och styrdator. Kostnaden för att använda ett energilager, är mångdubbelt större än vad värdet av den förlorade produktionen under några timmars nedstyrning per år motsvarar.

Av förstudien konstaterar jag att det inte är elnätsägaren som har nytta av energilager utan möjligen producenter, balansansvariga eller elhandlare som kan buffra och sälja till bättre pris efter någon timma.

En nytta ett energilager kan ha i ett elnät är att förbättra spänningskvaliteten, orsaken till tex övertoner kommer normalt från olika kunders utrustningar och det är dessa kunders skyldighet att inte "smutsa ner" på nätet.

*Lars-Eric Andersson
Vd Falbygdens Energi Nät AB*

4.2 Problem under förstudien

Det har varit problem med att få full tillgång till timvärden över en längre sammanhängande tid. En förutsättning för det här projektet har varit att de beräkningar som skulle ligga till grund för dimensionering av energilager, för affärsmodeller och ekonomiska kalkyler borde baseras på verkliga timvärden. Timvärden av energi från elproduktionskällor och timvärden från förbrukning av konsumenterna. I förstudien är det därför sammanhängande timvärden från ca 8 månader som har använts och inte 1 år som hade varit det önskvärda.

Det har även varit problem med att få fram delsummer och delresultat från det simuleringsprogram som har använts för att göra affärsmodeller. Med hjälp av delresultat och mer nerbrutna värden kunde eventuellt ekonomiska resultat presenterats på ett mer jämförbart sätt.

4.3 Reflektion

Som i de flesta forsknings- och utvecklingsprojekt med ny teknik, har det varit utmanade att överblicka hela projektets omfattning och avgränsa de olika områden som har ingått i förstudien. Projektet har tenderat att växa hela tiden. De studier som ingår i rapporterna har genomförts av flera olika företag och personer, vilket i sin tur har inneburit många timmars arbete med att foga samman de olika rapporterna till ett gemensamt resultat med en tydlig röd tråd. Det ska dock understrykas att samtidigt som det komplicerat arbetet med att ha flera olika utförare var det värdefullt och berikande att kombinera olika kunskapsexpertis och synvinklar. Sammanfattningsvis kan man säga att projektet har varit mycket intressant och mycket lärorikt.

4.4 Förslag på fortsatta studier

Det som har framkommit under det här projektets gång är att det även skulle vara utav intresse att göra en fördjupningsstudie angående:

Småskaliga batterilager ("prosumers"= Den som har produktion och konsumtion i sin egen LSP elanläggning) med hänsyn taget till:

- Regelverket
- Affärsmodeller
- Dimensioneringskriterier
- Ekonomiska kalkyler

En modell över 10 kV nät har tagits fram för den här förstudien *Energilager anslutet till vindkraft*. Modellen möjliggör att placera ut lager på 140 platser i nätet och att använda sig av historiska energiflöden.

Nya affärsmodeller för dynamisk användning av energilager.

Storskaliga och småskaliga batterilager kommer troligtvis att ha olika nyttor i de framtida elnäten, där även affärsmodeller kommer att skilja sig åt en hel del.

Förslag på möjliga affärsmodeller:

- Kombinerad nytta, nätägaren bestämmer lokalisering och dimensionering av lagret, elhandlare med balansansvar använder lagret för effekthandel.
- Snabbladdning av elbilar.
- Kvantifiera vinst, beräkna vinst eller affärsmodell för:
 - Ökad acceptansgräns.
 - Minskad nätavgift.
 - Kapacitetsutjämning.
 - Minskade förluster.
 - Reservkraft.
- Inventera marknaden för att se på antal alternativ av tillämpningar och prisutvecklingen.

Genomgång av nya Grid Code (ENTSO-E Draft Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators 24 January 2012) som nu utarbetas inom EU, för att se på förändrade nyttor och krav avseende energilager i ett distributionsnät.

5 Referenser

- [1] SS-EN 50160 utg. 3, Spänningens egenskaper i elnät för allmän distribution, TK EMC Elektromagnetisk kompatibilitet, 2008.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se

Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 1"



Nicholas Etherden och Susanne Ackeby

September 2012

ELFORSK

Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 1"

Förord

Denna bilaga är en delrapport i förstudien kring det energilager Falbygdens Energi studerat i projektet – Energilager anslutet till vindkraft.

Den övergripande rapporten sammanfattar och knyter samman de olika delrapporterna.

Bilagan är framtagen av STRI AB, Susanne Aceby, susanne.aceby@stri.se

Sammanfattning

Ett syfte med Elforsk projekt "Energilager anslutet till vindkraft" är att utvärdera hur mycket vindkraft som kan anslutas till ett elnät utan oacceptabel försämring av leveranssäkerheten eller spänningskvalitén. Acceptansgränsen är ett sätt att kvantifiera påverkan av ny konsumtion eller produktion på ett elnät. I studien studeras hur acceptansgränsen för distributionsnätet kan ökas med energilager.

Denna första delrapport till projektet från STRI AB avser att beskriva begreppet acceptansgräns, samt hur acceptansgränsen kan beräknas.

För att kunna kvantifiera en acceptansgräns utvärderas olika orsaker till nätpåverkan, olika prestandaindex. Följande tillvägagångssätt används för att beräkna acceptansgränsen [1]:

1. Välj vilka fenomen som skall studeras och ett eller flera prestandaindex, utvärderingskriterier
2. Definiera gränser för vad som är accepterbart för de prestandaindex som skall analyseras
3. Räkna ut prestandaindex som en funktion av mängden generering
4. Jämför gränsen för de olika fenomenen och bestäm acceptansgränsen

Det prestanda index som tillåter minsta mängd distribuerad generering som är möjlig att ansluta är det som bestämmer acceptansgränsen.

För projektet studerades ett verkligt nät inom Falbygdens Energi AB:s område genom mätningar och simuleringar. En kvantifiering av acceptansgränsen i tre olika punkter i exempelnätet, samt exempel och vägledning för dimensionering av energilager utifrån ansluten mängd vindkraft presenteras i *Teknisk dimensionering – exempel*, [15]. De antaganden som gjorts bygger på att det inte finns några begränsningar i det överliggande nätet.

Nedan sammanfattas i korthet de olika prestandaindex som diskuteras i denna delrapport. Vilka prestandaindex som studerades vidare i projektet, *Teknisk dimensionering – exempel*, [15], nämns även för att underlätta läsarens förståelse:

- Långsamma spänningsändringar

Problem med oacceptabelt förhöjd spänning förväntas vid anslutning av stor mängd distribuerad generering långt ut längs en distributionsmatningsledning. Risken är högst vid anslutning till ett landsbygdsnät. Långsamma spänningsförändringar undersöktes för anslutningspunkt 3, vilken är den svagaste av anslutningspunkterna i exempelnätet, se *Teknisk dimensionering – exempel*, [15]

- Överbelastning

Vid inkoppling av distribuerad generering i relativt starka punkter i nätet, vilket är fallet i exempelnätet, tenderar överbelastning vara det begränsande, varför överbelastning var det som studerades vidare för de olika anslutningspunkterna i *Teknisk dimensionering – exempel*, [15].

- Övertoner

För övertoner med en frekvens under 2 kHz har studier visat, [10], att emissionen från vindkraftparker är låg på frekvenserna där andra laster emitterar. Därför förväntas det inte någon risk att de tillåtna nivåerna av spänningsdistorsion kommer att överskridas vid anslutning av vindkraftanläggningar.

För emission av övertoner med en frekvens över 2 kHz finns det i dagsläget inga direkta standarder som anger gränser. Det finns en osäkerhet angående inverkan, men det finns inga dokumenterade fall då förekomsten av låga nivåer av högfrekventa övertoner orsakat problem [2]. Studier pågår inom området [11][12].

Övertoner har därför inte undersökts närmare i detta projekt.

Anslutning av distribuerad generering kan förändra nätets befintliga resonansfrekvens, vilket kan orsaka högre spänningsamplituder för vissa övertoner.

För anslutningspunkt 2 gjordes en teoretisk undersökning av resonansfrekvensen, se *Teknisk dimensionering – exempel*, [15].

- Flimmer

Studier, [3], har visat att flimmer inte är ett stort problem vid installation av distribuerad generering och har därför inte undersökts i detta projekt.

- Förluster

Vid ett energilager är det serieförlusterna som kan påverkas.

Det finns tre bidrag till serieförlusterna, förluster på grund av själva energiöverföringen, förluster på grund av ojämnheter i energiöverföringen och förluster på grund av reaktiv effekt. I detta projekt har de två sistnämnda undersökts, se *Teknisk dimensionering – exempel*, [15].

- Antal händelser i nätet

Antalet händelser i nätet, spänningsdippar eller avbrott, kan komma att påverkas vid installation av distribuerad generering. Detta är ett prestandaindex som är svårt att utvärdera och har inte undersökts närmare i detta projekt.

Det är möjligt att höja acceptansgränsen genom förändringar i nätet. Exempel på åtgärder kan vara att bygga nya/byta ut existerande ledningar eller transformatorer, förbättra spänningskontrollen, koppla in filter eller ansluta energilager. Vilken metod som kan användas beror på vilket kraftsystemsfenomen som begränsar mängden vindkraft samt nätets utseende.

Summary

The purpose of Elforsk project "Energy Storage connected to the wind power" is to evaluate how much wind power that can be connected to an electrical grid without unacceptable deterioration of the quality. Hosting capacity is one way to quantify the effect of new consumption or production on a grid. The study examined how the Hosting capacity of the distribution grid can be increased by using energy storage.

This first subreport to the project from STRI AB intends to describe the concept of Hosting capacity, and how the Hosting capacity can be calculated.

In order to quantify a Hosting capacity evaluated the effect on the grid of different power system phenomena, i.e. different performance indices. The following procedure is used to derive the Hosting capacity limit [1]:

1. Select the power system phenomena to be studied and one or more performance indices
2. Defining what is acceptable limit for the performance index
3. Calculate the performance index as a function of the amount of generation
4. Compare the limits for the various phenomena and determine the overall Hosting capacity limit

It is the performance index that allows the least amount of distributed generation that determines the Hosting capacity.

The project studied a real regional distribution networks in Falbygden Energi AB grid through measurements and simulations. A quantification of the Hosting capacity was done for three different locations in the grid. Examples and guidelines to determine the Hosting capacity with inclusion of an energy storage are presented for varying amount of wind power in *Technical dimensioning - example*, [15]. In the work it was assumed that the limitations to wind power were solely in the distribution grid, not overlying grid.

Below is a brief summary of the various performance indices, which are discussed in this interim report. For completeness some notes on what was further studied in the interim report *Technical dimensioning - example*, [15]. are also included in the summary:

- Voltage variations
Problems with overvoltage can be expected when connecting large amounts of distributed generation, far out along a distribution feeder. The risk is highest when connecting wind power to a rural grid. Slow voltage variations were examined for the connection point 3 of the studied grid, see also *Technical dimensioning - example* [15].
- Overloading
When installing distributed generation to relatively strong points in the grid, as was the case in the example grid, overloading tends to be the limiting factor- Therefore overloading is selected for further study in *Technical dimensioning - example* [15].
- Harmonics

For harmonics with a frequency below 2 kHz studies have shown relatively low emission from wind turbines in comparison to other loads [10]. Therefore it is not expected that wind generation will exceed the permitted limits.

For harmonics with a frequency of 2 kHz there is currently no directly applicable limits set in standards. There is uncertainty regarding the impact of these high frequency oscillations on the grid, but there are no documented cases where the presences of low levels of high frequency harmonics have caused problems [2]. Studies are underway in this area [11][12].

Harmonics have therefore not been further investigated in this project.

Connecting distributed generation could change the resonance frequency, which in turn could cause higher voltage amplitudes for some harmonics.

A theoretical investigation of the resonance frequency in connection point 2 was done in *Technical dimensioning – example* [15].

- Flicker/Inter-area oscillations

Studies have shown that the flicker is not a major problem in the installation of distributed generation, and therefore this phenomenon has not been studied in this project.

- Losses

With an energy storage it is the series losses that can be influenced.

There are three main factors contributing to the losses in a grid, the losses caused by the energy transmission, losses due to variations in the transfer of power and losses due to the reactive power. In this project, the latter two were examined, see *Technical dimensioning – example* [15].

- Number of events in the network

The number of events in the network, voltage dips or interruptions, could be impacted during installation of distributed generation. This is a performance index that is difficult to evaluate and has not been further investigated in this project.

It is possible to increase the Hosting capacity by strengthening the grid. Examples of such actions can be construction of a new / replacement of existing power lines or transformers, improved voltage control, additions of filters or connection of energy storage. The method to be used depends on the limiting power system phenomena and the structure of the grid.

Innehåll

Inledning	1
1 Acceptansgräns	2
1.1 Beräkning av acceptansgränsen	4
2 Prestandaindex	5
2.1 Långsamma spänningsändringar	5
2.2 Överbelastning	7
2.3 Övertoner	8
2.3.1 Lågfrekventa övertoner	8
2.3.2 Högfrekventa övertoner.....	9
2.3.3 Övertonsresonanser	9
2.4 Flimmer och snabba spänningsändringar.....	10
2.5 Förluster	12
2.6 Antalet händelser i nätet.....	14
2.6.1 Närområdets skyddsfunktionalitet.....	14
3 Ökning av acceptansgränsen	15
Referenser	16

Inledning

Införande av distribuerad generering i ett distributionsnät kan ha både negativa och positiva effekter på driften. För att kvantifiera inverkan av ökad mängd av distribuerad generering har systemets "acceptansgräns" (eng. Hosting capacity) introducerats. Den distribuerade generering som studerats i detta projekt är vindkraft.

Följande rapport avser att ge en enklare beskrivning av begreppet acceptansgräns, vad som samt hur den kan beräknas.

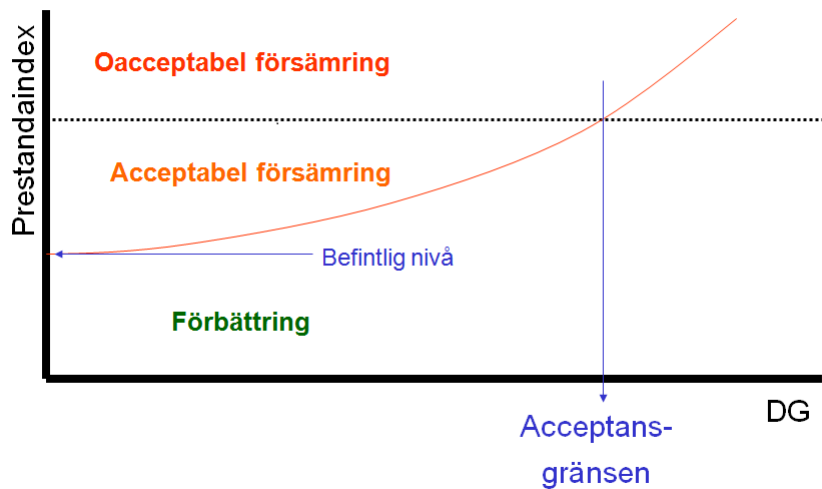
1 Acceptansgräns

För att kunna bedöma vilken påverkan installation av distribuerad generering får på ett elkraftssystem har begreppet "acceptansgräns" introducerats. Acceptansgränsen definieras som mängden generering eller konsumtion som kan installeras med bibehållen accepterbar leveranssäkerhet och spänningskvalitet. Då denna gräns överskrids kommer det att behövas nya investeringar i kraftsystemet. I detta projekt studeras gränsen utefter installerad generering.

Kvaliteten och pålitligheten i nätet kan bedömas efter olika fenomen, t.ex. spänningskvalitet eller leveranssäkerhet. Det finns sedan olika saker som påverkar dessa fenomen, exempelvis påverkar både långsamma spänningsvariationer, övertoner och flimmer nätets spänningskvalitet.

För att kvantifiera hur mycket den distribuerade genereringen påverkar definieras ett eller flera utvärderingskriterier, vilka vi har valt att kalla prestandaindex. För varje prestandaindex skall det gå att beräkna ett värde som funktion av mängden distribuerad generering och det skall även gå att bestämma en gräns för accepterbar prestanda, antingen definierad av en standard, t.ex. SS-EN 50160, eller en gräns satt av nätbolaget självt. Ett exempel på ett prestandaindex är övertoner.

Ett värde på maximalt möjlig mängd distribuering generering med bibehållen kvalitet för undersökt prestandaindex beräknas sedan som den punkt där kurvan för prestandaindex och gränsen för accepterbar prestanda möts, se Figur 1.



Figur 1 Bedömningen av gränsen för ett valt prestandaindex i en vald punkt av nätet. Acceptansgränsen är mängden distribuerad generering i den punkt där kurvan för prestandaindex och gränsen för accepterbar prestanda möts.

Ett värde beräknas för varje relevant prestandaindex det prestanda index som tillåter minsta mängd distribuerad generering som är möjlig att ansluta är det som bestämmer acceptansgränsen.

Det är viktigt att notera att acceptansgränsen är olika för olika typer av distribuerad generering, olika typ av nät drift och varierar under dagen och året.

Acceptansgränsen kan variera från några procent av förbrukningen upp till mer än 50 procent av förbrukningen beroende på var i nätet man vill ansluta och på vilket fenomen och prestandaindex som ställer gränsen [7].

Ett prestandaindex för acceptansgränsen kan vara absolut som en högsta tillåten ledningsström för att inte riskera att faslinorna hänger ner mer än tillåtet. Det kan också vara riskbedömning baserat på sannolikheten för apparatfel förknippad med antalet gånger en spänning överstiger ett visst gränsvärde.

En ökad anslutning av förnyelsebara källor som solkraft och vindkraft ger större variationer i nätet, vilket kan ha som följd att acceptansgränsen överskrids. För att kontrollera att acceptansgränsen inte överskrids kan de intermittenta energikällornas stokastiska natur utjämnas och kontrolleras med hjälp av ett energilager.

1.1 Beräkning av acceptansgränsen

Följande tillvägagångssätt används för att beräkna acceptansgränsen [1]:

1. Välj vilka fenomen som skall studeras och ett eller flera prestandaindex, utvärderingskriterier
2. Definiera gränser för vad som är accepterbart för de prestandaindex som skall analyseras
3. Räkna ut prestandaindex som en funktion av mängden generering
4. Jämför och bestäm acceptansgränsen

Det prestanda index som tillåter minsta mängd distribuerad generering som är möjlig att ansluta är det som bestämmer acceptansgränsen.

2 Prestandaindex

I följande kapitel beskrivs de prestandaindex, utvärderingskriterier, som vi anser är av intresse att undersöka för ett distributionsnät:

- Långsamma spänningsförändringar (över-/under-spänningar)
- Överbelastning
- Övertoner, högfrekventa övertoner
- Flimmer (snabba spänningsförändringar)
- Ökade förluster
- Antalet händelser i nätet – spänningsdippar/avbrott

Vilket eller vilka prestandaindex som analyseras beror till exempel på nätets utseende och typ av installerad generering.

Genom att analysera uppmätt ström och spänningsprofil är det möjligt att utvärdera om vissa prestandaindex kan bli begränsande. För andra prestandaindex kan det krävas lastflödesberäkningar och/eller dynamiska simuleringar för att utröna om de kommer vara begränsande för nätet som helhet.

De antaganden som gjorts bygger på att det inte finns några begränsningar i det överliggande nätet. Begränsningar i det överliggande nätet kan bedömas på liknande sätt.

2.1 Långsamma spänningsändringar

Långsamma spänningsändringar uppstår bland annat på grund av variationer i förbrukning och produktion i distributionsnät på tidskalor av minuter eller längre. I Sverige ställs det krav på långsamma spänningsvariationer vid anslutningspunkter av kunder genom spänningskvalitetsföreskriften EIFS2011:2. Enligt denna ska långsamma spänningsvariationer mätas genom att ta ett 10-minuters värde av rms spänningen. Genom att ta ett 10-minuters medelvärde kommer lindningskopplaren på HS/MS-transformatorn att hålla spänningen ganska konstant på MS sidan av denna transformator. Att det används ett 10-minutersvärde betyder också att man, för att klara föreskrifterna, bara behöver ta hänsyn till variationer i effektproduktionen på tidskalor av 10 minuter eller längre.

Enligt [1] kan den relativa spänningsökningen i inkopplingspunkten av en generator i ett distributionsnät approximeras enligt:

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{R \times P_{gen}}{U^2} = \frac{\rho \times l \times P_{gen}}{A \times U^2}$$

Där

R	= källimpedansens resistiva del vid generatorns inkopplingspunkt
P_{gen}	= aktiv injicerad effekt
ΔU	= spänningsförändring
U	= nominell spänning
A	= ledningens area i genomskärning
ρ	= resistanskonstant
l	= distansen från transformatorn

Här antas det att spänningen på sekundärsidan av transformatorn inte påverkas av produktionen. Vid en anslutning i mellanspänningsnätet är det lindningskopplaren på transformatorn mellan högspännings- och mellanspänningsnätet som håller spänningen inom en liten band. Vid en anslutning i lågspänningsnätet brukar spänningsfallet över ledningen eller kabel dominera.

Spänningsförändringen i nätet är alltså proportionell mot distansen till produktionen och mot injicerad effekt, samt omvänt proportionell mot ledningens area. I approximationen har antagits att det inte finns någon transformator mellan anslutningspunkten för produktionen och närmaste punkt med ungefärlig konstant spänning.

Om den maximalt tillåtna spänningsändringen är känd kan acceptansgränsen (med avseende på spänningsändringar) approximeras enligt:

$$P_{max} \approx \frac{U^2}{R} \times \frac{\Delta U_{max}}{U} = \frac{U^2 \times A}{\rho \times l} \times \frac{\Delta U}{U}$$

där ΔU_{max} är den maximalt tillåtna spänningsändringen. Tabell 1 och Tabell 2 ger acceptansgränsen för olika låg- och mellanspänningsnät när den maximalt tillåtna spänningshöjningen är lika med 1 % och en resistanskonstant på $1,68 \times 10^{-8}$ har använts. På samma sätt blir acceptansgränsen för ny förbrukning när den tillåtna spänningssänkningen är 1 %. Den verkliga acceptansgränsen är lika med värdet i tabellen gånger den maximalt tillåtna spänningsökningen i procent.

Exempelvis blir acceptansgränsen för en 10kV-ledning med en snittarea på 25 mm² ca 1 km från närmaste punkt med ungefärlig konstant spänning och en tillåten spänningssänkningen på 1 % ca 1,5 MW:

$$\frac{(10 \times 10^3)^2 \times 25 \times 10^{-6}}{1,68 \times 10^{-8} \times 1 \times 10^3} \times 0,01 \approx 1,5 \times 10^3 W$$

Med en tillåten spänningssänkning på 3 % skulle acceptansgränsen för ledningen i exemplet ovan bli ca 4,5 MW:

$$\frac{(10 \times 10^3)^2 \times 25 \times 10^{-6}}{1,68 \times 10^{-8} \times 1 \times 10^3} \times 0,03 \approx 4,5 \times 10^3 W$$

Tabell 1 Acceptansgränsen för 10-kV ledningar eller kablar när den maximalt tillåtna spänningsändringen, $\Delta U_{max}/U$, är 1 % [1].

Cross-section	Hosting capacity for feeder length				loadability
	200 m	1 km	5 km	20 km	
25 mm ²	7.4 MW	1.5 MW	300 kW	75 kW	2.5 MW
50 mm ²	15 MW	3.0 MW	600 kW	150 kW	3.6 MW
120 mm ²	36 MW	7.1 MW	1.4 MW	360 kW	6.0 MW
240 mm ²	71 MW	14 MW	2.9 MW	710 kW	8.9 MW

Tabell 2 Acceptansgränsen per fas för 400-V ledningar eller kablar när den maximalt tillåtna spänningsändringen, $\Delta U_{max}/U$, är 1 % [1].

	50 m	200 m	500 m	2 km	loadability
25 mm ²	16 kW	3.9 kW	1.6 kW	390 W	33 kW
50 mm ²	32 kW	7.9 kW	3.2 kW	790 W	47 kW
120 mm ²	76 kW	19 kW	7.6 kW	1.9 kW	80 kW
240 mm ²	150 kW	38 kW	15 kW	3.8 kW	120 kW

För ett 20-kV nät är acceptansgränsen fyra gånger så stor som i ett 10-kV nät, så att det kan tillåtas flera MW innan det ger en märkbar spänningshöjning.

Exempelvis blir acceptansgränsen för en 20kV-ledning med samma snittarea, 25 mm², och avstånd till närmaste punkt med ungefärlig konstant spänning, 1 km, och en tillåten spänningssänkningen på 1 % ca 6 MW:

$$\frac{(20 \times 10^3)^2 \times 25 \times 10^{-6}}{1,68 \times 10^{-8} \times 1 \times 10^3} \times 0,01 \approx 6 \times 10^3 \text{ W}$$

Problem med oacceptabelt ökad spänning förväntas endast vid anslutning av stor mängd distribuerad generering långt ut på distributionsmatningsledningar, d.v.s. då distansen till närmaste punkt med ungefärlig konstant spänning, l , börjar ge utslag. Risker är högst vid anslutning till ett landsbygdsnät [3].

Enligt Svenska Kraftnäts föreskrift SvKFS2005:2¹ skall "vindkraftgrupper utformas så att det reaktiva utbytet kan regleras till noll." Det innebär att en ökad mängd vindproduktion inte bidrar till att nämnvärt öka den reaktiva effekten i nätet. Detta leder till att det som bidrar till nätets långsamma spänningsförändringar är den aktivt injicerade effekten, vilket beskrivs ovan.

2.2 Överbelastning

Då distribuerad generering ofta ansluts nära lasterna, kan inkopplingen leda till en minskad belastning på överliggande transformatorer och matande ledningar. Detta inträffar då produktionen är mindre än konsumtionen. Vid större mängd generering kan risken för överbelastning öka. För att överbelastningsrisken skall bli större än utgångsläget krävs att den generering som installeras är större än summan av max och min last nedströms från anslutningspunkten [3].

¹ Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar; 9 december 2005.

Vid inkoppling av distribuerad generering i relativt starka punkter i nätet som är fallet i exempel nätet tenderar överbelastning vara det begränsande för mängden generering som kan installeras med bibehållen accepterbar leveranssäkerhet och spänningskvalitet.

Kablar och luftledningar är ofta överdimensionerade eftersom schaktningen brukar vara det kostnadsdrivande och inte storleken på kabeln eller luftledningen. Därför blir det ofta märkeffekten på transformatorerna som sätter gränsen vid normaldrift. [4][5][6]

Vid reservdrift kan situationen bli annorlunda; t.ex. otillgänglighet av en transformator kan leda till stora strömmar genom kablar eller ledningar, framförallt när vindkraft är ansluten nära den otillgängliga transformatorn. Om det inte finns någon möjlighet att beskära produktionen i sådana fall, kan det ge en mycket lägre acceptansgräns än om bara normalt driftläge tas med i bedömningen.

2.3 Övertoner

Vid diskussioner om övertoner skiljer man ofta mellan de övertoner som har en frekvens under 2 kHz, lågfrekventa, och de som har en frekvens över 2 kHz.

2.3.1 Lågfrekventa övertoner

Vindkraftanläggningar producerar övertoner som nästan alla andra apparater och anläggningar anslutna till nätet. Skillnaden finns i spektrumet, dvs. vilka frekvenskomponenter som dominerar. Emission av de så kallade karakteristiska tonerna (ton 5, 7, 11, 13 osv.) är låga [8][9]. Det är dessa frekvenser som genereras av de flesta störande laster och där nuvarande nivåer på spänningsövertoner är högst och där det finns störst bekymmer från nätföretagets sida. Metoder för att bestämma tillåtna emissionsnivåer för t.ex. vindkraftparker behandlas i en studie som gjordes av STRI på uppdrag av Elforsk [10]. Eftersom emissionen är låg på frekvenserna där andra laster emitterar förväntas det inte någon risk att de tillåtna nivåerna av spänningsdistorsion (planeringsnivåerna och/eller krav som ställs i standarder och regelverk) kommer att överskridas vid anslutning av vindkraftanläggningar. Om de befintliga nivåerna ligger mycket nära gränserna är dock situationen en annan.

Mätningar på vindkraftverk visar på att de ger emission på andra frekvenser som jämna toner och mellantoner [8][9]. Här finns det inte mycket annan emission och de befintliga nivåerna är låga. Men eftersom även de tillåtna nivåerna är låga kan det uppstå situationer där de tillåtna nivåerna av spänningsdistorsion kommer att överskridas.

Den uppskattade emissionen (i Ampere) från en vindkraftanläggning multiplicerat med källimpedansen vid frekvensen av tonen ger övertonsspänningen². Denna spänning, som funktion av mängden vindkraft,

² Vid flera övertonskällor och maskade nät bli beräkningarna mer komplicerade och det behövs bland annat tas hänsyn till sammanlagringseffekter mellan källorna. Detaljerna av detta ligger utanför denna rapport.

jämförs med den tillåtna spänningsdistorsionen för att nå acceptansgränsen. Här bör det tas hänsyn till sammanlagringseffekterna mellan de individuella turbinerna. På grund av detta är den totala emissionen från t.ex. 10 turbiner mindre än 10 gånger emissionen från en turbin. Det finns ingen erfarenhet av hur stor sammanlagringseffekterna är mellan vindturbinerna, men det finns teoretiska anledningar att anta att fasvinklarna är slumpmässiga mellan turbinerna. Det leder till en kvadratisk sammanlagring, dvs. att emissionen från 10 turbiner är roten av 10 gånger emissionen från en turbin. En sådan modell används bland annat i [13][10]. Sammanlagringseffekter behandlas även i [10].

Övertonsspänning kan även generera vagabonderande strömmar, vilka skulle kunna leda till interferens med mätvärdesinsamling och felutlösning av jordfelsbrytare [2]. Interferens mellan övertonen, kommunikation, reläskydd, mm är komplex, det finns inte många väldokumenterade fall, och det finns inget sätt att uppskatta risken på interferens i förväg.

I det exempel nätet gjordes en spänningskvalitetsmätning, där spänningens vågform samplades med en frekvens på omkring 10 kHz och övertonerna registrerades över varje 10-minuters period. Analys av mätningarna visade att nivåerna var långt under de tillåtna nivåerna. Det förväntas därför inte några problem med de karakteristiska övertonerna.

2.3.2 Högfrekventa övertoner

Moderna vindkraftverk för låg- och mellanspänning konstrueras ofta med varierbart varvtal. Varvtalet styrs av kraftelektronik, vilket är en känd källa till högfrekventa övertoner. Tekniken blir dock bättre och bättre med tiden, vilket leder till minskade emissioner av dessa högfrekventa övertoner.

Eftersom emissionen av högfrekventa (> 2 kHz) övertoner tidigare varit väldigt låg finns det i dagsläget inga direkta standarder som anger gränser för dessa. Studier pågår inom området. [11][12]

Det finns således en osäkerhet angående inverkan, men det finns inga dokumenterade fall då förekomsten av låga nivåer av högfrekventa övertoner orsakat problem [2]. Därför undersöktes inte detta fenomen vidare i exemplen nätet.

Beräkningar som publicerades nyligen visar att emissionen på frekvenser över några kHz filtreras bort av kablar i uppsamlingsnätet [13]. Samma filtreringsfenomen förväntas av kablar och, i mindre grad, ledningar i det offentliga nätet, men det saknas studier för att kunna göra en allmän bedömning.

2.3.3 Övertonsresonanser

Anslutning av distribuerad generering kan förändra nätets befintliga resonansfrekvens. Resonansfrekvensen kan orsaka högre spänningsamplituder för vissa övertoner. Ett problem kan uppstå om denna resonansfrekvens sammanfaller med någon frekvens där det finns mycket emission från vindturbinerna, t.ex. switchfrekvensen för kraftelektroniken i

turbinen. Skulle detta vara fallet så behövs det en detaljerad studie av spridning av övertoner samt åtgärder vid turbiner, i vindparken eller i nätet.

Ett stort bidrag till nätets kapacitans utgörs av kablar vid anslutningar på högre spänningsnivåer. En uppskattning av resonansfrekvenser vid olika mängd kabel ansluten till olika spänningsnivåer vid olika kortslutningseffekter presenteras i Tabell 3 nedan.

Tabell 3 Resonansfrekvenser för kablar ansluten till olika transmissionsspänningar vid olika kortslutningseffekter [1].

	66 kV		132 kV		275 kV		400 kV	
	0.75 GVA	2.6 GVA	1 GVA	4.1 GVA	6 GVA	15 GVA	9 GVA	32 GVA
5 km	1350 Hz	2520 Hz	780 Hz	1580 Hz	917 Hz	1450 Hz	772 Hz	1460 Hz
15 km	780 Hz	1450 Hz	450 Hz	912 Hz	529 Hz	837 Hz	446 Hz	840 Hz
50 km	-	-	247 Hz	500 Hz	290 Hz	459 Hz	244 Hz	461 Hz
100 km	-	-	-	-	205 Hz	324 Hz	173 Hz	326 Hz

I tabellen antas det ett förenklat samband mellan kabelns kapacitans och resonansfrekvensen. Det antas även att det inte finns några kondensatorbatterier i närheten.

Ju lägre resonansfrekvens, ju större förväntad förstärkning av emissionen, eftersom dämpningen ökar med frekvensen. Resonansen kan även förstärka emissionen från andra källor och där är det framförallt resonanser vid de låga udda tonerna (3, 5, 7, 11 och 13) som kan ge höga övertonsspänningar och strömmar.

Sådana låga resonansfrekvenser uppstår framförallt vid längre kablar ansluten till högre spänningsnivåer.

Resonanser kan också uppstå på grund av kondensatorbatterier i vindparker [13][14]. Vid dessa fall kan det finnas resonansfrekvenser vid 5e eller 7e ton även vid parker ansluten till lägre spänningsnivåer.

Ett problem med övertonsresonanser är att resonansfrekvensen kan ändras mycket när driftläget i nätet ändras [14], övertonsstudier behöver därför upprepas för olika driftlägen.

2.4 Flimmer och snabba spänningsändringar

Flimmer är snabba variationer i spänningens amplitud, vilket ger upphov till förändringar i ljusintensiteten. Gränserna för flimmer är satta efter hur störande dessa ljusintensitetsförändringar från en glödlampa upplevts av ett stort antal personer.

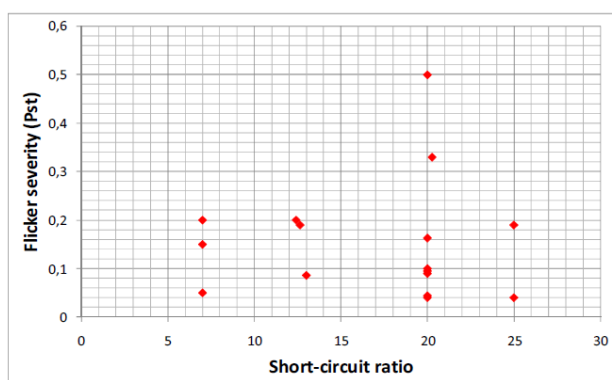
Förenklat kan man säga att det är förhållandet mellan variationerna i belastningen och kortslutningseffekten som är avgörande för flimmernivån i punkten.

Vindturbiner kan generera flimmer, främst vid inkoppling och bortkoppling vid hög produktion. Bortkoppling av ett vindkraftverk vid hög produktion inträffar dock sällan (vindhastighet över 20 – 25 m/s eller vid fel i anläggningen). [2].

Studier har visat att flimmer inte är ett stort problem vid installation av distribuerad generering. En liten höjning av flimmer nivån är dock att förvänta, så för platser där flimmernivån redan i utgångsläget ligger nära gränsen kan detta vara ett prestandaindex att beakta. [3] För studerat nät

visade mätningar inte att flimmernivån i utgångsläget ligger nära acceptansgränsen, varför vidare studier inte gjordes för exemplarnätet.

Figur 2 nedan ger en översikt av studier om flimmernivån efter anslutning av vindturbiner. Det visas att förhållandet mellan nätets kortslutningseffekt och turbinens märkeffekt (SCR i figuren) inte har stor påverkan på flimmernivån. Det visas även att flimmernivån ligger (förutom vid två undantag) under 0,25, vilket är gränsen för flickeremissionen från en enskild källa i anslutningspunkten.



Figur 2 Flimmernivån (Pst) orsakat av vindturbiner, som funktion av nätstyrkan. En sammanfattning av resultat från olika studier [1].

En översikt av snabba spänningsändringar ("spänningssteg") vid koppling av mikroproduktion visas i Tabell 4 nedan.

Tabell 4 Storleken av en enfasig produktionsenhet, ansluten till lågspänningsnätet, som ger upphov till en snabb spänningsändring på 3 % vid inkopplingen. I tabellen presenteras storleken som en funktion av avståndet till distributionstransformatorn och arean av kabeln eller ledningen [1]

	50 m	200 m	500 m	2000 m
25 mm ²	45 kW	11.4 kW	4.5 kW	1.1 kW
50 mm ²	90 kW	23 kW	9.0 kW	2.3 kW
120 mm ²	210 kW	54 kW	22 kW	5.4 kW
240 mm ²	420 kW	110 kW	44 kW	10.8 kW

2.5 Förluster

Förlusterna i ett nät kan, på samma sätt som för överbelastning, minskas vid installation av en mindre mängd distribuerad generering.

Enligt [3] förväntas ingen ökning av förluster så länge medelvärdet av den installerade distribuerade genereringen är mindre än två gånger medelvärdet på den installerade lasten. Detta påstående bygger på flera antaganden och förenklingar, men eftersom påverkan av en liten ökning av nätets förluster varken har stor betydelse för den totala kostnaden eller miljöinverkan, så krävs inga exakta beräkningar av acceptansgränsen med avseende på förluster.

Förluster i nätet består av serieförluster, I^2R där R är serieresistans, och shuntförluster, U^2G , där G är shuntkonduktans. Shuntförluster finns bland annat i transformatorer. Vid ett energilager är det serieförlusterna som kan påverkas. De genomsnittliga serieförlusterna kan skrivas på följande sätt:

$$\overline{I^2R} = \frac{\overline{(P^2 + Q^2)}}{U^2} R = \frac{R}{U^2} \{(\bar{P})^2 + \sigma_P^2 + \overline{Q^2}\}$$

där det antas att serieresistansen R och spänningen U är konstanta. Ekvationen använder sig även av standardavvikelsen för en mätserie:

$$\sigma_P^2 = \overline{(P - \bar{P})^2}$$

Ekvationen visar att det finns tre bidrag till serieförlusterna:

- i. Förluster på grund av själva energiöverföringen; proportionella med kvadraten av överförd energi.
- ii. Förluster på grund av ojämnheter i energiöverföringen, proportionella med kvadraten av standardavvikelsen för aktiv effekt.
- iii. Förluster på grund av reaktiv effekt.

Omriktaren till ett energilager kan styra reaktiv effekt och därmed minska den tredje förlusttermen. Genom att jämna ut överföringen kan andra förlusttermen också minskas. Första termen kan bara minskas genom att minska den totala energiöverföringen, vilket ligger utanför den här studien.

Det är viktigt att inse att förlusterna i ett energilager med kringutrustning kan komma att bli av betydande storlek och därför bör beaktas. Att använda ett energilager för att endast minska nätets förluster är därför inte ett troligt användningsområde utan snarare att nätets förluster kan komma att minskas i samband med att lagret primärt utnyttjas för någon annan tillämpning.

För att bedöma möjligheterna att minska serieförlusterna användes några fältmätningar som gjordes på olika ställen i Europa. Vid all dessa mätningar mättes 1-minuts medeleffekter över en period mellan några dagar och några veckor. Resultatet visas i Tabell 5, där kolumnerna 2 tom 4 representerar bidrag 1 tom 3 i ekvationen för serieförlusterna.

Tabell 5 Bidragen till serieförluster, beräknad från uppmätta effektvariationer.

Lasten	andel P	andel std(P)	andel Q
Villa	60%	39%	2%
villa	60%	34%	5%
villa	86%	14%	1%
vindpark	46%	54%	1%
hotell	86%	3%	11%
lägenhet	33%	33%	34%
hotell	76%	2%	23%
110/10-kV transformator, bostadsområde	89%	4%	8%
bågugn, 110 kV	63%	36%	1%
110 kV ledning till landbygdsområde	90%	4%	6%
110/10-kV transformator, bostadsområde	90%	5%	6%
35 kV industrianläggning	89%	0%	11%
villa (elvärme)	90%	9%	0%

Tredje kolumnen anger hur mycket förlusterna maximal kan minskas genom att jämna ut överföringen. Vid en vindpark kan förlusterna halveras, men för t.ex. ett hotell finns det nästan ingenting att vinna med detta.

Fjärde kolumnen anger hur mycket förlusterna maximalt kan minskas genom att hålla den reaktiva effekten till noll. Största vinsten finns här att nå vid lägenheter.

2.6 Antalet händelser i nätet

Antalet händelser i nätet, spänningsdippar eller avbrott, kan komma att påverkas vid installation av distribuerad generering. Till exempel genom en utlösning av reläskydd för överspänning eller ökad risk av felaktiga skyddsoperationer. Påverkan kan även vara positiv exempelvis genom att belastningen, vilket nämnts tidigare, kan bli mindre eller genom spänningshöjningar vilka motverkar underspänningar hos avlägsna kunder.

Detta är ett prestandaindex som är svårt att utvärdera, bl.a. eftersom att det är svårt att sätta gränser för vad som är accepterbart och uppskatta hur stor ökning/minskning eventuell installation skulle innebära.

Oftast antas att ny generering inte får leda till en påtaglig ökning av antalet händelser i nätet.

2.6.1 Närområdets skyddsfunktionalitet

Då mängden distribuerad energi ökar i ett nät ökar också risken för felaktiga skyddsoperationer. Exempelvis på grund av att felströmmar kan matas från nya källor eller skillnaden mellan högsta lastströmmen och lägsta felströmmen kan bli för liten.

Hur stor påverkan blir beror till exempel på typen, mängden och placeringen av genereringen, nätets utseende och av vilka befintliga skydd som finns och hur de är inställda.

3 Ökning av acceptansgränsen

Det är möjligt att höja acceptansgränsen genom förändringar i nätet. Exempel på åtgärder kan vara att bygga nya/byta ut existerande ledningar eller transformatorer, förbättra spänningskontrollen, koppla in filter eller ansluta energilager.

Andra metoder kan vara alternativ till nätinvesteringar och utgörs av att man accepterar visst produktionsbortfall (engelska: curtailment) vid extrem överbelastning av nätet eller en ökad risk för apparatfel pga. av överspänningar.

Vilken metod som kan användas beror på vilken begränsning man vill förstärka och vad som är lämpligt beroende på nätets utseende.

Syftet med Elforsk projekt "Energilager anslutet till vindkraft" är att utvärdera hur acceptansgränsen kan ökas med energilager. För detta studerades ett verkligt nät inom Falköping Energi AB område med mätningar och simuleringar. Olika tillämpningar för ett energilager för olika punkter i nätet kommer att beskrivas senare under projektet. En genomgång av tänkbara alternativ till energilager kommer även att presenteras, tillsammans med kvantifiering av acceptansgränser med olika storlekar på energilager.

Referenser

- [1] Math Bollen and Fainan Hassan, Integration of Distributed Generation, May 22, 2010
- [2] Mikrogenerering och Elnätet, ELFORSK, Math Bollen, april 2009
- [3] Yongtao Yang and Math Bollen, Power quality and reliability in distribution networks with increased levels of distributed generation, ELFORSK, March 2008
- [4] M Bollen, N Etherden, "Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy – some illustrative case studies". IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, 2011, United Kingdom
- [5] N Etherden, M Bollen, "Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks by Curtailment of the Production from Renewable Production". IEEE PowerTech 2011, Norway
- [6] Lundquist, J. & Stomberg, H. (2008). Sammanställning av kostnader för luftledningar och kablar i regionnät 40-130 kV. Ludvika: STRI AB
- [7] Integrating distributed energy resources into today's electrical system, EU-DEEP Results, 2009. www.eudeep.com
- [8] K. Yang, M. Bollen, M. Wahlberg, Characteristic and non-characteristic harmonics from windparks, Int. Conf. Electricity Distribution (CIRED), Frankfurt, June 2011.
- [9] K. Yang, M.H.J. Bollen, M. Wahlberg, A comparison study of harmonic emission measurements in four windparks, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Detroit, July 2011.
- [10] M. Bollen, M. Häger, M. Olofsson, Allocation of emission limits for individual emitters at different voltage levels: flicker and harmonics, CIGRE Sessions, Paris, France, August 2010, paper C4-106.
- [11] E.O.A. Larsson, M.H.J. Bollen, M.G. Wahlberg, C.M. Lundmark, and S.K. Rönnberg, Measurements of high-frequency (2–150 kHz) distortion in low-voltage networks, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.25, No.3 (July 2010), pp.1749-1757.
- [12] M.H.J. Bollen, E.O.A. Larsson, Emission and Immunity of Equipment in the Frequency Range 2 to 150 kHz, Bucharest Power Tech, July 2009.
- [13] K. Yang, M. Bollen L.Z. Yao, theoretical emission study of windpark grids, Electric Power Quality, Utilization, Lisbon, October 2011.
- [14] R. Zheng, M.H.J. Bollen, J. Zhong, Harmonic resonances due to a grid-connected wind farm, Int Conf on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Bergamo, Italy, September 2010.
- [15] L. Wiengarten, S. Ackeby, N. Etherden STRI AB, "Teknisk dimensionering – exempel, 12:44-bilaga 3, ELFORSK, Stockholm 2012.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se



Förutsättningar för Energilager i lokalnät

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 2"



N. Etherden, S. Ackeby och L. Weingarten

September 2012

ELFORSK

Förutsättningar för Energilager i lokalnät

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 2"

Förord

Denna bilaga är en delrapport i förstudien kring det energilager Falbygdens Energi studerat i projektet – Energilager anslutet till vindkraft. Den övergripande rapporten sammanfattar och knyter samman de olika delrapporterna.

Bilagan är framtagen av STRI AB, Nicholas Etherden,
nicholas.etherden@stri.se

Det finns olika begränsningar i ett elnät, tekniska och övriga, som påverkar hur mycket förnyelsebar energi som är möjligt att ansluta. Beroende på vad som är begränsande kan ett energilager användas för att motverka dessa begränsningar och därmed möjliggöra anslutning av mer förnyelsebar energi. Denna delrapport till Elforsk projekt *Energilager kopplat till vindkraft* beskriver fem olika tillämpningar för ett energilager, bland annat att öka nätets acceptansgräns för mängd integrerad vindkraft, att minska avgifter mot överliggande nät eller att minska förluster.

The diagram shows a horizontal blue arrow representing a logarithmic time scale, labeled 'Tidskala [logaritmisk]' at the right end. The scale is marked with time units: msec, sekund, minut, timme, dag, and vecka. Various energy storage technologies are positioned along this scale, with their names written diagonally. Technologies on the left (shorter durations) include Övertoner, Spänningsdippar, Flimmer/Inter-area oscillations, Kondensatorer, Supraledande elektromagneter, and Svänghjul. Technologies in the middle include Spänningsvariationer, Reglerkraft, Överbelastning, Spotmarknad/effektariff, Vindkraft utjämning, Lastutjämning, Li-Ion batterier, Ni-Cd batterier, and Flödesbatterier. Technologies on the right (longer durations) include Vattenkraftlagring and Pumpkraftverk (CAES).

Teknik	Tidskala (approx.)
Övertoner	msec
Spänningsdippar	msec - sekund
Flimmer/Inter-area oscillations	sekund
Kondensatorer	sekund
Supraledande elektromagneter	sekund
Svänghjul	sekund - minut
Spänningsvariationer	minut
Reglerkraft	minut - timme
Överbelastning	timme
Spotmarknad/effektariff	timme
Vindkraft utjämning	timme - dag
Lastutjämning	dag
Li-Ion batterier	dag
Ni-Cd batterier	dag
Flödesbatterier	dag
Pumpkraftverk (CAES)	dag - vecka
Vattenkraftlagring	vecka - månader

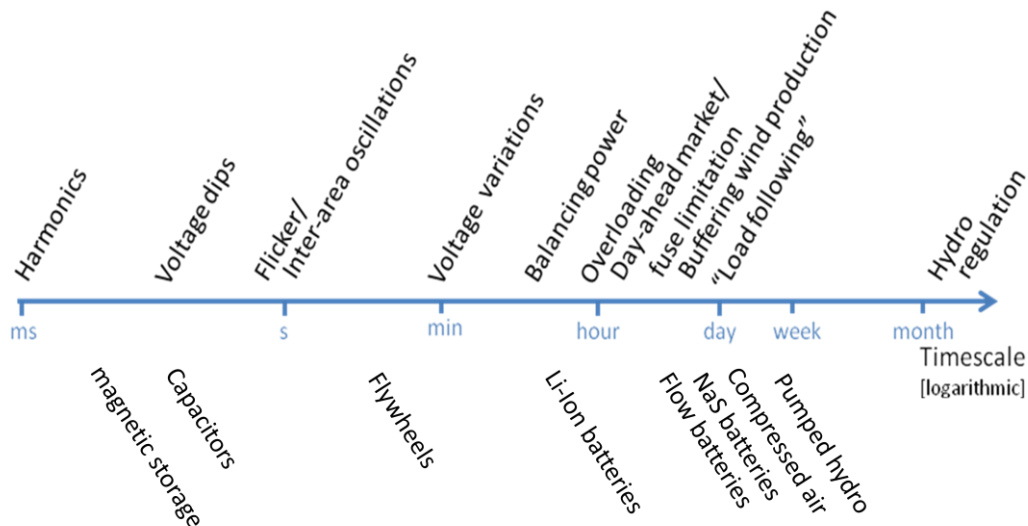
I projektet studerades främst litium-jon batterilager eftersom en mindre sådan installation fanns under utvärdering inom det studerade exempel nätet. Sådana lager kännetecknas av hög verkningsgrad och energitäthet samt relativt snabb i och urladdning. De dras dock idag med förhållandevis kort livslängd, mätt i antal cykler med nominell lagringskapacitet.

Rapporten avslutas med ett jämförande avsnitt om alternativen till energilager. Syftet är att ge perspektiv på vilka andra alternativ som står till buds för ett nätbolag som överväger en idag alltjämnt mycket dyr investering i form av ett energilager. Sex olika alternativ för att kunna utöka mängden förnyelsebar energi i ett nät diskuteras, bland annat traditionell nätplanering och nedstyrning av vindproduktionen.

Summary

There are several limitations to an electrical grid, both technical and others, that limit the amount of renewable energy resources that can be connected. Depending on the limiting factor, an energy storage system can be used to relax the limitation and enable connection of more renewables. This subreport to Elforsk project Energy Storing Connected to Wind Power describes five different applications for energy storage, including increasing the network's Hosting capacity for installed capacity of wind power and, to reduce the tariffs to overlying grid.

Different applications have different requirements on the energy storage technology. Storage of energy will take place on different time scales. The amount of energy to be stored as well as the required power ratings will vary. According to application different storage technologies are most appropriate. The report gives an overview of a number of technologies for energy storage, including hydrogen storage, pumped hydro and fly wheels.



Within the project the special attention was towards lithium-ion battery storage as such an installation was under trail within the studied example grid. Such storage's are characterized by high efficiency, energy density and (relatively high) power ratings but a rather short life expectancy measured in number of cycles with rated storage capacity.

Grid connection and components of a battery storage are described from the view of the grid connection, i.e. focus is on parameters and properties that need to be monitored and controlled for grid operations.

The report concludes with a chapter that describes possible alternatives to energy storage. This is included as storage is today still an expensive option that may not be the first choice for a utility. Six different alternatives to energy storage are covered that each can contribute to increasing the amount of renewable that a grid can host, including traditional network planning and curtailment of wind production.

Innehåll

Inledning	1
1 Begränsningar för mängden ansluten vindkraft	2
Tekniska begränsningar av nätkapacitet.....	2
Andra typer av begränsningar.....	2
2 Tillämpningar för ett energilager	4
2.1 Öka acceptansgränsen	5
2.1.1 Krav på energilager	6
2.1.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk.....	7
2.2 Minska nätavgifter.....	7
2.2.1 Krav på batterilager	7
2.2.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk.....	7
2.3 Kapacitetsutjämning.....	8
2.3.1 Krav på batterilager	8
2.3.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk.....	9
2.4 Minska förluster	9
2.4.1 Krav på batterilager	11
2.4.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk.....	11
2.5 Reservkraft vid avbrott	11
2.5.1 Krav på batterilager	11
2.5.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk.....	12
3 Energilagringsslösningar	13
3.1 Vätgaslager med bränsleceller	15
3.2 Pumpkraft	16
3.3 Tryckluft	16
3.4 Svänghjul	16
3.5 Superkondensatorer	17
3.6 Batterilager	17
4 Nätanslutning av batterilager	18
4.1 Olika sorters batterilager.....	18
4.2 Komponenter i ett batterilager	19
4.3 Battery Energy Management System (BEMS).....	20
5 Alternativ till energilager	21
5.1 Traditionell nätplanering	21
5.2 Reaktiv effekttreglering.....	21
5.3 Nedstyrning av vindproduktionen	22
5.4 Styrbara laster (Demand-response).....	22
5.5 Dynamisk kapacitetsgräns (Dynamic Line Rating)	22
5.6 Utökning av tillåten överlast/överspänning	23
Referenser	24

Inledning

Denna aktivitet, **Dimensionering**, är en delrapport för Elforsk projekt "Förstudie Energilager anslutet till vindkraft" och ska ligga till grund för att i framtiden ha en instruktion över hur man på lämpligt sätt ska dimensionera ett energilager avseende effekt och energi för olika tillämpningar. Aktiviteten **Dimensionering** har delats upp i två rapporter, dels i denna rapport *Förutsättningar för energilager i lokalnät* (del 1) och dels i *Teknisk dimensionering – exempel* (del 2) [1]. Del 2 utgör ett konkret exempel och handledning i hur man kan dimensionera ett energilager för ett givet nät. Tre olika anslutningspunkter för ett energilager analyserats i ett distributionsnät liggande i Sverige.

Denna rapport innehåller en sammanställning av möjliga tillämpningar och lämpliga nätplaceringar för några tillämpningar. Det diskuteras även nätförutsättningar så som krav, belastningsprofiler, nätstruktur och belastningsgrader. Denna rapport innehåller även sammanfattning och referenser till tidigare delrapporter, *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [2], och *Regelverk för Energilager* [3].

1 Begränsningar för mängden ansluten vindkraft

Vid anslutning av vindkraft till elnätet finns flera olika områden som kan vara av intresse att undersöka för att se vilken påverkan den ökade intermittenta källan kommer få.

Tekniska begränsningar av nätkapacitet

Nätets prestandaindex, samt hur de påverkas vid anslutning av distribuerad generering beskrivs i *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [2]. Nedan listas några möjliga orsaker till nätpåverkan från vindkraftsproduktion (prestandaindex):

- Långsamma spänningsförändringar (över-/under-spänningar)
- Överbelastning
- Övertoner, högfrekventa övertoner
- Flimmer (snabba spänningsförändringar)
- Ökade förluster i överföringsnät pga. av ändrat energiflöde
- Antalet händelser i nätet

Vilket eller vilka prestandaindex som analyseras beror till exempel på nätets utseende och typ av installerad generering.

Vissa prestandaindex utvärderas genom att analysera uppmätt ström och spänningsprofil. För andra prestandaindex kan det krävas lastflödesberäkningar och/eller dynamiska simuleringar för att undersöka om de kommer vara begränsande för nätet som helhet. Det är alltså det kraftsystemsfenomen som begränsar mängden vindproduktion som avgör vilka verktyg och metod som ska användas i en studie.

I rapporten *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering*, [2], ses att vid inkoppling av distribuerad generering i relativt starka punkter i nätet tenderar överbelastning vara det begränsande för mängden generering som kan installeras med bibehållen accepterbar leveranssäkerhet och spänningskvalitet. I en svagare punkt, kan även långsamma spänningsförändringar vara av intresse att undersöka. Ett vindkraftsverk påverkar underspänning positivt, och ett batterilager kan även minska effekter av för låg (eller för hög spänning), se delrapport "*Teknisk dimensionering – exempel*" [1].

Andra typer av begränsningar

Andra typer av begränsningar kan vara olika sorters avtal mellan producent och nätägare. Exempel på avtal kan vara mängd aktiv och/eller reaktiv effekt

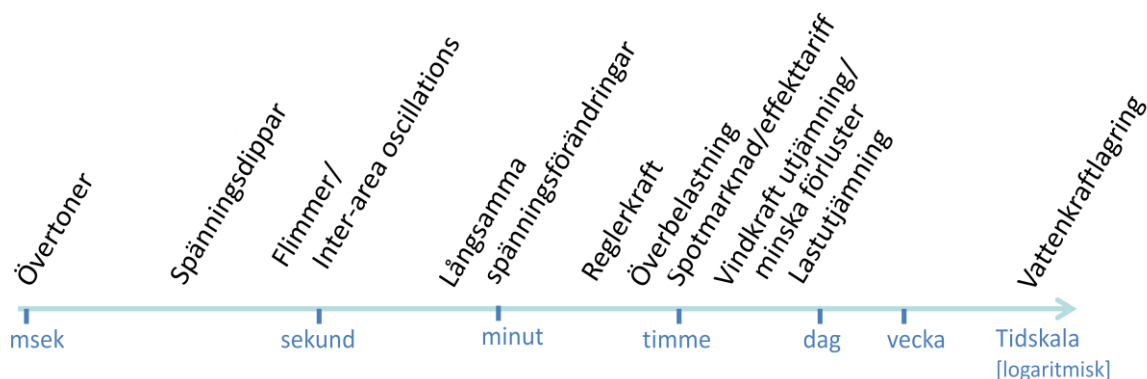
som tillåts matas in till överliggande nät, eller ett ekonomiskt avtal där avgiften påverkas av nätets maxlast.

För det studerade exempelnätet använt i [1] finns ett avtal som begränsar mängden aktiv effekt som tillåts matas in till överliggande regionnät. Nätbolaget får även betala olika avgifter till överliggande regionnät beroende på vilken gräns som sätts för maximal last.

Sedan kan energilagret också användas för att flytta energi i tiden, vilket görs för att öka inkomsterna från energin som produceras. Bland annat detta studeras i delaktiviteten om *Affärsmodeller energilager* [4].

2 Tillämpningar för ett energilager

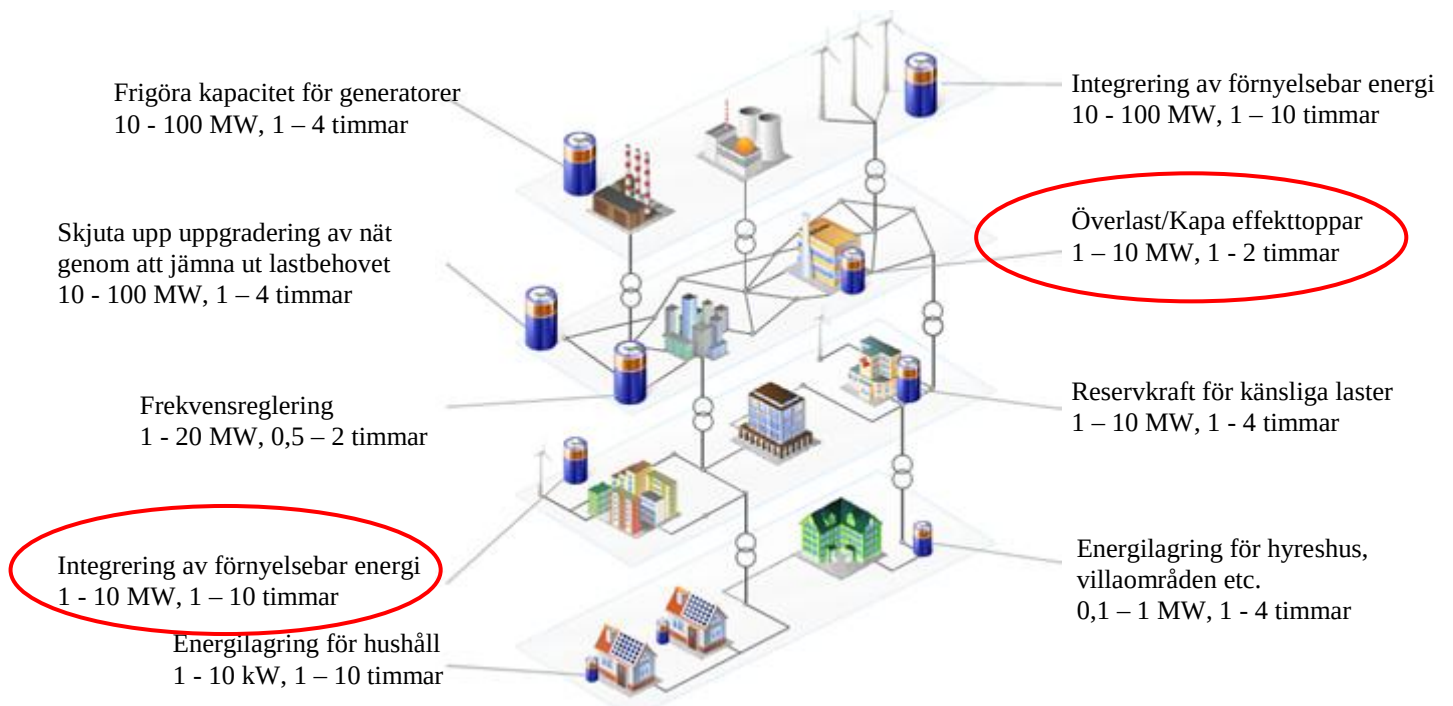
I följande kapitel listas exempel på tillämpningsmöjligheter för ett energilager i ett lokalnät. Den karakteristiska tidskalan för några av de olika tekniska begränsningarna i avsnitt 0 varierar, se Figur 1.



Figur 1 Karakteristisk tidskala för ett par tekniska nätbegränsningar.

Figur 2 visas en översikt över lämpliga tillämpningar indelat efter olika spänningsnivåer. De tillämpningar som pekas ut för distributionsnät (6-35 kV) är integrering av förnyelsebar energi (öka acceptansgränsen) och reservkraft för känsliga laster.

För exempelnätet i denna rapport har vi studerat integrering av förnyelsebar energi, där det begränsande visade sig vara överlast, men vi har även visat att ett energilager kan medföra en minskning av nätförluster.



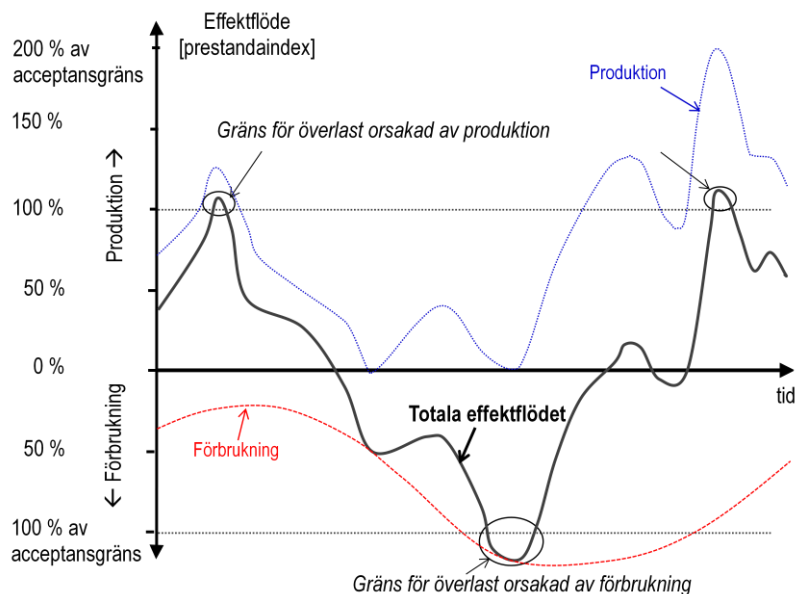
Figur 2 Översikt över tillämpningar för batterilager indelat efter olika typer av nätnivåer [3]

Idag existerar storskalig energilagring för främst balanskraft, kapacitetsutjämning [5] [6]. Ett urval av de tillämpningarna som bedömdes som mest relevanta för svenska förhållanden beskrivs i avsnitten nedan.

2.1 Öka acceptansgränsen

Acceptansgränsen är ett mått på hur mycket nya laster eller produktion ett nät kan ta emot (se *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [2]). Genom att ha ett lager på ett lämpligt ställe i nätet kan mer ny produktion och/eller ny konsumtion anslutas till nätet utan att det behövs investeringar i nya ledningar eller stationer. Med andra ord kan man öka distributionsnätets "acceptansgräns" för överföringskapacitet (eng. Hosting capacity limit). Vilket kraftsystemsfenomen som begränsar mängden vind i nätet varierar. Beroende på begränsande prestandaindex kan lagret användas t.ex. för att minska sannolikheten för överbelastning eller för att motverka över- och underspänningar.

Med ett lager väl på plats kommer det även kunna utnyttjas till andra användningar. T.ex. blir en förbättring av spänningskvaliteten troligen en bonusnytta där spänningsvariationerna kan minskas, även om variationerna håller sig inom tillåtna gränser och därmed inte begränsar mängden vindkraft[2].



Figur 3 Överskridande av acceptansgränsen för överbelastning p.g.a. produktion och konsumtion

Möjligheten att minska överlast, vilket var det prestandaindex som visade sig vara begränsande för exempelnätet, studerades i [1]. Studien av exempelnätet omfattar även spänningsvariationer och reaktiv effekt flöde samt hur förluster i distributionsnät kan minskas.

2.1.1 Krav på energilager

Det går inte att göra några generella utfästelser om typ av energilager för denna tillämpning eftersom det beror på vilket prestandaindex som är begränsande för ett givet nät. Såväl kapacitet och vilken tidskala (effekt) som man skall kunna leverera energi på varierar med det kraftsystemsfenomen som är begränsande. Figur 6 i avsnitt 0 ger en översikt av lämplig lagringsteknologi för olika begränsande prestandaindex.

För exempelnätet i detta projekt, se *Teknisk dimensionering – exempel* [1], visar sig begränsningen vara överbelastning. Lagret kan med fördel kombineras med andra tekniker för att hantera begränsande kraftsystemsfenomen. Att använda lagret för helt undvika överbelastning kräver ett relativt stort lager (45 MWh) med oförsvarbart låg utnyttjandegrad av stora delar av lagrets kapacitet. Då är det mer intressant att komplettera ett mindre lager med möjlighet att styra ner produktion ("spilla vind") de fåtal gånger per år då ihängande hög vindproduktion sammanfaller med låg konsumtion i nätet.

2.1.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk

För att ett energilager skall kunna ägas av ett nätbolag krävs under nuvarande lagstiftning att lagret behövs och används för nätverksamheten [3] vilket borde kunna ses som fallet med denna tillämpning.

2.2 Minska nätavgifter

Den mängd aktiv och/eller reaktiv effekt som tillåts matas in i överliggande nät kan regleras i ett ekonomiskt avtal mellan ägare av distributions- och regionnät. Utnyttjad årseffekt definieras exempelvis som medelvärdet av årets två högsta värden från skilda månader [7]. Värdena som uppmätts kan i sin tur vara medelvärden under t.ex. en timme.

Genom att mata in energi från lagret till lokalnätet under perioder av hög förbrukning (högt uttag från överliggande nät) kan avgiften (tariffer) mot överliggande nät minskas och därmed avgiften minskas.

Möjligheten att minska avgifter har inte studerats närmare i detta projekt.

2.2.1 Krav på batterilager

Denna tillämpning är snarlik att begränsa överbelastning enligt avsnitt 2.1 men skiljer sig genom att det är den största effekten under en period av överbelastning som ska minskas. Det kan vara bara ett fåtal gånger per år som ett energilager behöver användas för denna tillämpning (därför är det förmodat att lagret används för annat övrig tid.)

Dimensionerande är de dagar per år då vinden produceras nära sin maximala kapacitet samtidigt som förbrukningen i nätet är lågt. Detta förhållande kan gälla under ett flertal timmar eller tom dagar på ett år. Stora mängder energi skall kunna lagras under en sådan period av hög vindproduktion. Däremot kan det räcka med relativt blygsam effekt hos lagret. Praktiskt behöver man förutse framtida förbrukning några timmar framåt i tiden och behålla nödvändig kapacitet i lagret för att inte ha fyllt lagret när effekttoppen kommer.

2.2.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk

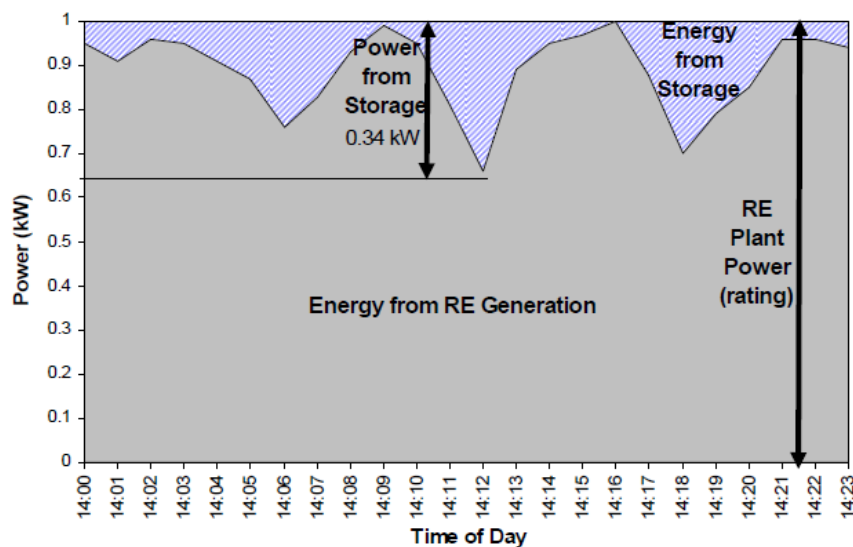
Om energilagret ägs av ett nätbolag är det under nuvarande lagstiftning endast tillåtet att köpa och producera el för att täcka förluster. Detta begränsar hur mycket energi lagret får leverera till nätet [3].

Förluster för ett nät definieras enligt, $P_{\text{förlust}} = P_{\text{in}} - P_{\text{ut}}$. Då mätningen elförbrukning tenderar att gå mot timmätning har en diskussion uppstått kring vad regelverket skulle säga angående de timmar då lagret tillför energi och då nätet, enligt definition, inte har några förluster. Enligt den proposition som las av regeringen i mars 2012 [8] förbättras möjligheten för de elkonsumenter som önskar att deras elförbrukning timmätas. Proposition borde innebära att om inte alla elkonsumenter önskar timmätning, vilket inte är

troligt initialt, så kommer inte alla elkonsumenters elförbrukning att timmätas utan mängden förluster för ett nät kommer även fortsättningsvis att summeras månadsvis. Under en månad kommer ett energilagret genomföra flera cykler och omvandlingsförluster medför då att lagret blir en nettokonsument av energi under perioden.

2.3 Kapacitetsutjämning

En tillämpning av energilagret som har diskuterats mycket är att använda den som balanskraft för att utjämna produktion från vindkraft (Capacity firming). Detta innebär att en intermittent energikälla som vindkraft kan ses mer som en mer konstant produktionskälla. Detta kan innebära att nätdriften blir mer förutsägbar och behovet av annan balanskraft minskar. Det innebär också att ett bud på t.ex. spotmarknaden kan säkras utan att behöva köpa in balansel.



Figur 4 Exempel på kortvarig effektvariation från en förnybar energikälla [6].

Denna tillämpning är intressant i länder med mindre tillgång till balanskraft från vattenkraft och beskrivs ofta i litteraturen, men har inte studerats i detta projekt. För en mindre vindkraftproducent som önskar vara sin egen balansansvarig kan denna tillämpning vara intressant för vidare studier.

2.3.1 Krav på batterilagret

Det finns olika typer av variationer i uteffekt. Dels snabba ojämnheter, i storleksordningen minuter, som uppstår genom vindens snabba fluktuerande, se Figur 4. Den praktiska vinsten med så kallad effektutjämning är att behovet av balanskraft minskar för att kompensera variation i effekt från vindkraft. För att använda lagret för att minska förlusterna som uppstår på grund av snabba ojämnheter krävs ett lager med hög i- och urladdningseffekt. Lagrets kapacitet behöver däremot inte vara så stor. Att minska variationer på minutbasis är däremot idag inte lämpligt för ett batterilagret med de livslängder som anges i tabell 2 då de frekventa i och

urladdningar skulle minska beständigheten av batteriet för mycket (vid djupurladdning) eller kraftigt minska den andel av den nominella batterikapaciteten som kan utnyttjas i en cykel.

2.3.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk

För att ett energilager skall kunna ägas av ett nätbolag krävs under nuvarande lagstiftning att lagret behövs och används för nätverksamheten [3]. Då denna tillämpning främst är kopplad till balanshållning är det tveksamt om lagret då det används för denna tillämpning kan anses användas för nätverksamheten.

2.4 Minska förluster

Förlusterna i nätet kan påverkas på olika sätt, i rapporten om acceptansgräns [2] visas möjligheten att påverka ett näts serieförluster som:

$$\overline{I^2 R} = \frac{\overline{(P^2 + Q^2)}}{U^2} R = \frac{R}{U^2} \{(\bar{P})^2 + \sigma_P^2 + \overline{Q^2}\}$$

där det antas att serieresistansen R och spänningen U är konstanta.

Ekvationen visar att det finns tre bidrag till serieförlusterna:

- i. Förluster på grund av själva energiöverföringen; proportionella med kvadraten av överförd energi.
- ii. Förluster på grund av ojämnheter i energiöverföringen, proportionella med kvadraten av standardavvikelsen för aktiv effekt.
- iii. Förluster på grund av reaktiv effekt.

Genomsnittliga förluster på grund av själva energiöverföringen påverkas inte av ett energilager annat än att omvandlingsförluster ökar den totala energianvändningen. Förluster på grund av ojämnheter i energiöverföringen påverkas då variationer i strömmens effektvärde ändras. Genom rätt styrning av lagring och inmatning vid lagret kan variationer i strömmens effektvärde minskas, vilket ger en minskning av förlusterna enligt:

$$\sigma_P^2 = \overline{(P - \bar{P})^2}$$

Förluster på grund av reaktiv effekt påverkas då det reaktiva effektflödet ändras. Genom att utnyttja lagrets reglermöjligheter av den kraftelektroniska omriktaren kan det reaktiva flödet minska, vilket också leder till minskade förluster.

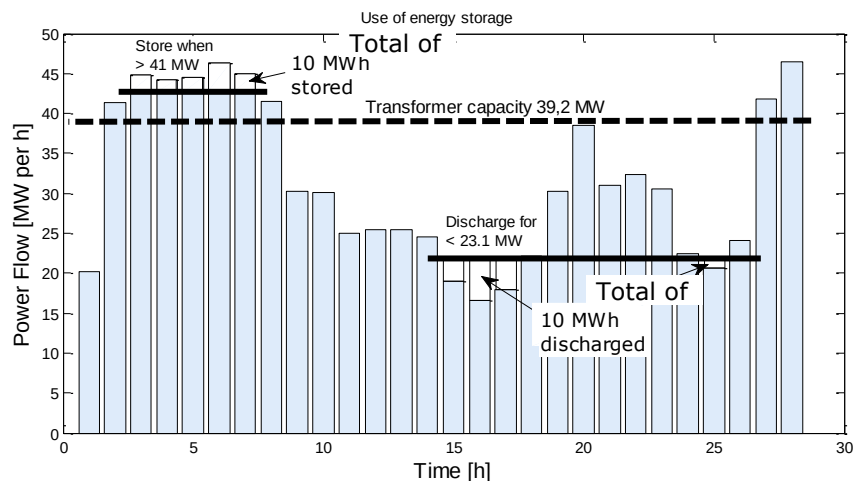
Som även beskrevs i *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [2] anger Tabell 1 hur mycket förlusterna från en vindkraftpark maximalt kan minskas genom att påverka de olika bidragen. Här visas att genom att helt jämnar ut överföringen från vindparken till ett konstant effekt kan förlusterna teoretiskt halveras. I realiteten är detta inte möjligt då man

inte vill göra lagret otillgängligt för användning genom att lagra energi i ett batterilager under för långa period.

Tabell 1 Bidragen till serieförluster, beräknad från uppmätta effektvariationer. Från [2]

Typ av last	andel P	andel std(P)	andel Q
Vindpark	46%	54%	1%

Möjligheten att minska förluster, samtidigt som lagret användes för att motverka överlast, studerades i delrapport *Teknisk dimensionering – exempel* [1]. Detta gjordes genom att för varje period av överbelastning minimera den maximala strömmen genom anslutet nät. Den lagrade energin återförs nätet när effektlödet är som minst mellan två perioder av överbelastning.



Figur 5 Optimal i- och urladdning av lager för att minska förluster i överliggande ledning

I denna studie har variationer på timbasis studerats. I den uppmätta produktionsserien kan vinden variera med upp till 80 % av dess märkeffekt från en timme till en annan.

För att kunna påverka de reaktiva förlusterna i nätet krävs att lagrets frekvensomriktare är tillräckligt stor i förhållande till den mängd reaktiv effekt som önskas reduceras.

Liksom för tillämpning i stycke 2.2 behöver en praktisk implementering förutse framtida förbrukning några timmar framåt i tiden. Detta kan baseras på gjorda uppskattningar av förväntad vindproduktion och konsumtion som anpassas efter realtidsmätningar. I studien av exemplenätet har man hållit sig till historiskt data och får därmed fram den största möjliga nätförlustminskningen med hjälp av ett energilager. Inkluderas lagrets omvandlingsförluster ökar nätets totala förluster, varför denna tillämpning bör kombineras med andra tillämpningar.

2.4.1 Krav på batterilager

Att använda lagret för att minska förlusterna som uppstår på grund av snabba ojämnheter krävs ett lager med hög i- och urladdningseffekt. Lagrets kapacitet behöver inte vara så stor. Endast effekten av att jämna ut effektförbrukning på timbasis kunde studeras i detta projekt med det mätdata som fanns och det medförde en begränsad minskning av förluster på endast enstaka procent.

För att kunna påverka de reaktiva förlusterna i nätet krävs att den mängd reaktiv effekt som lagrets frekvensomriktare kan konsumera eller alstra är i samma storleksordning som det reaktiva effektförbruket i anslutningspunkten.

2.4.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk

För att ett energilager skall kunna ägas av ett nätbolag krävs under nuvarande lagstiftning att lagret behövs och används för nätverksamheten, vilket eventuellt kan täcka in denna tillämpning. Lagstiftningen begränsar hur mycket energilaget får leverera till nätet, genom att den endast tillåter köp och produktion av el för att täcka nätbolagets förluster. [3]

2.5 Reservkraft vid avbrott

Ett lager kan användas som reservkraft vid avbrott på samma sätt som ett reservkraftverk (som är tillåtet att ägas av nätföretag). En förbättring av leveranssäkerhet ger en ökning av intäktsramen och en minskning av antalet avbrott längre än 12 timmar ger en minskning av kostnader för avbrottsersättning.

Det är troligen inte lönsamt att ha ett energilager stående fulladdat eller med en hög minsta energi nivå för eventuella reservbehov. Nyttan med att kunna använda lagret som reservkraft finns dock om man kan säkerställa att det inte är tom när behovet uppstår. En möjlig användning vore att fylla lager om man skall göra underhåll eller kopplingar i nätet som medför en period med sämre redundans i nätet. Lager i storlek upp till 1 MWh förekommer även som mobila enheter. En sådan mobil enhet skulle vara en bra lösning då den kunde användas i avvaktan på genomförande av en traditionell nätplaneringsinvestering som ny ledning, och flyttas till en annan del av nätet när den investeringen är genomförd.

Denna tillämpning har inte studerats närmare i detta projekt.

2.5.1 Krav på batterilager

Att använda lagret som reservkraft kräver att lagrets kapacitet är tillräckligt hög för att täcka det behov som reservkraften skall användas till när primärkraften förloras. Även effekten behöver motsvara högsta effektuttag. Denna tillämpning kan användas i kombination med andra, men för att lagret skall vara en tillförlitlig källa till reservkraft så krävs att en viss nivå energi alltid finns lagrad.

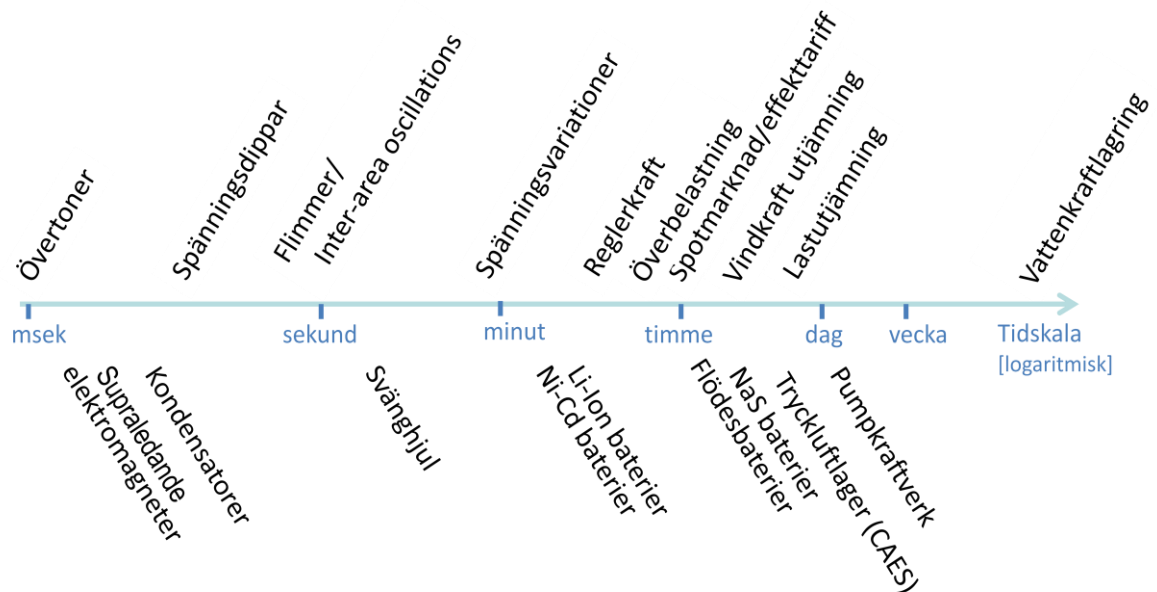
2.5.2 Begränsning på tillämpningsnytta pga. regelverk

Det är tillåtet för ett nätbolag att äga reservkraftverk. För att ett energilager skall kunna ägas av ett nätbolag krävs under nuvarande lagstiftning att lagret behövs och används för nätverksamheten [3] vilket borde kunna ses som fallet med denna tillämpning.

3 Energilagringslösningar

Denna rapport fokuserar huvudsakligen på batterilager. Det finns även andra typer av energilager. Olika energilager har olika användningsområden, kräver olika förutsättningar och har olika prisnivå, prestanda och livslängd.

Den karakteristiska tidskalan för de olika tekniska begränsningarna i avsnitt 0 påverkar vilken lagringsteknologi som är mest lämplig, se Figur 6.



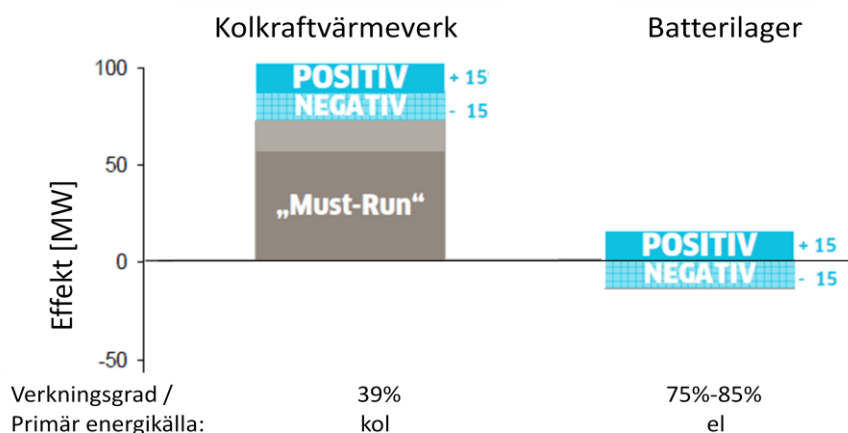
Figur 6 Karakteristisk tidskala för några tekniska nätbegränsningar och lagringsteknologier.

Valet av teknologi för energilagring påverkas även av markåtgång, verkningsgrad, möjlig effektuttag och kapacitet och inte minst teknikens mognadsgrad och pris. Verkningsgrad, livslängd, energidensitet och kapacitet och effekt gräns ges i Tabell 2. Livslängden av ett energilager anges i antalet cykler som lagret klarar med viss bibehållen kvalitet. Med cykel menas en i och urladdning av lagret. För batterilagret är det vanligt att livslängden definieras som antalet cykler som medför att lagret kapacitet degraderas till 80 % av den ursprungliga kapaciteten. En skonsam cykling kan dock ofta förlänga livslängden av ett lager. Det är t.ex. vanligt att batteriernas kapacitet överdimensioneras för att därmed kunna undvika att de laddas ur lika mycket. Med hjälp av denna överkapacitet kan tillverkaren dimensionera ett lager för en viss effekt och på så sätt säkerställa angiven kapacitet för ett önskat antal cykler.

Tabell 2 Översikt av verkningsgraden, livslängd, energidensitet för olika typer av energilager. Baserat på [9] och [10] förutom uppgifter för vätgas som är baserade på elektrolysör och bränsleceller från Hydrogenics, metal hybridlager hos STRI samt effekt för högtryckselektrolysör [11]).

Teknologi	Verkningsgrad			Livslängd [antal cykler]	Densitet	Rating
	Vid lagring	Urladdning	Total			
NaS batteri	87 %	87 %	75-80%	2000	200 kWh/m ³	10MW, 10 h
Flödesbatteri	87 %	87 %	75-80%	2000	25 kWh/m ³	1MW, 6h
Litium-jon batteri	95 %	95 %	90 %	4000	300 kWh/m ³	1MW, 15 min
Ni-Cd batteri			60-70 %	1500	50 kWh/m ³	5MW, 10 min
Sväng hjul	93 %	93 %	86 %	20000	15 kWh/m ³	1MW, 15 min
Kondensatorer	97 %	97 %	94 %	30000	20 kWh/m ³	1MW, 5 sek
Tryckluft	75 %	85 %	64 %	10000	-	100MW, 10 h
Pumpkraft	85-92 %	85-92 %	72 – 85 %	20000	-	1000MW, 24 h
Vätgas (metalhybrid)	68 %	58 %	39 %	5000	3000 kWh/m ³	8 MW, 24 h
Vätgas (flytande väte)	50 %	45 %	25 %	-	2000 kWh/m ³	-

Skall energilagerteknologier jämföras finns det även andra faktorer som är viktiga exempelvis svarstiden för frekvensreglering. Medan pumpkraftanläggningar kan gå från 0 till maximal effekt till elnätet på mindre än 4 sekunder [12] skulle en energikälla med omedelbar respons och tillräcklig energi vara mycket snabbare i att följa lastens variationer. I jämförelse med genomsnittlig vattenkraftanläggning för frekvensreglering i USA skulle en energikälla med omedelbar respons och tillräcklig energi vara 70 % snabbare och samma anläggning skulle vara 170 % snabbare i jämförelse med en genomsnittlig förbränningsturbin [13]. Utomlands används ofta gas eller kolkraftverk för balanskraft. Dessa anläggningar varierar då en del av sin produktion så som visas i Figur 7.



Figur 7 Jämförelse av balanskraft från fossileldat kraftvärmeverk och energilager. [Anpassat efter original från Yunicos]

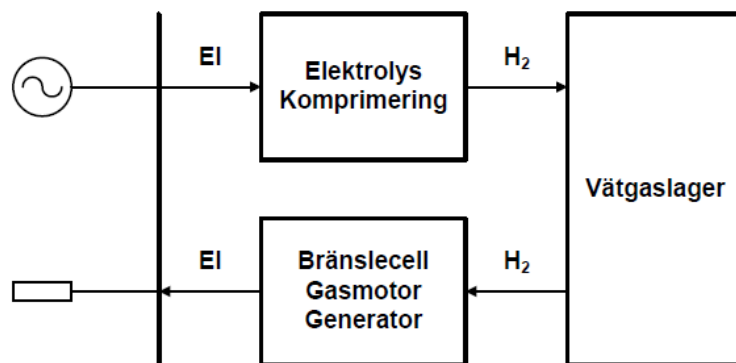
Elektrolysertillverkaren Hydrogenics marknadsför att de kan konsumera energi i elektrolysör samtidigt som de för frekvensreglering genererar el från gasturbin eller bränslecell med snabbare svarstider än andra energilager. Något som också bör belysas, då stabilitet i elnätet skall undersökas, är systemets tillgängliga roterande massa eller egenskaper hos en STATCOM baserad på kraftelektronik.

I följande avsnitt beskrivs några typer av alternativa energilager samt under vilka förutsättningar de kan vara ett ekonomiskt lönsamma.

3.1 Vätgaslager med bränsleceller

Det finns idag kommersiella bränslecellsaggregat på någon MW. Dessa drivs vanligtvis med naturgas som reformeras internt till vätgas. Det finns även flera demonstrationsprojekt, exempelvis i Tyskland, där vätgaslager utvärderas i samband med vindkraft [14]. Enligt Vätgas Sverige finns i Ontarios elnät en elektrolysör kopplad till ett vätgaslager som deltar i frekvensreglering. Ett projekt i Spanien använder en elektrolysör på 0.3 MW kopplad till ett vindkraftverk för energilagring, och ett liknande projekt pågår i Patagonien med en 0.6 MW elektrolysör, där även syrgasen tas till vara på från elektrolysören och säljs som industrigas.

Ska vätgas användas som lagring av elektricitet måste den vätgas som bildas i elektrolysören förbrännas i en gasturbin eller användas i en bränslecell. En bränslecell kan ha en relativt hög verkningsgrad jämfört med en mindre gasturbin och har endast vatten som utsläpp.



Figur 8 Energilagring genom vätgasgenerering [15]

Energidensiteten i lagringsmediet visas i Tabell 2 och kan vara lika högt som för ett fossilt bränsle. Nackdelen med vätgas som mellanlager för elproduktion från vindkraft är de höga förlusterna. Elektrolysören har en verkningsgrad på maximalt 60-80 % och tillsammans med förlusterna i bränslecellen är verkningsgraden ofta lägre än 50 % vid lagring av el, vilket ska jämföras med 10-20 % förluster för de bästa batterilagren. Då elektricitet produceras från bränslecell produceras även värme. Enligt uppgifter från Vätgas Sverige rör det sig om temperaturer mellan 60-1000 °C, och om värmen tas tillvara på kan totalverkningsgrad för ett system som det här nå ca 80 %.

En fördel med vätgasbaserad energilagring är att avsättning kan finnas för delar av vätgasen som produceras i gasform med ett högre värde än el.

Vätgasen skulle antingen kunna tas tillvara som fordonsbränsle eller som kemikalie, då renheten är mycket hög för vätgasen från en elektrolysör.

En annan fördel med vätgaslager är att det går att lagra stora mängder energi. Den investeringstunga investeringen utgörs av elektrolysören, som tillverkar vätgasen, och bränslecellsystemet, som omvandlar vätgas till el. Detta gör att lagrets energimängd inte påverkar investeringen i lika stor grad som i exempelvis batterilager där prisutvecklingen är mer linjär. Det som begränsar är däremot effekten, vilket gör att vätgaslager är som mest kostnadseffektivt för lager från några få timmar upp till flera månader med relativt låga effekter. System kan självklart dimensioneras även för andra parametrar. För att skapa ett robust energilagringssystem bör ett hybridssystem användas med såväl batterier som vätgaslager.

Utrymmesmässigt blir ett vätgaslager för enstaka MWh jämförbart eller något mindre än utrymmet för ett batterilager. Elektrolysörer och bränsleceller är ofta standardiserade i ISO-containerar där extra kapacitet kan byggas ut i samma container upp till en viss gräns innan ytterligare en container måste byggas till. En 20' container rymmer ett 1 MW bränslecellsystem, och för 1 MW elektrolysör behövs 3 st 20' containerar.

3.2 Pumpkraft

Pumpkraft består av en serie turbiner och pumpar som förflyttar vatten mellan högt och lågt liggande reservoarer. Vattenlager är en beprövad och säker lagringsform med en stor lagringskapacitet och kan svara snabbt på effektbehov i nätet. För att vattenlagring skall vara ett alternativ krävs att det finns en tillräckligt stor höjdskillnad (några hundra meter). För att få hög verkningsgrad måste det gå att bygga både en hög och låg damm i relativ nära anslutning till varandra.

Investeringskostnaden är relativt stor. I praktiken handlar det ofta om att komplettera existerande vattenkraftanläggningar med nya reservoarer och pumpar. Högst verkningsgrad fås dock med moderna turbiner som även kan köpas som pumpar. Såväl förluster som driftskostnaderna är relativt låga för denna teknologi.

3.3 Tryckluft

Förekommer ett gaseldat kraftverk eller industriprocess med högtemperatur ånga kan man variera mängden ånga i processen och lagra en del av denna i tryckkärl eller täta underjordiska markskikt [6]. Investeringen är ofta lägre än för pumpkraft men man behöver relativt lång tid för att svara mot en effektbehov.

3.4 Svänghjul

Svänghjul ökar den roterande massan och därmed trögheten (inertia) i ett elnät. Ett svänghjul kan öka och minska energin hos det egna roterande

massan och därmed lagra energi. Det förekommer installationer med svänghjul på upp till 20 MW [16]. Deras styrka är relativt hög verkningsgrad och att de snabbt kan generera eller konsumera effekt och används därför ofta för balanskraft eller kortvarig effektuttag.

3.5 Superkondensatorer

Superkondensatorer kan klara många cykler med hög verkningsgrad. De används för att eliminera variationer på sekund eller sub-sekund nivå. Däremot förekommer de inte för lagring av stora energimängder som behövs för energilager kopplat till vindkraft.

3.6 Batterilager

För vind och solenergi är batterilager ett attraktivt alternativ på grund av att det kan placeras fritt och har relativt små omvandlingsförluster. Även om den installerade lagringskapaciteten är blygsam idag jämfört med pumpkraft och tilldrar sig teknologin ökat intresse. T.ex. har Italiens transmissionsbolag, TERNA, planer på att investera 1 miljard Euros i batterilager mellan 2012 och 2016 [17] för att motverka variation i produktion från förnyelsebara energikällor [18]. I USA har drygt 230 MWh av batterilager har beviljats finansiering och skall installeras under 2011-2012 [19]. Det största batterilagret i världen är ett NaS lager i Japan på 245 MWh/34 MW för att stabilisera produktion från 51 MW vindkraft [20]. I Kina finns ett 36 MWh/32 MW Litium-jon lager installerat för samma tillämpning [21]. I Tyskland finns en 6 MWh/1 MW NaS i en anläggning som skall simulera nätdrift av ett isolerat elnät med 1500 invånare med enbart förnyelsebar energi [22].

En potential stor källa till batterilager är framtidens nätan slutna elbilar. Idag är det vanligt med en batterikapacitet på drygt 20 kWh och laddas med 2 till 16 kWh. I Sverige är ca 70 % av all resor under 15 km och ca 45 % av resorna är under 5 km [23]. Några procent av Sveriges 4,3 miljoner bilar kan motsvara Sveriges nuvarande effektreserv under ideala förhållanden om därigenom stödja nätet vid behov. Detta koncept kallas ofta för Vehicle-to-Grid (V2G) men det saknas såväl laddningsinfrastruktur, standards, regelverk och incitament för att det ska bli en betydande lagringskälla för elnätsägare. Däremot är det troligt att man med rabatt på el och anslutningsavgift kan förskjuta laddning enstaka timmar till perioder av låg elanvändning och hög vindkraftproduktion, [24].

4 Nätanslutning av batterilager

Denna rapport fokuserar huvudsakligen på batterilager. Termen batterilager inkluderar elektrokemiska batteriet så väl som kraftelektronik så som filter och omriktare, hjälp system (ancillary systems) samt kontroll och skyddssystem. Vanligen ingår även en step-up transformator från batterilagrets spänning till nätspänningen.

4.1 Olika sorters batterilager

Det finns flera typer av batterier, exempelvis Litium-jon (Li-Ion), bly-syra (PbAc), natrium-svavel (NaS). Den största skillnaden är mellan flödesbatterier (t.ex., natrium-svavel) och cellbatterier (Litium-jon, Bly-syra). I t.ex. ett Litium-jon systems monteras enskilda battericeller till moduler som formar batteripack. Celler i flödesbatteri som NaS monteras till cellstackar som kopplas samman till strängar. I ett cellbatteri utgår man från en given design och effekt och kapacitet är kopplade till varandra men kan styras genom antalet battericeller som monteras i serie respektive parallell.

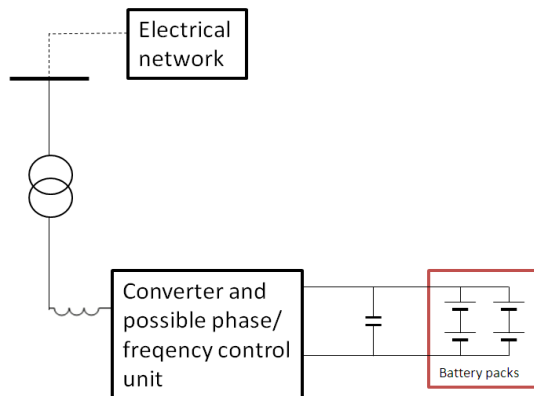
För batterier med cirkulerande elektrolyt, ett flödesbatteri, kan volymen av elektrolyten varieras och därmed är lagringskapacitet dimensionerad oberoende av effekten som ges av design av anod och katod. Här är real-tids information om volym av positiv och negativ elektrolyt lika viktiga som status av batterimodulen, då de påverkar hela batterisystemets kapacitet och momentana förmåga att öka eller minska effekt. etc.

Olika batteriers arbetstemperatur och kylbehov skiljer sig markant och beror inte bara på kemin utan även implementering. T.ex. behöver NaS batterier arbeta vid över 300°C medan Redox-flödes batteri som Vanadium-Redox flödes batteri (V-RFB) måste behållas i ett snävt temperaturlband. Flertalet batterityper måste skyddas mot överhettning.

Förutom hög verkningsgrad har litium-jon batterier även hög energitäthet, lång livslängd, och en låg själv tömningshastighet [25]. Litium-jon batterier utgörs av ett flertal olika undergrupper, där jon typ är den urskiljande faktorn. En annan fördel med litium-jon batterier är att de har ett relativt konstant förhållande av spänning och kapacitet. Förlusten under en belastning cykel blir därmed relativt konstant.

För nätdrift är batterilagrets sammansättning och typ däremot av underordnad betydelse då den inte förekommer som enskilt kontrollerbara objekt. Istället hanteras lagret av en Battery Monitoring System (BMS).

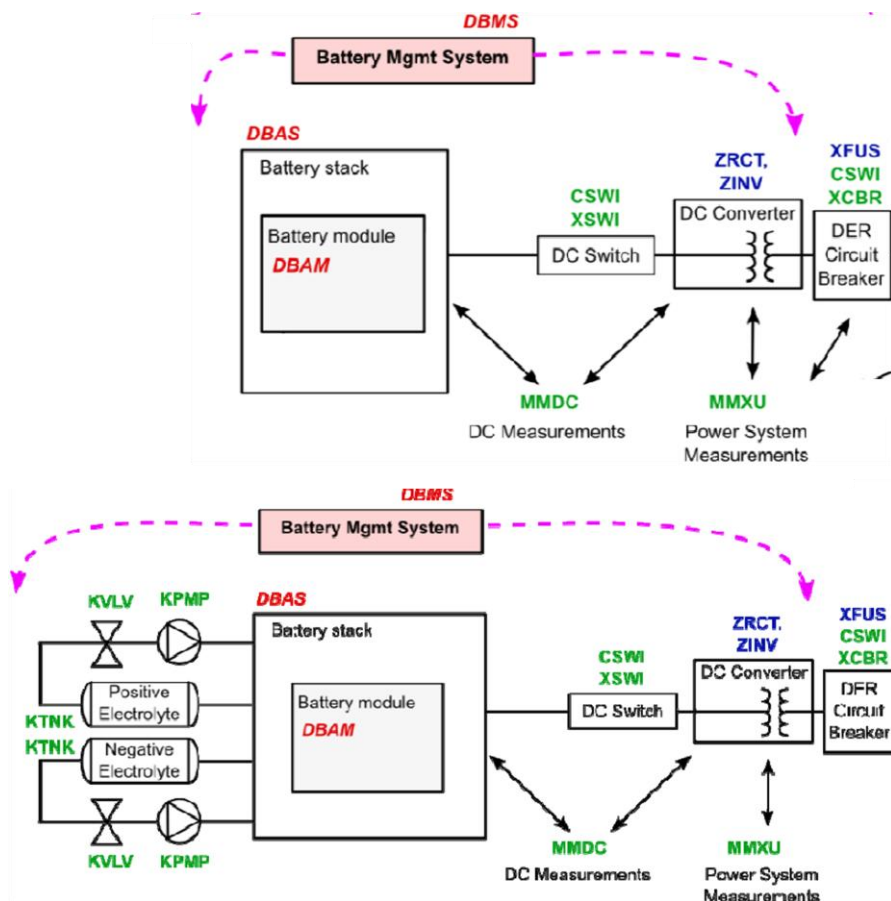
4.2 Komponenter i ett batterilager



Figur 9 Schematisk översikt av ett batterilagersystem

Ett batterilager anslutet till AC nät består i sin enklaste form av ett batteri och en omvandlare, och har förmågan att kompensera för efterfrågan av aktiv effekt. Figur 7 visar en generell layout av ett batterilagersystem.

Battericellerna är kopplade i serie och parallell för att öka energikapacitet och effekt efter behov. Exempel på mer utförlig modellering av ett batterisystem, som fokuserar på dessa egenskaper för operatören av ett elnät ges i Figur 10.



Figur 10 Exempel på modeller av batterilager av litium-jon typ (ovan) och Vanadium redox flödesbatteri (nedan). Modelleringen är enligt kommande IEC 61850-90-9 och fokuserar på de gränssnitt (standardiserade Logiska Noder förkortade med 4 bokstäver) som behöver utbyta information vid drift av energilager och elnät.

I nätanslutna batterilager flödar energi åt båda hållen genom samma gränssnitt till det elektriska nätet, ofta via en så kallad fyrkvadrantomformare (converter). Omriktarna brukar då ofta innehålla bipolär transistor med isolerat styre (eng. Insulated-gate bipolar transistor, IGBT) där kraftelektronik styr frekvensen och storleken på strömmen som genereras. Omvandlaren har ofta regleralgoritmer för att kontrollera kraft flöde, så att batterierna hållas skyddas. Omvandlaren kan kompletteras med andra komponenter för att exempelvis kontrollera frekvens eller fasvinkel i systemet. En sådan enhet betecknas som en Voltage Source Converter (VSC) eller spänningsomriktare. De mest avancerade batterilagren kan innehålla liknande funktionalitet som en s.k. SVC eller STATCOM. För mindre batteri system i intervallet 100 kW till 100 W finns ett brett utbud av DC - AC omvandlare som arbetar enligt olika principer som begränsar tillämpningar av lagret.

Eftersom batterier arbetar vid lägre spänningsnivåer än nätet är de anslutna via en transformator eller en DC-DC-omvandlare. Normalt är batterierna ihopkopplade med en eller flera filtersystem, bestående av kondensatorer och induktanser, för att ge önskad dämpningseffekt. Filtrering av övertoner är exempel på en applikation för förbättrad spänningskvalité associerad med dessa filter. Då filtersystem är integrerat med kraftelektroniken som styr omvandlaren behöver dessa filter dimensioneras och beställas tillsammans med energilagret. I exempelvis lagret i Falköping (se [26]) kan denna applikation utnyttjas oberoende av annan användning av batterilagret.

4.3 Battery Energy Management System (BEMS)

Batteriernas energistyrssystem är en integrerad del av praktiskt taget alla stora flermodulsbatterier. Grundläggande funktioner som tillhandahålls av ett storskaligt batterilager inkluderar styrning av elektriskt flöde (kontroll av laddning/urladdning), utjämning mellan cellspänningar (hos t.ex. Litium-jon) eller elektrolyte nivåer (hos t.ex. Redox-flödes och övervakning av temperatur (värme och/eller kylning). Energistyrssystem är nödvändigt och specifik för varje leverantör eftersom batterilager, i praktiken, är ett tämligen komplicerat system. I en modell av ett batterisystem behöver man ta med hur de enskilda battericellernas samverkar samt faktorer som hur:

- batteriets kapacitet varierar med urladdningsström
- batteriets kapacitet varierar med temperatur
- batteriets hysterier orsakar att förlusterna varierar
- relaxation (anpassning av batteri till ny jämviktspunkt) påverkar prestanda
- storlek på anod och katod påverkar prestanda
- åldring av batterierna påverkar prestanda

Dessa faktorer gör varje batteri design tämligen individuell och det kan vara svårt att erhålla nödvändig information om en specifik typ av batteri, eftersom denna kunskap ofta ses som konkurrensfördel och affärshemlighet av en tillverkare. Förutom de beskrivna komponenterna i föregående stycken kan batterilagret kompletteras med, till exempel filter och reläer, som ökar systemets komplexitet.

5 Alternativ till energilager

Energilager är ett av flera alternativ för att öka mängden vindkraft som kan anslutas till ett distributionsnät. Tabell 3 ger en översikt av flera alternativ till en investering i ett energilager. De olika alternativen beskrivs närmare i följande avsnitt.

Tabell 3, alternativ till energilager

Begränsning av acceptansgräns	Exempel på nät	Alternativ
Spänning är begränsande	Låg och mellanspänning, radiell ledning till energilager	– Spänningsreglering på HS/MS transformator ("line-drop compensation") – Distributionstransformatorer med lindningskopplare – Tillfällig acceptera högra/låga spänningar (ökad risk för materialfel)
Transformator är överbelastad	Mellanspänningsnät	– Ny större transformator – Större och styrda fläktar (ger 20-30%) – Reaktiv-effektkompensering – Acceptera begränsad minskning av livslängd av komponenten (högre inställning av överströmsgränsen i skydden)
Luftledning blir överbelastad		– Ny parallell ledning – Öka ledningens överföringskapacitet (spänn faslinor, grövre faslinor, spänningshöjning etc.) – Dynamisk kapacitetsgräns "Dynamic line rating" (kan ge 100-250% ökad överföring blåsiga dagar)
Kabel är begränsande		– Ny kabel
För samtliga begränsningar av HC ovan:		Nedstyrning/Minska av produktion (curtailment) och/eller styrbara laster i tiden (demand-response)

5.1 Traditionell nätplanering

Genom att förstärka nätet med ny utrustning exempelvis kablar, ledningar och transformatorer skapas möjligheten att ansluta mer vindproduktion då nätets kapacitet höjs. Transformatorers kapacitet kan ökas med uppskattningsvis 30 % relativt enkelt genom att öka möjligheterna att kyla (fläkta upp). Även spänningskvaliteten är möjlig att förbättra med traditionell nätplanering exempelvis genom att utöka antalet lindningskopplare.

Inom projektet har ett jämförande studie av alternativ och kostnader för traditionell nätplanering gjorts inom delaktivitet *Ekonomiska kalkyler*.

5.2 Reaktiv effekterreglering

Utökning av utrustning som kan reglera nätets reaktiva effekt ökar nätets kapacitet och ger möjlighet att förbättra spänningskvaliteten. Exempel på utrustning som reglerar reaktiv effekt är SVC (Static Var Compensation),

STATCOM eller mer passiva lösningar som kondensatorer eller reaktorer i serie eller parallell.

5.3 Nedstyrning av vindproduktionen

Då maximal vindproduktion i kombination med låg last sällan inträffar kan det tyckas onödigt att dimensionera nätet efter dessa tillfällen. Om avtal istället ingås mellan nätbolag och vindkraftssägare, vilket ger nätbolagen möjlighet att be vindkraftsägarna att minska, alternativt stänga av, vindproduktionen under särskilda omständigheter (så kallad nedstyrning eller curtailment) kan en högre mängd vindkraft anslutas till nätet.

Denna möjlighet har nätbolagen ofta redan idag och det är sällan vindkraftsägarna har rätt till ersättning.

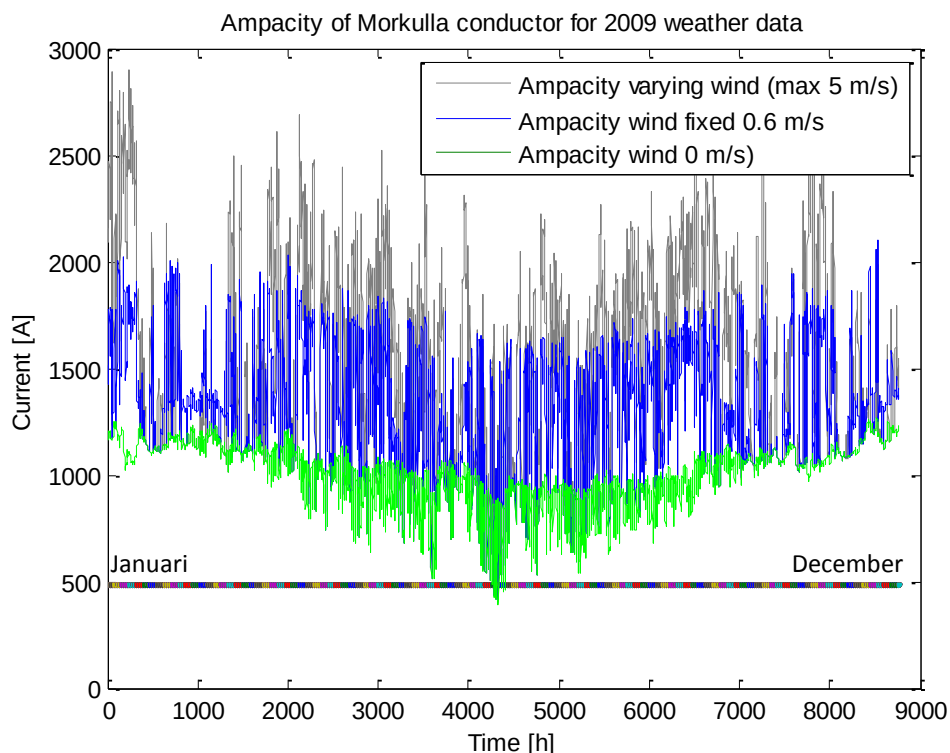
5.4 Styrbara laster (Demand-response)

Ett annat alternativ för nätbolagen att klara av en större mängd intermittent produktion är om de sluter avtal med elanvändare, vilka mot ersättning kan tänka sig att styra sin förbrukning efter tillgången på energi i nätet. På engelska benämns detta oftast för demand-response.

5.5 Dynamisk kapacitetsgräns (Dynamic Line Rating)

Om vindkraftproduktionen begränsas av en luftledning överföringsförmåga kan en metod vara att mer exakt beräkna den strömbegränsning som råder under aktuell väderförhållanden. Genom att mäta olika parametrar kan den termiska begränsningar för en luftledning uppskattas och den strömmängd (ampacitet) som kan föras över en luftledning beräknas för givna förhållanden. Målet är att avgöra vilken strömmängd som under givna väderförhållande orsakar den maximalt tillåtna nedhängningen av ledningen. Det är särskilt gynnsamt för vindkraften då vinden kraftigt ökar avkylningen av den värme som skapas av den överförda energin.

Som framgår av Figur 10 kan behovet att lagra energi p.g.a. av överbelastning ibland omvärderas med hjälp av dynamisk belastningsförmåga.



Figur 11 Beräknad ampacity jämfört med fixt kapacitetsgräns (horisontell linje) beräknad enligt Cigré tekniska broschyren 299[26]. Med hänsyn till temperatur och solinstrålning kan strömgränsen ökas under ett kalenderår enligt grönt spann. Bidraget till ampacity som uträknas med hjälp av avkylning från konstant vind på 0,6 m/s (enligt Cigré rekommendation) indikeras med det mellersta blå bandet. Det är riskabelt att uppskatta vindens storlek i själva kraftledningen korridoren, men med reduktion av uppmätt vindstyrka kan kapacitetsgränsen ökas ytterligare i de tillfällen då det blåser (och vindkraft alltså producerar maximalt) [27].

5.6 Utökning av tillåten överlast/överspänning

Ett ytterligare alternativ är att man accepterar att vissa delar av nätet överbelastas under korta perioder. Överbelastningen kan medföra en ökad risk för apparatfel, förkortad livslängd på apparater m.m. och denna risk måste bedömas och värderas.

Referenser

- [1] S. Aceby, L. Weingarten och E. Nicholas, "Teknisk dimensionering – exempel, Elforsk 12:44, bilaga 3," ELFORSK, Stockholm, 2012.
- [2] N. Etherden och S. Aceby, "Energilager anslutet till vindkraft Delrapport 1: Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering, Elforsk 12:44, bilaga 1," ELFORSK, Stockholm, 2012.
- [3] S. Aceby, "Regelverk för Energilager, Elforsk 12:44, bilaga 4," ELFORSK, Stockholm, 2012.
- [4] M. Lindén, "Affärsmodeller - Energilager, Elforsk 12:44, bilaga 5," SWECO, Stockholm, 2012.
- [5] D. Rastler, *Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper on Applications, Costs, and Benefits*, Palo Alto: Electrical Power Research Institute, 2010.
- [6] J. Eyer och G. Corey, "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide, A Study for the DOE Energy Storage Systems Program," Sandia National Laboratories, USA, California, 2010.
- [7] Vattenfall Eldistribution AB, "Regionnätstariffer 2012," 21 05 2012. [Online]. Available: http://www.vattenfall.se/sv/file/Regionn_tstariffer-2012_18925597.pdf. [Använd 21 05 2012].
- [8] *Timmätning följer aktiva elkonsumenter*, Proposition 2011/12:98.
- [9] M. H. Bollen och F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, Hoboken: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [10] L. Staudt, "Electricity Storage Windfarm and Industrial Application," Centre for Renewable Energy, Dundalk Institute of Technology.
- [11] A. Züttel, "Hydrogen and Bioenergy Processes and Materials," 9 January 2012. [Online]. Available: http://www.empa.ch/plugin/template/empa/*/116092. [Använd 10 May 2012].
- [12] G. W. Bryce, P. W. Agnew, T. R. Foord, D. J. Winning och A. G. Marshall, "On-site investigation of electrohydraulic governors for water turbines," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 124, nr 2, pp. 147 - 153, 1977.
- [13] Y. V. Makarov, "Assessing the Value of Regulation Resources based on their time Response Characteristics," Pacific Northwest National Laboratory, Oak Ridge, 2008.
- [14] GERMANY Trade & Invest, "Green Hydrogen & Power to Gas - Demonstrational Projects in Germany," Feb 2012. [Online]. Available: http://www.google.se/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CEYQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.gtai.de%2FGTAI%2FContent%2FEN%2FInvest%2F_SharedDocs%2FDownloads%2FGTAI%2FFact-sheets%2FEnergy-environmental%2Ffact-sheet-green-hydrogen-power-to-gas-demonstr. [Använd 21 08 2012].
- [15] L. Messing och S. Lindahl, "Inventering av framtidens el- och värmeproduktionstekniker, Delrapport Energilagring, Elforsk 08:83,"

- ELFORSK, Stockholm, 2008.
- [16] M. Lazarewicz och J. Judson, "Performance of First 20 MW Commercial Flywheel Frequency Regulation Plant," 11 June 2001. [Online]. Available: http://www.beaconpower.com/files/Beacon_Power_presentation_ESA%206_7_1_1_FINAL.pdf. [Använd 10 May 2012].
 - [17] TERNA, "Board of Directors Approves 2012-2016 Strategic Plan," 20 March 2012. [Online]. Available: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=r%2BtNJ1dHHXI%3D&tabid=5962>. [Använd 06 May 2012].
 - [18] TERNA, "The other Terna: 1 billion euros investments on large projects," 14 February 2011. [Online]. Available: <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=7schqQ3BEWY%3D&tabid=4985>. [Använd 06 May 2012].
 - [19] North America Renewable Power Advisory – NARP 825-110928, "Market Brief: US Utility-Scale Battery Storage," 28 September 2011. [Online]. Available: http://www.hawaii-clean-energy-initiative.org/storage/media/6_US%20Utility-Scale%20Battery%20Storage%20Market%20Surges%20Forward.pdf. [Använd 09 May 2012].
 - [20] N. Kawakami, Y. Iijima, Y. Sakanaka, M. Fukuhara, K. Ogawa, M. Bando och T. Matsuda, "Development and field experiences of stabilization system using 34MW NAS batteries for a 51MW wind farm," i *IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, Bari, Italy, 2010.
 - [21] J. Berst, "SmartGridNews.com," 3 January 2012. [Online]. Available: http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Business_Global/Chinese-smart-grid-storage-project-could-be-a-template-for-U-S-4340.html. [Använd 9 09 2012].
 - [22] Youricos, "Island Systems - the off-grid energy system," 25 May 2012. [Online]. Available: <http://www.youricos.com/en/products/Island-systems/>. [Använd 05 May 2012].
 - [23] H. Bandhold, J. C. Wallner, M. Lindgren och S. Bergman, "Plug in road 2020, 09:40," Elforsk, Stockholm, 2009.
 - [24] L. Weingarten, "Prosumer med "Demand-Response", makroperspektivet," Elforsk, Stockholm, 2012.
 - [25] D. Linden och T. Reddy, "Handbook of Batteries (3rd Edition)," McGraw-Hill, USA, Columbus, 2003.
 - [26] J. Berst, "SmartGridNews.com," 7 September 2011. [Online]. Available: http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Technologies_Storage/Lithium-ion-for-grid-scale-storage-3981.html. [Använd 7 May 2012].
 - [27] Cigré Working Group B2.12, "Guide for Selection of Weather Parameters for Bare Overhead Conductor Ratings,," Technical brochure 299, Paris, 2006.
 - [28] N. Etherden och M. H. J. Bollen, "Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks by Curtailment of Renewable Energy Resources," i *2011 IEEE Power Tech*, Norge, Trondheim, 2011.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se

Teknisk dimensionering – exempel

Elforsk rapport “12:44 – Bilaga 3”



Susanne Ackeby, Leopold Weingarten &
Nicholas Etherden

September 2012

ELFORSK

Teknisk dimensionering – exempel

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 3"

Förord

Denna bilaga är en delrapport i förstudien kring det energilager Falbygdens Energi studerat i projektet – Energilager anslutet till vindkraft. Den övergripande rapporten sammanfattar och knyter samman de olika delrapporterna.

Bilagan är framtagen av STRI AB, Susanne Aceby, susanne.aceby@stri.se

Sammanfattning

Denna rapport utgör ett konkret exempel och vägledning för dimensionering av ett energilager, vilket används för att öka ett distributionsnätets acceptansgräns. Acceptansgränsen kan bestämmas som gräns då en accepterbar kraftförsörjning för kunder i elnätet inte längre kan säkerställas då nya laster eller ny produktion ansluts, se *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [1].

Tre olika anslutningspunkter studeras i ett distributionsnät i Sverige där 326 GWh energi årligen transmittas. Anslutningspunkterna representerar anslutning vid en fördelningsstation i ett landsbygdsnät, stadsnät samt anslutning ute i nätet, i nära anslutning till en vindkraftpark. För anslutningspunkt 1 och 3 har dimensionering av batterilager skett. Karakteristik för de tre anslutningspunkterna ges följande tabell:

Dimensioneringsbehov för olika punkter.

Anslutningspunkt	Medellast	Minlast	Maxlast	Acc. gräns (Existerande + tillskott av vind)
1 (40/10 kV transformatorstation)	3,1 MWh/h	0,5 MWh/h	6,8 MWh/h	12,25 +1,75 MW*
2 (130/20 kV transformatorstation)	7,5 MWh/h	2,7 MWh/h	46,5 MWh/h	16,8 + 50 MW**
3 (anslutning ute i 10 kV nät)	0,8 MWh/h	0,1 MWh/h	1,8 MWh/h	0*** + 1,3 MW*

Acceptansgräns avser installerad kapacitet av vindkraft, tillskottet av vindkraftsproduktion är antingen simulerad i ett kraftsystemanalysprogram() eller teoretiskt uträknad(**). Även för anslutningspunkt 3 finns det 12 MW existerande vindgenerering i nätet med 0 MW under anslutningspunkten (***).*

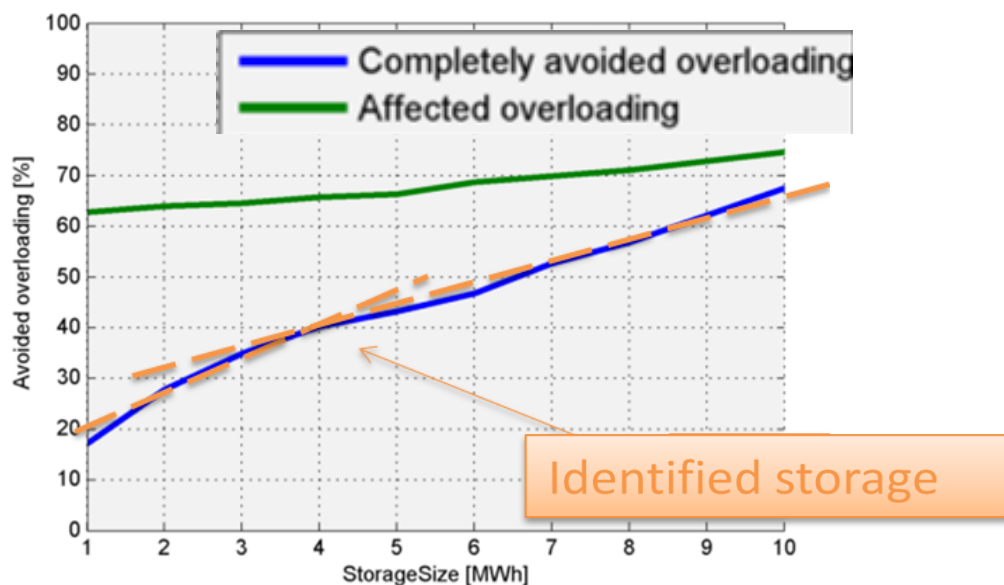
Då det i *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [1] visades att överlast är det som tenderar vara det begränsande vid inkoppling av distribuerad generering i relativt starka punkter i nätet, studerades anslutningspunkterna främst med avseende på överlast. För anslutningspunkt 1 och 3 studerades även påverkan av långsamma spänningsförändringar. Dimensionering av batterilager gjordes för tillämpningen att öka acceptansgränsen m.a.p. överlast och för tillämpningen att minska förluster i överliggande nät. För anslutningspunkt 2 gjordes ingen dimensionering.

För beräkningar i anslutningspunkt 1 och 3 har normal drift antagits, där redundans funnits i form av en extra transformator (N-1). För anslutningspunkt 2 beräknades den teoretiska acceptansgränsen utefter att ett N-1 läge skulle kunna hanteras.

Beräkningarna är utförda för en tidsperiod av åtta månader med data på timbasis för de laster och den produktion som då fanns i exempelnätet.

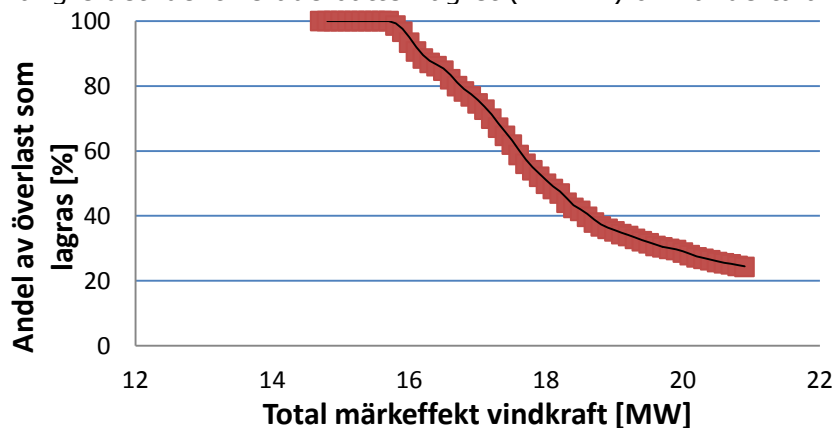
I anslutningspunkt 1 och 2 blir transformatorernas begränsningar det som bestämmer acceptansgränsen. Eventuellt kan även de ledningar som kommer att läggas mellan matarstationerna i anslutningspunkt 2 bli begränsande. I anslutningspunkt 3 är det en kombination av överspänningar och överbelastning av transformator som begränsar mängden vindkraftsproduktion i nätet.

För anslutningspunkt 1 och 3 dimensionerades batterilager efter att 6 MW respektive 3 MW extra vind ansluts till distributionsnätet. Då en lagerkapacitet för att täcka all överlast skulle medföra ett orealistiskt stort batterilager som ofta skulle stå outnyttjat, valdes en lagerstorlek i en brytpunkt där ytterligare ökning av batterikapacitet endast gav mindre ökning av tillvaratagen energi från vindkraft. Detta innebär att användandet av lagret kombineras med att spilla energi vid extremt långa perioder av maximal vindproduktion. Brytpunkten för anslutningspunkt 1 illustreras i nedanstående figur. Upprepade simuleringar har genomförts för att hitta de parametrar på batterilager (kapacitet och laddningseffekt) som återfinns vid brytpunkten.



Figur från avsnitt 4.3, påverkan av kapacitet på batterilager och möjlighet att omhänderta extra producerad vindkraft.

Total installerad effekt under anslutningspunkt 1 är i dagsläget 12 MW. I nedanstående figur ses att vid en installerad effekt på 15,8 MW kan inte längre det identifierade batterilagret (4 MWh) omhänderta all överlast.



Figur från avsnitt 4.3, Möjlighet att omhänderta installerad mängd generering då identifierat batterilager för anslutningspunkt 1 anslutits. Studien gjordes då 6 MW ytterligare vindproduktion anslutits (total vindproduktion 19 MW, lager kapacitet 4 MWh, i- och urladdningseffekt 4 MW).

I nedanstående tabell redovisas möjligheten att öka acceptansgränsen m.a.p. överlast, samt hur mycket extra vindenergi som skulle kunna tas tillvara med tre olika lagerstorlekar i anslutningspunkt 1.

Resultat av lagerdimensionering för att motverka överlast i anslutningspunkt 1 och påverkan för olika storlekar på lager, avsnitt 4.3.

Kapacitet	Effekt		Mängd energi som inte skulle behöva spillas	Ny Acc. gräns (Existerande + tillskott av vind)
	laddning	urladdning		
4 MWh	1,2 MW	0,2 MW	34 %	14 + 1,3 MW
10 MWh	3 MW	0,6 MW	60 %	14 + 2,9 MW
45 MWh	14 MW	3 MW	100 %	14 + 5 MW

Följande tabell sammanfattar möjligheten att minska förluster m.h.a. ett batterilager.

Snabb urladdning motsvarar den styralgorithm som laddar upp lagret då överlast föreligger och laddar ur så fort som möjligt.

Förlustminimering motsvarar den styralgorithm som minskar skillnader mellan hög produktion och låg produktion i mesta möjliga mån.

Endast reaktiv effektkompensering motsvarar ett batterilagersystemet som enbart används för att jämma ut den reaktiva effekten.

Snabb urladdning och reaktiv effekt motsvarar de fall då batterilagersystemet, i kombination med snabb urladdning, används för att jämma ut den reaktiva effekten.

Förlustminimering och reaktiv effekt motsvarar de fall då batterilagersystemet, i kombination med förlustminimering, används för att jämma ut den reaktiva effekten.

Förlustminimeringen ger ett bättre resultat än snabb urladdning, men det bästa resultatet m.a.p. förlustminskning fås då även den reaktiva effekten påverkas. Detta därför att batterilagret utöver att användas för att minska överlast ett begränsat antal timmar per år med hjälp av aktivt effektförflöde dessutom kontinuerligt används för att motverka överlast via omriktarens reaktiva effektkompensering. I exemplenätet var dock förlustminskningen i överliggande transformator och 40 kV linjer mindre än lagrets egna omvandlingsförluster.

Resultat av lagerdimensionering för att minska förluster i överliggande ledning till anslutningspunkt 1 då 6 MW ytterligare vindproduktion anslutits (total vindproduktion 19 MW), avsnitt 4.3. (Större effekt på i- och urladdning gav endast blygsam ytterligare förlustminskning för studerat nät.)

Kapacitet	Effekt		Minskade förluster [MWh/år]	%, jämfört med förluster utan lager	Algoritm
	iladdning	urladdning			
4 MWh	1,2 MW	0,2 MW	1,9 MWh/år	1,7 %	Snabb urladdning
			3,2 MWh/år	2,9 %	Förlustminimering
			4,7 MWh/år	4,2 %	Endast reaktiv effektkompensering
			6,6 MWh/år	5,9 %	Snabburladdning och reaktiv effekt
			7,9 MWh/år	7,1 %	Förlustminimering och reaktiv effekt

I den sista tabellen redovisas möjligheten att öka acceptansgränsen m.a.p. överlast, samt hur mycket extra vindenergi som skulle kunna tas tillvara med tre olika lagerstorlekar i anslutningspunkt 3, d.v.s då batterilagret placeras längre ut i det elektriska nätet.

Resultat av lagerdimensionering för att motverka överlast i anslutningspunkt 3 då 3 MW ytterligare vindproduktion anslutits till nätet (total vindproduktion 3 MW) avsnitt 6.3.

Kapacitet	Effekt		Mängd energi som inte skulle behöva spillas	Ny Acc. gräns (Existerande + tillskott av vind)
	laddning	urladdning		
2,4 MWh	2 MW	0,3 MW	64 %	1,3 + 0,8 MW
6 MWh	5 MW	0,6 MW	100 %	1,3 + 1,7 MW

I denna rapport visas konkreta exempel på dimensionering av batterilager kombinerat med beräkningar och simuleringar. Nätnyttan vid installation av batterilager beror till stor del på parametrar i det elektriska nätet, men resultat i denna rapport pekar mot att det är bättre att installera ett batterilager långt ut i elnätet i anslutning till ett vindkraftverk om batterilager skall användas för att omhänderta överlast i det elektriska nätet.

Denna rapport har även visat att ett batterilager delvis kan kompensera sina egna omvandlingsförluster genom minskning av förluster i överliggande nät.

En ökning av acceptansgränsen med hjälp av ett batterilager medför att investeringar i nätet, som annars hade varit nödvändiga, inte behöver göras.

Summary

The following report presents a step-by-step example to dimension a battery storage system in order to increase the Hosting Capacity (HC) in a distribution grid. The Hosting Capacity is defined as the maximum amount of new production or consumption that can be connected without endangering the reliability or quality for other customers; see *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [1].

Three connection points have been studied in a distribution grid with annual transfer of 326 GWh. The locations represent connection to a substation in a rural and urban distribution grids as well as further out in the grid, in close connection to a wind park. The storage was dimensioned for connection point 1 and 3. The characteristic properties of the connection points are given in the below table.

Dimensioning criteria for different connection points.

Investigated connection point	Mean consumption	Minimum consumption	Maximum consumption	HC limit (existing + additional wind)
1 (40/10 kV distribution feeder)	3.1 MWh/h	0.5 MWh/h	6.8 MWh/h	12.25 +1.75 MW*
2 (130/20 kV distribution feeder)	7.5 MWh/h	2.7 MWh/h	46.5 MWh/h	16.8 + 50 MW**
3 (position further out in 10 kV grid)	0.8 MWh/h	0.1 MWh/h	1.8 MWh/h	0*** + 1.3 MW*

The HC limit refers to total rated power in the distribution grid, plus simulated extra contribution of wind power, either by power system analysis () or theoretically calculated (**). 12.25 MW wind generation exists also for investing connection point 3, but is not under the investigated feeder (***)*

The sub-report, *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering*, [2], stated that over load is the most common limiting factor for relatively strong parts of a grids, therefore this was studied in this project. The effect of voltage variations was also studied for connection point 1 and 3. The dimensioning of the battery storage was done for two applications, namely to avoid overloading and to reduce losses in the overlying grid. No dimensioning was done for connection point 2.

Normal operation has been assumed for connection point 1 and 3, were a reserve transformer exists as back-up (N-1). The theoretical hosting capacity for connection point 2 was calculated with maintained N-1 criteria.

The studies have been done for a time period of 8 months using hourly data for production and consumption from the investigated grid.

For connection point 1 and 2 the transformers are limiting for the HC. For connection point 3 the overload in combination with overvoltage is limiting the possible amount of wind power production that can be connected to the grid.

The storage was dimensioned assuming additional 6 and 3 MW of wind capacity compared to what exists today (for connection point 1 and 3 respectively). In order to store all additional wind production an unrealistic large capacity would be required. The investigated storage was chosen in the

breaking point after which additional capacity gives smaller per unit increase of delivered energy to the grid. This implies that the storage is combined with curtailment of wind production ("spilled wind"). The break point is shown for connection point 1 in the below figure. A large number of simulations have been performed in order to identify the optimal parameters for the battery storage system (capacity and power for the battery storage).

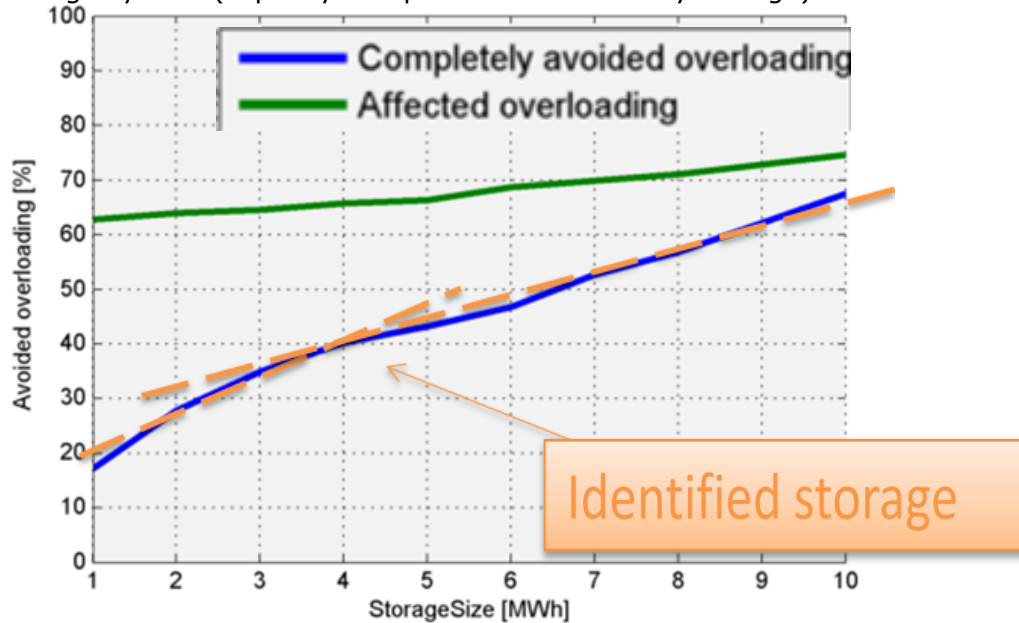


Figure from section 4.3, effect of capacity on the battery storage as potential to avoid overloading.

Total installed wind power capacity under connection point 1 is currently 12 MW. In the following figure it can be seen that after 15.8 MW the identified storage (4 MWh) has no longer the possibility to store all extra wind power production that would cause overload without storage.

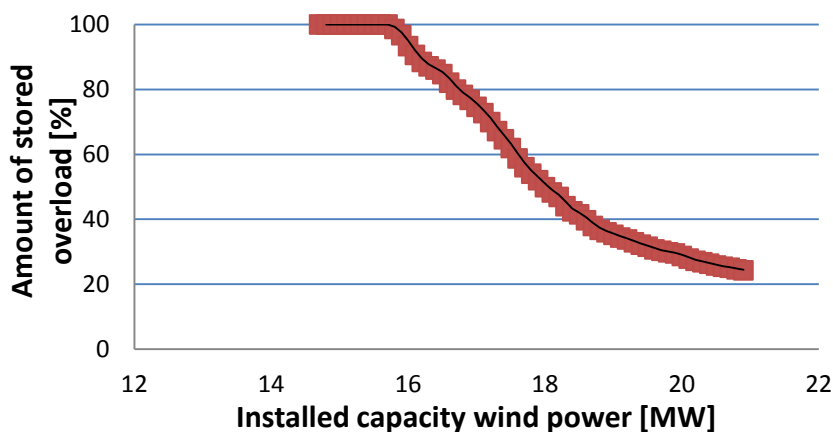


Figure reproduced from section 4.3, Amount of overloading from additional wind power beyond the hosting capacity limit that can be avoided with storage. For a storage at connection point 1. (Total of 19 MW installed wind capacity, 4 MWh storage capacity and 4 MW charge/discharge capacity).

In the table below the increase of hosting capacity with respect to overloading as well as additional wind production delivered to the grid is shown for three different storage sizes at connection point 1.

Increase of hosting capacity and possibility to mitigate overload for connection point 1 with different sizes of storage, from section 4.3.

Capacity	Power		Amount of additional energy delivered to grid	New HC limit (Attached wind + extra wind prod)
	Charge	Discharge		
4 MWh	1.2 MW	0.2 MW	34 %	14 + 1.3 MW
10 MWh	3. MW	0.6 MW	60 %	14 + 2.9 MW
45 MWh	14 MW	3 MW	100 %	14 + 5 MW

The subsequent table gives the decrease of line losses for connection point 1.

Quick discharge corresponds to an algorithm that charges as soon as overload occurs and releases stored energy as soon as overloading disappears.

Loss minimization corresponds to an algorithm that tries to minimize the differences between high and low production.

Quick discharge and reactive power compensation corresponds to when the battery storage is used for Quick discharge in combination with continuous VAR compensation.

Loss minimization and reactive power compensation corresponds to when the battery storage is used for Loss minimization in combination with continuous VAR compensation.

A battery storage system optimized to reduce losses helps to minimize the losses from the battery storage, but the continuous VAR compensation still has a large contribution towards minimizing losses in a region distribution grid. This is because the continuous VAR compensation can be used also at the majority of the hours when no active power is being dispatched. In the example network the decrease in losses in overlying transformer and 40 kV line segment was less than the internal losses in the storage.

Dimensioning of storage to minimize losses in overlying line when 6 MW of extra wind power production is attached to connection point 1 (total installed wind power 19 MW), section 4.3. Larger charge /discharge capacity gave no further reduction of losses for the studied grid.

Capacity	Power		Amount of losses		Algorithm
	Charge	Discharge	[MWh/year]	[%] of total losses	
4 MWh	1.2 MW	0.2 MW	1.9 MWh/year	1.7	Quick discharge
			3.2 MWh/year	2.9	Loss minimization
			4.7 MWh/year	4.2	Only reactive power compensation
			6.6 MWh/year	5.9	Quick discharge and reactive power compensation
			7.9 MWh/year	7.1	Loss minimization and reactive power compensation

In the table below the increase of hosting capacity with respect to overloading as well as additional wind production delivered to the grid is shown for three different storage sizes at connection point 3. This corresponds to placing the storage further out in the grid compared to connection point 1.

Dimensioning of battery storage in point 3, where 3 MW extra wind power production have been connected in the investigated connection point, section 4.3.

Capacity	Power		“Non spilled” energy from wind generation	New HC limit (Attached wind + extra wind prod)
	Charge	Discharge		
2.4 MWh	2 MW	0.3 MW	64 %	1.3 + 0.8 MW
6 MWh	5 MW	0.6 MW	100 %	1.3 + 1.7 MW

This report shows step-by-step example how to dimension a battery energy storage on basis on measured power flow and using load flow simulations. Installation of a battery storage system is highly sensitive to the characteristics and power flow of an electrical grid, but the result in this report indicates that it, if the storage is to be used for avoiding overload in a distribution grid, it is better to connect a battery storage system further out in a distribution grid, near the connection point of wind power production.

The report also shows that the internal conversion losses in the battery storage can be partially compensated by reduction of losses in the overlying network.

Innehåll

1	Inledning	1
2	Beskrivning av exempel nätet	1
2.1	Anslutningspunkt 1 - energilager i en fördelningsstation	2
2.2	Anslutningspunkt 2 - energilager i direkt anslutning till vindkraftspark	2
2.3	Anslutningspunkt 3 - energilager till en svagare punkt längre ut i distributionsnätet	3
2.4	Tekniska begränsningar	3
3	Metoder och Verktyg	4
3.1	Dimensionering av energilager	4
3.1.1	Önskad cykling av batterilagret	5
3.1.2	Snabb urladdning	6
3.1.3	Förlustminimering	6
4	Anslutningspunkt 1	8
4.1	Nätdata under anslutningspunkten	8
4.2	Nuvarande acceptansgränser	9
4.2.1	Relevant prestandaindex	9
4.2.2	Beräkningar/Simuleringar	9
4.2.3	Resultat	9
4.3	Dimensionering av batterilager	10
4.3.1	Överlast	10
4.3.2	Förlustminimering	13
4.3.3	Förluststudier av Falbygdens Energis befintliga batterilager	16
4.3.4	Påverkan av lagrets effektivitet	18
5	Anslutningspunkt 2	19
5.1	Nätdata under anslutningspunkten	19
5.2	Nuvarande acceptansgränser	20
5.2.1	Relevant prestandaindex	20
5.2.2	Beräkningar	20
5.2.3	Resultat	21
5.3	Relevanta tillämpningar för ett batterilager	22
5.4	Alternativ till batterilager	22
6	Anslutningspunkt 3	23
6.1	Nätdata under anslutningspunkten	23
6.2	Nuvarande acceptansgränser	24
6.2.1	Relevant prestandaindex	24
6.2.2	Beräkningar/Simuleringar	25
6.2.3	Resultat	26
6.3	Dimensionering av batterilager	26
6.3.1	Långsamma spänningsförändringar	26
6.3.2	Överlast	27
6.3.3	Förluster	29
7	Dynamiska simuleringsverktyg	31
8	Referenser	32
Appendix A		1
	Iterativ process för att dimensionera batterilager	1

1 Inledning

Denna aktivitet, **Dimensionering**, är en del av projektet *Förstudie Energilager anslutet till vindkraft*. Aktiviteten **Dimensionering** har delats upp i 2 delaktiviteter dels en rapport med *Förutsättningar för energilager i lokalnät* (del 1, [5]) och dels denna rapport *Teknisk dimensionering – exempel* (del 2). Del 1 innehåller en sammanställning av möjliga tillämpningar och lämpliga nätplaceringar för några tillämpningar. Del 2 utgör ett konkret exempel och handledning i möjlig dimensionering av ett energilager för ett givet nät. Acceptansgränsen för tre olika punkter i exempelnätet studeras. Teknisk dimensionering av ett energilager görs för två av dessa anslutningspunkter.

Specifik kapacitet och effekter föreslås för ett energilager i ett distributionsnät i Sverige där 326 GWh energi årligen transmitteras. Tillgång på indata har begränsat denna rapport till att studera variation på timbasis¹.

2 Beskrivning av exempelnätet

I projektet har tre olika anslutningspunkter för ett energilager i ett distributionsnät analyserats. De tre anslutningspunkterna valdes av Falbygds Energi. Placeringarna representerar anslutning vid fördelningsstation för ett stadsnät, landsbygdsnät samt en placering ute i nätet i nära anslutning till en vindkraftpark. Placering valdes baserad på kunskap om nätsituation och planerade framtida vindkraftutbyggnad.

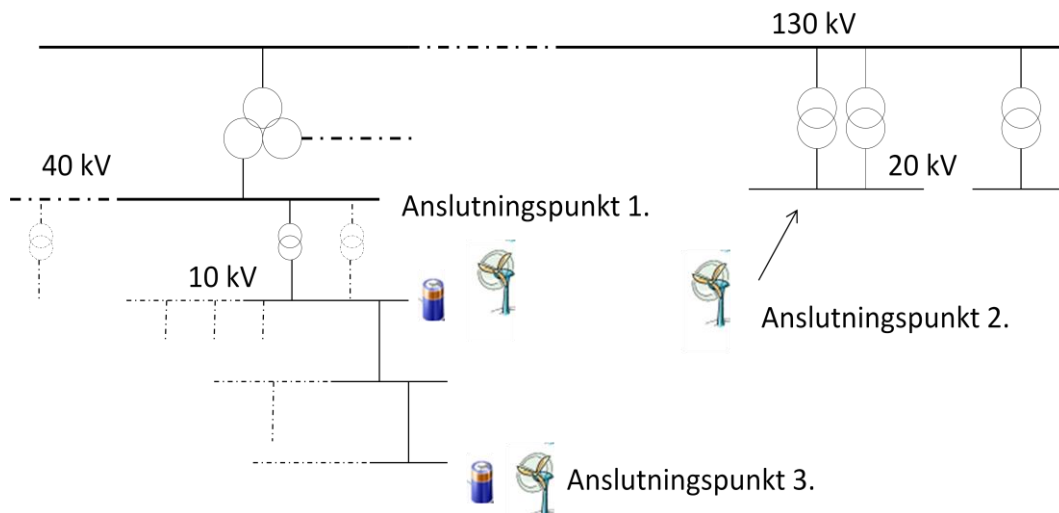
Anslutningspunkt 1 – anslutning av lager till en distributionstransformator och fördelningsstation.

Anslutningspunkt 2 – anslutning av lager till vindkraftpark

Anslutningspunkt 3 – anslutning av lager längre ut i ett distributionsnät

I Figur 1 ges en översikt över de undersökta punkterna. För samtliga punkter genomförs beräkningar/simuleringar med ökad andel vindkraftproduktion.

¹ Därför är effekter i rapporten angivna som medelvärden per timme. Det vill säga MWh/h eller MVArh/h.



Figur 1. Översikt över anslutningspunkter av undersökta energilager och ökad produktion vindkraft. Endast en del av nätet visas där streckad linje är tänkt att representera fortsatt sträckning av elnätet. Översikten är ej skalenlig.

2.1 Anslutningspunkt 1 - energilager i en fördelningsstation

Anslutningen av batterilager sker till 10 kV sidan av en distributionstransformator mellan 40 och 10 kVs nivå. Fördelningsstationen är i normalfallet ansluten radiellt, det vill säga att varje matning slutar i produktion eller konsumtion (till skillnad från ringmatning). Stationen har både produktion, i form av vindkraft, samt konsumtion. Totalt är 12,25 MW vindkraft installerat och konsumtionen varierar i normalfallet mellan 0,5 och 6,8 MWh/h aktiv effekt samt ca 0 till 1,8 MVarh/h reaktiv effekt.

Total vindkraftsproduktion ökas till 19 MW för att undersöka hur ett batterilager kan öka integrering av vindkraft. Med 19 MW installerad vindkraftkapacitet är transformatorn överbelastad 3 % av tiden.

2.2 Anslutningspunkt 2 - energilager i direkt anslutning till vindkraftspark

I denna punkt undersöks anslutning av vindkraftspark som sker till 20 kV sidan av en 130/20 kV transformator i en mottagningsstation med utbyte mot statsnät. I dagsläget är 16,8 MW vindkraft anslutet mot stadsnätet.

För acceptansgrändberäkningar ökas total mängd vindkraftsproduktion till drygt 70 MW, eftersom det finns planer att utöka nätet genom att ansluta ett rent produktionsnät på 53,6 MW via kabel.

Ett batterilager, för tillämpningen att öka acceptansgränsen m.a.p. överlast, i denna punkt är inte ett realistiskt scenario för det studerade nätet, eftersom det skulle behöva lagringskapacitet på ca 45 MWh för att kunna omhänderta energi från vindkraftverk vid produktionstoppar. Därför görs inte någon

dimensionering av batterilager för denna punkt utan, endast en teoretisk uträkning av acceptansgränsen.

2.3 Anslutningspunkt 3 – energilager till en svagare punkt längre ut i distributionsnätet

Anslutning sker under samma fördelningsstation som vid anslutningspunkt 1. Anslutningen av batterilager sker längre ut under en av fördelningsstationens tio förgreningar. Denna förgrening står i normalfallet för ca 26 % av konsumtionen under fördelningsstationen och under kvällar och helger för ca 34 % av konsumtionen. Ingen vindkraftsproduktion är i dagsläget ansluten till denna förgrening.

Undersökning av ökad vindkraftsproduktion och anslutning av batterilager sker längre ut i förgreningen. Konsumtionen efter anslutningspunkten (denna last aggregeras vid simuleringar) varierar i normalfallet mellan 0,1 och 1,8 MWh/h aktiv effekt och 0,4 och - 0,3 MVarh/h reaktiv effekt.

Under ett normalår förekommer tillfällen då spänningen längre ut, efter den undersökta anslutningspunkten sjunker med mer än 5 procent från reglerspänning.

Energilager undersöks i samband med utökning om 3 MW vindkraft i den undersökta punkten.

2.4 Tekniska begränsningar

I rapporten, *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering* [1], ses att vid inkoppling av distribuerad generering i relativt starka punkter i nätet tenderar överbelastning vara det begränsande för mängden generering som kan installeras med bibehållen accepterbar leveranssäkerhet och spänningskvalitet (se avsnitt 4.2 och 5.2). Det är därför detta som främst studerats i detta projekt. I anslutningspunkt 3 (avsnitt 2.3), vilket är en svagare punkt, kan även långsamma spänningsförändringar vara av intresse att undersöka. Ett vindkraftverk i anslutningspunkt 3 motverkar, då energi produceras, förekomst av underspänning, och ett batterilager kan användas för att minska effekter av både för låg och för hög spänning (se avsnitt 6.2).

3 Metoder och Verktyg

Två dimensioneringar har gjorts av storskaliga batterilager för att öka integrering av vindkraft. De undersökta punkterna är:

- *Anslutningspunkt 1*, 10 kV sidan av en 40/10 kV distributionstransformator.
- *Anslutningspunkt 3*, anslutning i samma fördelningsstation som i anslutningspunkt 1 dock sker anslutning av vindkraft och batterilager längre ut i 10 kV nätet.

I båda fallen har en ökad produktion av vindkraft undersökts, för Anslutningspunkt 1 motsvarar det 6,75 MW ytterligare vindkraftsproduktion samt för anslutningspunkt 3 motsvarar det 3 MW ytterligare vindkraftsproduktion. För den undersökta fördelningsstationen har för samtliga simuleringar av anslutningspunkt 1 och 3 underlag i form av verklig produktion och konsumtionsdata används, samt data över det undersökta elnätet.

Acceptansgränsen för ovan nämnda anslutningspunkter 1 och 3 har beräknats med hjälp av ett kommersiellt kraftsystemsanalysprogram, Simpow, som den mängd ansluten produktionskapacitet som gav upphov till oacceptabel leveranssäkerhet eller spänningskvalitet. Effektflöden i nätet är uppmätt medan vindkraftproduktionen är baserad på mätning från 12.25 MW installerad effekt vindkraft i nätet som skalats upp vid behov.

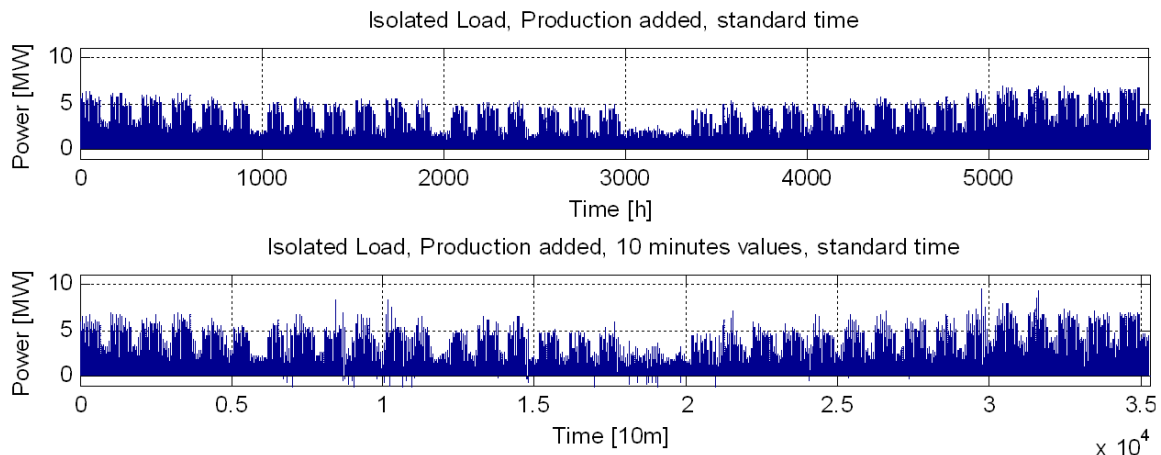
I anslutningspunkt 2 gjordes endast enklare teoretiska beräkningar av acceptansgränsen och ingen dimensionering av energilager.

För beskrivning av de program som används för simuleringar hänvisas till Kapitel 7.

3.1 Dimensionering av energilager

Anslutningspunkt 1 och 3 sker under den undersökta 40/10 kV transformatorn. Anslutningspunkt 1 sker till 10 kV sidan i fördelningsstationen och anslutningspunkt 3 sker längre ut under en av fördelningsstationens tio utgående ledningar.

Överliggande nät i anslutningspunkt 1 och 3 är ett landsbygdsnät som i normalfallet matas radiellt. Som basis för simuleringarna har modeller byggts upp som tar hänsyn till mätdata från transformatorns 10 kV sida. Mätningar av aktiv och reaktiv effekt, samt spänning och ström har erhållits. Mätdata för flöde var samplat per 1 kHz, men levererade som medelvärde per 10 minuter. För simuleringar medelvärdesbildades dessa värden till timvärden, för att kunna användas tillsammans med timvis produktionsdata för vindkraft. Skillnaden i effekt med 10 minuter och 1 timmes värden visas i (Figur 2).



Figur 2. Mätdata med upplösning per timme samt upplösning per 10 minuter. Produktion har dragits bort från flöde i uppmätt station för att få fram ett värde på konsumtionen i nätet.

Modellerna ger möjlighet att undersöka transformatorns förmåga att upprätthålla rätt spänningsnivå (eventuellt m.h.a. lindningsomkopplare) och överlast i transformator och kablar till stationen.

En lastflödesanalys är en iterativ process där en numerisk metod används (ofta Newton-Raphson eller Gauss-Seidel) för att bestämma förhållanden i det undersökta nätet. För att genomföra beräkningar behöver effekt (aktiv/reaktiv) anges samt spänning eller fasvinkel låsas i en punkt i nät [6], [7].

Som basis för det undersökta lagret har ett verkligt lager använts. Det var inte möjligt att få detaljerad data på det undersökta lagret vad gäller beteende vid i och urladdning. Detta har lett till att konstanta förluster vid olika i och urladdningsströmmar har använts.

3.1.1 Önskad cykling av batterilagret

För undersökta förhållanden i avsnitt 4.3 och 6.3 följer här en beskrivning av den iterativa process med vilken storlek för batterilager har tagits fram. För att genomföra en cykling (cykling beskrivs närmare i *Förutsättningar för Energilager i lokalnät*, kapitel 3 [5]) av batterilager kan flera olika optimeringsprinciper användas. Det är till exempel möjligt att cykla ett batterilager på basis av ekonomiska förutsättningar eller på basis av en önskad tillförlitlighetsnivå i nätet. Hur batterilagret används är en avvägningsfråga mellan batterislitage och användningsområde. För fördjupat resonemang om möjlig cykling se [8] eller [4].

Två cyklingsmodeller har använts för att undersöka batterilagret som fortsättningsvis kommer att benämnas *snabb urladdning* och *förlustminimering*. Batterilagret kan användas för att minska överlast med båda cyklingsmetoderna, men snabb urladdning är en enklare metod som vid implementering inte kräver förutsägelser om framtida lastflöden i nätet och är därför den som används i projektets studier av överlast.

3.1.2 Snabb urladdning

För snabb urladdning laddas batterilagret så fort som möjligt då överlast eller överspänning föreligger i elnätet. För den undersökta produktionen av energi från vindkraft i anslutningspunkt 1 är det för godtycklig timme 3 % sannolikhet att nästföljande timme är överbelastad. Om en timme är överbelastad är det 72 % sannolikhet att även nästföljande timme är överbelastad. Därför är det en bra strategi att ladda ur batteriet så fort som möjlighet finns eftersom det är ökad sannolikhet att även nästföljande timmar är överbelastade. Denna strategi är även möjlig att implementera i realtid utan metoder för att förutsäga framtida förbrukning.

Följande iterativa process användes för att hitta lämpliga värden för batterilagrets kapacitet och effekt:

- i. Önskad storlek (kapacitet i MWh) i av batterilager identifieras. Förhållande mellan uppladdning/urladdning (effekt i MW) och storlek är låst (dessa förhållanden är initialt hämtade från det verkliga referens energilagret). Andelen timmar med överbelastning som kan elimineras med en viss kapacitetsmängd avtar med ökande kapacitet. Önskad storlek på lager identifieras som brytpunkt när ökande lagerkapacitet ger minskande förtjänst. Denna brytgräns är starkt kopplat till förbrukningsprofilen av det specifika nätet som undersöks.
- ii. För önskad storlek identifieras önskad laddningseffekt. Även här är det möjligt att finna en brytpunkt vartefter större effekt på omriktaren inte ger en lika stor minskning av överlast i förhållande till ökning av batterilager, benämns "förtjänst".
- iii. För önskad storlek och laddningseffekt identifieras minsta möjliga urladdningseffekt som inte försämrar energilagrets förtjänst. Då produktionsöverskott från vindkraft skall omhändertas är detta värde ett riktvärde, lägsta möjliga värde. En omriktare för ett verkligt lager kan skattas upp för att inte omöjliggöra andra användningar av lagret. Laddas batterier på lägre effekt ökar dock livstiden för vissa batterityper.
- iv. Med funnet förhållande mellan storlek, laddnings- och urladdningseffekt genomförs beräkningar för olika storlek för att validera att det initialt funna storleken på lagret. Om önskad storlek skiljer sig från storlek funnen i steg i, upprepas iterationen. Resultaten av simuleringarna för förlustminimering visade att en iterativ process inte påverkade initial storlek, se 6.3.

3.1.3 Förlustminimering

Förlustminimering innebär att batteriet cyklas för att minska högsta värdet av överlast (mätt i ampere). Detta görs genom att batterilagret används för att minimera skillnader i nätet (se kapitel Minska förluster i [5]). Uppladdning av

batteriet är då fördröjd så att batteriet har kvar kapacitet för att fyllas jämnt under en hel produktionstopp. Urladdning sker sedan för att minska lasttoppar som förekommer i elnätet.

Enligt [1] finns det risk att förluster i nät ökar med ökande variationer av effektflödet, exempelvis till följd av nyanslutning av vindkraftturbiner i ett distributionsnät. Dessa toppar kan "kapas", eng. peak-shave, vilket innebär att överlasten minskas till ett konstant (lägre) nivå. Genom detta förfarande innebär det att ytterst höga toppar av överlast kan undvikas. Det är ett rimligt antagande att en transformator under en kortare period kan klara ett högre flöde än den dimensionerade effekten.

För att denna typ av styralgoritm skall vara möjlig krävs god förmåga att förutse produktionen och konsumtionen inom de närmast liggande timmarna. Med vetskap om historiska produktionsdata är det möjligt att skapa en algoritm som uppskattar framtida värde av de väsentligaste realtids parametrarna och styra iladdning och urladdning av batterilager efter dessa [8]. All förutsägelser om framtida förbrukning och konsumtion är dock förknippade med en viss feluppskattning och detta medför att en andel av lagrets kapacitet måste reserveras för att kompensera felet. Denna problematik behandlas inte vidare i denna studie.

Notera att i exempelnätet är förlustminimeringen i överliggande nät mindre än de omvandlingsförluster som uppkommer när batterilager används. Däremot kan förlustminimeringen sammanfalla med andra användningsområden och bidra till att minska de totala förlusterna från ett energilager.

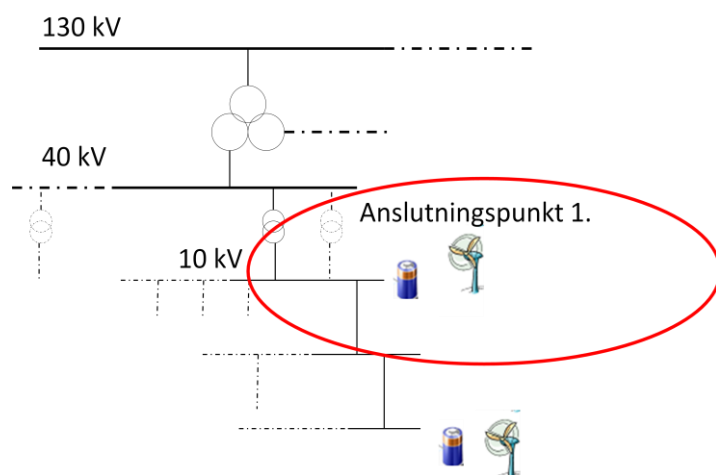
4 Anslutningspunkt 1

Anslutningspunkten undersöktes genom att produktionen av vindkraft ökas till en nivå som är oacceptabel utifrån nätets nuvarande acceptansgräns. Vid denna nivå undersöks sedan hur produktion som annars är tvungen att spillas (benämns ofta "Curtailment") kan omhändertas av ett batterilagret. Detta genererar en önskad cykling av batterilagret.

Två typer av cyklingar har använts för att undersöka påverkan av batterilagret. Dels har batterilagret cyklats för att minska förluster i nätet (kablar och ledningar), *förlustminimering*, och dels har batterilagret cyklats genom att batteriet fyllts så fort som möjligt för att sedan ladda ur så fort nätet inte är överbelastat, *snabb urladdning*.

En genomgång av nätförutsättningarna följer i avsnitt 4.1. I avsnitt 4.2 redovisas anslutningspunktens nuvarande acceptansgräns och i avsnitt 4.3 redovisas resultaten av dimensionering av batterilagret, hur dimensionering av batterilagret har genomförts beskrivs i kapitel 3.1.

Anslutningspunkten illustreras i Figur 3.



Figur 3. Anslutningspunkt för batterilagret.

4.1 Nätdata under anslutningspunkten

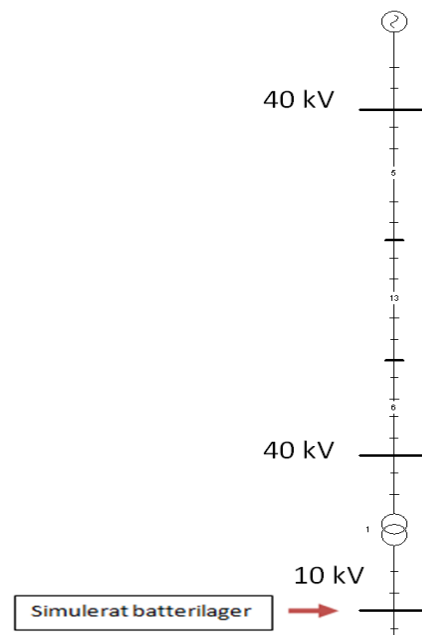
Anslutningspunkt 1 sker till 10 kV sidan under den undersökta 40/10 kV transformatorn. Överliggande nät är ett landsbygdsnät som i normalfallet matas radiellt.

Den uppmätta lasten varierade mellan 0,5 och 6,8 MWh/h aktiv effekt samt mellan ca 0 och 1,8 MVarh/h reaktiv effekt. Maximal vindkraftsproduktion i det underliggande nätet för en timme var 11,6 MWh/h för den undersökta mätperioden. Största ökning per timbasis är 6,6 MWh/h (från kl 16 – 17 den 11 maj 2011) och största minskning per timbasis är 7,2 MWh/h (från kl 17 – 18 den 11 maj 2011).

Indata som använts för denna anslutningspunkt är från mitten av mars 2011 till mitten av november samma år.

För att undersöka påverkan av ett batterilager ökas vindproduktionen i denna punkt till totalt 19 MW, vilket genererar en överlast om 2,87 %.

För denna anslutningspunkt var endast överlast i transformatorn ett problem. En nätmodell byggs upp enligt Figur 4, vilket kan ses som en schematisk modell över radiell matning.



Figur 4 Undersökt batterilager för anslutningspunkt 1.

4.2 Nuvarande acceptansgränser

4.2.1 Relevant prestandaindex

Genomförda simuleringarna visade att endast överlast i transformatorn var ett problem för denna anslutningspunkt, vilket är det prestandaindex som ligger till grund för acceptansgränsen.

4.2.2 Beräkningar/Simuleringar

Acceptansgränsen togs fram genom att mängden installerad vind ökades till dess att simuleringarna visade att överlast förelåg någon av de undersökta timmarna.

4.2.3 Resultat

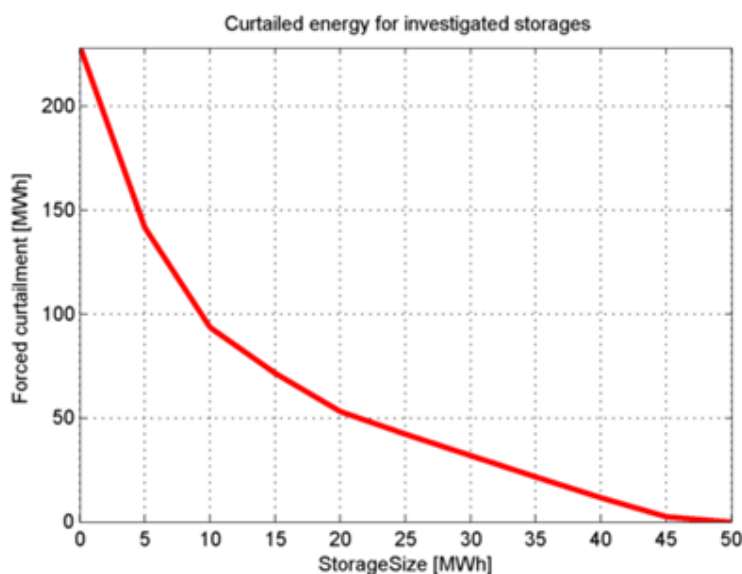
Utan anslutning av batterilager är det möjligt att totalt ansluta strax under 14 MW vind till det undersökta nätet. D.v.s. 1,75 MW extra vindkraftproduktion. Dock bör här poängteras att vindkraftproduktionen här undersöks för tidssteg om en timme och endast för en period från mars till november 2011. Variation av vind kan även förekomma under kortare tidsperioder. I denna rapport används timvärden, detta innebär i normalfallet inte något problem eftersom energin vid korta variationer är liten. I undantagsfall kan dock energin vara så stor att överlast orsakar en påtaglig termisk uppvärmning eller löser skydd.

4.3 Dimensionering av batterilager

För att undersöka tillämpningar av batterilager har en ökad produktion om 6.75 MW vind tillförts i anslutningspunkten. Nuvarande vindproduktion har skalats upp för att få totalt 19 MW installerad vindkraftskapacitet. Simuleringarna utfördes sedan enligt beskrivningen i avsnitt 3.1.

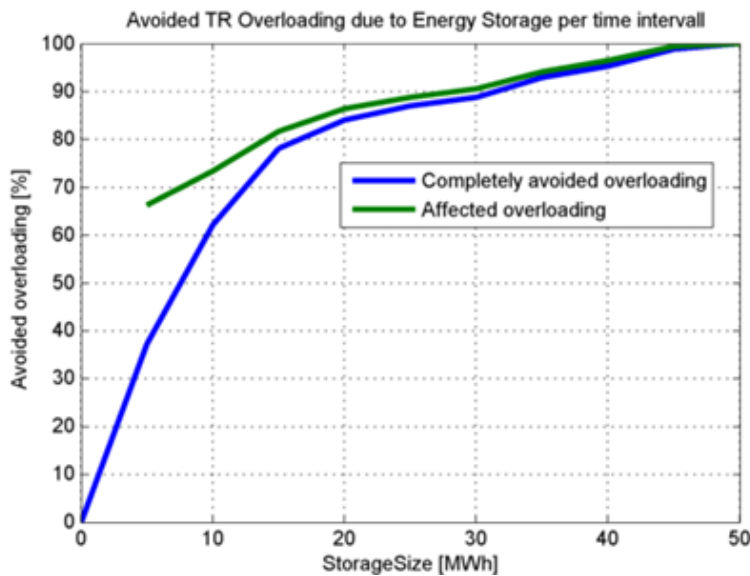
4.3.1 Överlast

Först utförs lastflödesanalys för att identifieras den mängd producerad vindkraft som måste spillas (curtail) för att undvika överlast. Med ökande lager storlek minskar mängden vindenergi som inte utnyttjas, Figur 5.



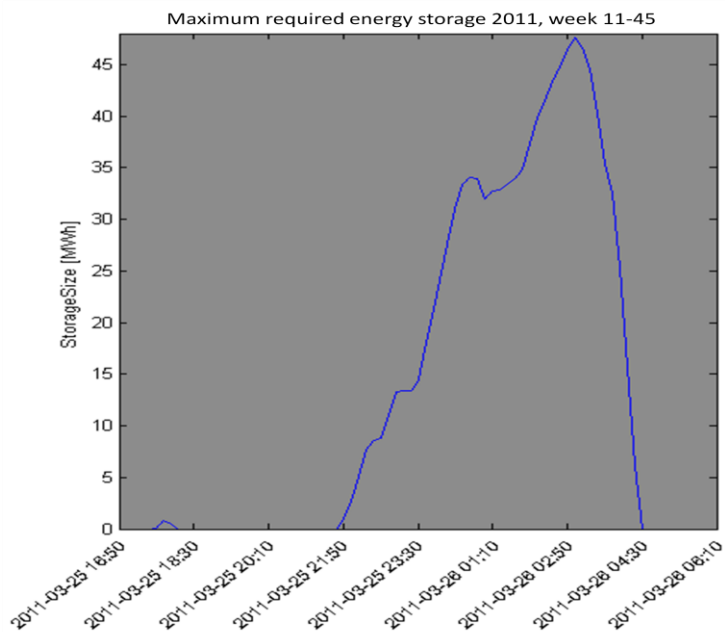
Figur 5: Mängd vindenergi som måste spillas jämfört med storlek på lager vid vindproduktion om totalt 19 MW.

Ett annat sätt att uttrycka detta är att visa mängden vindenergi, som orsakar överlast, vilken kan lagras och återföras nätet vid ett senare tillfälle (istället för att spillas). Detta visas i Figur 6. Blå/nedersta kurvan beskriver procent vindenergi där överlast helt kunnat undvikas och grön/översta kurvan beskriver procent vindenergi där överlast till viss del kunnat undvikas för ett energilager med olika lagringskapacitet.



Figur 6. Mängd överproduktion som täcks av batterilagret i förhållande till storlek på lager vid vindproduktion om totalt 19 MW.

Ur figurerna ovan kan ses att det skulle krävas ett lager om 45 MWh för att helt undvika överbelastning enbart med hjälp av ett energilager. Detta beror på sällsynta tillfällen då produktionen håller sig nära sitt maximala värde under långa tidsperioder (se Figur 7). Ett batterilager med en så stor kapacitet skulle innebära att stora delar av lagrets kapacitet under långa perioder är outnyttjat. Ett batterilager med en kapacitet på 45 MWh verkar både tekniskt och ekonomiskt oförsvarbart. Man ser även från Figur 6 att nyttan per MWh avtar efter 15 MWh.



Figur 7. Största produktionstoppen för mätdata.

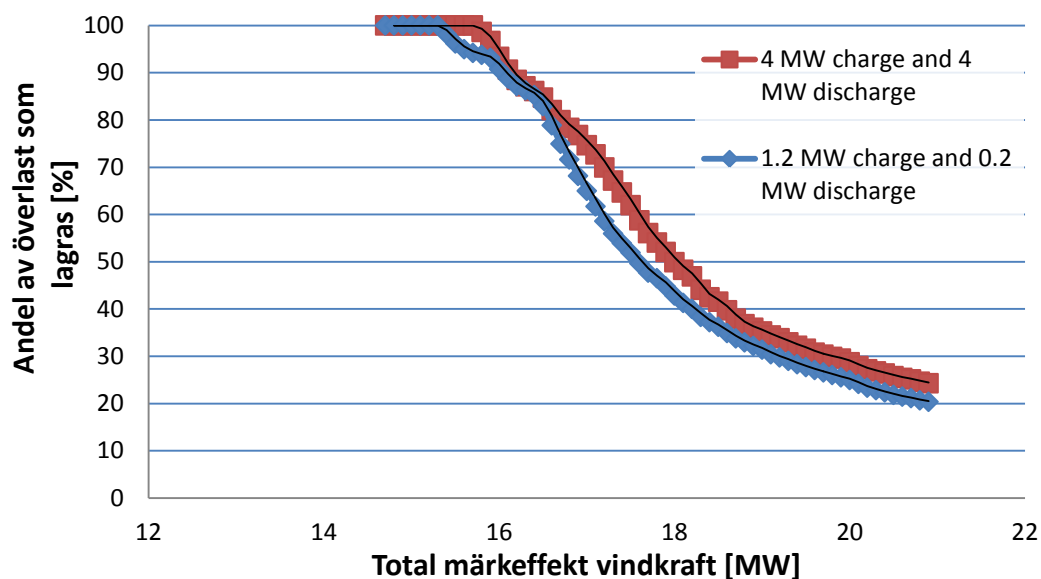
En mer realistisk kapacitet, som ger en så hög förbättring som möjligt per MWh skulle vara ca 4 MWh. Med snabb i och urladdning skulle effekten för urladdning om 0,2 MW vara tillräcklig. En uppladdningseffekt om 1,2 MW är minsta värdet som inte ger en oacceptabel minskning av förtjänst med lagret.

I Appendix A illustreras den iterativa processen som legat till grund för framtagande av lämplig kapacitet och effekter för batterilager närmare.

Tabell 1 Exempel på dimensioneringsstorlekar och dess påverkan.

Kapacitet	Effekt laddning	urladdning	Mängd energi som inte skulle behöva spillas	Ny Acc. gräns (Existerande + tillskott av vind)
4 MWh	1,2 MW	0,2 MW	34 %	14 + 1,3 MW
10 MWh	3 MW	0,6 MW	60 %	14 + 2,9 MW
45 MWh	14 MW	3 MW	100 %	14 + 5 MW

För ett batterilager om 4MWh med 1,2 MW i laddningseffekt är det vid 15,3 MW installerad vindkraftsgenerering inte längre möjligt att omhänderta all överlast, Figur 8. Ett lager med större i och urladdningseffekt möjliggör däremot 15,8 MW installerad vindkraftsgenerering utan överlast.



Figur 8. Andel överlast som kan hanteras för ökande mängd vindkraft som ansluts till ett distributionsnät. Den lägre kurvan visar resultat med i- och urladdningseffekt vald enligt avsnitt 3.1.2 iii. Notera att möjlig vindkraft kapacitet utan någon spilled vind ökar med en halv MW för större effekt på omriktaren.

Den undre kurvan (blå) motsvarar identifierat batterilager.

Den övre kurvan (röd) motsvarar ett batterilager med samma kapacitet, men med en högre effekt.

4.3.2 Förlustminimering

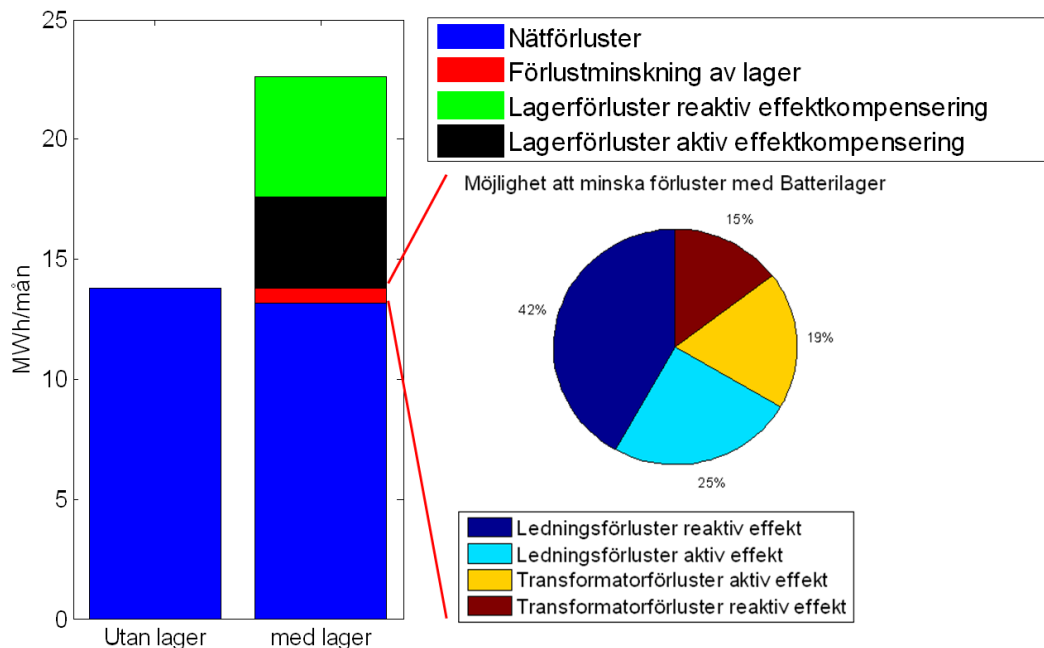
I detta avsnitt redovisas hur ett batterilager kan användas för att minska förlusterna i ett distributionsnät. Den möjlighet som finns, för att med ett batterilager minska förlusterna i nätet, är starkt kopplat till förhållanden i nätet. Förlustminskning erhålls både genom eliminering av belastningstoppar och genom utnyttjande av omriktarnas kraftelektronik för reaktiv effektkompensering. För denna applikation är det viktigt att jämföra förlustminskningen i nätet med de förluster som användning av själva lagret innebär. Lagerförlusterna kan nämligen vara betydande om de ställs i relation till den möjlighet som finns att lokalt minska förlusterna i ett distributionsnät.

Lokalt finns stort nyttovärde att hämta genom att minska förluster i så hög grad som möjligt, se avsnitt 3.4 i delrapport *Förutsättningar för energilager i lokalnät*.

I detta avsnitt redovisas förluster för ett batterilager på 4 MWh som används för aktiv effektkompensering en tolfedel av tiden och som under den aktiva perioden i snitt laddas med 0,6 MWh/h och laddas ur med 0,18 MWh/h. Samma värden för i och urladdning som i avsnitt 4.3.1 har använts, dvs. 1,2 MW effekt vid iladdning och 0,2 MW vid urladdning. För det undersökta nätet ger en ökning av iladdning- respektive urladdningseffekt till 4 MW endast en marginell skillnad i minskning av förluster om 0,14 %. Lagret som ligger till grund för undersökningen antas ha 15 procents omvandlingsförluster, dvs 85% av den el som förs till lagret kan återges efter lagring. Övrig tid används lagret i den mån det behövs för reaktiv effektkompensering. Ett storskaligt energilager har även kraftelektronik för att upprätthålla rätt spänning och ström. För spänningsstyrda omriktare med effekt om 20 MVA ansluten på 11 kV spänningsnivå kan förlusterna vara över 1 procent, där merparten av förlusterna kan tillskrivas då omriktaren spänningssätts (ca 80 %) och en mindre del av förlusterna då omriktarens kraftelektronik aktivt arbetar [17]. Dessa värden har legat till grund för beräkning av förluster då lagret används för reaktiv effektkompensering.

Figur 9 illustrerar hur det är möjligt att minska de totala nätförlusterna under anslutningspunkt 1. Beräkningar av förluster baserar sig på en 10/40 kV transformator om 10 MVA samt tre 40 kV linjesegment bestående av två kablar samt en luftledning, se Figur 4.

Under den undersökta perioden så flödar det i snitt 2,8 MW aktiv effekt per timme samt 0,5 MVar reaktiv effekt per timme (effektflödet genom 40 kV transformatorn varierar beroende på om det underliggande distributionsnätet kan fungera som en aggregerad konsument eller producent). För den undersökta perioden blir ledningsförlusterna 0,43 procent av överförd aktiv energi och för transformatorer blir motsvarande siffra 0,24 procent.



Figur 9. Förluster i undersökt del av 40 kV distributionsnätet med och utan batterilager. Infällt cirkeldiagram visar fördelningen av nätets förlustminskning, vilken åstadkommit med hjälp av batterilagret, för en genomsnittlig månad under perioden mars-nov 2011.

I Figur 9 noteras att möjligheten att minska reaktiv effekt är något större än möjlighet att påverka aktiv effekt. Då den maximala reaktiva effekten under den undersökta 8 månadersperioden bara var 1,8 MVar (medeleffekten var 0,5 MVar) innebär det att lager som är dimensionerat för aktiv effekt i det undersökta nätet kommer ha överkapacitet med avseende på reaktiv effektkompensering. I distributionsnät med en högre variation av reaktiv effekt skulle påverkan vid reaktiv effektkompensering kunna vara så mycket som 2-3 gånger större (se exempelvis [4]). Även i dessa fall skulle dock den totala förlustminskningen i nätet fortfarande bli mindre än själva lagrets omvandlingsförluster.

Undersöks endast nätförluster är det önskvärt att minimera variationer i överförd energi i så hög grad som möjligt, se avsnitt 3.4 i delrapport *Förutsättningar för energilager i lokalnät*. För den erhållna dataserien varierar den reaktiva effekten i högre grad än den aktiva effekten. Detta innebär att störst förlustminskning erhålls vid cykling av både reaktiv och aktiv effekt, och allra störst förlustminskning erhålls om detta styrningssätt kombineras med laddningsalgoritmen "förlustminimering" (se kapitel 3.1.3). I Figur 10 och Figur 11 illustrerar detta förhållande.

För Figur 10 till Figur 11 används följande färgkoder:

Blå streckad kurva beskriver förlusterna då lagret cyklats med snabb urladdning.

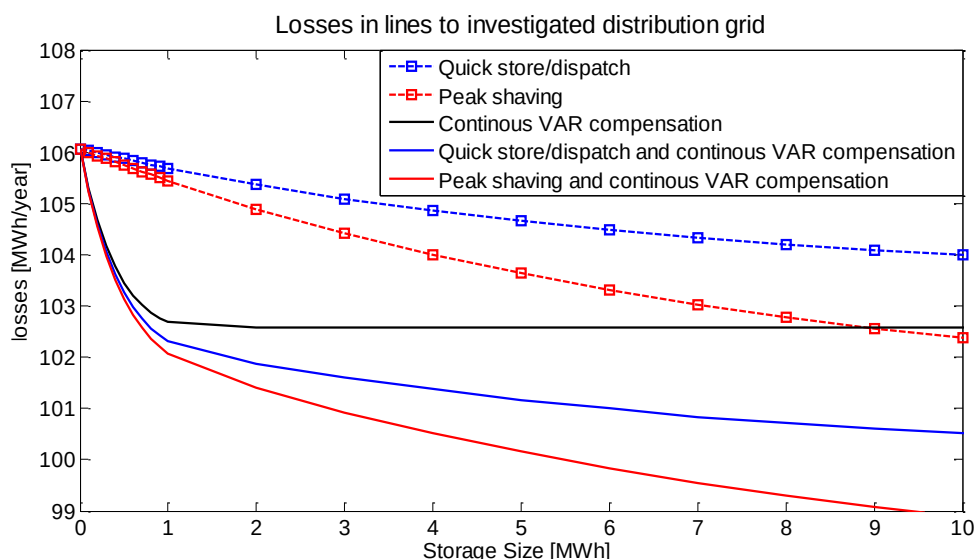
Röd streckad kurva beskriver förlusterna då lagret cyklats med förlustminimering

Svart heldragen kurva beskriver förlusterna då lagret cyklats med för att kompensera för reaktiv effekt då det finns möjlighet

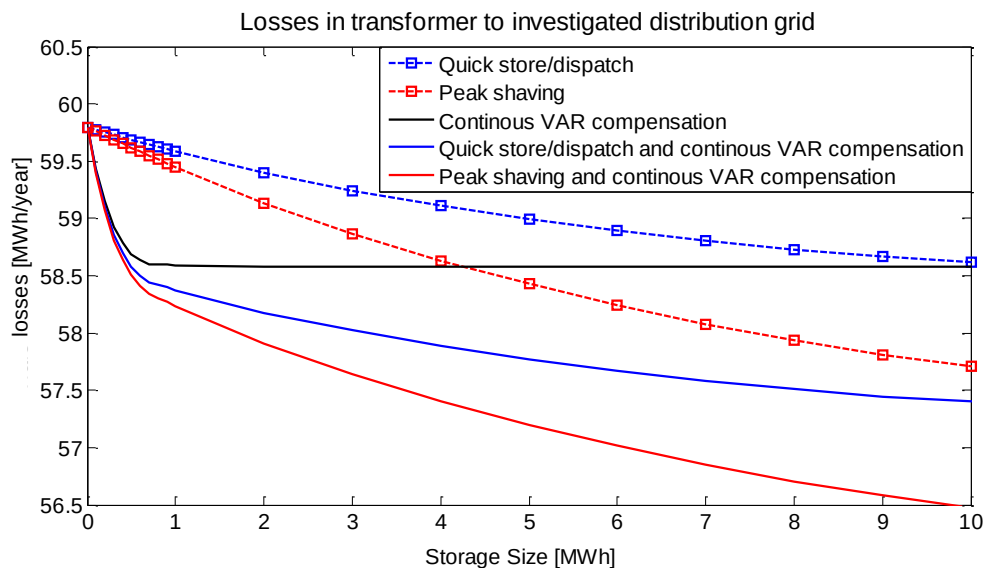
Blå heldragen kurva beskriver förlusterna då lagret cyklats med snabb urladdning i kombination med att kompensera för reaktiv effekt då det finns möjlighet

Röd heldragen kurva beskriver förlusterna då lagret cyklats med förlustminimering i kombination med att kompensera för reaktiv effekt då det finns möjlighet

Märk att möjligheten att minska förluster genom reaktiv effektkompensering är stark knutet till det undersökta distributionsnätet lastprofil. Efter drygt 1 MWh:s storlek kan lagret kompensera även för den största reaktiva effektflödet och ingen ytterligare minskning fås med lager med större omriktare.



Figur 10. Förluster i ledningar som funktion av storlek på batterilager.



Figur 11. Förluster i ledningar som funktion av storlek på batterilager.

De beräknade förlusterna för det undersökta lagret redovisas för olika styralgoritmer i Tabell 2. Det är tydligt att störst förlustminskning ges då aktiv och reaktiv effektkompensering kombineras samt att den reaktiva effektkompenseringen påverkar stort.

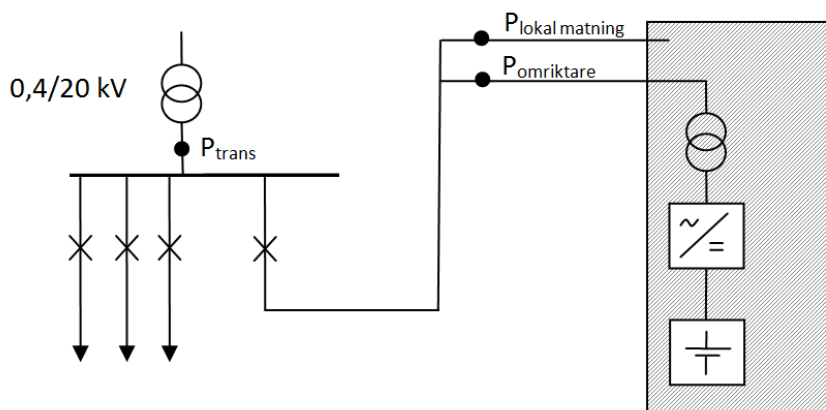
Tabell 2. Resultat av lagerdimensionering för att minska förluster i överliggande ledning till anslutningspunkt 1 då 6 MW ytterligare vindproduktion anslutits (total vindproduktion 19 MW. (Större effekt på i- och urladdning gav endast blygsam ytterligare förlustminskning för studerat nät.)

Kapacitet	Effekt		Minskade förluster [MWh/år]	%, jämfört med förluster utan lager	Algoritm
	iladdning	urladdning			
4 MWh	1,2 MW	0,2MW	1,9 MWh/år	1,7 %	Snabb urladdning
			3,2 MWh/år	2,9 %	Förlustminimering
			4,7 MWh/år	4,2 %	Endast reaktiv effektkompensering
			6,6 MWh/år	5,9 %	Snabburladdning och reaktiv effekt
			7,9 MWh/år	7,1 %	Förlustminimering och reaktiv effekt

4.3.3 Förluststudier av Falbygdens Energis befintliga batterilager

Tidigare studier av nätägaren har utförts på det befintliga lager som finns hos Falbygdens Energi, dels avseende lagrets förluster [14] och dels avseende hur mycket förlusterna i den närliggande 0,4/20 kV transformatorn minskar på grund av lagret [15]. Falbygdens Energis lager innehåller litium-jon batterier och har en tillgänglig kapacitet på 75 kWh [16]. Lagret styrs för att bäst möta den närliggande stationens belastningsprofil. Detta innebär att energi lagras under tre timmar mellan 02:00 – 05:00 och laddades ur under en timme då

maxkonsumtion i nätet föreligger; mellan 19:30 och 20:30. Däremellan utnyttjades lagret för att producera så mycket reaktiv effekt som möjligt (begränsande är kapaciteten på lagrets omriktare och filter, vilket motsvarar en effekt av maximalt 100 kVAr).



Figur 12 Schematisk bild över Falbygdens Energis befintliga batterilager, inklusive mätpunkter.

Studierna av lagrets förluster utfördes i samband med ett examensarbete och är baserade på mätningar gjorda mellan den 15:e december 2011 och den 8:e januari 2012. Förlusterna beroende av lagrets lokala matning ($P_{\text{lokal matning}}$) och förlusterna beroende av lagrets step-up transformator, omriktare och batterier ($P_{\text{omriktare}}$) uppmättes var för sig. Flertalet av de timmar då lagret endast användes för reaktiv kompensering styrdes lagret enligt beskrivningen ovan (dvs. producera 100 kVAr reaktiv effekt), men några av dessa timmar styrdes lagret för att producera en lägre effekt (ca. 45 kVAr).

Studierna gav följande resultat:

Tabell 3 Förluster för Falbygdens Energis befintliga batterilager vid två olika nivåer av reaktiv effektkompensering.

Producerad reaktiv effekt:	100 kVAr	45 kVAr
Medel förluster		
P omriktare	5,13 kW	2,55 kW
P lokal matning	1,16 kW	0,45 kW
Totalt	6,3 kW	3,0 kW
Omräknat till årlig förlust		
Totalt	55188 kWh	26280 kWh

Studier för att uppskatta förlusterna genom en transformator då Falbygdens Energis batterilager cyklas har genomförts av Pöyry. Utredningen baseras på mätningar från den 9:e januari 2012 till den 21:a februari 2012. Studierna utredde dels hur mycket förlusterna minskade då lagret var inkopplat och utnyttjat både för att minska kvällens förbrukningsmaximum och för reaktiv effektkompensering och dels hur mycket förlusterna skulle minska om lagret endast användas för reaktiv effektkompensering. För det senare fallet gjordes simuleringar där lagrets laddning/urladdning ersattes med en fast reaktiv effektkompensering. Transformatorns interna förluster och dess lokala matning är inte inkluderade i studien.

Dagsmedelvärdet av transformatorns förluster utan lager kan med samma metod som användes i studien räknas fram till 63,5 kWh, vilket ger en uppskattad årlig förlust på 23 MWh.

Studierna resulterade i följande:

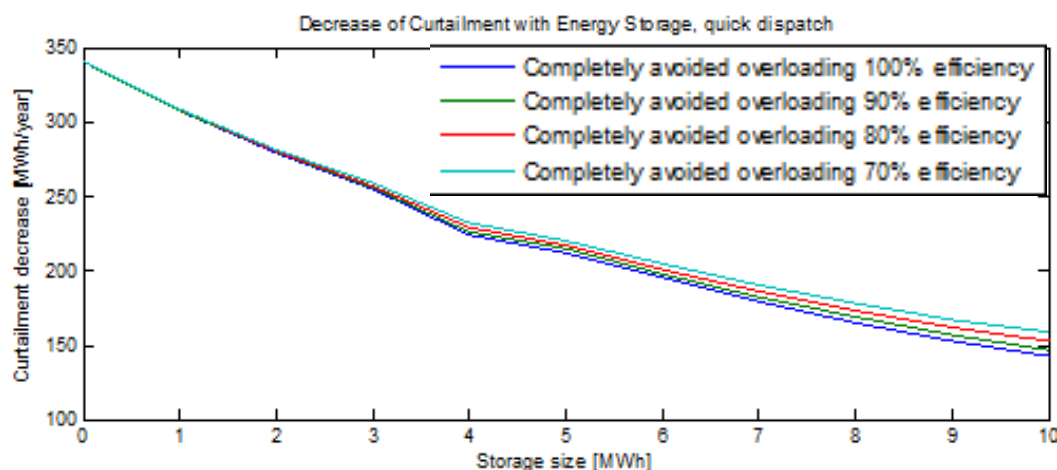
Tabell 4 Minskning av förluster i 0,4/20 kV transformator på grund av Falbygdens Energis befintliga batterilager

Användning av lager	Minskning av förluster per dag	
Inkl. laddning/urladdning av lager	3,65 kWh	5,7 %
Endast reaktiv effektkompensering	4,01 kWh	6,3 %
Minskning av årliga förluster		
Inkl. laddning/urladdning av lager	1350 kWh	5,7 %
Endast reaktiv effektkompensering	1450 kWh	6,3 %

Notera att för båda studierna är resultaten medelförluster då lagret styrs enligt beskrivningen ovan, vilken skiljer sig från den styrning som använts av STRI i resten av denna rapport. De årliga förlusterna är baserade på mätdata från begränsade tidsperioder.

4.3.4 Påverkan av lagrets effektivitet

Jämförelser gjordes över hur mycket batterilagrets effektivitet i omvandling av elektrisk energi till kemisk energi och tillbaka skulle påverka resultatet. Detta redovisas i Figur 13. I figuren ses att för att bedöma en lämplig storlek av lagret spelar inte verkningsgraden någon avgöranderoll. Detta gäller för båda typerna av cykling.



Figur 13 Spilld vindproduktion i förhållande till batterilagerstorlek, 0 – 10 MWh, för olika verkningsgrader på batterilagret

5 Anslutningspunkt 2

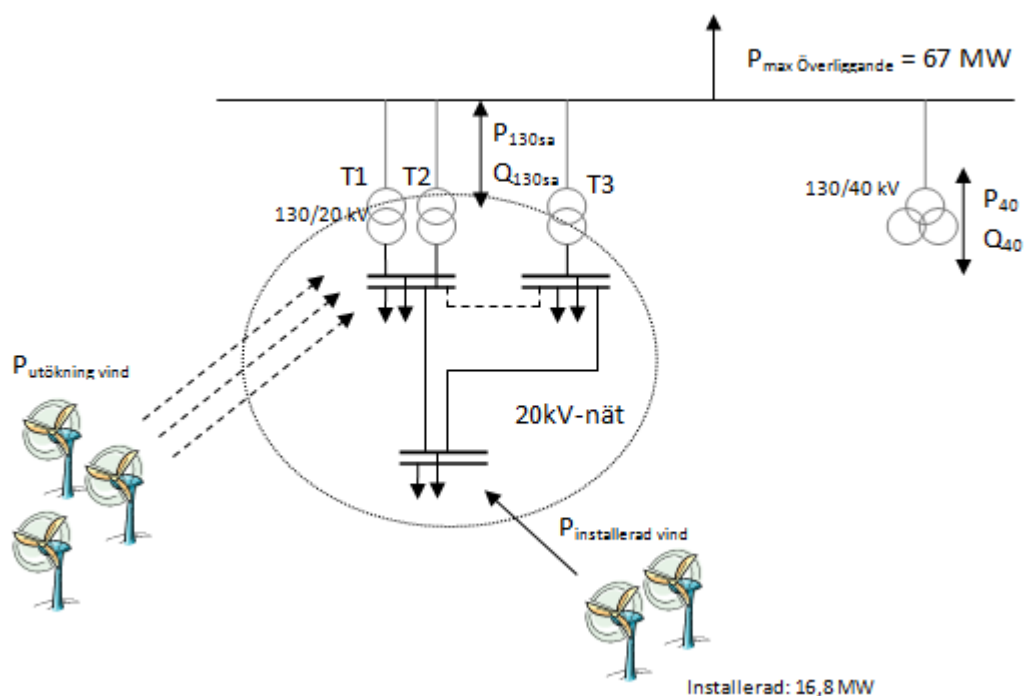
En genomgång av nätförutsättningarna följer i avsnitt 5.1. I avsnitt 5.2 redovisas anslutningspunktens nuvarande acceptansgräns. I avsnitt 5.3 diskuteras relevanta tillämpningar för batterilager i denna typ av anslutningspunkt och i 5.4 listas några möjliga alternativ till batterilager.

5.1 Nätdata under anslutningspunkten

Statsnätet består av två mottagningsstationer och en kopplingsstation.

I dagsläget matas 16,8 MW vindproduktion in till nätet, se Figur 14. Utökningen av vindproduktion är tänkt att kopplas via kablar till 20 kV sidan av transformatorn i den ena mottagningsstationen. Utbyggnad av stadsnätet planeras under 2012, vilket kommer öka möjligheterna att fördela lastflödena på alla tre transformatorerna.

Den uppmätta lasten varierade mellan 7,5 och 46,5 MWh/h aktiv effekt. Den reaktiva effekten hade ett uppmätt värde på max 9 MVarh/h reaktiv effekt. Total maximal vindkraftsproduktion i det underliggande nätet för en timme var 16,8 MWh/h.



Figur 14 Enkel beskrivning av statsnätet

5.2 Nuvarande acceptansgränser

5.2.1 Relevant prestandaindex

Den nya vindproduktionen är tänkt att kopplas in på mottagningsstation 1, 130/20kV. Då detta inte kommer att tillföra någon ytterligare belastning på kablarna ut från ställverket, samt att spänningsnivån dit vindproduktionen kopplas regleras av transformatorernas lindningskopplare blir det med största sannolikhet transformatorernas (T1, T2) kapacitet i mottagningsstationen som blir det tekniskt begränsande vid normaldrift. I exempelfallet finns det utöver de tekniska begränsningarna i distributionsnätet även en begränsning på hur mycket aktiv effekt som får matas upp mot regionnätet, vilken är lägre än transformatorernas samlade kapacitet och är det som blir begränsande vid normaldrift.

Vid en driftsstörning blir acceptansgränsen (N-1), när värsta fallet inträffar. Beroende på vilka kablar som byggs under 2012 mellan de båda mottagningsstationerna sker detta antingen då:

- den största transformatorn i mottagningsstation 1, T2, är ur drift (överskott av producerad effekt in till stationen går främst genom kablarna mellan stationerna),
- eller då transformatorn i den andra mottagningsstationen, T3, är ur drift (och all producerad effekt går genom T1+ T2).

Nätet har inte körts i normalt driftläge för de perioder vi har data, vilket medför att effektlödena inte varit som det normalt är. Dessutom planeras utbyggnad av stadsnätet under 2012, vilket kommer öka möjligheterna att fördela lastflödena på alla tre transformatorerna.

Detta ligger till grund för att analysen endast görs för inmatande punkt.

Något annat som är intressant att studera vid inkoppling av ett produktionsnät via kabel är eventuella problem med resonansfrekvensen, så som görs nedan.

5.2.2 Beräkningar

Överlast

Den minsta last som uppmättes under perioden var 7,5 MW i juli.

Transformatorerna har märkeffekter på 25, 35 och 40 MVA.

I denna enklare analys bortses från transformatorförluster. Då gäller för:

- T3 är ur drift och all producerad effekt går genom T1+ T2:

$$\text{Acceptansgräns}_{(N-1)} = S_{N,T1} + S_{N,T2} - P_{\text{installerad vind, max}} + S_{\text{minlast}} = 25 + 35 - 16,8 + 7,5 = 50,7 \text{ MW}$$

- T2 är ur drift, i övrigt antas normalläge dvs. att en del av den installerade vindproduktionen och lasten är kopplad mot den andra mottagningsstationen. Antas att två 240 mm² kablar med en kapacitet på vardera 400 A antar läggas mellan mottagningsstationerna. Minsta lasten som kopplas mot den första mottagningsstationen antas lågt till 2 MVA. Max installerad vind som normalt körs mot mottagningsstation 1 är ca 6 MW.

Acceptansgräns (N-1) =

$$S_{\text{Kabel}} + P_{T1} - P_{\text{installerad vind mot stn1, max}} + S_{\text{minlast mot stn1}} =$$

$$29 + 25 - 6 + 2 = 50 \text{ MW}$$

Övertonsresonanser

Enligt [2] kan den resulterande resonansfrekvensen från kablar, uttryckas enligt:

$$f_{\text{res}} = \frac{1}{2\pi U_{\text{nom}}} \sqrt{\frac{\omega S_k}{lC}} = \frac{1}{2\pi U_{\text{nom}}} \sqrt{\frac{2\pi f \times S_k}{l \times C}}$$

Där:

- f_{res} = resonansfrekvensen
- U_{nom} = nominell spänning
- f = grundtonsfrekvensen
- S_k = kortslutningseffekten
- l = kabellängden i km
- C = kabelkapacitansen i F/km

För hushållslaster är 5:e och 7:e överton de dominerande och för industrilaster 1:e och 13:e. Då hushållslaster borde dominera i stadsnätet medför det att resonansfrekvensen från vindkraftparksanslutningen bör hamna på över 400 Hz, än hellre över 700 Hz. Detta ger oss:

$$l < \frac{f \times S_k}{C \times 2\pi \times (f_{\text{res}} \times U_{\text{nom}})^2}$$

Om vi antar en kabelkapacitans på 180 nF/km enligt [2], en resonansfrekvens på 700 Hz och har en kortslutningseffekt på 2018 MVA enligt [3] skulle det innebära att vi behöver kablar som är kortare än 400 km, vilket inte kommer att innebära något problem. Även om kabelkapacitansen är avsevärt högre skulle det med största sannolikhet inte leda till något problem med resonansfrekvensen.

5.2.3 Resultat

Acceptansgränsen för denna punkt i exempelnätet, då vi utgår från N-1 kriteriet, bestäms därför av det fall då transformatorn med störst märkeffekt i mottagarstationen dit vindproduktionen kopplats är tagen ur drift.

Den teoretiska acceptansgränsen är då 50 MW utökad vindproduktion.

Då minimal last och maximal vindproduktion ytterst sällan sammanfaller är den faktiska acceptansgränsen i realiteten högre.

På grund av att nätet inte har körts i normaldrift för de perioder vi har data, vilket begränsar möjligheterna att göra reella studier samt begränsningar över vad som hinner studeras i detta projekt görs inga grundliga analyser eller dimensioneringar av energilager i denna punkt.

5.3 Relevanta tillämpningar för ett batterilager

Då batterilager främst lämpar sig för kapaciteter upp till några MWh, skulle troligen ett batterilager bäst användas till att förbättra spänningskvaliteten m.a.p. övertoner och/eller snabba spänningsförändringar om det fanns behov. För att användas till att öka acceptansgränsen m.a.p. överlast, minska kostnader eller flytta last i tid skulle det krävas ett lager med väldigt stor kapacitet, vilket inte är realistiskt att uppnå med ett batterilager med tanke på kostnad och fysiska förutsättningar i en stadsmiljö.

5.4 Alternativ till batterilager

Om det är större mängd energi som önskas lagras för att t.ex. öka acceptansgränsen m.a.p. överlast, minska kostnader eller flytta last i tid beror möjligheterna helt på förutsättningarna i statsnätets omgivning. Ett par dammar (pumpkraft med vattenlagring) skulle kunna användas med tillräklig höjdskillnad, eller ett tryckluftslager om staden har ett gaskraftverk enligt beskrivning i delrapporten *Förutsättningar för energilager i lokalnät* [5].

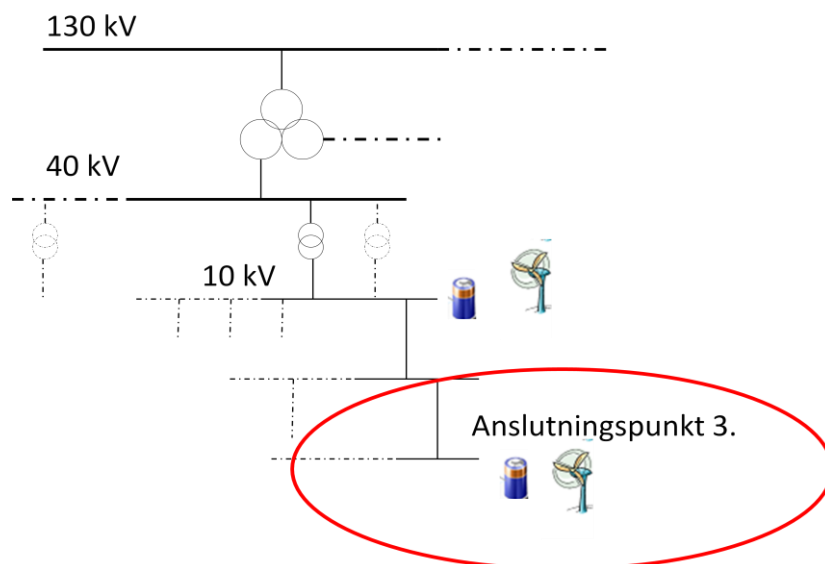
Då det är så liten sannolikhet att max vindproduktion skulle sammanfalla med värsta möjliga driftläge samt låg last (och skulle detta mot förmodan inträffa så skulle vindkraftverken kunna kopplas ifrån eller begränsa sin produktion under denna extrempriod). Och det dessutom oftast handlar om i sammanhanget korta "extremprioder" kan alternativa lösningar vara fördelaktiga.

Det kan exempelvis vara av intresse att avtalet mot vindproducenten gör det möjligt att under extremprioder begränsa vindproduktionen. Detta för att inte sällsynta extremprioder skall vara begränsande för hur mycket vindproduktion som kan installeras i nätet.

Om det är en förbättrad spänningskvalitet m.a.p. övertoner och/eller snabba spänningsförändringar som önskas uppnås skulle svänghjul eller superkondensatorer kunna vara bra alternativ.

6 Anslutningspunkt 3

En genomgång av nätförutsättningarna följer i avsnitt 6.1. I avsnitt 6.2 redovisas anslutningspunktens nuvarande acceptansgräns och i avsnitt 6.3 redovisas resultaten av dimensionering av batterilager, hur dimensionering av batterilager har genomförts beskrivs i kapitel 3.



Figur 15. Anslutning längre ut i distributionsnätet.

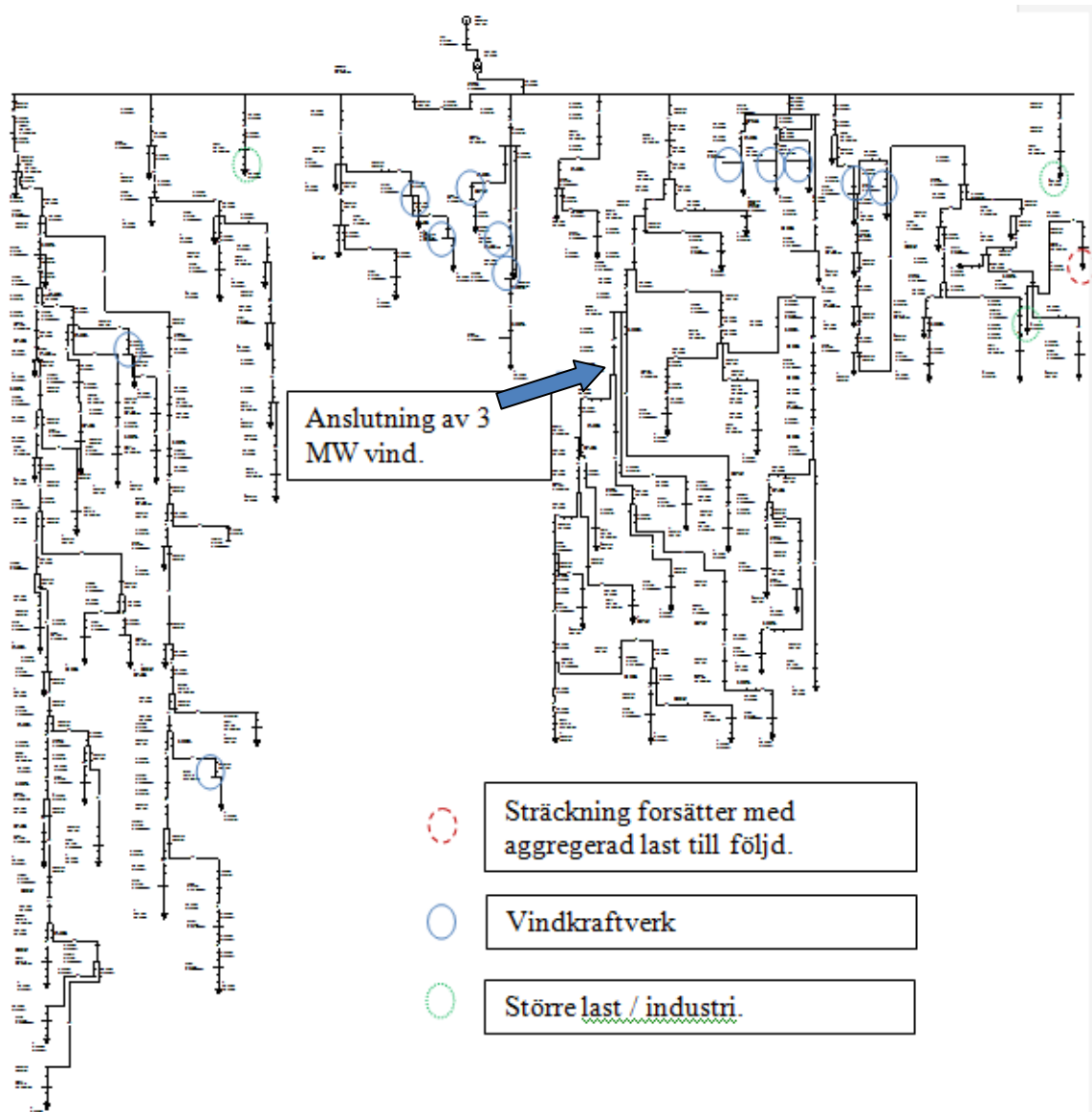
6.1 Nätdata under anslutningspunkten

För anslutningspunkt längre ut i distributionsnätet undersöks en punkt på en av 10 fördelningar. I denna punkt undersöks en anslutning om 3 MW ytterligare anslutning av vindkraft. Det uppbyggda nätet består av ca 150 noder där existerande vindkraftproduktion om 12,2 MW placerats ut på respektive plats (jmf. Anslutningspunkt 1).

Där det förekommer industrier har dessa tagits hänsyn till samt då sträckning följts av stor aggregering av last. Ca 85 % av all last under transformatorn matas via den undersökta förgreningen.

Indata som använts för denna anslutningspunkt är från mitten av mars 2011 till mitten av december samma år.

Den vindkraft som ansluts bygger på faktiska värden från redan existerande vindkraftverk inom exempel nätet, med märkeffekt om 2 MW.

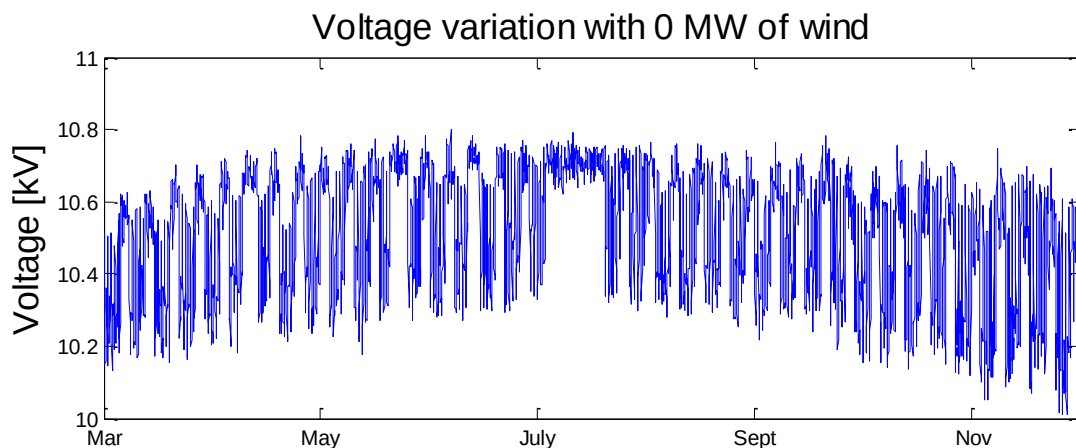


Figur 16 Nätmodell för anslutningspunkt 3

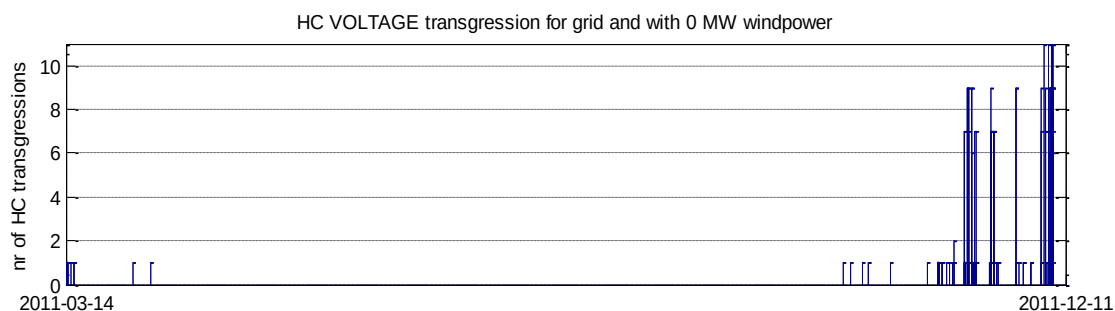
6.2 Nuvarande acceptansgränser

6.2.1 Relevant prestandaindex

I normalfallet förekommer problem med spänningshållning i nätet (se Figur 18, och Figur 17).



Figur 17 Spänningsvariationen i kV för anslutningspunkt 3 utan vindproduktion



Figur 18 Antal gränsöverskridanden för underspänning utan vindproduktion

Med ökande anslutning av vindproduktion balanseras underspänning som förekommer i nätet. Det vill säga vindkraft påverkar positivt med de förutsättningar som råder i denna punkt i nätet. Anslutning av 3 MW vindkraft minskar underspänning med 46 procent.

Med ökande vindkraft ökar även problematik med överlast i nätet. Med ökande anslutning av vindproduktion balanseras underspänning som förekommer i nätet. Det vill säga vindkraft påverkar positivt med de förutsättningar som råder i denna punkt i nätet. Anslutning av 3 MW vindkraft minskar underspänning med 46 procent.

Från genomförda simuleringar var det möjligt att fastslå att problematik med överlast ökade. Med ökande vindkraft ökar även problematik med överlast i nätet, se Tabell 5.

6.2.2 Beräkningar/Simuleringar

Acceptansgränsen togs fram genom att mängden installerad vind ökades till dess att simuleringarna visade att gränsen för överlast uppnåts.

6.2.3 Resultat

Vid 3 MW vindproduktion i anslutningspunkt 3 blir transformatorn överbelastad 23 timmar. Transformatorn överlastas första gången efter 1,3 MW vindkraft.

6.3 Dimensionering av batterilager

För att undersöka tillämpningar av batterilager har en vindproduktion om 3 MW vind tillförts systemet. Nuvarande vindproduktion har skalats utefter dessa parametrar.

Simuleringarna utfördes för att undersöka hur ett batterilager kan minska överlast i transformatorn som orsakas av vindkraftproduktion, enligt beskrivningen i avsnitt 3.1. Utöver detta utfördes separata simuleringar av ett energilager som används för att undvika underlast från konsumtion som redan förkom i nätet.

6.3.1 Långsamma spänningsförändringar

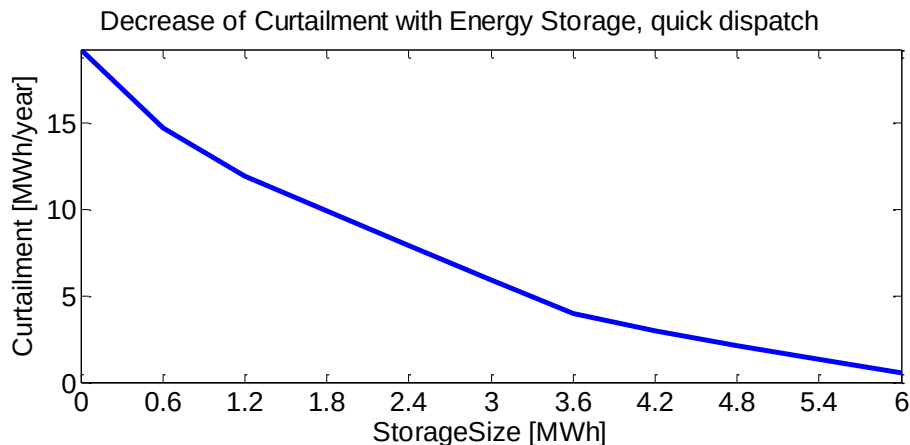
Risken med överspänning som orsakats av ökad vindproduktion är störst då vindkraften ansluts längre ut i nätet [1]. Genom att anslutningspunkt 3 har en hög konsumtion, t.o.m. underspänning i vissa lägen blir överspänning ett problem först vid mer än 3 MW installerad vindkraftskapacitet (vilket är effekten som undersöktes i detta projekt), se Tabell 5.

Tabell 5 Antal spänningsfel och antal timmar överspänning beroende av effekten ansluten vindkraft i anslutningspunkt 3

Effekt	Antal timmar underspänning	Antal timmar överspänning	Totalt antal timmar spänningsfel
0 MW	126	0	126
1 MW	75	0	75
2 MW	72	0	72
3,1 MW	57	0	57
3,2 MW	57	1	58
3,5 MW	57	10	67
4 MW	57	105	162
4,5 MW	57	279	336

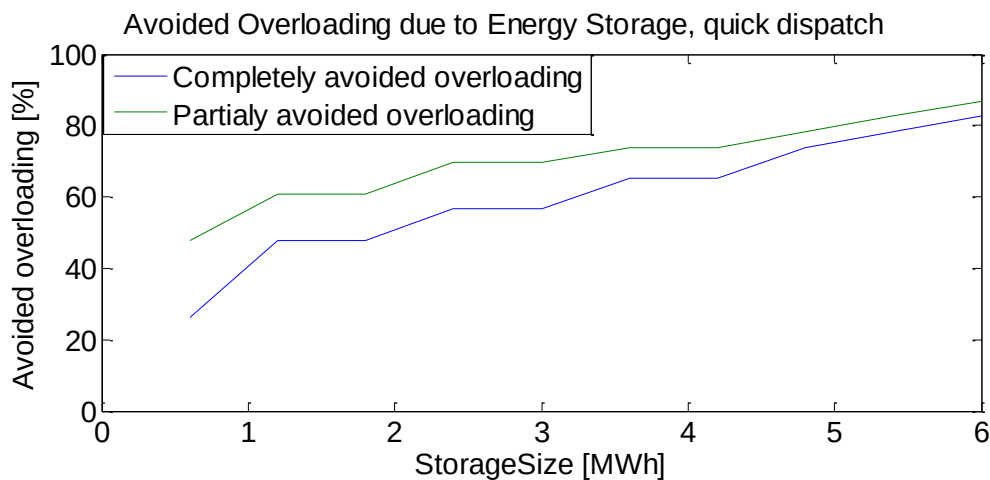
6.3.2 Överlast

Lastflödesanalys utfördes för att identifiera lämplig storlek på batterilager. Detta gav följande resultat (Figur 19) där "Curtailment" är den mängd vindkraftproduktion som bätet inte kan ta emot utan lager:



Figur 19 Mängd vindenergi som måste spillas jämfört med storlek på lager vid vindproduktion om totalt 3 MW.

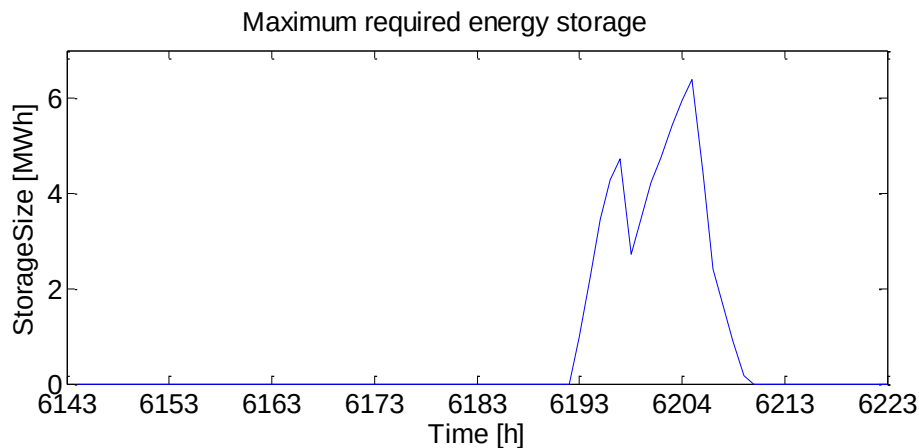
Ett annat sätt att uttrycka detta är att visa mängden vindenergi, som orsakar överlast, vilken kan lagras och användas vid ett senare tillfälle (istället för att spillas). Detta visas i Figur 20. Blå/nedre kurvan beskriver procent vindenergi där överlast helt kunnat undvikas och grön/övre kurvan beskriver procent vindenergi där överlast till viss del kunnat undvikas.



Figur 20 Antal överlastade timmar i procent som kan täckas upp av batterilager. Redovisar både de timmar där överlasten helt av batterilagret, samt de timmar där överlasten delvis täcks upp av batterilagret. Installerad vindkraft är 3 MW.

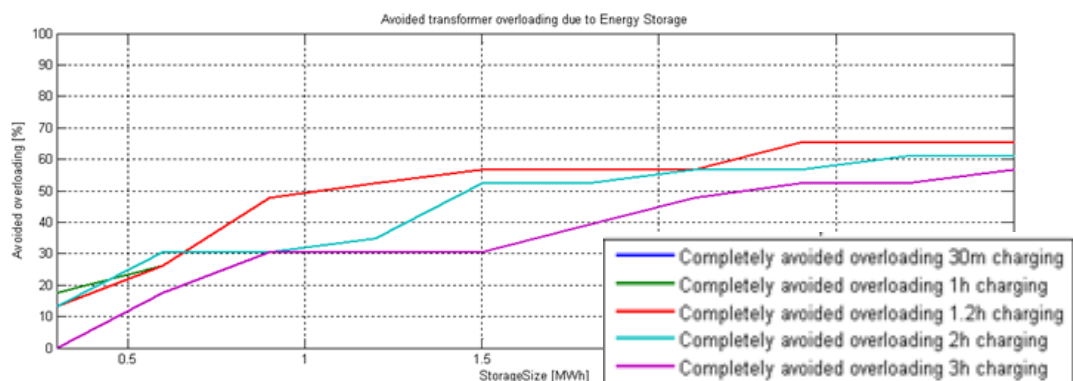
Ur figurerna ovan kan ses att det skulle krävas ett lager om 6 MWh för att ett energilager ensamt kunna hantera all överbelastning. Detta beror av sällsynta tillfällen då vindproduktionen är nära sitt maximala värde under ett flertal

timmar(se Figur 7). Ett batterilager med en så stor kapacitet skulle innebära att stora delar av lagrets kapacitet inte utnyttjas under långa perioder.



Figur 21 Största produktionstoppen för mätdata vilket infaller i oktober.

För att bedöma lämpliga effekter för ett lager i anslutningspunkt 3 studerades ett antal olika iladdningseffekter. Ur resultatet kunde utläsas att längsta tillåtna tid att ladda lagret med ett bra resultat är 1,2 timmar. Långsammare laddning än detta skulle minska nyttan med lagret. Snabbare iladdningstid, d.v.s. högre effekter, gav ingen förbättring för denna anslutningspunkt.

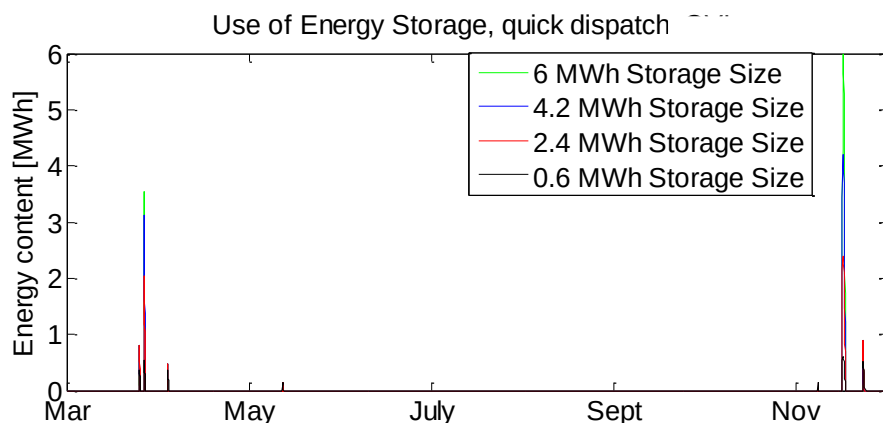


Figur 22 Mängd överlast som kan undvikas jämfört med olika lagerstorlekar, för olika iladdningseffekter. Kurva för 30 min (blå) går ej att urskilja då den ligger under kurva för 1 h.

Samma simuleringar utfördes för urladdningstiden med resultatet att det inte gav någon skillnad om urladdningstiden var 1 eller 10 timmar.

Detta resultat beror på utseendet av last och produktionsprofilerna i denna anslutningspunkt. Vilket resulterar i att med 3 MW vindproduktion blir nätet endast överlastat vid ett fåtal tillfällen och det är flera dagar mellan dessa tillfällen, se Figur 23.

Troligtvis går det att koppla förekomst av över och underspänning till temperatur och annan väderdata, men detta har inte studerats närmare.



Figur 23 Jämförelse mellan olika storlekar på batterilager och mängden energi de lagrar för undersökt tidsperiod. Då relativt stor överlast blir den krävda lagerkapaciteten hög, även om överlast inte förekommer så ofta.

Då metoden som beskrivs i 3.1.2 ändvänder för att ta fram en lämplig lagerkapacitet, får vi en lagerstorlek på 2,4 MW.

För denna storlek, 2,4 MWh, på batterilager föreslås för snabb i och urladdning en urladdningseffekt om minst 0,3 MW och 2 MW för uppladdning.

Tabell 6 Exempel på dimensioneringsstorlekar och dess påverkan.

Kapacitet	Effekt laddning	urladdning	Mängd energi som inte skulle behöva spillas	Ny Acc. gräns (Existerande + tillskott av vind)
2,4 MWh	2 MW	0,3 MW	64 %	1,3 + 0,8 MW
6 MWh	5 MW	0,6 MW	100 %	1,3 + 1,7 MW

6.3.3 Förluster

Gjorda beräkningar visar att med ökad anslutning av vindkraft så minskar förekommande förluster i nätet, se tabell nedan.

Tabell 6 Jämförelse av förluster med och utan anslutning av vindproduktion

	Ledningsförluster för hela nätet [MWh/år]	Förluster för ledning från anslutningspunkt 1 till vindkraftverk [MWh/år]
Utan vindkraftverk	286	113
Med 3 MW vindkraft	240	68
Med 3 MW vindkraft och 2.4 MWh energilager (peak shaving & continous. VAR comp.)		66

De nätförluster som förekommer vid anslutning av 3 MW vindkraft är i linje med de resultat som fåtts för anslutningspunkt 1.

Nätets förlustminskning i ledningar från anslutningspunkt 1 till anslutningspunkt 3 är hälften så stor som förlustminskningen i nätet för anslutningspunkt 1, 2 MWh per år från tabellen ovan mot ca 5 MWh per år

från Figur 10. Notera att lagret i anslutningspunkt 1 var 4 MWh mot ett på 2.4 MWh i anslutningspunkt 3 och att ledningssegmenten som undersökt för anslutningspunkt 1 är 40 kV jämföra med de på 10 kV i anslutningspunkt 1.

En faktor som har påverkat förlustresultatet för anslutningspunkt 3 är avsaknaden av mätdata för varje nod i 10 kV nätet. Mätpunkter utgick från Metrummätning på 10 kV sidan av 40/10 kV transformatorn i anslutningspunkt 1. Strömfördelning av undersökt ledning baserades på SCADA bilder och verifierades av nätägaren som typiska. Det visade sig i analys av anslutningspunkt 3 (se avsnitt 6.3.1 och 6.3.2) att ledning till batterilager under flera fall var överbelastad eller nära överbelastning. Då lastflödesanalys görs med simuleringsprogrammet Simpow kommer flöde nära en lednings kapacitansgräns leda till ökade förluster, eftersom ökningen av förluster efter en viss punkt är icke-linjär och kraftig. För att säkerställa förlustberäkning i denna punkt skulle det krävas ytterligare mätning.

7 Dynamiska simuleringsverktyg

En teoretisk acceptansgräns med avseende på överlast kan, som i för exempelnätets anslutningspunkt 2, kapitel 4.2, räknas ut med hjälp av maximal produktion och minimal last. Då maximal produktion och minimal last sällan inträffar vid samma tillfälle är den faktiska acceptansgränsen troligen högre. Denna faktiska acceptansgräns kan exempelvis fås fram genom lastflödesberäkningar med reella produktions- och lastdata för en längre tidsperiod, vilket gjorts för exempelnätets anslutningspunkt 1 och 3. Exempel på verktyg för lastflödesberäkningar är Simpow [9], vilket använts i detta projekt, eller Digsilent [10].

För att utreda acceptansgränsen m.a.p. andra prestandaindex kan andra typer av verktyg krävas. För att studera dynamiska problem, som exempelvis övertoner, krävs dynamiska simuleringsverktyg som exempelvis PSSE [11] eller PSCAD [12]. I bilaga 7, [18], ges en översikt av olika kraftelektroniker som används i nätsammanhang för att styra spänning och ström. Bilagan innehåller även dynamiska modeller av en STATCOM (static synchronous compensator) med och utan energilager. Modellerna är tänkta att användas för att studera spänningsdippar, fasförändringar och dynamiska laster.

För att kunna dimensionera storleken på lager behövs ett simuleringsverktyg för att hantera cyklingen av lager och samspelet med nätet. I detta projekt har MATLAB [13] tillsammans med Simpow används för detta.

De metoder och verktyg som använts i projektet beskrivs i kapitel 3.

8 Referenser

- [1] Nicholas Etherden och Susanne Aceby, Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering – bilaga 1, 12:44, ELFORSK, Stockholm 2012
- [2] Math Bollen and Fainan Hassan, Integration of Distributed Generation, May 22, 2010
- [3] Sten Refsgaard och Elmer Wiklund, Projekt Nätutredning för Falbygdens Energi AB, projekt nr 209018, 2009-06-29
- [4] Nicholas Etherden, Increasing the Hosting Capacity of Distributed Energy Resources Using Storage and Communication, Licentiate thesis, Luleå University of Technology, May 2012
- [5] Nicholas Etherden, Leopold Weingarten och Susanne Aceby, Förutsättningar för energilager i lokalnät – bilaga 2, 12:44, ELFORSK, Stockholm 2012
- [6] Prabha Kundur, Power System Stability and Control, 1994, New York, USA, McGraw-Hill, cop.
- [7] Enrique, Acha; Fuerte-Esquivel, Claudio R.; Ambriz-Pérez, Hugo; Angeles-Camacho, César, FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks, 2004, USA, John Wiley & Sons
- [8] Hida, Y.; Yokoyama, R.; Shimizukawa, J.; Iba, K.; Tanaka, K.; Seki, T., Load following Operation of NAS Battery by Setting Statistic Margins to Avoid
- [9] <http://simpow.com/>
- [10] <http://www.digsilent.de/>
- [11] <http://www.energy.siemens.com/us/en/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/pss-e.htm>
- [12] <https://pscad.com/>
- [13] <http://www.mathworks.se/>
- [14] Viktor Weidenmo, PowerConsumption in the energy storage, Göteborgs Energi, 2012-01-18
- [15] Reduction of transformer losses, Pöyry SwedPower AB, 2012
- [16] J. Berst, "SmartGridNews.com," 7 September 2011. [Online]. Available:http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Technologies_Storage/Lithium-ion-for-grid-scale-storage-3981.html. [Använd 7 May 2012]
- [17] Zhang, Y., Adam, G. P., Lim, T. C., Finney, S. J. & Williams, B. W, "Voltage source converter in high voltage applications: Multilevel versus two-level converters," AC and DC Power Transmission, 2010. ACDC. 9th IET International Conference on. 2010, pp 1-5.
- [18] Viktor Weidenmo, Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids, bilaga 7, 12:44, ELFORSK, Stockholm 2012

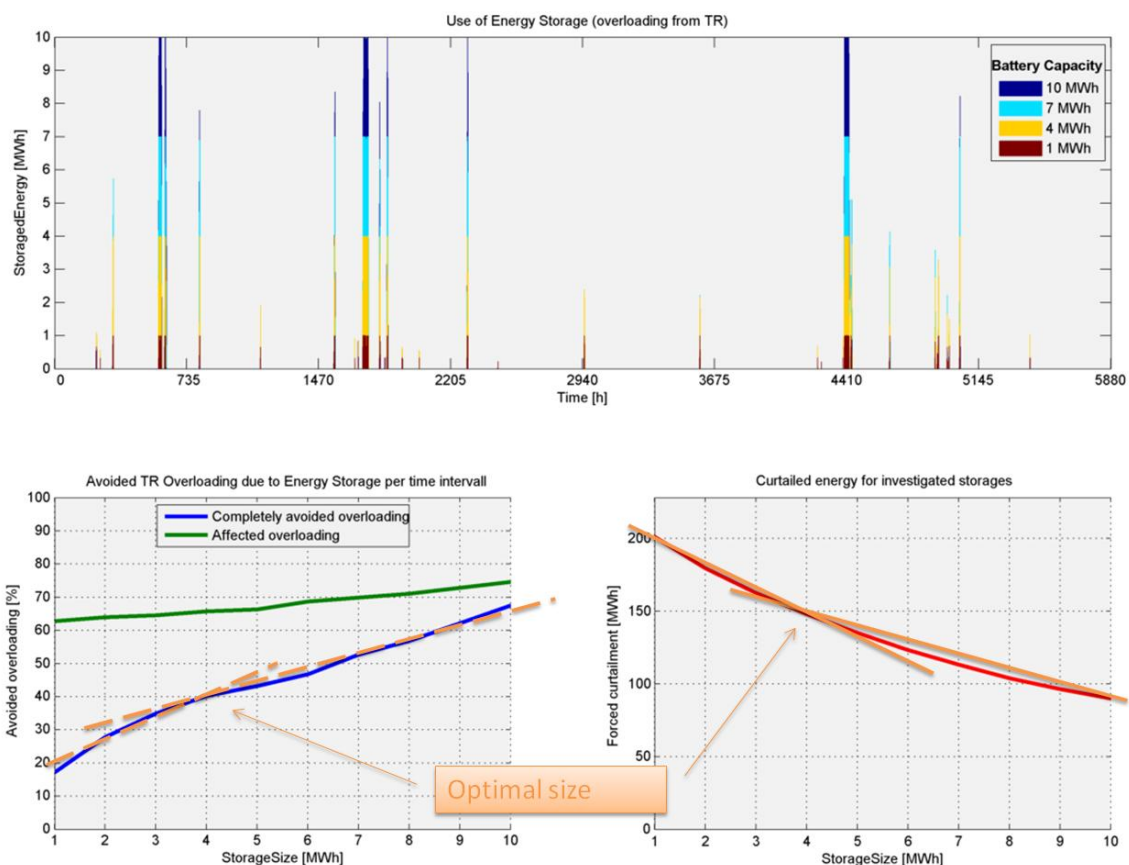
Appendix A

I följande appendix beskrivs översiktligt processen för att hitta en lämplig storlek på batterilager. Avsnittet är tänkt att ge en övergripande och generell beskrivning som kompletterar till de exempel som givits i rapporten.

Iterativ process för att dimensionera batterilager

För att finna lagerstorlek för lager med förlusturladdning genomförs en iterativ process i enlighet med avsnitt 3.1.2.

1. Först identifieras optimal kapacitet vid ett första antaget förhållande mellan i och urladdningseffekt. I Figur 24 visas överst när lager av fyra olika storlekar skulle fyllas till sin maximala kapacitet. Under ser man hur stor andel av överlasterna som elimineras med olika lagerkapacitet.

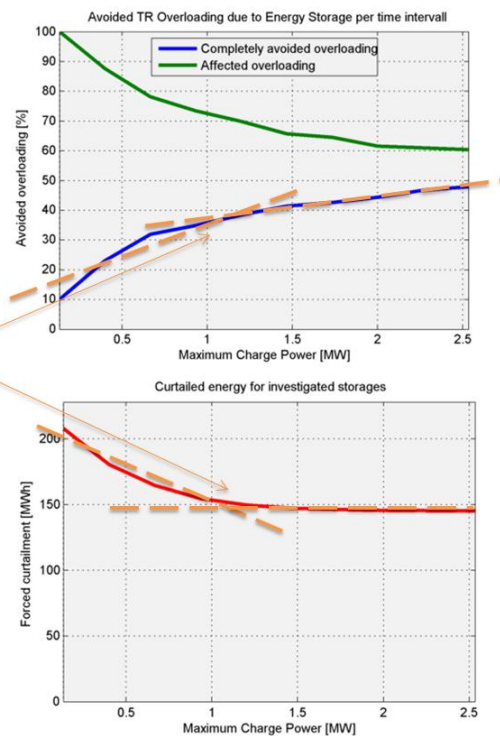


Figur 24 Identifiera önskad storlek

2. Därefter identifieras önskad laddningseffekt:

Steg 2, För funnen kapacitet (4MWh) ändra charge

Optimal charge
1.2 MW

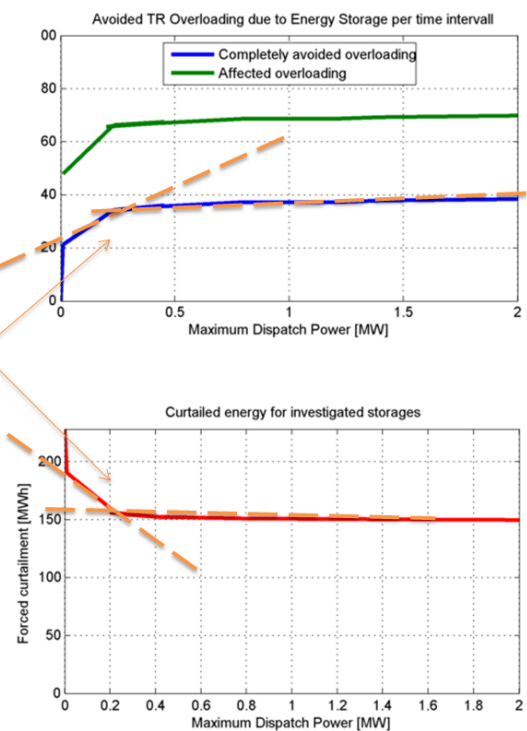


Figur 25 Identifiera önskad iladdning

3. För funnen laddningseffekt, identifieras optimal urladdningseffekt:

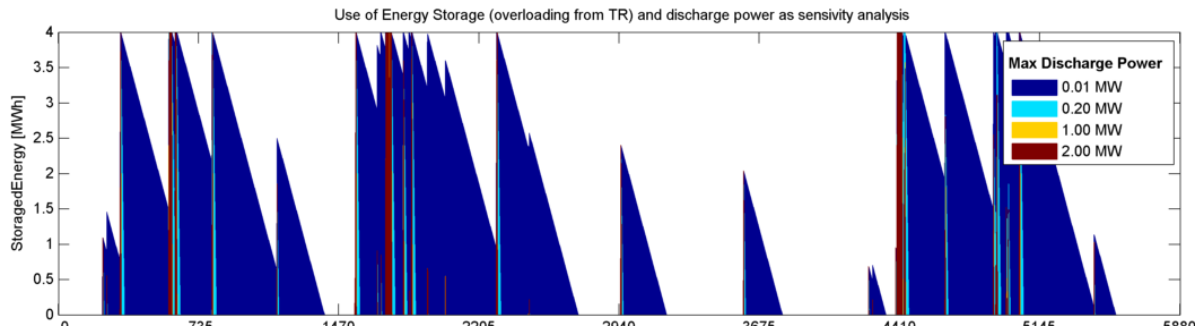
Steg 3, För funnen kapacitet (4MWh) och funnen charge, ändra discharge

Optimal discharge
0.2 MW
Optimal charge
1.2 MW



Figur 26 Identifiera önskad urladdning

4. Minsta möjliga urladdning identifieras. Lagret måste hinna tömmas mellan överlasterna.



Figur 27 Jämförelse av hur olika urladdningseffekter påverkar mängden vindenergi i batterilagret för undersökt tidsperiod

5. Kapacitet valideras med framtagen i och urladdningseffekt. Skiljer sig resultatet från steg 1 görs iterationen om med nya i- och urladdningseffekter.

Steg 3, Utifrån nytt förhållande, variera storlek.

4 MWh:

Optimal discharge
0.2 MW

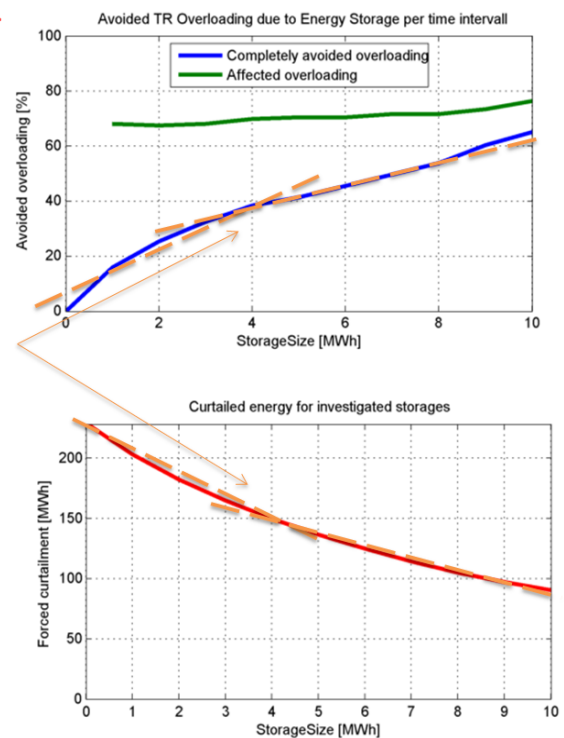
Optimal charge
1.2 MW

Optimal size

4 MWh

Validated

Else: Redo iteration



Figur 28 Validering att kapacitet på lager som tagits fram fortfarande verkar vara den bästa då beräknade i- och urladdningseffekter används.



Regelverk för Energilager

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 4"



Susanne Ackeby

September 2012

Regelverk för Energilager

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 4"

Förord

Denna bilaga är en delrapport i förstudien kring det energilager Falbygdens Energi studerat i projektet – Energilager anslutet till vindkraft.

Den övergripande rapporten sammanfattar och knyter samman de olika delrapporterna.

Bilagan är framtagen av STRI AB, Susanne Ackeby, susanne.ackeby@stri.se

Sammanfattning

Det finns ett flertal ägandemodeller för ett energilager i ett lokalnät, som i sin tur möjliggör olika affärsmodeller. Befintlig lagstiftning och regelverk sätter gränser på ägandemodeller och affärsmodeller.

Syftet med denna rapport är att ge kortare beskrivningar av tillämpningsmöjligheter för ett energilager i ett lokalnät, beskriva tre ägandemodeller för energilager (varav en innefattar handel via aggregator), samt belysa möjligheter och begränsningar inom ramen för befintliga regelverk. Kort förklaras även handelsmöjligheterna med el i Sverige.

Rapporten baseras på arbete och diskussioner i projektet *Förstudie gällande energilager anslutet till vindkraft* som drivs av Falbygdens Energi AB, citat från relevanta lagar och regelverk samt juridiska kommentarer.

Följande slutsatser dras

1. Det finns två möjligheter för ett elnätsföretag att använda lagring för att effektivisera nätverksamhet. Antingen genom att själv äga lagret eller genom att köpa nättjänster från någon annan som äger lagret. I det sistnämnda fallet finns det flera affärsmöjligheter för lagrets ägare.
2. Om lagret ägs av en annan än ett elnätsföretag eller en balansansvarig, behöver balansansvaret lösas. Det finns inte tillräckligt med erfarenhet i aggregatormodeller (se 3.3.1) för att kunna bedöma om kravet på balansansvar och/eller utformning av detta kan vara ett hinder mot kostnadseffektiv nätdrift.
3. Vid storskalig tillämpning av lagring och/eller handel via aggregatorer kan det finnas behov av ett tydliggörande och möjligen ett tillkommande regelverk angående vad som gäller då elnätsföretag köper nättjänster.
4. Vid storskalig tillämpning av lagring kan det finnas behov av förändring angående gällande praxis på balansmarknaden.
5. I dagsläget finns det inga direkta styrmedel för energilager utöver de bidrag som ges till forskning och utveckling.

Summary

There are several possible ownership constellations for an energy storage in a distribution grid, which in turn lead to different business models. Existing laws and regulations set limits on ownership and possible business models.

The purpose of this report is to provide brief descriptions of potential applications for energy storage in a distribution grid. Three ownership models are described for energy storage, one of which includes trading through an aggregator. A further purpose of the report is to highlight possibilities and limitations of investing in energy storages under existing regulation framework in Sweden. The market structure governing energy trading in Sweden is briefly described.

The report is based on work by STRI AB and discussions within the project Energy Storage connected to Wind Power led by on Falbygden Energy AB. Extracts of relevant laws and regulation are reproduced when required.

The following conclusions are drawn in this interim report:

1. There are two possibilities for a utility to use a storage in order to increase efficiency of their grid operations; either the utility owns the storage or it purchase ancillary services from an external party that owns the storage. In the latter case, there are several additional business opportunities available for the owner of the energy storage installation.
2. The issue of balance responsibility must be resolved for a storage not owned by the utility or balance responsible party. According to section 3.3.1 there is not enough experience with aggregators in Sweden to assess the requirement for balance responsibility. Uncertainty into how to solve this issue may hinder rational operations of energy storage.
3. There is a need to clarify, and possibly extend, the current regulatory framework that governs how utilities can purchase ancillary services from an energy storage provider. This need will become urgent if the number of energy storages were to increase and become more common in the grid and in offering from aggregators in the energy market.
4. Large-scale storage applications may require revision of current praxis of the Nordic regulation market.
5. Currently there are no direct policy incentives in Sweden that promote investments in energy storage capabilities, other than general purpose R & D funding.

Innehåll

Inledning	1
1 Handelsmöjligheter med el i Sverige	2
2 Tillämpningar av ett energilager i ett lokalnät	3
2.1 Öka acceptansgränsen	3
2.2 Minska avgifter	3
2.3 Kapacitetsutjämning	3
2.4 Minska förluster	3
2.5 Förebygga avbrott	3
3 Beskrivning av tre ägandemodeller	4
3.1 Lagret ägs av nätföretaget	4
3.1.1 Begränsningar	5
3.2 Lagret ägs av en elleverantör	5
3.2.1 Begränsningar	5
3.3 Lagret ägs av en annan	5
3.3.1 Handel via aggregator	6
4 Ägandemodeller vs regelverk för ett energilager i ett lokalnät	8
4.1 Ett energilager ägs av nätföretaget	8
4.1.1 Relevant lagstiftning och regelverk	8
4.1.2 Tolkning av detta i relevans till energilagring i lokalnät	10
4.2 Nätföretaget köper tjänster relaterade till energilagring	11
4.2.1 Relevant lagstiftning och regelverk	11
4.2.2 Tolkning av detta i relevans till energilagring i lokalnät	14
5 Incitament och styrmedel för energilager	16
Finansiering av ett energilager	16
Möjliga styrmedel	16
Finansiering av forskning och utveckling	16
Investeringsstöd	17
Driftstöd	17
Indirekta styrmedel	17
Situationen i Sverige	17
6 Slutsatser	19
APPENDIX A	1
Jämförelse mellan olika EU-länders regelverk	1
APPENDIX B	1
Svar angående Regelverk vs Energilager från Energimarknadsinspektionen 2012-06-18 Dnr 12-100187	1

Inledning

Det finns ett flertal ägandemodeller för ett energilager i ett lokalnät, som i sin tur möjliggör olika affärsmodeller. Befintlig lagstiftning och regelverk sätter gränser på ägandemodeller och affärsmodeller.

Denna rapport ger en kort beskrivning av tre ägandemodeller för energilager samt möjligheter och begränsningar under befintliga regelverk. Dessa möjligheter och begränsningar är till viss del personliga tolkningar. Juridiska kommentarer till några av de tolkningar som gjorts av regelverken inkluderas samt en kort beskrivning av incitament och styrmedel för energilager. Rapporten avslutas med våra slutsatser avseende hanteringen av energilager i ett lokalnät. Målet med dokumentet är att starta en diskussion.

Beskrivningen av modeller i denna rapport betyder inte att dessa modeller skulle vara tillåtna. Innehållet i rapporten baseras på arbetet och diskussioner i projektet om energilagring som drivs av Falbygden Energy AB.

Rapporten är utformad enligt följande:

Kapitel 1 ger en översikt över handelsmöjligheterna med el i Sverige.

Kapitel 2 listar exempel på tillämpningsmöjligheter av ett energilager i ett lokalnät.

Kapitel 3 beskriver tre ägandemodeller av ett energilager och

Kapitel 4 tar upp relevant regelverk och lagstiftning för ägandemodellerna. Dessutom formuleras antaganden utifrån detta vilka kommenteras av en jurist.

Kapitel 5 diskuterar incitament och styrmedel för energilager

1 Handelsmöjligheter med el i Sverige

Just nu finns det ett antal handelsmöjligheter med el och relaterade ekonomiska aktiviteter i Sverige. I princip kan varje juridisk person, utanför elnätsföretag, ta del i elhandel.

- ✓ Leverera el till slutanvändare.
Elleverantören köper el från någon annan eller producerar den själv. Begreppet är definierat enligt lag¹ men det finns begränsat regelverk för en elleverantör. Viktigast i detta sammanhang är troligen att det behövs någon som är balansansvarig för varje leveranspunkt. Det kan vara själva elleverantören eller någon annan som tar balansansvar. Samma elleverantör kan ha olika balansansvariga för olika leveranspunkter. Det finns även några krav om rapportering till Svenska Kraftnät och till Energimarknadsinspektionen. Priset som elleverantören räknar för elen och prisstrukturen är oreglerat och bestäms helt av marknaden. Elleverantör kallas även ofta elhandlare.
- ✓ Producera el och sälja till en annan.
Den som köper el kan vara en elleverantör, men också en slutanvändare, i så fall är producenten själv en elleverantör. Det är elleverantör som är balansansvariga för så väl produktion som konsumtion mot Svenska Kraftnät, men det finns inget regelverk om hur mycket av kostnaderna för detta som elleverantören överför till elproducenten.
- ✓ Spotmarknaden
där avtalen om köp och försäljning av el görs 24 timmar innan leverans. Mängderna som köps och säljs beror på prognoser av behov samt vad producenterna tror de kan leverera.
- ✓ Elbas
där handel pågår efter spotmarknaden har stängt. Handel varje timme, senast en timme innan leverans.
- ✓ Balansmarknaden
där Svenska Kraftnät köper eller säljer el på timbas för att hålla balansen i systemet och för att förbygga överbelastningar i stamnätet. Täcker upp för missbedömningar i prognoserna som låg till grund för handeln på spotmarknad och elbas. Alla kostnader för hanteringen av balansmarknaden finansieras av de balansansvariga.
- ✓ Balansansvarig
ett företag (som i de flesta fall också är elleverantör och har egen produktion) som åtagit sig att stå för en del av kostnader för balansmarknaden.

¹ Ellag 1 kap. 6§. Med elleverantör anses den som yrkesmässigt levererar el som har producerats av honom själv eller någon annan.

2 Tillämpningar av ett energilager i ett lokalnät

I följande kapitel listas exempel på tillämpningsmöjligheter för ett energilager i ett lokalnät.

2.1 Öka acceptansgränsen

Lagret kan användas för att minska sannolikheten av överbelastning samt av över- och underspänningar. Genom att ha ett lager på ett lämpligt ställe i nätet kan mer ny produktion och/eller ny konsumtion anslutas till nätet utan att det behövs investeringar i nya ledningar eller stationer, dvs. acceptansgränsen för distributionsnätet (eng. hosting capacity) kan ökas. Begreppet acceptansgräns utreds närmare i *Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering*.

2.2 Minska avgifter

Genom att mata in energi från lagret till lokalnätet under perioder av hög förbrukning (högt uttag från överliggande nät) kan avgiften (tariffer) mot överliggande nät minskas. Om inmatning till överliggande nät är begränsningen, kan avgiften minskas genom att lagra energi när produktionen är stor.

2.3 Kapacitetsutjämning

Ett energilager kan användas som balanskraft för att utjämna produktion från vindkraft (Capacity firming). Detta innebär att en intermittent energikälla, t.ex. vindkraft, kan ses mer som en konstant produktionskälla. Detta kan innebära att nätdriften blir mer förutsägbar och behovet av annan balanskraft minskar.

2.4 Minska förluster

Genom rätt styrning av lagring och inmatning vid lagret kan variationer i strömmens effektvärde minskas, vilket ger en minskning av förlusterna. Då lagret i sig har omvandlingsförluster är detta en tillämpning som troligen endast utnyttjas tillsammans med andra tillämpningar.

2.5 Förebygga avbrott

Ett stort lager kan användas för att förebygga långa avbrott på samma sätt som ett reservkraftverk (som är tillåtet att ägas av nätföretag). En förbättring av leveranssäkerhet ger en ökning av intäktsramen och en minskning av antalet avbrott längre än 12 timmar ger en minskning av kostnader för avbrottsersättning.

3 Beskrivning av tre ägandemodeller

Det finns ett flertal ägandemodeller för ett energilager i ett lokalnät, som i sin tur möjliggör olika affärsmodeller. Detta kapitel beskriver tre möjliga ägandemodeller.

3.1 Lagret ägs av nätföretaget

Här antas att det är tillåtet för ett elnätsföretag att äga ett energilager och att använda detta i nätverksamheten. (se avsnitt 4.1.1, 4.1.2.) Tillämpningar som listas i kapitel 2 utnyttjas av nätföretaget för effektivare drift av nätet. Detta genom att förbygga överbelastningar, där över- och underspänningar räknas in i överbelastningar, kunna minska storleken av effektabonnemang mot överliggande nät, för att minska nätförluster, och för att minska antalet och längden av avbrott.

Nätföretaget är tillåtet att köpa och producera el för att täcka nätförluster (se avsnitt 4.1.1, 4.1.2). Det verkar inte finnas något hinder mot att köpa elen när den är billig och lagra den till att den behövs för att täcka förlusterna. Själva lagringen ger inte någon minskning av förluster (troligen även en ökning eftersom det finns omvandlingsförluster i lagret) men kostnaderna för att täcka förluster kan bli mindre.

Förluster för ett nät definieras enligt, $P_{\text{förlust}} = P_{\text{in}} - P_{\text{ut}}$. Då mätning av elförbrukning tenderar att gå mot timmätning har en diskussion uppstått kring vad regelverket skulle säga angående de timmar då lagret tillför energi och då nätet, enligt definition, inte har några förluster alternativt får en "negativ förlust". Enligt propositionen *Timmätning för aktiva elkonsumenter* (2011/12:98) som las av regeringen i mars 2012 förbättras möjligheten för de elkonsumenter som önskar att deras elförbrukning timmätas. Proposition borde innebära att om inte alla elkonsumenter önskar timmätning, vilket inte är troligt initialt, så kommer inte alla elkonsumenter att timmätas utan mängden förluster för ett nät kommer även fortsättningsvis att summeras månadsvis. Detta medför att mängden energi som tillåts tillföra nätet blir hanterbar.

Det bör observeras att nätföretag är en del av ett reglerat monopol.

Intäktsramen² (som ligger till grund för tarifferna) bestäms av nätmyndigheten. En minskning av kapitalkostnader och/eller driftkostnader enligt 2.1, 2.2 och 2.4 skulle leda till en minskning av intäktsramen, men det behöver inte leda till en förbättring av nätföretagets ekonomi. Om nätföretaget utnyttjar hela intäktsramen skulle konsekvensen vara en minskning av anslutningsavgifter och/eller nättariffer. Om nätföretaget däremot inte utnyttjar hela intäktsramen kan kostnadsminskningen användas för att förbättra nätföretagets ekonomi utan att det behövs en tariffökning.

² Intäktsramen är ett tak för vad ett nätföretag får tjäna och bestäms av nätmyndigheten efter ansökan från nätbolaget. Intäktsramen grundas på företagets driftskostnader och en schablon av dess kapitalbas.

Förbättring av leveranssäkerhet enligt 2.5 leder till en ökning av intäktsramen och/eller till en minskning av kostnader för avbrottsersättning (som inte räknas med i driftkostnader för att bestämma intäktsramen).

3.1.1 Begränsningar

Begränsningen enligt ellagen är att nätföretaget inte får ta del i handel med el. Energilagret kan därför inte användas för att handla på spot- eller balansmarknaden. Enda undantaget är vid köp av el för att täcka nätförluster, enligt 2.4. Det är inte tydligt om nätföretaget får köpa eller sälja el, för att täcka nätförluster, på balansmarknaden. Vår nuvarande tolkning är att det inte är tillåten eftersom man påverkar marknaden, vilket skulle vara ett utnyttjande av monopolsituationen.

3.2 Lagret ägs av en elleverantör

I och med att elleverantören äger lagret finns det inte längre några begränsningar för att använda lagret för att handla på balans- och spottmarknaden. Mest sannolikt finns den största vinsten att nå genom att vara med på balansmarknaden eftersom det är här som de snabbaste prisvariationerna finns. Om elleverantören inte är balansansvarig krävs det ett avtal med en sådan, samt det kan finnas begränsningar i möjligheter att delta i balansmarknaden. Det har dock inte något med regelverk att göra, utan snarare med detaljer av balansavtalet och -marknaden.

Alla tillämpningar som nämns i kapitel 2 kan också nu levereras av lagret, men i form av tjänster (ökad förbrukning och ökad produktion) från elleverantören till nätföretaget. Kostnaderna för detta räknas in som driftkostnader för nätföretag och ingår i intäktsramen. Enligt resonemanget i avsnitt 4.2 är det tillåten för ett elnätsföretag att köpa sådana tjänster.

3.2.1 Begränsningar

Ett nätföretag får enligt lag inte diskriminera kunder. Vid upphandling av nättjänster räcker det att lagen om offentlig upphandling följs, men vad gäller anslutningsavgifter och överföringstariffer får ett elnätsföretag inte diskriminera mellan kunder. En "lagringskund" (en nätanvändare som har lagring) ska betala samma nättariff och få samma ersättningar som en annan kund (i samma kategori i fall det finns olika tariffer för olika kundkategorier), oberoende av var i konseptionsområdet kunden finns. Anslutningsavgifter får bero på var i området en kund ansluts, men även här får det inte diskrimineras mellan kunder.

3.3 Lagret ägs av en annan

Affärsmodellen är mycket liknade som modellen i föregående kapitel, med deltagande i alla fall på spotmarknaden och leverans av nättjänster till nätföretag. Samma diskussion om tariffer, mm gäller även här.

Om lagret varken ägs av ett nätföretag eller av en elleverantör, behövs det någon som säljer och köper elen och som tar balansansvar. Nätföretaget kan köpa elen från lagret för att täcka nätförluster, men nätföretaget får inte sälja elen till lagret. Här behövs det en elleverantör eller att lagret köper direkt på marknaden (elspot, elbas och/eller balans). Även balansansvar måste lösas.

Om lagret ägs av någon som förbrukar el då kommer energiskatten till på all elektrisk energi som lagras samt på alla förluster i omvandlingen till och från lagret (se avsnitt 4.2.1, 4.2.2). På samma sätt som vid egenproduktion av solkraft finns det ingen möjlighet till nettodebitering utanför timintervall. Detta gäller dock inte för vissa industriella processer. Ett energilager i samband med en sådan process skulle då inte behöva betala energiskatt. Detta är något som bör kollas noggrannare med skatteverket innan man bygger ett lager.

3.3.1 Handel via aggregator

Detta är en ny modell som ännu inte finns på den Svenska marknaden. "Aggregatorn" är främst tänkt som någon vilken affärsmässigt köper och säljer el från småkunder och som är med på elmarknaderna tillsammans med stora aktörer. Kunderna skulle då omfatta producenter av småskalig solkraft, vindkraft eller kraftvärme samt kunder som är beredda att minska eller öka förbrukningen på förfrågan eller på beordran. Aggregatorn skulle då betala kunden för att minska eller öka förbrukningen, antingen genom ett fast pris per månad, genom en minskning av priset per kWh, eller genom en kombination.

Aggregatorns roll vid handeln

En aggregator kan i princip redan vara med i all handel med el som nämns i kapitel 1. Slutsatsen från studien av relevant lagstiftning är att det inte finns något grundläggande hinder i detta eftersom det handlar om oreglerade marknader .

Om vi börjar med själva lagret, då skulle elen kunna köpas på en av dessa marknader och säljas vid ett annat tillfälle på samma eller på en annan marknad. Till exempel skulle elen kunna köpas på spottmarknaden när priset är låg och säljas på balansmarknaden när priset är hög.

Om aggregatorn säljer elen till en slutanvändare blir han en elleverantör och då behövs det någon som är balansansvarig. Frågan är om en balansansvarig vill ställa upp att ta ansvar för detta. Det finns ingen förpliktelse och vanligen ingår balanstjänsten i elpriset som elleverantörer räknar, men i detta falls köper aggregatorn inte från en elleverantör.

Det behövs inget balansansvar om någon köper elen direkt på spottmarknaden eftersom kunden förpliktar sig att ta emot exakt ett visst belopp av elenergi under en viss timme. Kunden måste då själv se till att avvikelser balanseras.

Nästa steg för en aggregator kan vara att sälja en minskning av förbrukning som produktion. Hur det ser ut marknadsmässigt beror på hur denna "virtuella produktion"³ kommer att säljas.

Vid försäljning finns det risk att det uppstår en konstig situation. Aggregatorn lägger ett bud på exempelvis spotmarknaden och vi antar att budet blir accepterat. I så fall kommer aggregatorn att kräva en minskning av förbrukning från sina kunder. Samtidigt köper dessa kunder elen från en elleverantör och det betyder att det är någon som har balansansvar för kunderna. Om kunderna minskar sin förbrukning, blir det en avvikelse jämfört med prognosen. Skulle det finnas ett underskott på förbrukning under timmen (dvs att SvK måste sälja balanskraft) då kommer den balansansvarige att ha en avvikelse i samma riktning som systemet och han måste därför betala till SvK. Vi antar här att slutanvändaren, där aggregatorn köper, har timvärdesavräkning och finns därför med i balansavräkningen.

Det kan finnas begränsningar i lagstiftning, regelverk och kontrakt kring balansansvaret som kan göra det svårt för en aggregator att etablera sig. Det kan vara på grund av själva principen av balansansvaret som det är definierat i ellagen men det kan också vara på grund av att begränsningarna är en naturlig konsekvens av marknadsprinciper. En detaljerad studie om detta anses för nävarande ligga utanför detta delprojekt.

³ Med "virtuell produktion" menas en väldefinierad minskning av förbrukning jämförd med den planerade eller förväntade förbrukningen vid behov; ordet "demand response" används också.

4 Ägandemodeller vs regelverk för ett energilager i ett lokalnät

Enligt Energimarknadsinspektionen (EI), se APPENDIX B, finns i ellagen ingen definition av vad som utgör en enhet för energilagring. Ett energilager utgörs i sin enklaste form av ett batteri som laddas upp och som urladdas vid behov. I ett systemperspektiv skiljer inte regelverket mellan ett energilager och en elproduktionsanläggning alternativt en enhet som bedriver handel eller produktion av el. Således utgör ett energilager både en inmatningspunkt och uttagspunkt enligt ellagens bestämmelser och de regler som därvid följer träffar således även ett s.k. energilager. Regelverket innebär olika konsekvenser beroende av vem som är ägare av ett energilager och vilken funktion lagret kommer att ha.

Följande kapitel avser att utreda möjligheterna för de olika ägandemodellerna med avseende på gällande lagstiftning och regelverk. I kapitlet citeras dels en jurist från energimarknadsinspektionen (EI) och dels en jurist från Svensk Energi.

4.1 Ett energilager ägs av nätföretaget

I denna ägandemodell äger nätföretaget energilagret och använder laddning och urladdning för att effektivisera nätverksamheten. Ägandemodellen beskrivs i kapitel 3.1

4.1.1 Relevant lagstiftning och regelverk

- ✓ Lagring av el nämns inte någonstans i ellagen men i förarbeten till ellagen, proposition (1996/97:136) nämns lagring när elektriska anläggningar beskrivs i mer detalj: *Tidigare [dvs. i den gamla ellagen av 1902] nämndes också anläggning för upplagring av el. Med upplagring avsågs sådan lagring av el som sker i exempelvis en kondensator. Sådan lagring får dock anses ingå som ett naturligt led i såväl produktion och överföring som användning av el, varför även detta begrepp inte har tagits med i den nya lagen.*

[Referensen till kondensatorn kommer troligen från likspänningsnät som inte var ovanliga 1902, när första versionen av den gamla ellagen antogs. Mest intressant här är att lagring anses vara ett naturligt led i överföring av el. En rimlig tolkning av detta skulle vara att ett elnätsföretag får äga ett lager om det är en naturlig del av överföringen.]

- ✓ Nätverksamhet definieras i 1.kap 4§ ellagen. *Med nätverksamhet avses att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, anslutning av elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet. Med anslutning av elektriska anläggningar avses också återinkoppling av en befintlig anläggning och höjning av avtalad effekt i inmatnings- eller uttagspunkt.*
Avgörande för frågan om ett nätföretag kan äga och driva ett energilager är således att lagret behövs för att driva elnätet. (EI)
- ✓ En viktig avgränsning av nätverksamhet sker i 3 kap. 1a§ av ellagen: *En juridisk person som bedriver nätverksamhet får inte bedriva produktion av eller handel med el.* Samma paragraf i ellagen anger i andra stycket att det finns två undantag av denna basprincip:

Utan hinder av första stycket får produktion av el bedrivas tillsammans med nätverksamhet av samma juridiska person, om produktionen
1. uteslutande är avsedd att täcka nätförluster, eller
2. sker tillfälligt i syfte att ersätta utebliven el vid elavbrott.

Ett energilager kan som produktionsenhet användas i de situationer som nämns ovan. Till skillnad mot en normal produktionsenhet där inmatning och uttag inte är lika över tiden måste dock ett energilager också lagra energin innan den används. Detta medför att även handel med el måste ske. Ett nätföretag får endast under vissa särskilda omständigheter handla med el. Denna får anskaffa el för att täcka nätförluster. Detta ska då ske på ett öppet, icke- diskriminerande och marknadsorienterat sätt, se 3 kap. 16§. (EI)

3 kap. 16§ ellagen. Den som har nätkoncession skall anskaffa den el som är avsedd att täcka nätförluster på ett öppet, icke- diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

I förarbetena till bestämmelsen, proposition (2004/05:62), utvecklas kraven: Kravet på öppenhet betyder att nätföretaget måste vända sig till marknaden vid inköp av förlustel. Några regler om hur detta skall gå till ges dock inte men bestämmelsen innebär att nätföretaget inte får träffa avtal under hand med någon elsäljare utan att först genom kontakter på marknaden ha tillkännagivit sin avsikt att inköpa förlustel. Något krav på upphandling i formell mening finns inte.

Anskaffandet måste ske på ett icke-diskriminerande sätt, vilket innebär att anbuden måste bedömmas på samma sätt och att ingen diskriminerande åtskillnad alltså får ske t.ex. till förmån för närstående företag. Kravet på anskaffandet av elen skall ske på ett marknadsorienterat sätt innebär att nätföretaget måste undersöka vilka ekonomiska villkor som kan erhållas på marknaden och sedan träffa avtal utifrån rationella överväganden beträffande pris och övriga villkor.

[Det nämns inte i lagtexten att köp eller produktion av elen ska ske vid exakt samma tillfälle som att det används för att täcka nätförlusterna. Det ger en möjlighet att köpa el på spotmarknaden när den är billig, att lagra elen tillfällig, och att använda den senare för att täcka nätförluster. Det kan finnas begränsningar mot att köpa elen på balansmarknaden; men detta har ingenting med regelverket att göra utan med kontraktet för balansansvariga och utformningen av balansmarknaden.]

Det finns således inga hinder för ett nätföretag att äga och inneha ett energilager under förutsättning att de regler som gäller ett nätföretag följs. Om man beaktar de olika funktioner som ett energilager kan utgöra i ett elsystem, så innebär dock dagens regelverk att relativt många inskränkningar i nyttjandet av energilagret kommer att gälla för det fall det är nätföretaget som äger anläggningen. Det finns däremot inga hinder mot att ett nätföretag upphandlar tjänster (exempelvis leveranser av förlustel) från ett annat företag som äger ett energilager så länge reglerna som beskrivits iakttas. (EI)

4.1.2 Tolkning av detta i relevans till energilagring i lokalnät

Får vi dra slutsatsen att energilagring får ägas av ett elnätsföretag för att använda i drift av nätet, som beskrivs i kapitel 2 och 3.1?

Svar från jurist:

Som ni själv konstaterat finns det ingen särskild reglering av energilagring. Det som fanns mönstrades ur den gamla ellagen eftersom upplagring av el kunde hänföras till såväl produktion som överföring eller användning av el.

I definitionen av Nätverksamhet omnämns följaktligen inget om upplagring. Däremot finns en slask som anger annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet

För att en anläggning för energilagring ska rymmas under nätverksamhet måste den användas och behövas för nätverksamheten,

Får vi dra slutsatsen att ett elnätsföretag får köpa elen på spotmarknaden, lagra elen i ett energilager och använda på en senare tidpunkt för att täcka nätförlusterna?

Svar från jurist:

Om den inköpta elen bara används för det som omfattas av nätverksamhet d v s nätförluster eller sker tillfälligt för att ersätta utebliven el vid elavbrott borde det vara ok.

Får vi dra slutsatsen att ett elnätsföretag får använda ett energilagring för att mata en del av kunder under ett elavbrott?

Svar från jurist:

Samma som ovan.

Finns det någon annan lagstiftning eller regelverk som kan vara ett hinder mot ägande- och affärsmodeller som beskrivs i kapitel 2 och 3.1?

Svar från jurist:

inte vad jag känner till

4.2 Nätföretaget köper tjänster relaterade till energilagring

I denna ägandemodell äger annan aktör (d.v.s. inte ett elnätsföretag) energilagret och säljer nättjänster till elnätsföretaget. Ägandemodellen beskrivs i kapitel 3.2 och 3.3.

4.2.1 Relevant lagstiftning och regelverk

- ✓ I förarbeten till ellagen anges ”motköp” som ett undantag där ett nätföretag får köpa el. *Den andra typen av köp [utöver för att täcka nätförluster] av el är när någon önskar mata in eller ta ut el från nätet och det är tveksamt om nätet klarar detta utan att bli överbelastat. Då kan det ibland vara ändamålsenligt att nätinnehavaren skapar utrymme för överföringen genom att förmå någon annan som är ansluten till nätet att öka sin inmatning eller minska sitt uttag. Detta förfarande brukar beskrivas som ett motköp över en flaskhals på nätet. Metoden kan komma till användning främst på trånga sektorer av stamnätet. Syftet med köpet av el är i båda de beskrivna fallen [motköp och för att täcka förluster] inte att sälja elen vidare till en elanvändare utan att upprätthålla funktionen av nätet. Av denna anledning innefattas sådana köp i begreppet nätverksamhet.*

[Viktigt för diskussionen om energilagring är de sista två meningarna. Anledningen att motköp ingår i nätverksamhet är att syftet är att driva nätet och inte att sälja vidare. Vid ett energilagring skulle man göra motköp i förväg, men det finns ingenting i texten som säger att motköp ska göras samtidigt som att risken på överbelastningen inträffar.]

- ✓ Lag (1994:1776) om skatt på energi anger i 11 kap.1§ att elen är skattepliktigt vid förbrukningen: ”*Elektrisk kraft som förbrukas i Sverige är skattepliktig, om inte annat följer av 2 §.*”

I förarbeten till lagen (proposition 1994/95: 54) skrivs det ”*Elektrisk kraft kan (..) inte anses ha levererats till den slutlige förbrukaren förrän den passerat dennes mätare. Det kan därför enligt regeringens bedömning inte förekomma att skattepliktig kraft går förlorad i samband med överföring o.d., eftersom skatteplikt inte har inträtt för sådan kraft. Detsamma bör gälla producentens eller leverantörens egenförbrukning.*”

Nätägaren har avdragsmöjlighet till elen som används för att täcka nätförluster enligt 11 kap. 9§.

Den som är skattskyldig för energiskatt på elektrisk kraft får göra avdrag för skatt på elektrisk kraft som
(..)

4. förbrukats eller sålts för förbrukning vid sådan överföring av elektrisk kraft på det elektriska nätet som utförs av den som ansvarar för förvaltningen av nätet i syfte att upprätthålla nätets funktion,

Författarkommentarer skriver följande: *Avsikten med bestämmelsen är att göra det möjligt för den som levererar elektrisk kraft till någon som har nätkoncession att kunna göra detta utan att debitera någon energiskatt på leveransen. Avdragsbestämmelsen är avsedd att omfatta sådan elektrisk kraft som innehavare av nätkoncession har rätt att köpa för att täcka fysiska förluster på nätet eller för att undvika överbelastningar. Syftet med sådana köp är att upprätthålla funktionen av nätet och därmed ingå i nätverksamheten. Vidare skall avdragsrätten omfatta den förbrukning av elektrisk kraft som sker i nätinnehavarnas egna anläggningar, som t.ex. transformator- eller kopplingsstationer.*

[Slutsatsen blir därmed att nätföretaget eller någon annan som har ett energilagret inte behöver betala energiskatt över elen som kommer in till lagret, så länge ägaren av lagret inte är en slutförbrukare av elen.]

- ✓ 4 kap. 1§ ellagen anger basprincipen för att dela upp kostnader för nätverksamhet över alla nätanvändare. *Nättariffer ska vara objektiva och ickediskriminerande.*

[Ellagen ställer bara begränsade krav på utformning av tariffer.]

Mer detaljer anges i 4 kap. 2§ ellagen. *Nättariffer för överföring av el skall utformas så, att betald anslutningsavgift ger rätt att använda det elektriska nätet inom landet, med undantag för utlandsförbindelserna.*

.. , i 4.kap 3§ ellagen. *Nättariffer för överföring av el för område får inte utformas med hänsyn till var inom området en anslutning är belägen.*

[Det skiljs mellan nättariffer för överföring av el (det som brukar kallas "nättariff") och nättariff för anslutning ("anslutningsavgift"). Nättariffer för överföring ska vara lika för alla inom samma nätkoncessionsområde.]

.. och i 4.kap 9a§ ellagen. *En nättariff för anslutning till en ledning eller ett ledningsnät ska utformas så att nätkoncessionshavarens skäliga kostnader för anslutningen täcks. Anslutningspunktens geografiska läge och den avtalade effekten i anslutningspunkten ska särskilt beaktas. Lag (2009:892).*

[Nättariffer för anslutning är i flesta fall olika för olika kunder.]

[Dessa två paragrafer (4.kap 3§, 4.kap 9a§) är grundläggande vid utformning av nättariffer för ett energilager.

Vad gäller ersättningar och nättariffer som kan användas som referens vid utformning av tariffer och ersättningar, finns det ett antal exempel:

i) Svenska Kraftnäts upphandling av effektreserv. Effektreserven kan jämföras med den typ av nättjänst som ett nätföretag skulle kunna köpa från ett energilager. Det finns en lag som definierar effektreserven och frågan är huruvida den kan tillämpas på nättjänster för ett energilager.

ii) ersättning som produktionsanläggningar får för deras nätnytt. Rätt till ersättningen regleras av 3 kap. 15§ ellagen.

iii) specifika tariffer för nätanvändare med fränkopplingsbara elpannor]

- ✓ Ersättning till produktionsenheter för minskning av kostnader för nätverksamhet definieras i 3 kap. 15§ ellagen. *Innehavare av en produktionsanläggning har rätt till ersättning av den nätkoncessionshavare till vars ledningsnät anläggningen är ansluten. Ersättningen skall motsvara*
- 1. värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i nätkoncessionshavarens ledningsnät, och*
 - 2. värdet av den reduktion av nätkoncessionshavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till annan nätkoncessionshavares ledningsnät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet.*

[Om ett energilager räknas som en produktionsenhet, då har ägaren (om det inte är nätföretaget själv) rätt till ersättning lika med värdet av förlustminskning och minskning i avgifter mot överliggande nät på grund av inmatningen.]

- ✓ Särskilda regler för nättariffer för mindre produktionsenheter finns i 4 kap. 10§ ellagen. *En innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt ska för överföring av el betala endast den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionshavarens nät. Innehavaren ska dessutom betala engångsavgift för anslutning.*

En elanvändare som har ett säkringsabonnemang om högst 63 ampere och som producerar el vars inmatning kan ske med en effekt om högst 43,5 kilowatt ska inte betala någon avgift för inmatningen. Detta gäller dock bara om elanvändaren under ett kalenderår har tagit ut mer el från elsystemet än han har matat in på systemet.

4.2.2 Tolkning av detta i relevans till energilagring i lokalnät

Får vi dra slutsatsen att ägaren av ett energilager (ej elnätsföretag) får vara med i alla typer av handel med el?

Svar från jurist:

Ja om anläggningen inte används av elnätsföretaget

Får vi dra slutsatsen att elnätet får köpa tjänster (som beskrivs i kapitel 2 och 3.1) för att effektivisera nätverksamheten och att de vanliga lager och regelverk, som lagen om offentlig upphandling, gäller i detta fall?

Svar från jurist:

Ja

Får vi dra slutsatsen att lagret kan räknas som en produktionsenhet och därmed har rätt till ersättning enligt 3 kap. 15§ ellagen samt en nättariff enligt 4 kap. 10§ ellagen?

Svar från jurist:

Ersättningen till producenter är inte specificerad på det sättet utan det är den nytta produktionsanläggningen gör för nätet som är avgörande för ersättningen. Om energilagret ingår i en produktionsanläggning och gör den nytta som beskrivs i 3 kap 15 § så bör det vara ok. När det gäller 4 kap 10 § så är det effekten på produktionsanläggningen som är avgörande

Får vi dra slutsatsen att en elleverantör eller aggregator inte behöver betala energiskatt på elen som lagras och på förlusterna som uppstår i samband med lagring?

Svar från jurist:

Vet ej svaret. Här bör man efterhöra med skattemyndighet som ansvarar för energiskatt

Finns det någon annan lagstiftning eller regelverk som kan vara ett hinder mot ägande- och affärsmodeller som beskrivs i kapitel 2 och 3.1?

Svar från jurist:

Inte vad jag känner till

5 Incitament och styrmedel för energilager

I dagsläget finns det inga direkta stimulansmedel för energilager förutom bidrag till forskning och utveckling, som till exempel detta projekt.

Finansiering av ett energilager

Om energilagret skulle ägas av ett nätbolag, skulle de kunna täcka kostnaden för inköp av lager via sina nättariffer (distributionsavgifter). För att detta ska vara tillåtet, enligt energimarknadsinspektionen vilka bestämmer intäktsramen, krävs att lagret inte är oskäligt dyrt jämfört med alternativa tillämpningar.

Om en annan än nätbolaget skulle äga lagret, får de täcka in inköpskostnaden via priset de säljer energin/nättjänsten för. I detta fall konkurrerar ägaren av lagret mot billigare lösningar.

Möjliga styrmedel

För att myndigheterna skulle stimulera inköpen av energilager krävs att energilager anses medföra stor samhällsnytta, på samma sätt som t.ex. solceller anses göra.

Önskad effekt vore att inköpspriset sjunker till följd av ökad efterfrågan, vilket leder till att fler har möjlighet att köpa lager.

Möjliga styrmedel skulle då kunna tänkas vara:

- Finansiering av forskning och utveckling
- Investeringsstöd
- Driftstöd
- Indirekta styrmedel

Finansiering av forskning och utveckling

Det pågår redan finansiering av forskning och utveckling i samband med energilager där offentliga medel används. Bland annat forskningen om energilagring vid universitetet i Uppsala; stöd från Vinnova och Energimyndigheten för ett tvåtal förstudier (Norra Djurgårdsstaden och Smart Grid Gotland) där energilager fanns med i bilden; en studie om tillämpning av energilagring med stöd från Vinnova som utförs bland annat av STRI; samt två demonstrationsprojekt (Falbygden och Hyllie) där ett energilager ingår.

Investeringsstöd

Ett investeringsstöd skulle främst gynna kunderna och inte nätbolaget, om nätbolaget var ägare till lagret. Detta då den del av energilagret som finansierats av investeringsstödet inte skulle tas med i bolagets intäktsram. Detta medför att nättariffen för kunderna blir lägre, än om inte ett investeringsstöd fanns, men nätbolagets vinst blir den samma. Det nätbolaget vinner med att investera i ett energilager är eventuella andra nyttor.

För en annan ägare än nätbolaget skulle investeringsstödet bli en direkt vinst.

Driftstöd

Ett alternativ styrmedel är att inte stödja investeringen i lagret utan själva användning av lagret. Det skulle skapa incitament för att optimera användning av lagring. Driftstödet för energilager kan jämföras med inmatningstariffer för t.ex. solkraft där ägaren får en konstant ersättningen (högre än marknadsvärde) för varje kWh som matas in till nätet. Man kan tänka sig ett upplägg där ägaren får en extra ersättning per kWh som kommer in eller går ut från lagret. Denna ersättning skulle komma ovanpå den marknadsmässiga ersättning som en ägare skulle få när nätbolaget köper lagringstjänsten, alternativt ovanpå den förbättring som energilagret skulle innebära om nätbolaget är ägare till lagret.

Om driftstödet skulle betalas av staten skulle det gynna alla typer ägare. Det är inte tydligt om en sådan ersättning skulle räknas som en intäkt under intäktsramen.

Indirekta styrmedel

Det kan också på ett indirekt sätt skapas incitament för att använda energilager. Om det ställs krav på elnätets prestanda som bara, eller mest kostnadseffektiv, kan uppfyllas med hjälp av energilager, då ger det ett stort incitament för att använda energilager. Ett nätbolag kan i så fall bestämma att äga lagret själv eller att köpa lagringstjänsten från ett annat företag.

De indirekta styrmedlen riktar sig i detta fall mot fördelar av energilager jämfört med nuvarande sätt att bygga och driva elnätet.

Situationen i Sverige

I Sverige har vi relativt billig och ren el (ren med avseende på koldioxidutsläpp). Så för att vindkraftens ökade produktion skall bli ekonomiskt lönsam och/eller leda till minskade koldioxidutsläpp så behöver den exporteras, alternativt användas för höjd förbrukning istället för andra dyrare och/eller miljömässigt sämre källor.

Sveriges regering har dock föreslagit att *en nationell planeringsram för vindkraft fastställs till motsvarande en årlig produktionskapacitet på 30 TWh år 2020 samt att förenklingar avseende nätanslutning av anläggningar för förnybar elproduktion behöver fortsatt genomföras*, propositionen En sammanhållen energi- och klimatpolitik - energi 2009/08:163. Detta innebär

att utbyggnaden av vindkraften kommer att ske, vilket leder till ett behov av att kunna garantera produktion även under vindfattiga perioder. Att undvika att bli tvungen att starta smutsiga kolkraftverk eller att tvingas importera dyr el, borde leda till ett intresse av att stimulera möjliga lösningar för att kunna garantera produktionen trots stor andel av intermittenta källor.

6 Slutsatser

1. Det finns två möjligheter för ett elnätsföretag att använda lagring för att effektivisera nätverksamhet: genom att själv äga lagret och genom att köpa nättjänster från någon annan som äger lagret. I sistnämnde fallet finns det flera affärsmöjligheter för lagrets ägare.
2. Om lagret ägs av en annan än ett elnätsföretag eller en balansansvarig, behövs det avtal för att ta hand om balansansvaret för leverans till lagret och leverans till andra kunder som lagrets ägare levererar till. Det finns inte tillräckligt med erfarenhet i aggregatormodeller för att kunna bedöma om kravet på balansansvar och/eller utformning av detta kan vara ett hinder mot kostnadseffektiv nätdrift vid en sådan lösning.
3. Vid storskaligare tillämpning av lagring och/eller aggregatorer kan det finnas behov på ett tydliggörande och möjligen ett tillkommande regelverk för köp av nättjänster av elnätsföretag.
4. Vid storskaligare tillämpning av lagring kan det finnas behov av förändring angående gällande praxis på balansmarknaden.
5. I dagsläget finns det inga direkta styrmedel för energilager utöver de bidrag som ges till forskning och utveckling.

APPENDIX A

Jämförelse mellan olika EU-länders regelverk

Tabell från EASE, European Association for Storage of Energy, vilken jämför olika EU-länders nationella regelverk relaterade till energilager. Jämförelsen är från februari 2012.

EU Country	Regulation	Regulation & Standards			Segmentation		
		grid connection	market integration	incentive schemes	by technology	by application	by location
Austria	Yes (natural gas storage)	Regulated in market rules, every contract to be agreed by regulator (www.e-control.at)	Market rules by regulator - Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011	n.a.	n.a.	bundled and unbundled products	decentralised
Belgium	No , there is no specific regulation for electrical storage	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Czech Republic	Yes – access to underground gas storage as well as storage capacity allocation are subject to regulation but prices are market-based (set in auctions). No specific regulation for gas exists	There are two basic pieces of legislation covering Storage System Operators (SSO): • The Energy Act (458/2000) Setting out the commercial conditions and public administration rights in the energy sector • Market Model Decree (365/2009) Laying down the rules for the organisation of the gas market There are additional pieces of legislation relevant for the underground gas storage business, including: • Decree on Network Codes (401/2010) Setting out the scope and contents of transmission and distribution network codes, storage codes and Gas and Electricity Market Operator's Terms and		No incentive schemes for gas storage apart from TPA exemptions as provided for by the Energy Act	No segmentation by technology/ application / location. Czech mining regulation (The Mining Act, No. 61/1988) covers the gas storage business under the category of "interventions in the earth's crust" with no specific segmentation regarding the type of storage (e.g. depleted field vs. cavern) or technology/ application.		
Denmark	No	Regulations are indirectly discriminating storage. One example is that power storage will be considered as consumption, which mean that you have to pay tax, and transport of the stored power.			n.a.	n.a.	n.a.
France	No , there is no specific regulation for electrical storage	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Germany	Yes	ENWG (covers the eligibility of connection) (The grid codes make no special requirements on storage, how ever it must cope both on the requirements on load and generation depending on its operation mode)	ENWG (generally) EEG (covers storage of RES) Transmission Code, Annex D1–D3 (covers Primary, Secondary and Minute Reserve Markets, in a general manner but mentions storage)	ENWG (exempts new build storage and refurbished PHS from network usage fees) EEG (ensures that storage of RES will preserve the remuneration payable for RES directly fed into the grid) KWKG (support integration of heat storage into CHP sites)	ENWG (considers power and gas storage differently, provides special incentives for PHS)	Transmission Code (explicitly mentions storage only for Primary, Secondary and Minute Reserve, hence balancing Markets) EEG (focuses on storage for RES-System integration)	(ENWG – While actually neutral the tone of the regulation indicates a focus on large scale, centralised storage)

EU Country	Regulation	Regulation & Standards			Segmentation		
		grid connection	market integration	incentive schemes	by technology	by application	by location
Hungary	Yes (natural gas storage)	Basic regulations in force: - Act XL of 2008 on natural gas supply - Government Decree 19/2009 (30 January) on the enforcement of certain provisions of Act XL of 2008 on the natural gas supply - Decree 81/2003 (10 December) of the Minister for Economy and Transport on the consumers with priority access to natural gas storages and transportation and distribution pipelines Strategic natural gas stock: - Act XXVI of 2006 on the strategic stockpiling of natural gas - Government Decree 265/2009 (1 December) on the limitation of natural gas off take, the use of the strategic natural gas stock and on necessary other measures in natural gas supply emergency situations - Decree 13/2011 (7 April) of the Minister for National Development on the amount, sale and re-supplement of the strategic natural gas stock Natural gas storage tariffs: - Decree 31/2009 (25 June) of the Minister for Transport, Telecommunications and Energy on setting the natural gas system usage tariffs - Decision 860/2011 of the Hungarian Energy Office on the natural gas storage tariffs applicable by MMBF Natural Gas Storage PLC as storage system operator from 1 January 2012 - Decision 861/2011 of the Hungarian Energy Office on the natural gas storage tariffs applicable by E.ON Natural Gas Storage PLC as storage system operator from 1 January 2012 Codes and business rules: - Decisions 799/2001 and 835/2011 of the Hungarian Energy Office on the approval and amendments of the Grid and Commercial Code of the Hungarian natural gas system - Decision 846/2008 of the Hungarian Energy Office on the approval of the business rules of MMBF Natural Gas Storage PLC as storage system operator			No segmentation by technology in the regulation, in practice there are only UGS (underground gas storage) type of natural gas storages in Hungary, which are operated in depleted oil and gas production fields.	There is one special type of natural gas storage in Hungary which is called the strategic natural gas stock. This stock could be used only in specific cases, for limited time and for dedicated consumers, under specific rules and conditions. This stock is not to be used as normal commercial stock.	No segmentation by location in the regulation, in practice the strategic natural gas stock is operated in one specific location.
Ireland	No	Grid Connections for Storage are dealt with the same as Thermal generation, in Republic of Ireland this is based on a gate process, in NI a generator may submit for a grid connection when it has planning.	Storage (specifically PHS) is dealt with as a Special Unit under the Trading & Settlement Code (T&SC). PHS is considered a Predictable Price Maker Unit therefore all Commercial Data are submitted as zero value.	n.a.	n.a.	The TSO in Ireland has indicated a desire to segment storage based on application and defining storage that does not participate in Unit Commitment as non generating assets but rather transmission	n.a.

EU Country	Regulation	Regulation & Standards			Segmentation		
		grid connection	market integration	incentive schemes	by technology	by application	by location
Italy	No – There are no specific regulation regarding energy storage. At the moment the energy storage system connected to the grid have to respect the relative regulation for the connection of a generator to the distribution grid (CEI 0-21 for LV connection and CEI 0-16 for MV and HV connection).	Art 36, paragraph 4, decree law 93/11 TSO (and DSOs) can build and operate batteries. However the TSO must justify, through a cost/benefit analysis, that the energy storage system is the most efficient way to solve the problem identified (E.g. compared to the build of new line...). In any case TSO should not receive a remuneration higher than the (measurable) cost of alternative solutions.			n.a.	n.a.	n.a.
Netherlands	No	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Poland	Yes – Access, capacity allocation and price tariffs are subject to regulation. The basic legislation considering the energy market is the Energy Act (of 10 April 1997, No 89/2006, pos 265, with later changes) . Specific issues concerning the underground gas storage are regulated through Minister of Economy's Decrees.	Minister of Economy's Decree (2 July 2010, No 133/2010, pos 891) regulating the conditions of gas systems operations. This Decree regulates the network access, balancing regime and fuel quality requirements for all the market participants, including underground storage facilities.	Minister of Economy's Decree (6 February 2008, No 28/2008, pos 165) regulating tariff structure, calculation and payments for the gas market sales. This Decree provides a detailed description of the requirements for the types of price structure allowed, tariff calculation based on the cost plus method and settlements between market participants.	There are no incentive schemes in place. All the underground storage facilities are regulated by the same rules, put forward by the aforementioned Decrees.	There is no segmentation based on technology. However, the only underground storage operator in Poland (PGNiG S.A.) provided separated tariffs (tariff groups) for salt cavern and depleted field storages. This segmentation was abandoned in the last tariff, differentiating the storages basing on their performance parameters.	The requirement for strategic storage, put forward by the Strategic Storage Act (of 16 February 2007, No 52/2007, pos 52), is fulfilled by shippers by appropriate booking of storage capacities. There is no segmentations of the facilities based on the purpose they are used for.	Poland is a single balancing zone, therefore there is no segmentation based on location of the storage facilities.

EU Country	Regulation	Regulation & Standards			Segmentation		
		grid connection	market integration	incentive schemes	by technology	by application	by location
Slovakia	Yes (access to gas storage facilities and storage of gas regulation). Electricity Storage is only covered by tariffing.	Act. No. 276/2001 Coll. On Regulation in the network Industries this act besides others fields shall regulate the determination or approval of the manner, methods and terms and conditions of access to gas storage facilities and storage of gas regulation Decree No. 409/2007 on rules of operation of the gas market - this decree shall provide rules of operation of the gas market, namely for gas storage	Decree No. 409/2007 on rules of operation of the gas market - this decree shall provide rules of operation of the gas market, namely for gas storage	Reduced grid tariffs for pumping electricity of pumped hydro.	Through tariff exemptions above PHS get a special weight.	Decree No. 409/2007 on rules of operation of the gas market distinguishes following assignment of storage capacity: fixed storage capacity and interrupting storage capacity. In Slovakia, there are some operators of gas storage facilities and these operators have their own rules of operation of the gas storage facility approved by the Regulatory Office for	n.a.
Spain	No	n.a.	Pumped Hydro is considered as a power generation system and participates of the electric market.	In the Royal Decree 661/2007 there was an article related to Fuel Cells which received a regulated tariff of 12.0400 c€/kWh but the Royal Decree 1/2012 January 27th abolished the bonus for renewable energies and cogeneration including Fuel Cells.	n.a.	n.a.	n.a.

EU Country	Regulation	Regulation & Standards			Segmentation		
		grid connection	market integration	incentive schemes	by technology	by application	by location
United Kingdom	NO The special case of electricity storage is not recognised in the main legislation covering generation, transmission, distribution or supply of electricity. There are no specific licence conditions which apply to the ownership or operation of electricity storage. In effect electricity storage is currently not differentiated from the generation of electricity. There is considerable legislation covering the generation, supply, transmission and distribution of electricity, mainly derived from the Electricity Act 1989, and subsequently amended by other Acts and Statutory	Storage is considered in the same way as other technologies for grid connections. Connections to the transmission system must comply with the Connection and Use of System Code (CUSC), Balancing Settlement Code as well as the Grid Code. Connections to the distribution system must comply with the Distribution Code. Additional engineering requirements must be followed for connections to the distribution system as defined by the distribution network operator.	Storage is not considered separately and so is treated as any other market participant. The rules for market participation are based on the power rating of the storage, including compliance with the Grid Code and the Balancing and Settlement Code	There are no direct incentives for storage. However support schemes for Low Carbon Networks provide demonstration funds for innovative projects	n.a.	Segmentation in GB is directly related to size of the device (defined as medium / large) and connection point (transmission or distribution). In summary, within England and Wales devices greater than 50MWs are subject to different rules from those below. In Scotland the threshold is 30MW and 10MW depending on the location	At the distribution level some local schemes have been able to qualify as registered power zones with special incentives for innovation. This incentive is now closed. Market participation is also influenced by location as this affects the Transmission Network Use of System (TNUOS) Charges and the Distribution Use of

APPENDIX B

Svar angående Regelverk vs Energilager från
Energimarknadsinspektionen 2012-06-18 Dnr 12-100187

Lars Ohlsson
lars.ohlsson@goteborgenergi.se**Fråga om energilager**

Tack för ditt brev till Energimarknadsinspektionen.

Ni har i brev till Energimarknadsinspektionen ställt frågor kring hur de nu aktuella reglerna, som omfattar bolag verksamma på elmarknaden, påverkar förhållanden kring ägande och drift av s.k. energilager.

I ellagen finns ingen definition av vad som utgör en enhet för energilagring. Ett energilager utgörs i sin enklaste form av ett batteri som laddas upp och som urladdas vid behov. I ett systemperspektiv skiljer inte regelverket mellan ett energilager och en elproduktionsanläggning alternativt en enhet som bedriver handel eller produktion av el. Således utgör ett energilager både en inmatningspunkt och uttagspunkt enligt ellagens bestämmelser och de regler som därvid följer träffar således även ett s.k. energilager.

Regelverket innebär olika konsekvenser beroende av vem som är ägare av ett energilager och vilken funktion lagret kommer att ha. Någon beskrivning av vem som ska äga energilagret har inte beskrivits i ert brev. El utgår utifrån bifogad projektbeskrivning att det kan bli aktuellt att energilagret kan komma att förläggas i antingen ett nätföretag, produktionsföretag eller ett företag som bedriver handel med el.

Vi har i svaret valt att fokusera på de regler som avser nätföretag i frågan om hur driften av ett energilager påverkas av bestämmelserna.

Krav på avgränsning av nätverksamhet, elhandel och elproduktion

Som konstaterats ovan är ett energilager inte definierat i ellagen. Det innebär dock inte att det är uteslutet att ett nätföretag kan äga och driva ett

energilager. Av 1 kap. 4 § ellagen (1997:857) anges vilken verksamhet som ett nätföretag ska bedriva. "Med nätverksamhet avses att ställa elektriska starkströmsledningar till förfogande för överföring av el. Till nätverksamhet hör också projektering, byggande och underhåll av ledningar, ställverk och transformatorstationer, anslutning av elektriska anläggningar, mätning och beräkning av överförd effekt och energi samt annan verksamhet som behövs för att överföra el på det elektriska nätet. Med anslutning av elektriska anläggningar avses också återinkoppling av en befintlig anläggning och höjning av avtalad effekt i inmatnings- eller uttagspunkt." Avgörande för frågan om ett nätföretag kan äga och driva ett energilager är således att lagret behövs för att driva elnätet.

Oavsett om ett nätföretag behöver ett energilager i sin verksamhet eller ej finns i ellagen även regler för hur ett nätföretag kan bedriva handel eller produktion av el. Av 3 kap. 1 a § ellagen följer att en juridisk person som bedriver nätverksamhet inte får bedriva produktion av eller handel med el. Oavsett detta får produktion av el bedrivas tillsammans med nätverksamhet av samma juridiska person, om produktionen:

1. uteslutande är avsedd att täcka nätförluster, eller
2. sker tillfälligt i syfte att ersätta utebliven el vid elavbrott.

Ett energilager kan som produktionsenhet användas i de situationer som anges ovan. Till skillnad mot en normal produktionsenhet där inmatning och uttag inte är lika över tiden måste dock ett energilager också lagra energin innan den används. Detta medför att även handel med el måste ske. Ett nätföretag får endast under vissa särskilda omständigheter handla med el. Denna får anskaffa el för att täcka nätförluster. Detta ska då på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt, se 3 kap. 16 §. Kraven utvecklas i förarbetena till bestämmelsen¹:

"Kravet på öppenhet betyder att nätföretaget måste vända sig till marknaden vid inköp av förlustel. Några regler om hur detta skall gå till ges dock inte men bestämmelsen innebär att nätföretaget inte får träffa avtal under hand med någon elsäljare utan att först genom kontakter på marknaden ha tillkännagivit sin avsikt att inköpa förlustel. Något krav på upphandling i formell mening finns inte.

Anskaffandet måste ske på ett icke-diskriminerande sätt, vilket innebär att anbudet måste bedömas på samma sätt och att ingen diskriminerande åtskillnad alltid får ske t.ex. till förmån för närstående företag.

¹ Prop 2004/05:62. Genomförande av EG:s direktiv om gemensamma regler för de inre marknaderna för el och naturgas, m.m. s 267.

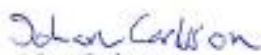
Kravet på att anskaffandet av elen skall ske på ett marknadsorienterat sätt innebär att nätföretaget måste undersöka vilka ekonomiska villkor som kan erhållas på marknaden och sedan träffa avtal utifrån rationella överväganden beträffande pris och övriga villkor."

Det finns således inga hinder för ett nätföretag att äga och inneha ett energilagrar under förutsättning att de regler som gäller ett nätföretag följs. Om man beaktar de olika funktioner som ett energilagrar kan utgöra i ett elsystem, så innebär dock dagens regelverk att relativt många inskränkningar i nyttjandet av energilagret kommer att gälla för det fall det är nätföretaget som äger anläggningen. Det finns däremot inga hinder mot att ett nätföretag upphandlar tjänster (exempelvis leveranser av förlustel) från ett annat företag som äger ett energilagrar så länge reglerna som beskrivits ovan iakttas.

De aktuella frågor som ni arbetar med beträffande energilagrar, smarta elnät mm är mycket intressanta och vi önskar gärna ha en fortsatt dialog i dessa frågor och ni är varmt välkomna att återkomma med ytterligare frågor.

Ditt ärende hos Energimarknadsinspektionen avslutas med detta besked.

Med vänlig hälsning


Johan Carlsson

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se



Affärsmodeller energilager

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 5"



September 2012

ELFORSK

Affärsmodeller energilager

Elforsk rapport "12:44 – Bilaga 5"

September 2012

Förord

Denna bilaga är en delrapport i förstudien kring det energilager Falbyggdens Energi studerat i projektet – Energilager anslutet till vindkraft.

Den övergripande rapporten sammanfattar & knyter samman de olika delrapporterna.

Bilagan är framtagen av Sweco Energuide AB, med Magnus Lindén, magnus.linden@sweco.se, som projektledare. Redaktör för bilagan har Jan Warg, Göteborg Energi varit.

Sammanfattning

Analyserade affärsmodeller har begränsat sig till två ägarmodeller:

1. Elhandlare med balansansvar
2. Nätägare

Hypotesen för Elhandlare med balansansvar är att det finns pengar att tjäna genom att ladda energilagret (köpa) vid låga priser och ladda ur (sälja) vid höga priser. I denna bilaga benämns detta förfarande som arbitragehandel, vilket kanske inte är en fullständigt korrekt term då den även kan hänvisas till dra nytta effekttoppar.

Hypotesen för Nätägare är att ett energilager kan användas för s.k. nätnytta. Nätnytta i form av att ett energilager kan användas för att minska behovet av anslutning mot överliggande nät vid stor vindkraftsproduktion, se ref [2] kap 2.2 och för att jämna ut dygnsprofilen, se ref [2] kap 2.3 (och därmed få minskade kostnader för anslutningen) mot överliggande nät under dagar då det inte finns behov av att möta vindkraftsproduktion.

Användningsområdena för energilager i denna studie har avgränsats till att energilagret ägs av en:

- Elhandlare med balansansvar
- Nätägare

Simuleringen avseende elhandlare med balansansvar har endast tagit hänsyn till skillnaden i spotpris inom dygnet under simuleringsperioden. Simuleringen avseende nätägare har utgått ifrån nätnyttan, d.v.s. att lagret i första hand används för att begränsa effekttoppar, i andra hand för att jämna ut lastprofilen i FEABs nät.

Arbitrage-simuleringen är uppsatt så att lagret cyklas en gång på dygnsbasis, en timme laddning och en timme urladdning om prisskillnaden är större än 15 %. Valet har gjorts för att uppnå maximal teoretisk vinst och för att utgöra en ytterlighet mot nätnyttosimuleringen.

Kostnader för batterilager är antagna, spotpriser är de faktiskt historiska för de aktuella simuleringsperioderna och därtill har de aktuella tarifferna mot överliggande nät samt inom FEABs nät används.

Nätnyttosimuleringen är uppsatt på så sätt att lagret laddas, när det är "ledigt", dvs inte används för nätnytta utgående från STRIs beräkningar, timme 0-6 och laddas ut timme 7-9, 12-14 och 17-19. Detta för att göra största möjliga nytta i förhållande till uttag från regionnät.

Resultatet för arbitragesimuleringen visar på att det finns möjlighet till positiva intäkter med denna affärsmodell. Simuleringen visar dock på att spotprisfluktuationen är alldeles för liten idag för att kunna täcka kostnaderna för ett batterienergilagret. Denna simulering är utförd med historiska priser, dvs med tillgång till facit på prisskillnaderna. I praktiken kan det vara svårt att förutse bäst och lägst betalda timmar i förväg.

Resultatet för nätnyttosimuleringen visar på att ett energilager kan användas för de två simulerade applikationerna, men att det inte går att generera

tillräckligt med ekonomisk vinst med tillämpningarna för att få ihop affären. Att på ett fast schema ladda/ladda ur under dessa simuleringsperioder har kostat mer i energikostnader (verkningsgrad) än vinsten som uppstår i förändrat uttag mot överliggande nät.

Summary

The analyzed business models have been limited to two ownership models:

- Retailers with balance responsibility
- Grid owners

The hypothesis for Retailers with balance responsibility is that there is money to be made by charging the energy storage (buy) at low prices and uncharge (sell) at high prices. In this Annex arbitrage describes this procedure.

The hypothesis for network owners is that energy storage can be used for so-called grid profit. Grid profit in the form that an energy storage can be used to reduce the need for connection to the upstream network of large wind power production and to smooth out the day profile (and thus have reduced costs for the connection) to upgrid on days when there is a need to meet wind generation.

The uses for energy storage have been limited to an energy storage owned by one:

- Retailers with balance responsibility
- Grid owners

The simulation for retailers with balance responsibility has only taken into account the difference in the spot price within the day. In the simulation for network owners primary focus is grid profit, i.e. that the energy storage is used to limit power peaks, and secondary to even out the load profile in FEABs networks.

Arbitrage simulation is set up so that the energy storage is cycled on a daily basis, one hour charge and one hour discharge if the price difference is greater than 15%. The choice has been made to achieve the maximum theoretical gain and to constitute an extreme against grid profit simulation.

Cost of battery storage is assumed, spot prices are the actual historical and thereto, the current tariffs against superior network and within FEABs network is used.

Grid profit simulation is mounted such that the energy storages is charged, when it is "free", i.e. not used grid profit from STRIs calculations, 0-6 hours and discharged out hours 7-9, 12-14 and 17-19. This is to make maximum benefit in relation to withdrawal from the regional network.

The result for arbitrage simulation shows that it is possible to profitability with this business model. The simulation show, however, that spot price fluctuation is too small today to cover the cost of battery energy storage. This simulation is performed using historical rates, i.e. with access to retrospect on the price differences. In practice it may be difficult to predict the best and lowest paid hours in advance.

The result for grid profit simulation show that energy storage can be used for the two applications that are simulated, but that it cannot generate enough economic benefit to the applications to get together affair. To a fixed schedule

load / unload cost more than the gain arising from changes in the terminal overlay networks.

Innehåll

1	Uppdrag	1
2	Scenariobeskrivning	2
3	Affärsmöjligheter för energilager	5
4	Förutsättningar	7
4.1	Avgränsningar	7
4.2	Antaganden.....	8
4.3	Begränsningar	9
4.4	Simulering	9
5	Affärsmodeller, investeringskalkyls underlag	10
5.1.1	Anskaffningskostnad	10
5.1.2	Drift & avskrivningar	10
5.1.3	Intäkter.....	11
5.1.4	Beräkningar arbitrage	11
5.1.5	Beräkningar nätnytta	11
5.2	Affärsmodell Balanskraft	12
5.2.1	Fallet balanskraftansvarig elhandlare	12
5.2.2	Sammanfattning balanskraftansvarig elhandlare.....	13
5.3	Affärsmodell Nätägare	14
5.3.1	Fallet nätägare	14
5.3.2	Sammanfattning nätägare	15
5.4	Pay off.....	17
5.5	Resultat av Nätnyttosimulering	21
6	Energilager idag – energilager imorgon	24
7	Slutsats	26
8	Referenser	27
Appendix 1.	Metodik	28
1	Metodik	28
1.1	Förutsättningar	29
1.2	Steg ett	30
1.3	Steg två.....	31
1.4	Steg tre	32
1.5	Steg fyra.....	33
1.6	Steg fem.....	34
Appendix 2.	Programvarubeskrivning	36
1	Programvarubeskrivning, Lavastorm Desktop Functional Description	36
1.1	ETL Functionality.....	36
1.2	Data Analytics	37
1.3	Persistent Controls	39
1.4	Visualization	39
1.4.1	Brain Graphs.....	39

1.4.2	DataViewer	41
1.4.3	Graphical InFlow Reporting	42
1.5	Advanced Analytics	42

Appendix 3. Nod beskrivning 43

1	Nod beskrivning	43
1.1	Nord Pool Spot Prices	43
1.2	Prepare and fix Nord Pool Spot Prices	44
1.3	Tariff Data.....	44
1.4	Read feeder data	45
1.5	Dummy Input	45
1.6	Consumption Calculation.....	46
1.7	Apply Wind Factor	46
1.8	Wind revenue	46
1.9	Load calculated Consumption.....	47
1.10	Net/Gross feeder.....	47
1.11	Determine which days STRI flow is applied	47
1.12	Join black flagged days with original data table.....	47
1.13	Merge feeder flow and STRI energy storage data	48
1.14	Remove duplicates	48
1.15	Excl storage	48
1.16	Rename tariff names.	48
1.17	Rename tariff name columns.	49
1.18	Joins tables.	49
1.19	Incl storage.....	49
1.20	Join tariffs and data table.....	51
1.21	Joins ES and BAU tables.....	52
1.22	Calculates the difference for each hour between BAU and ES.	52
1.23	Merge dummy data with revenue data.	52
1.24	Calculate net revenue	52
1.25	Merge table with Break even cost.....	52

1 Uppdrag

Sweco's roll i detta projekt är att beskriva affärsmodeller och utföra affärssimulering utifrån indata framtaget av STRI¹, [3]

Rent konkret är uppdraget att skapa förståelse för hur energilager affärsmässigt kan vara en del av nästa generations elnät och en vidareutvecklad elmarknad.

Det finns många möjliga användningsområden för ett elenergilager. De användningsområden som är aktuella i detta uppdrag för affärssimulering är:

- Att lagra överskottsel från vindkraftverk för att sedan sälja den vid underskott på marknaden (lagra billig el/sälja dyr), d.v.s. en form av arbitrage handel.
- Att använda energilager för att få förbättrade driftskostnader, ex minskade avgifter mot överliggande nät och mindre förluster samt spänningsgodhets höjande åtgärder i form av att öka acceptansgränsen, kapacitetsutjämning näten, d.v.s. bl.a. kostnadsminimering mot överliggande nät.
- Att använda energilager till att minska energiförluster i elnätet.

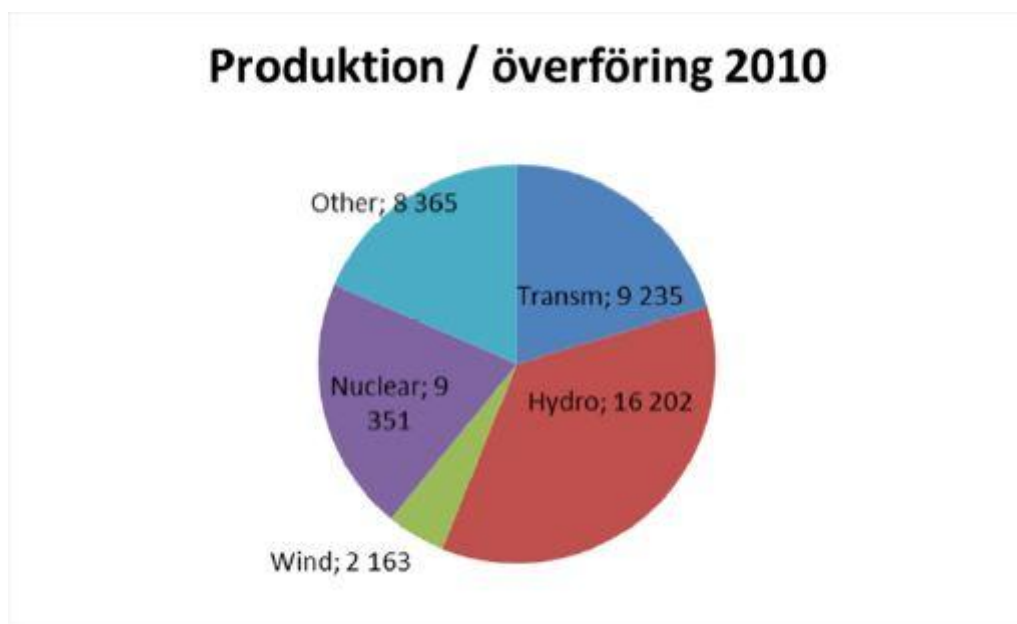
¹ STRI är ett oberoende teknik konsultföretag och ett ackrediterat högspänningslaboratorium och har specialistkunskap i teknisksimulering och analys av elnät, www.stri.se.

2 Scenariobeskrivning

Kraftbalansen, d.v.s. förhållande mellan tillförsel och användning, i Sverige och Norden är stark idag över tid. Över tid så finns både produktions och överföringskapacitet att tillgå. Något generaliserat så sätts den övergripande prisnivån (större svängningar) utifrån tillgänglighet av vatten och kärnkraft i kombination med överföringskapacitet till angränsande länder. Det dagliga priset sätts utifrån temperatur och tillgång på vind och eventuella störningar/flaskhalsar i överföringssystemet.

Under tider med stabil grundproduktion från kärnkraften och ett väderläge som inte innebär extrem kyla i Norden eller mycket varmt väder i norra Tyskland och mellan-Europa så är dygnsmedelpriset relativt jämt.

Bilden nedan visar på fördelningen av installerad produktionskapacitet och överföringskapacitet (transmission) till grannländer. "Other" avser övriga produktionskällor, ex kraftvärme och mottryck.



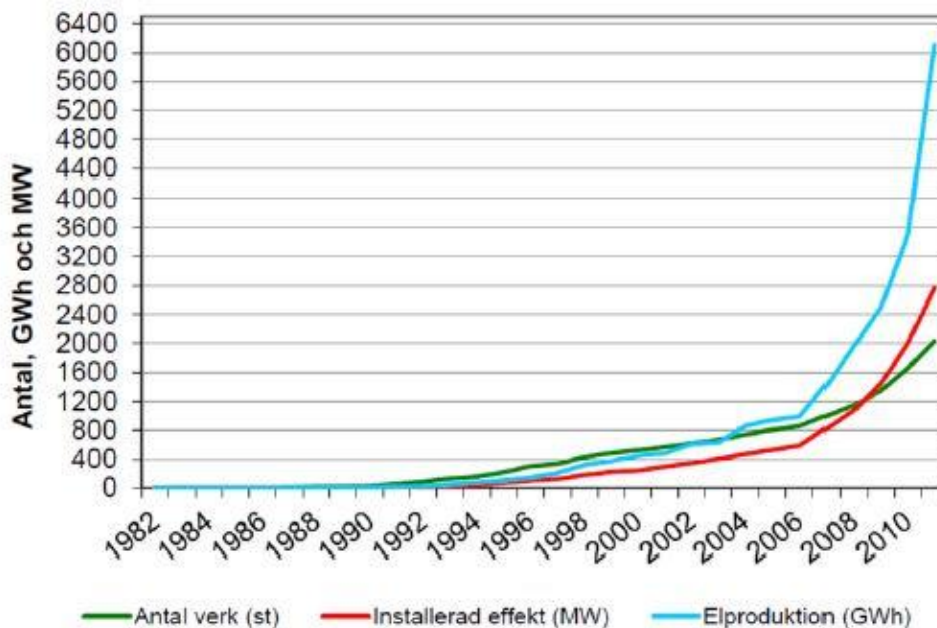
Figur 1,
Installerad kapacitet och överföringskapacitet (MW) år 2010. Summa ca 45 300 MW.

Elpriset i dag är dock ganska "lättretat". Störningar i delar av systemet påverkar fort prisbilden. Krånglande kärnkraftrevisioner tillsammans med kyligare väder höjer snabbt grundnivån. Störningar i överföringskapacitet tillsammans med mycket vind skapar snabbt stora svängningar. Båda dessa förutsättningar har blivit tydligare och tydligare de senaste åren och har vid flertalet tillfällen gett upphov till kraftiga prissvängningar.

Priset påverkas även snabbt av problem med överföringskapacitet inom Sverige. Något som visat sig vid tillfällena med krånglande stamnät eller vid tillfällena med stort effektbehov i södra Sverige med sämre vindförutsättningar.

Vad är då att vänta?

Vindkraftsproduktionen har ökat snabbt i Sverige under de senaste åren.

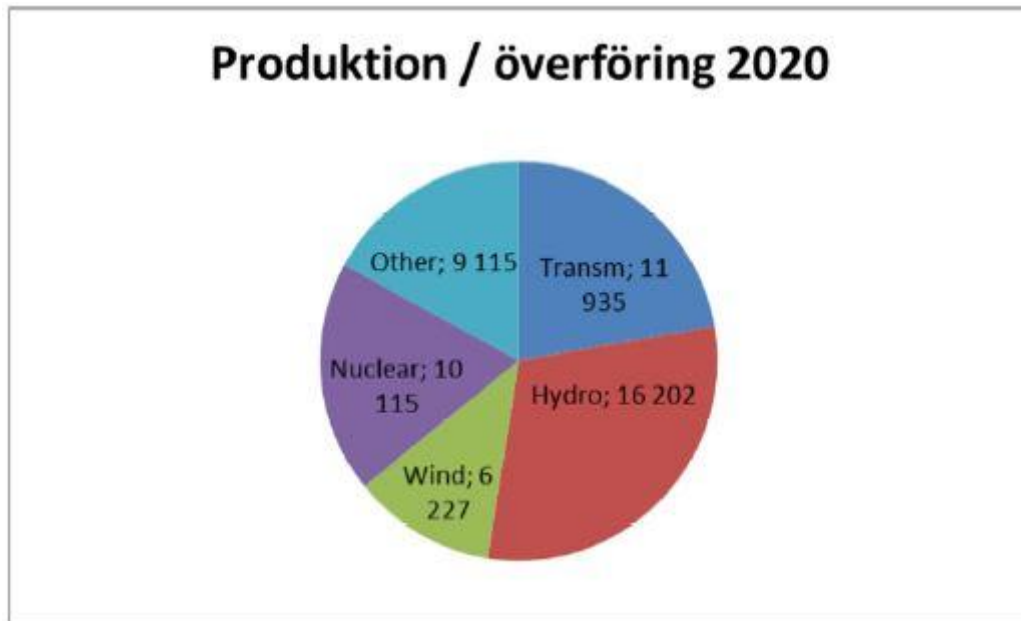


Figur 2, Vindkraft i Sverige 2011, Källa Energimyndigheten.

Relaterat till den faktiska utbyggnaden, har under en längre tid pekat på att Riksdagens mål i nationell planeringsram för vindkraft, på 30 TWh vindkraft till 2020, varav 10 TWh havsbaserat, skulle vara nåbart.

De senaste årens ekonomiska tillbakagång med minskad elanvändning och kollapsade priser på elcertifikat har dock gjort att väldigt få nyinvesteringsbeslut tas. Den produktion som nu byggs är beslutad med andra ekonomiska förutsättningar.

Sweco's bedömningar över utvecklingen av produktion och överföringskapacitet (byggd på känd kunskap om investeringar) till år 2020 pekar på betydande ökning av framförallt vindkraftsproduktion och överföringskapacitet men även utökad kärnkraftsproduktion (effekthöjning).



Figur 3,
Prognos installerad kapacitet och överföring (MW) år 2020.
Summa ca 53 600 MW.

Hur påverkar detta då priserna? Om denna situation inträffar så är bedömningen att volatiliteten på priserna ökar. Ökad överföringskapacitet kommer att göra att Svensk och Nordisk vattenkraft i ökad mängd utnyttjas som reglerkraft för intermittent produktion i mellan-Europa. Utökad vindkraftsproduktion kommer att generera större prisvariationer utifrån det att det är större mängder produktion som skall regleras och överförs. Utökad kärnkraftsproduktion utifrån revisioner och uppgraderingar kommer att innebära dels en utökad grundstabilitet men även en större osäkerhet om de senaste årens driftproblem fortsätter.

Skillnaden mellan år 2010 och år 2020 gällande produktionskapacitet och överföring är ca 8 300 MW. Med dagens modesta utveckling av energianvändningen kommer detta att innebära en överkapacitet för Svensk del. De utökade överföringsförbindelserna kommer bedömningsvis till stor del att utnyttjas till att exportera kraftproduktion från Sverige.

Förutsättningarna för Tysk kärnkraft har snabbt ändrats under det senaste året. Skulle något liknande inträffa i Sverige, samtidigt som vindkraftsproduktionen och överföringskapaciteten byggs ut skulle utvecklingen på prisnivå och prisets volatilitet bedömningsvis bli högre.

3 Affärsmöjligheter för energilager

Det finns ett antal tänkbara affärsmöjligheter med ett energilager.

I takt med fortsatt utbyggnad av intermitterent förnyelsebar produktion ökar kraven på, i första hand, s.k. reglerkraft. Stora delar av behovet kommer att täckas upp med vattenkraft. I takt med utbyggnaden av nya produktionskällor och i takt med förstärkta utlandsförbindelser kommer dock bedömningsvis priset på reglerkraft att öka. *Detta kan öppna för nya tekniker i form av energilager.*

Nya, se ref [1], vindkraftparker kräver nya anslutningar till befintligt nät. Denna typ av förbindelser utgör miljöintrång på samma sätt som byggandet av själva vindkraftverken. Möjligheten att hålla ned utbyggnad av nya förbindelser kan dels minska miljöintrång, dels göra att bra vindlägen kan utnyttjas i större omfattning. Ett exempel skulle kunna vara norra Öland, Gotland med flera ställen med bra vind och ansträngda anslutningar till starkare nät. *Detta kan öppna för nya tekniker i form av energilager.*

Vid, se ref [1] kraftig utbyggnad av vindkraft i ett område med ett befintligt nät och en befintlig anslutning mot överliggande nät kan dels problem med överförings kapacitet i det lokala nätet uppstå, dels kan det framtvinga en förstärkning/nybyggnad av anslutningen mot överliggande nät. Om detta inträffar kan den enkla lösningen bli att bygga ett separat produktionsnät och då går lokalnätägaren miste om dels anslutningsavgifter, dels överföringsavgifter men även av den nytta ansluten produktion kan göra för att kansellera konsumtion och därmed exempelvis minska nätförlusterna. *Detta kan öppna för nya tekniker i form av energilager.*

En av Hypoteserna i detta arbete har varit att samtliga de tre ovanstående scenarierna är just möjligheter för en lokal nätägare och att det finns en nätnytta i detta som tillåter en del av investeringskostnaden att räknas in i kapitalbasen.

Den andra hypotesen är att en elhandlare kan använda lagret för arbitragehandel hos en elhandlare med balansansvar.

Helt avgörande för affärsmöjligheterna är kostnaden för själva lagret samt hur stora förluster lagret orsakar. I detta arbete har kostnaderna antagits, i gemensam diskussion, ligga på mellan \$1000/kW till \$1800/kW med ett snitt på ca \$1400/kW för batterilager. Antagandet grundar sig på erhållna uppgifter från ABB i detta projekt. Där till uppgifter som STRI erhållit i ett bl.a. ett projekt att komplettera sin befintliga forskningsanläggning med ett batterilager. Samt uppgifter Sweco har erhållit i projekt, ex kring Norra Djurgårdstaden i Stockholm, kring frågeställningar om energilager. Det finns många prognoser som pekar på att en ökande produktion av batterier för elbilar kommer att rejält sänka kostnaderna för batterier. Intressant är då vilka prisnivåer på energilager som är nödvändiga för att få affären att gå ihop, något som affärssimuleringen har försökt svara på.

Inom detta projekt har två affärsmodeller belysts, antingen att ett energilager ägs av en elhandlare med balansansvar eller en nätägare.

Avsikten var att tre varianter på affärsmodeller skulle belysas.

- Elhandlare med balansansvar
- Ägare av produktion
- Nätägare

Förutom parterna ovan så skulle även ett energilager ägas av annan part, ex en aggregator eller ett investmentbolag. I projektet har en elhandlare deltagit, Thomas Nilsson från EGL, och utifrån en diskussion med Thomas kondenserades frågeställningen kring vilka aktörer som kan utnyttja och äga ett energilager idag till att en balansansvarig är nyckeln. Detta gäller om en nätägare är användaren likväl som någon annan part i form av ex en producent eller en elhandlare. Detta utifrån att energilagret är en del av elmarknaden (antigen som "kund" vid laddning eller som "producent" vid urladdning) och att balansansvarig måste lösas vid bägge tillfällena.

4 Förutsättningar

I detta kapitel listas förutsättningar som gjorts för att möjliggöra denna sammanställning.

Affärsnyttan för balansansvarig elhandlare är simulerad utifrån prisskillnaden under ett dygn.

Grundläggande för simuleringen av nätnyttan är nätägarens behov, och då i form de beräkningar STRI, se ref [3], har utfört i första hand gällande att lagret används för att motverka överlast. I andra hand för att jämna ut anslutningen mot överliggande nät genom att ladda på natten och ladda ur vid de timmar som historiskt har legat högst under dygnet. Avseende nätnytta har även simulering utförts på affären om en nätägare skulle kunna tillgodoräkna sig delar av investeringen i kapitalbasen.

Grundläggande ekonomiska förutsättningar är en **kalkylränta på 6 %** och en **avskrivningstid på 10 år** utifrån direktiv av FEAB. Avskrivningstiden är kortare än vad som är brukligt för utrustning i elnätet och avspeglar den relativt korta livslängden på själva batterierna. Det tar inte hänsyn till att visa delar av lagret så som step-up transformator och omriktare kan ha längre livslängd.

4.1 Avgränsningar

Användningsområdena har avgränsats till att energilagret ägas av en:

- Elhandlare med balansansvarig
- Nätägare

Simuleringen avseende elhandlare med balansansvar har endast tagit hänsyn till skillnaden i spotpris inom dygnet. Variation och inkomster från tex gröna certifikat eller deltagande i balansmarknad ingår inte. Simuleringen avseende nätägare har utgått ifrån nätnyttan, d.v.s. att lagret i första hand används för att motverka överlast, i andra hand för att jämna ut lastprofilen i FEABs nät. Effekttoppssimulering har utförts av STRI och denna har varit indata till simuleringen, se ref [3] kap 4. Övriga dagar, då lagret inte används för att minska effekttoppen har lagret laddas timme 0-6 och laddas ut timme 7-9, 12-14 och 17-19. Detta för att göra största möjliga nytta i förhållande till uttag från regionnät. I bilagan refereras denna hantering som nätnytta. I denna simulering har dock inte priset varit styrande utan förhållandet har varit det samma samtliga dagar utan hänsyn till det faktiska priset.

4.2 Antaganden

- A. Balansansvarsfrågan är avgörande därför att balansansvar måste lösas för i- och urladdning.
- B. En nätägare får inte handla med energi utan endast anskaffa el för att täcka nätförluster.
- C. Styrelektroniken till energilagret kan användas för funktionalitet utöver vad som krävs för energilagret och därav kan delar av kostnaden ingå i den sk kapitalbasen, dvs ordinarie reglering av nätverksamhet.

Angående balansansvarsfrågan har styrande varit att det krävs en balansansvarig och att den balansansvarige behöver prognoser på lagrets användning dagen innan, d.v.s. hur lagret skall laddas och laddas under följande dygn och att energilagret är direktanslutet till lokalnätet. Med direktanslutet avses att energilagret är anslutet som en egen ut-/inmatningspunkt till ett lokalnät till skillnad mot att energilagret exempelvis skulle vara anslutet vid en vindkraftpark i ett s.k. icke koncessionspliktigt produktionsnät. Sett utifrån perspektivet att hitta så många möjligheter, applikationer, som möjlig för ett energilager så skulle det optimala snarare vara att lagret laddades under natten och sedan fattas beslut om användningsområden löpande utifrån dagsaktuella förutsättningar i form av uttagsprofil mot överliggande nät, möjligheter till arbitragevinst etc.

Regelverket är idag tydligt på att en nätägare inte får handla med elenergi eller producera i annat syfte än att täcka förluster.

Styrelektroniken kan användas till mycket mer än bara ladda och ladda ur energilagret. Exempel på funktionalitet är att hantera reaktiv effekt och förbättra spänningsgodhet genom filtrering av övertoner etc. Utifrån detta perspektiv har antagits att delar av investeringen kan räknas in i den s.k. kapitalbasen i nätregleringen, dvs investeringar kan finansieras via distributionsdebiteringar.

Placeringen av energilagret har i fallet med en nätägare som ägare varit i nätägarens nät och med en balanskraftansvarig elhandlare som ägare i det nät som den balanskraftansvarige elhandlaren tecknar avtal med så att lagret kan utföra nätnytta.

4.3 Begränsningar

- A. Ingen hänsyn är tagen till möjligheten att använda energilagret till andra applikationer än de två beskrivna nätnyttofunktionerna utifrån nätägarperspektivet och arbitragehandel för elhandlare med balansansvar.
- B. Ingen hänsyn är tagen till förhållande mellan antalet laddcykler, d.v.s. i och ur laddning, och batteriernas tekniska livslängd.
- C. I & urladdning har varit schemalagt i nätnyttöalternativet för att minska uttaget från överliggande nät och inte för att göra största möjliga ekonomiska vinst.
- D. Att ett energilager i vissa fall skulle kunna ge möjlighet att skjuta upp övriga investeringar i nätet för att möjliggöra anslutningar av vindkraft har inte beaktats i affärsplanerna.

4.4 Simulering

Simuleringen är utförd i en programvara distribuerad av Lavastorm. Programvaran finns att ladda ned utan kostnad på följande plats: www.lavastorm.com/desktop-public-request.

Hur simuleringen är uppsatt beskrivs i bilaga 5, appendix 1. Utförlig beskrivning av programvaran återfinns i bilaga 5, appendix 2, utförlig beskrivning av samtliga noder i simuleringen återfinns i bilaga 5, appendix 3.

5 Affärsmodeller, investeringskalkyls underlag

Utgångspunkten för de två affärsmodellerna är att i första fallet ägs energilagret av en balansansvarig elhandlare och i det andra av en nätägare.

5.1.1 Anskaffningskostnad

Som tidigare nämnts finns många frågeställningar kring kostnaderna för energilager. I detta arbete har följande kostnader används.

Visuellt uppskattad pris \$/kW	kapacitet MWh	Total pris investering [MSEK]
1800	2.4	27.22
1550	4	39.06
1500	6	56.70
1400	10	88.20
1000	45	283.50

Tabell 1, Uppskattade priser på energilager.

Med visuellt uppskattat pris avses att de kostnader som blivit kända under arbetet avser lager på upp till 4,5 MWh/9 MW och att dessa kostnader sedan har extrapolerats till större storlekar och att priset visuellt har uppskattas utifrån en graf uppritad på de uppskattade värdena.

Som växelkurs i kalkylerna har 6,3 SEK/\$ använts.

De fem olika kapaciteterna avser de fem körningar som är gjorda, tre i anslutningspunkt 1 och två i anslutningspunkt 3. Dessa finns närmare beskrivna i ref. [3].

5.1.2 Drift & avskrivningar

Den sammanlagda förlusten sätts till 15 % och dessa 15 % antas innefatta det som omnämns el till el, d.v.s. alla uppkomna förluster och el för drift avseende lokalkraft för ex kylanläggning. 15 % är ett antagande.

Kostnaden för de 15 % i förluster är beräknad utifrån aktuella spotpriser för respektive timme för laddning/urladdning.

Avskrivningstiden är satt till 10 år i samtliga fall, kalkylräntan är satt till 6 %.

5.1.3 Intäkter

Intäkterna i arbitragealternativet är begränsade till den faktiska prisskillnaden mellan timme för laddning och timme för urladdning. Inga andra intäktsströmmar i form av ex försäljning av nätnyttotjänster är adderade.

Intäkterna i nätnyttöalternativet är begränsade till förändringen av energiflödet genom anslutningen till överliggande nät och eventuell vinst vid arbitragekörning. Observera här att ingen hänsyn är tagen till att denna körning skall generera en faktisk vinst utan utgångspunkten har varit nätnytta.

Under den aktuella perioden, gällande nätnyttosimuleringen, finns flera tillfällen då elpriset mellan de olika timmarna inte hade tillräckligt stor skillnad för att täcka förlusterna.

5.1.4 Beräkningar arbitrage

Logiken har här varit att vid laddning så köps max laddkapacitet per timme in + lagrets verkningsgrad/2. Vid urladdning så säljs max urladdningskapacitet per timme in + lagrets verkningsgrad/2. Detta är en något förenklad matematisk ansats för att tydliggöra beräkningarna.

Utifrån antagna 15 % förluster så köps vid laddning av 1 MW i en timme 1,075 MW in och lagret laddas ur med 0,925 MW/h.

5.1.5 Beräkningar nätnytta

Utifrån angivna förutsättningar så har följande beräkningar utförts:

Beräkning av Break-even

$$NPV = R_0 + \sum_{t=1}^n \frac{R_a}{(1 + IR)^t} \rightarrow R_0 = NPV - \sum_{t=1}^n \frac{R_a}{(1 + IR)^t}$$

NPV: Net Present Value (nuvärde)

Ra: Revenue (intäkt)

R0: Investeringskostnad

IR: Interest Rate (kalkylränta)

n: antal år

t: tid(enhet, år)

Dvs, om "Break_Even_NPV" skall beräknas sätts NPV till 0, och tillsvarende R0 beräknas.

Ra är årlig intäkt som beräknas enligt

$$R_a = \frac{\sum_{h=1}^{hMax} R_h}{\frac{hMax}{8760}}$$

hMax: antal timmar med data.

Rh: intäkt under timme h.

8760: antal timmar under ett år.

5.2 Affärsmodell Balanskraft

En balanskraftansvarig krävs för ett energilager direktanslutet till elnätet när det gäller lagring och tillförsel av energi. Ett balanskraftbolag är en naturlig ägare av ett energilager. Här finns redan idag kunskap och utvecklande prognosmodeller för att hantera arbetet kring balanskraft på ett effektivt sätt.

5.2.1 Fallet balanskraftansvarig elhandlare

Med en balanskraftansvarig som ägare skulle tjänster redan idag säljas och användas till:

- Sitt eget balanskraftåtagande
- Andra balanskraftansvarigas balanskraftåtagande
- Sälja tjänster till SvK för frekvensreglering och störningsreserv (utifrån att SvK's effektkrav kan uppnås)
- Säljer reglertjänster till elnätsbolaget
- Sälja spänningsgodhetstjänster till elnätsbolag (styrelektroniken för lagret används för spänningsgodhet)
- Arbitrage

Med en balanskraftansvarig som ägare skulle lagret kunna användas i många olika tillämpningar. Valet av tillämpning är avgörande för ekonomin. Alla tillämpningar går inte att kombinera. Används lagret för att lagra egenproducerad el kan det antagligen inte samtidigt användas för ex arbitrage. Troligen kräver den egna förbrukningen elenergin vid samma tillfälle som en försäljning skulle vara ekonomiskt lönsam.

I denna simulering är endast hänsyn tagen till vinsten vid arbitragehandel.

Intäkterna här är:

1. intäkter från försäljning av urladdad energi räknat mot spotpriser

Kostnaderna är:

1. kostanden för lagret, d.v.s. investeringen
2. kostnaderna för förlusten i form av el i installationen (batterier, elektronik och lokalkraft). Se ref [5.1.4].
3. kostnader för att ladda lagret = aktuellt spotpris

Simuleringen har utförts på så sätt att lagrets hela kapacitet laddats på en timme och laddats ur på en timme. Detta för att visa på skillnaden i intäkt. En skillnad som bör ställas mot investeringskostnaden, vilken skulle kunna vara olika pga kravet på ex konvertrar samt att vid större lager så blir kravet på nätanslutning mycket kostnadsdrivande.

Körningarna omfattar perioden 2011-03-14 tom 2011-11-13 och omfattar dygn med större prisskillnad på 15 % mellan lägsta och högsta timpris. Endast en cykling är gjord per dygn. Troligtvis har det under perioden funnits ett antal dygn när ytterligare en cykling skulle kunna utförts, d.v.s. ladda under tidig natt och ladda ut under morgontoppbelastningen. Därefter ytterligare en laddning under eftermiddagen för ny urladdning under kvällstopbelastningen.

Denna typ av lager användning ställer stora krav på prisprognosmodeller. Beslut hur lagret skall användas måste tas på förmiddagen innan aktuell dag eftersom lagrets energiflöde måste komma till den balansansvariges kännedom. Varje missad timme, avseende lägsta och högsta pris, skulle minska vinsten.

En timme per dygn om större prisskillnad än 15%, avser tidsperiod för simulering dvs: 2011-03-14 tom 2011-11-13.

Lager kapacitet MWh	Total pris investering [MSEK]	Kostnad spot	Intäkt spot	Vinst
10	88,2	-610 418	836 389	225 971
45	283,5	-2 746 879	3 763 748	1 016 869
4	39,06	-244 167	334 555	90 388
2,4	27,22	-146 500	200 733	54 233
6	56,7	-366 251	501 833	135 583

Tabell 2, Tabell simulerade intäkter för arbitrage.

Spotpriserna och fluktuationen d.v.s. differensen mellan lägsta och högsta pris på spotpriserna skiljer sig markant mellan åren. För att illustrera vad detta betyder för affären har ytterligare ett antal simuleringar genomförts.

I dessa simuleringar har en lager storlek, 6 MW, valts ut och simulering har utförts på helårsprisserier. I & urladdning på en timme enligt ovan. Denna simulering visar tydligt på vikten av stor variation på spotpriserna.

"Känslighetsanalys olika år"	År	Kostnad spot	Intäkt spot	Vinst
6	2011	-488 581	655 167	166 586
6	2010	-665 124	1 000 987	335 864
6	2009	-661 167	959 136	297 969
6	2005	-374 462	454 881	80 419

Tabell 3, Tabell simulering möjliga intäkter vid arbitrage olika år.

5.2.2 Sammanfattning balanskraftansvarig elhandlare

Energilager som ägs av balanskraftansvariga elhandlare borde kunna bli en del av den framtida energimarknaden. Idag finns ingen ekonomi i en investering i ett batterienergilagertill de i detta arbete antagna kostnaderna. Arbetet har visat på problematiken med behovet av balansprognoser och idén

med att kontinuerligt, på timnivå, utvärdera vilken applikation som i stunden är den ekonomiskt mest fördelaktiga.

5.3 Affärsmodell Nätägare

En nätägare får inte handla med energi. Enda möjligheten för en nätägare att använda ett energilager idag är om behövs för att driva elnätet. Lagret kan idag inte användas för arbitrage eller försäljning av reglertjänster.

I en framtid har antagits att det ges en möjlighet för nätägare att få sälja laddtjänster till balansansvarig elhandlare eller producent samt använda lagret för arbitrage eller att det är möjligt att avtala med en balansansvarig elhandlare om de tjänsterna.

Under rådande förutsättningar används lagret för nätoptimering och förbättring av spänningsgodheten. Därtill kan lagret användas för arbitrage, då krävs att körplanen (in/urladdning) är känd för den balansansvarige. Körplanen för lagret kan ändras på dygnsbasis och på så sätt kan lagret användas för nättjänst respektive arbitrage handel.

Bedömningen är att det inte går att använda ett energilager för en kombination av arbitrage och nättjänster inom samma dygn. Balansansvaret kräver att man rapporterar in sin användnings prognos för det kommande dygnet per timme vilket gör det omöjligt att agera på uppkommen situation utan att riskera straffavgifter till följd av avvikande från inrapporterad plan.

5.3.1 Fallet nätägare

Fallet här, vilket är det simulering har gått ut på är att i första hand använda lagret för nättjänst. Här är utgångspunkten att lagret körs utifrån den simulering som STRI har jobbat fram, d.v.s. nätnytta se ref [3]. I andra hand används lagret för jämn ut profilen mot överliggande nät.

Intäkterna här är:

2. lägre kostnader i anslutningen mot regionnät,
3. högre intäkter från inmatningstariffer från vindkraft
4. intäkter från försäljning av urladdad energi räknat mot spotpriser

Kostnaderna är:

4. kostanden för lagret, d.v.s. investeringen
5. kostnaderna för förlusten i form av el i installationen (batterier, elektronik och lokalkraft). Se ref [5.1.4].
6. kostnader för att ladda lagret = aktuellt spotpris

Kostnaden för att ladda lagret är räknat mot spotpriser då nätägaren inte har tillgång till egen produktion.

Kostnader och intäkter är räknat mot verkliga spotpriser gällande tariffer under simuleringsperioden, dvs 2011-03-14 tom 2011-11-13. Dessa

kostnader/intäkter är sedan skalerade till årsvärden för att vara jämförbara med kapitalkostnad (som redovisas som årsvärden) i enligt beskrivningen under punkt Beräkning nätnytta, kap 5.

5.3.2 Sammanfattning nätägare

Fem olika körningar baserat på indata från STRI, se ref [3]. Tre avseende anslutningspunkt 1, två avseende anslutningspunkt 3.

STRI har kommit fram till att lämpliga storleken i anläggning 1 är ett lager på 4 MWh med en effekt för iladdning på 1,2 MW och urladdning på 0,2 MW. Som alternativ har även STRI utfört körningar på en mellanstorlek och en variant för att kunna ta all vindkraftsproduktion.

Kapacitet	Effekt	
	Laddning	Urladdning
4 MWh	1,2 MW	0,2 MW
10 MWh	3 MW	0,6 MW
45 MWh	14 MW	3 MW

Tabell 4, Lagervarianter anläggning 1

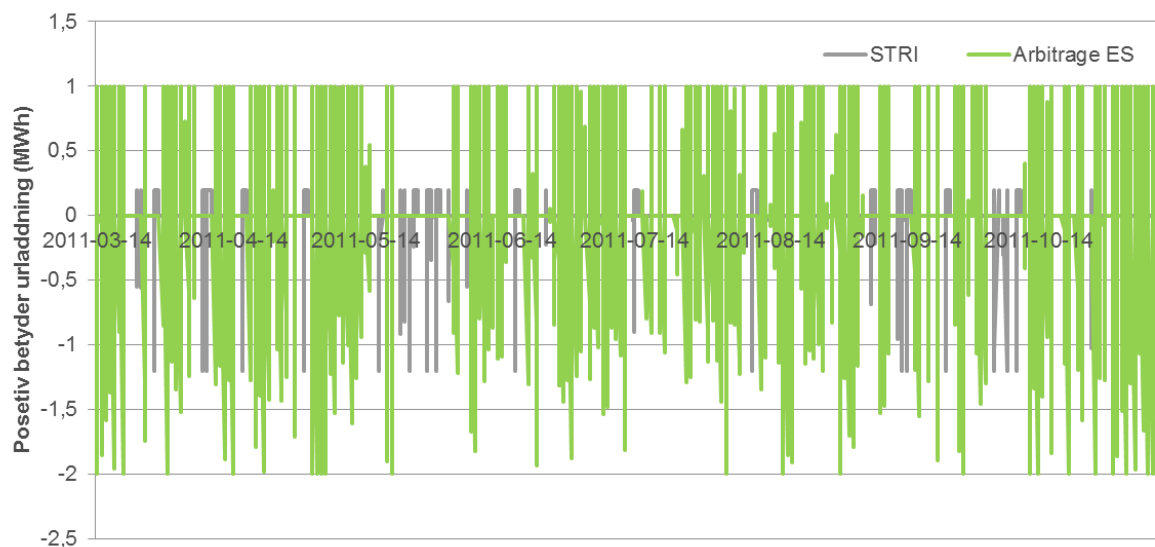
För anläggning 2 har två alternativa körningar gjorts.

Kapacitet	Effekt	
	Laddning	Urladdning
2,4 MWh	2 MW	0,3 MW
6 MWh	5 MW	0,6 MW

Tabell 5, Lagervarianter anläggning 2

Simuleringskörningarna har utgått från att nätnyttan gällande vind, redovisade i bilaga 3, se ref [3], är överordnat. Detta innebär att lagret endast använts för körning att uppnå jämnare profil mot överliggande nät vid dessa tillfällen. Vid körning för jämnare profil har lagret laddas timme 0-6 och laddas ut timme 7-9, 12-14 och 17-19. Detta för att göra största möjliga nytta i förhållande till uttag från regionnät.

Detta förfarande illustreras i bilden nedan. De grå markeringarna är den resultatet av de körningar STRI har utfört och de gröna avser de dagar då lagret används för att jämna ut profilen mot överliggande nät.

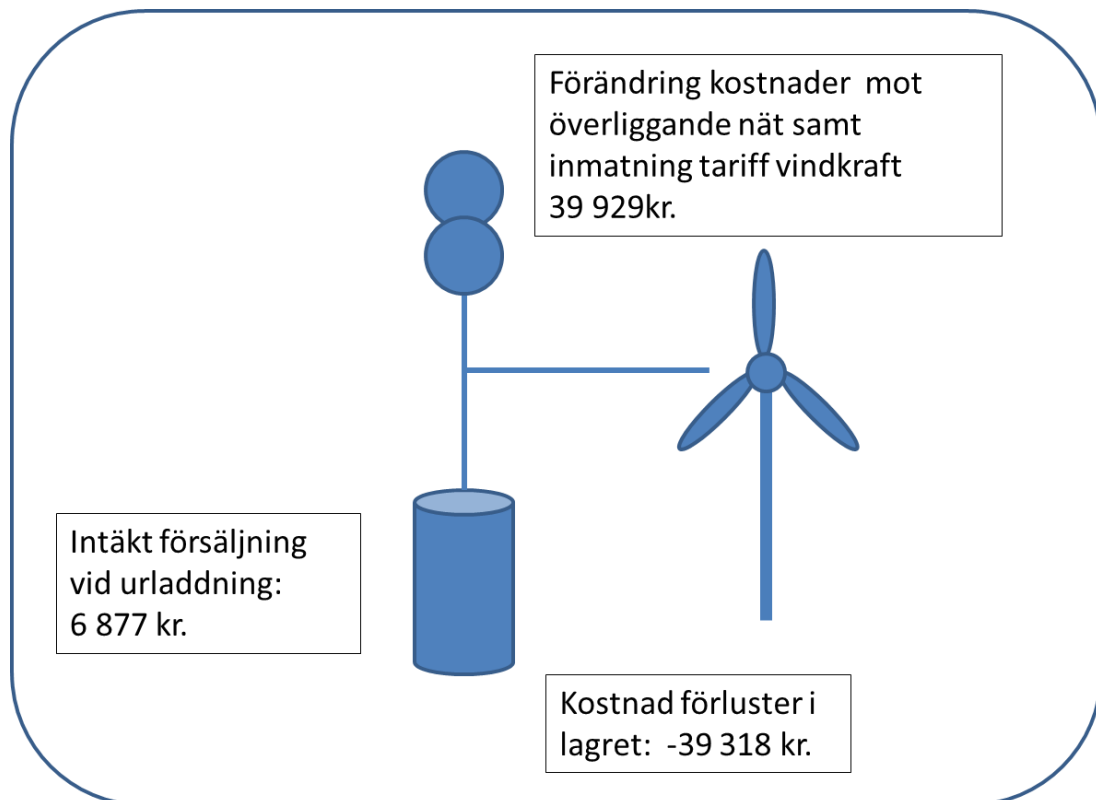


Figur 4, Exempel lagerkörning alternativ 1 – anläggning 1.

För samtliga olika körningar har sedan faktiska tariffer och spotpriser applicerats på de olika energiströmmarna för att ge bild över vilka intäkter de olika lagerinstallationerna skulle kunna ge utifrån de antagna förutsättningarna.

Beräkningsförfarandet illustreras med ett exempel på intäkter/kostnader för simuleringen av alternativ 1, anläggning 1, för period 2011-03-14 tom 2011-11-13.

I detta simuleringsfall har förändringar i kostnader mot överliggande nät samt inmatningstariff för vindkraft genererat en intäkt för perioden på 39 929 kr, intäkter ifrån urladdning av lagret räknat mot spotpris på 6 877 kr. Därtill har kostnaden för försluter i lagret varit -39 318 kr.



Figur 5, Exempel ekonomiska strömmar alternativ 1 - anläggning 1

5.4 Pay off

Helt avgörande för ekonomin i affären energilager är investeringen. Kostnaden påverkas av storlek på lager men även på i och urladdningskapaciteten och övrig elektronik i anslutning till lagret. Följande investerings kostnader antagits i simuleringen för alternativ 1.

pris \$/kW	kapacitet MWh	Total pris investering [MSEK]
1550	4	39
1400	10	88
1000	45	283

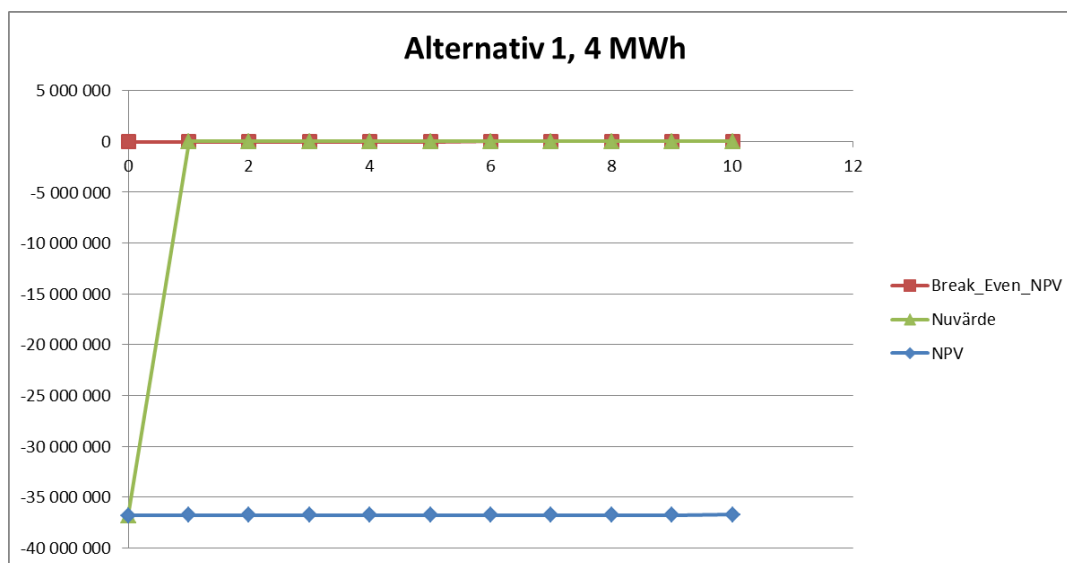
Tabell 6, Antagna kostnader investering alternativ 1.

Nedan redovisas resultatet samt kostnader/intäkter per lagerstorlek. Samtliga simuleringar visar på att det inte finns någon ekonomisk affär i den simulerade användningen utifrån de antagna förutsättningarna.

De fem figurerna, nr 5 tom 9 redovisar:

- NPV, dvs, nuvärdesberäkning av framtida kassaflöden relaterade till en investering, Nuvärde samt möjligheten att nå nollresultat (Braek_Even_NPV). Se ref [5.1.5]

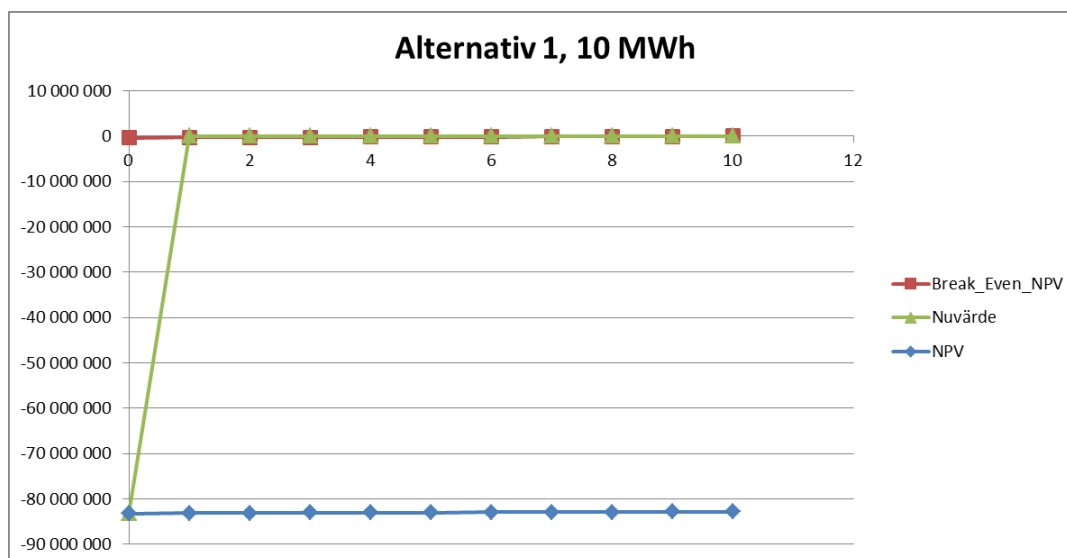
- X-axel avser år, y-axel investering.



Figur 6, summerat resultat Alternativ 1, storlek 4 MWh

År	Kapitalkostnad	Ränta	Årlig betalning	Total kostnad	Återbetalt kapital	Återstående kapital	Årlig intäkt	Intäkt - kostnad	Intäkts ström
0	3 545 455	2 127 273	5 672 727	5 672 727	3 545 455	35 454 545	7 488	-5 665 240	-39 000 000
1	3 545 455	1 914 545	5 460 000	11 132 727	7 090 909	31 909 091	7 488	-5 452 512	7 488
2	3 545 455	1 701 818	5 247 273	16 380 000	10 636 364	28 363 636	7 488	-5 239 785	7 488
3	3 545 455	1 489 091	5 034 545	21 414 545	14 181 818	24 818 182	7 488	-5 027 058	7 488
4	3 545 455	1 276 364	4 821 818	26 236 364	17 727 273	21 272 727	7 488	-4 814 331	7 488
5	3 545 455	1 063 636	4 609 091	30 845 455	21 272 727	17 727 273	7 488	-4 601 603	7 488
6	3 545 455	850 909	4 396 364	35 241 818	24 818 182	14 181 818	7 488	-4 388 876	7 488
7	3 545 455	638 182	4 183 636	39 425 455	28 363 636	10 636 364	7 488	-4 176 149	7 488
8	3 545 455	425 455	3 970 909	43 396 364	31 909 091	7 090 909	7 488	-3 963 422	7 488
9	3 545 455	212 727	3 758 182	47 154 545	35 454 545	3 545 455	7 488	-3 750 694	7 488
10	3 545 455	0	3 545 455	50 700 000	39 000 000	0	7 488	-3 537 967	7 488

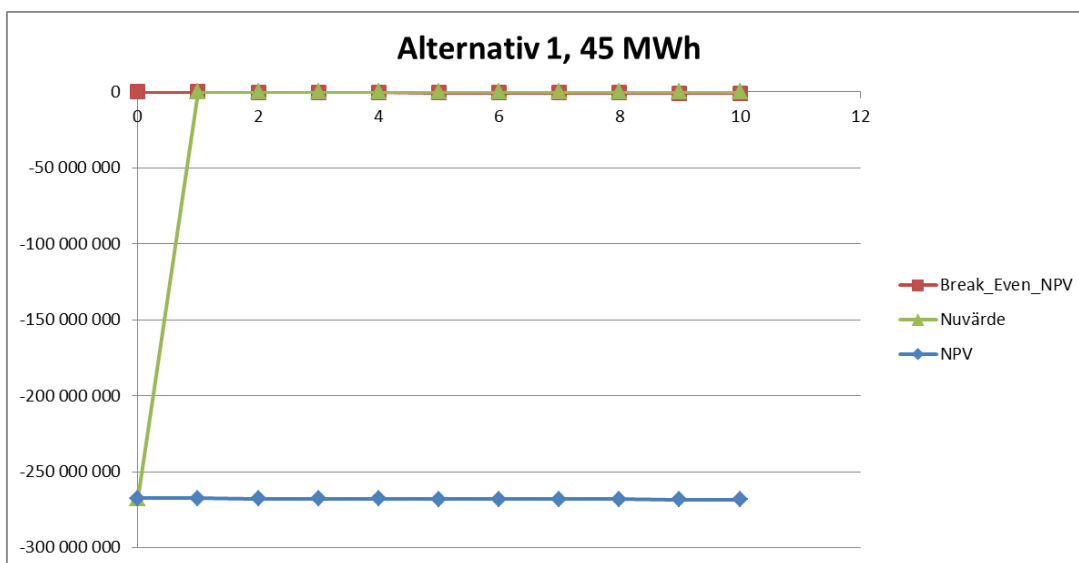
Tabell 7, kostnader/intäkter alternativ 1, storlek 4 MWh



Figur 7, summerat resultat Alternativ 1, storlek 10 MWh

År	Kapitalkostnad	Ränta	Årlig betalning	Total kostnad	Återbetalt kapital	Återstående kapital	Årlig intäkt	Intäkt - kostnad	Intäkts ström
0	8 018 182	4 810 909	12 829 091	12 829 091	8 018 182	80 181 818	49 246	-12 779 845	-88 200 000
1	8 018 182	4 329 818	12 348 000	25 177 091	16 036 364	72 163 636	49 246	-12 298 754	49 246
2	8 018 182	3 848 727	11 866 909	37 044 000	24 054 545	64 145 455	49 246	-11 817 663	49 246
3	8 018 182	3 367 636	11 385 818	48 429 818	32 072 727	56 127 273	49 246	-11 336 572	49 246
4	8 018 182	2 886 545	10 904 727	59 334 545	40 090 909	48 109 091	49 246	-10 855 481	49 246
5	8 018 182	2 405 455	10 423 636	69 758 182	48 109 091	40 090 909	49 246	-10 374 390	49 246
6	8 018 182	1 924 364	9 942 545	79 700 727	56 127 273	32 072 727	49 246	-9 893 299	49 246
7	8 018 182	1 443 273	9 461 455	89 162 182	64 145 455	24 054 545	49 246	-9 412 208	49 246
8	8 018 182	962 182	8 980 364	98 142 545	72 163 636	16 036 364	49 246	-8 931 117	49 246
9	8 018 182	481 091	8 499 273	106 641 818	80 181 818	8 018 182	49 246	-8 450 026	49 246
10	8 018 182	0	8 018 182	114 660 000	88 200 000	0	49 246	-7 968 935	49 246

Tabell 8, kostnader/intäkter alternativ 1 storlek 10 MWh



Figur 8, summerat resultat Alternativ 1, storlek 45 MWh

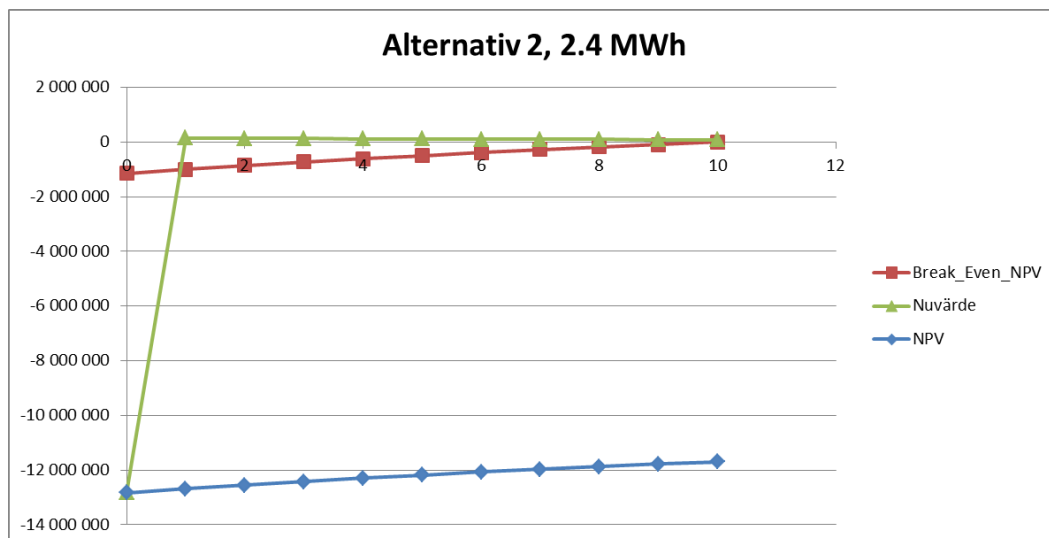
År	Kapitalkostnad	Ränta	Årlig betalning	Total kostnad	Återbetalt kapital	Återstående kapital	Årlig intäkt	Intäkt - kostnad	Intäkts ström
0	25 772 727	15 463 636	41 236 364	41 236 364	25 772 727	257 727 273	-135 177	-41 371 540	-283 500 000
1	25 772 727	13 917 273	39 690 000	80 926 364	51 545 455	231 954 545	-135 177	-39 825 177	-135 177
2	25 772 727	12 370 909	38 143 636	119 070 000	77 318 182	206 181 818	-135 177	-38 278 813	-135 177
3	25 772 727	10 824 545	36 597 273	155 667 273	103 090 909	180 409 091	-135 177	-36 732 449	-135 177
4	25 772 727	9 278 182	35 050 909	190 718 182	128 863 636	154 636 364	-135 177	-35 186 086	-135 177
5	25 772 727	7 731 818	33 504 545	224 222 727	154 636 364	128 863 636	-135 177	-33 639 722	-135 177
6	25 772 727	6 185 455	31 958 182	256 180 909	180 409 091	103 090 909	-135 177	-32 093 359	-135 177
7	25 772 727	4 639 091	30 411 818	286 592 727	206 181 818	77 318 182	-135 177	-30 546 995	-135 177
8	25 772 727	3 092 727	28 865 455	315 458 182	231 954 545	51 545 455	-135 177	-29 000 631	-135 177
9	25 772 727	1 546 364	27 319 091	342 777 273	257 727 273	25 772 727	-135 177	-27 454 268	-135 177
10	25 772 727	0	25 772 727	368 550 000	283 500 000	0	-135 177	-25 907 904	-135 177

Tabell 9, kostnader/intäkter alternativ 1 storlek 45 MWh

Samma simulering har utförts för anslutningspunkt 3. I detta alternativ har följande investerings kostnader antagits i simuleringen.

pris \$/kW	kapacitet MWh	Total pris investering [MSEK]
1800	2,4	27.22
1500	6	56.70

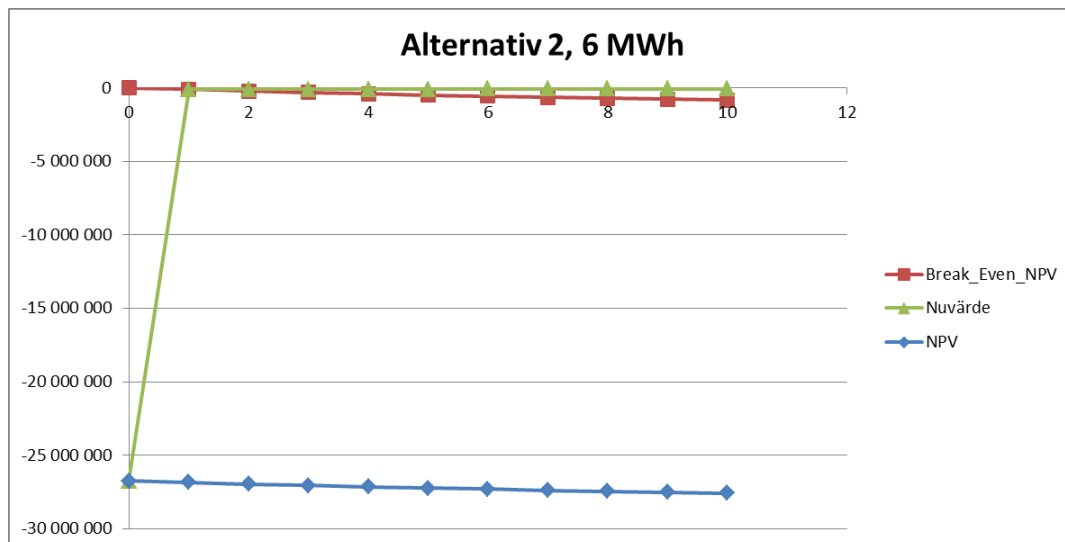
Tabell 10, antagna kostnader investering alternativ 2



Figur 9, summerat resultat alternativ 2, storlek 2.4 MWh

År	Kapitalkostnad	Ränta	Årlig betalning	Total kostnad	Återbetalt kapital	Återstående kapital	Årlig intäkt	Intäkt - kostnad	Intäkts ström
0	2 474 182	1 484 509	3 958 691	3 958 691	2 474 182	24 741 818	164 494	-3 794 197	-13 608 000
1	2 474 182	1 336 058	3 810 240	7 768 931	4 948 364	22 267 636	164 494	-3 645 746	164 494
2	2 474 182	1 187 607	3 661 789	11 430 720	7 422 545	19 793 455	164 494	-3 497 295	164 494
3	2 474 182	1 039 156	3 513 338	14 944 058	9 896 727	17 319 273	164 494	-3 348 844	164 494
4	2 474 182	890 705	3 364 887	18 308 945	12 370 909	14 845 091	164 494	-3 200 394	164 494
5	2 474 182	742 255	3 216 436	21 525 382	14 845 091	12 370 909	164 494	-3 051 943	164 494
6	2 474 182	593 804	3 067 985	24 593 367	17 319 273	9 896 727	164 494	-2 903 492	164 494
7	2 474 182	445 353	2 919 535	27 512 902	19 793 455	7 422 545	164 494	-2 755 041	164 494
8	2 474 182	296 902	2 771 084	30 283 985	22 267 636	4 948 364	164 494	-2 606 590	164 494
9	2 474 182	148 451	2 622 633	32 906 618	24 741 818	2 474 182	164 494	-2 458 139	164 494
10	2 474 182	0	2 474 182	35 380 800	27 216 000	0	164 494	-2 309 688	164 494

Tabell 11, kostnader/intäkter alternativ 2, storlek 2.4 MWh



Figur 10, summerat resultat alternativ 2, storlek 6 MWh

År	Kapitalkostnad	Ränta	Årlig betalning	Total kostnad	Återbetalt kapital	Återstående kapital	Årlig intäkt	Intäkt - kostnad	Intäkts ström
0	5 154 545	3 092 727	8 247 273	8 247 273	5 154 545	51 545 455	-120 868	-8 368 141	-28 350 000
1	5 154 545	2 783 455	7 938 000	16 185 273	10 309 091	46 390 909	-120 868	-8 058 868	-120 868
2	5 154 545	2 474 182	7 628 727	23 814 000	15 463 636	41 236 364	-120 868	-7 749 595	-120 868
3	5 154 545	2 164 909	7 319 455	31 133 455	20 618 182	36 081 818	-120 868	-7 440 322	-120 868
4	5 154 545	1 855 636	7 010 182	38 143 636	25 772 727	30 927 273	-120 868	-7 131 050	-120 868
5	5 154 545	1 546 364	6 700 909	44 844 545	30 927 273	25 772 727	-120 868	-6 821 777	-120 868
6	5 154 545	1 237 091	6 391 636	51 236 182	36 081 818	20 618 182	-120 868	-6 512 504	-120 868
7	5 154 545	927 818	6 082 364	57 318 545	41 236 364	15 463 636	-120 868	-6 203 232	-120 868
8	5 154 545	618 545	5 773 091	63 091 636	46 390 909	10 309 091	-120 868	-5 893 959	-120 868
9	5 154 545	309 273	5 463 818	68 555 455	51 545 455	5 154 545	-120 868	-5 584 686	-120 868
10	5 154 545	0	5 154 545	73 710 000	56 700 000	0	-120 868	-5 275 413	-120 868

Tabell 12, kostnader/intäkter alternativ 2, storlek 6 MWh

5.5 Resultat av Nätnyttosimulering

Affärsmodellen nätägare bygger på att lagret först och främst används för nättjänster. Kostnaden för den del av lagret och styrelektronik som används för nätnytta bör därmed kunna ingå i kapitalbasen för nätregleringen.

Analysen utgår från den av STRI förespråkade lagerstorleken för anläggning 1, d.v.s. 4 MWh. Här har tre alternativa körningar utförts gällande del av lagerkostnad dedikerad för nätnytta (dvs skulle kunna ingå i den sk kapitalbasen), 1/3, 1/2 respektive 2/3.

Vindkraftutbyggnaden kommer att fortsätta, även om takten är svår att prognosticera. Detta gör att man kan anta att variationerna över dygnet kommer att öka, hur mycket och hur fort är svårt att exakt prognostisera, enligt förutsättningarna i kapitel 2 kan det handla om betydande mängder. Utifrån detta antagande har simulering med tänjda spotpriser adderats. Tjänningen har gått till på så sätt att priser över dagens medelpris har höjts med 10 % och priser under dagens medel har sänkts med motsvarande %-andel för att öka spannet.

Slutligen har ett antal körningar gjorts med lägre investeringskostnader utifrån det antagande att priserna för batteridelen i en energilagerinvestering kan komma att gå ned, dels pga s.k. tekniksprång i form av förfinad och utvecklad teknik utifrån all forskning som pågår främst för fordonsindustrin, dels pga ökad produktion då efterfrågan på batterier till fordon ökar.

Fördelningen styrning elektronik har satts till 50 % och batteripriserna har sänkt i steg om 25 % ned till 25 % av dagens kostnad. Det samman lagrade resultatet av dessa simuleringar visar på att det måste hända mycket både gällande batteripriser och fluktuation på spotpriser.

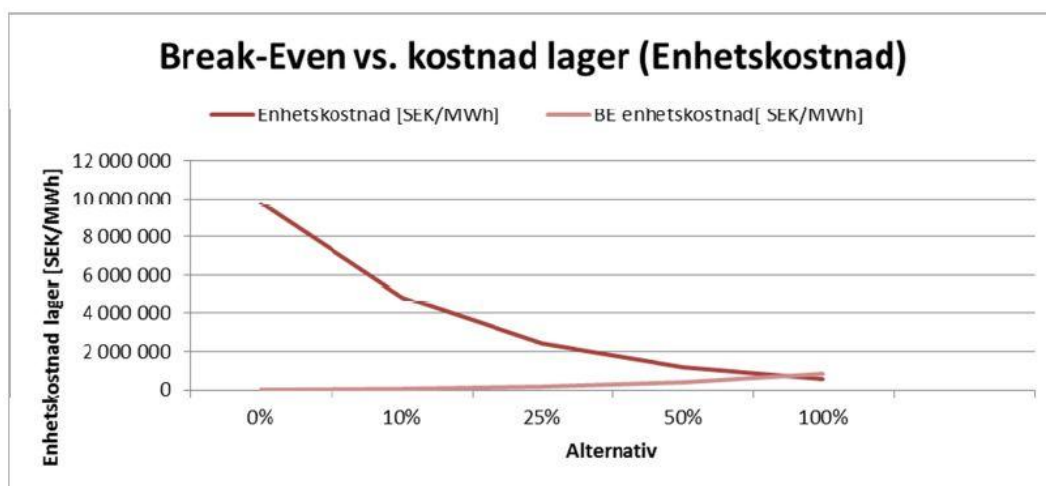
Spot	Volym (MWh)	Batteri pris	Pris (MSEK)	EnhetsK (MSEK/MWh)	BE (SEK)	BE EnhetsK (SEK/MWh)
0 %	4	100 %	39	9,7	51 989	12 997
10 %	4	50 %	19,5	4,9	369 553	92 388
25 %	4	25 %	9,7	2,4	847 751	211 938
50 %	4	12,5 %	4,8	1,2	1 665 618	416 405
100 %	4	6,25 %	2,4	0,6	3 392 803	848 201

**Tabell 13,
Resultat utförts gällande del av lagerkostnad dedikerad för nätnytta**

De olika kolumnerna i tabellen avser:

- Spot, fluktuation av spotpriser. 0 = dagens priser, 100 % = dagens högsta spotpris är 100 % dyrare och dagens lägsta 100 % billigare.
- Volym, storlek på lager, avser MWh
- Batteripris, andel av dagens uppskattade kostnader för batterier.
- Pris, investeringskostnad i MSEK.
- Enhetskostnad, kostnad per MWh i MSEK.
- BE, SEK
- BE EnhetsK, SEK/MWh

BE, Break-Even, dvs vad lagret får kosta för att uppnå noll resultat. Utifrån de genomförda simuleringarna kan följande resultat tolkas. Ett lager kostar idag nästan 10 MSEK per MWh. Vid en ökad fluktuation på 10 % på spotpriserna och om batteripriserna skulle sjunka med 50 % så ökar Break-Even från ca 52 000 till ca 370 000 SEK om därtill batteripriserna skulle sjunka ned till 25 % av dagens uppskattade kostnad så ökar Break-Even till ca 850 000 SEK att jämföra med den uppskattade investeringen på 9,7 MSEK.

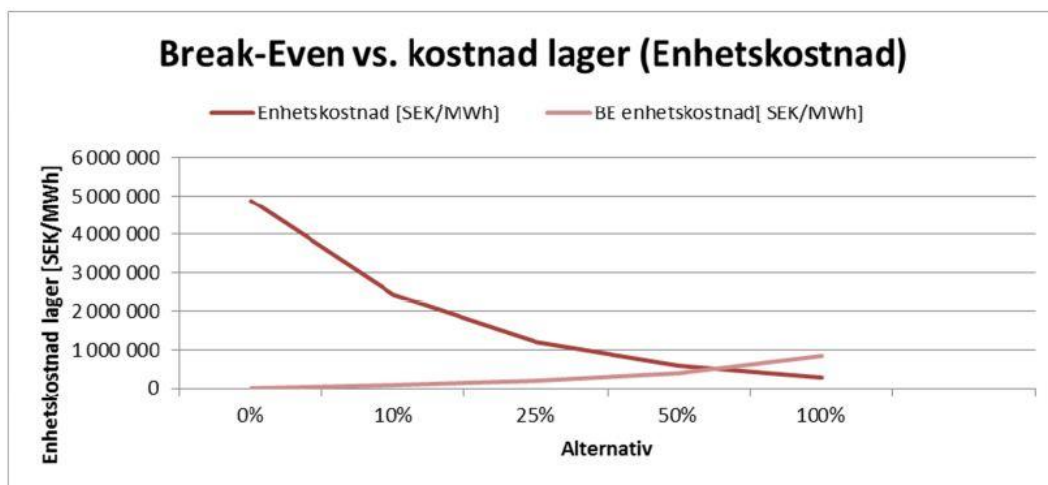


Figur 11 , sammanställning simulering nätnytta

Spot	Volym (MWh)	Batteri pris	Pris (MSEK)	EnhetsK (MSEK/MWh)	BE (SEK)	BE EnhetsK (SEK/MWh)
0 %	4	100 %	19,5	4,9	25 995	6 499
10 %	4	50 %	9,7	2,4	184 777	46 194
25 %	4	25 %	4,8	1,2	423 876	105 969
50 %	4	12,5 %	2,4	0,6	832 809	208 203
100 %	4	6,25 %	1,2	0,3	1 696 402	424 101

Tabell 14, resultat simulering, 50 % nätnytta

Utifrån en ändrad reglering där delar av kostnaden får räknas in i kapitalbasen så förbättras bilden. I detta fall har 50 % av investeringen räknats som nätnytta och finansierat av kapitalbasen.



Figur 12, sammanställning simulering, 50 % nätnytta

6 Energilager idag – energilager imorgon

Antalet helt kommersiella energilagerinstallationer som finns idag i världen är relativt få. Den absolut vanligaste formen är s.k. pumpkraft. Här finns det ett antal anläggningar även i Sverige. De två som idag är i drift är Lättälven och Kymmen. Båda opereras av Fortum, [7]. I Europa finns drygt 400 pumpkraftanläggningar men en sammanlagd effekt på ca 38 000 MW. Förutom pumpkraft finns det även en s.k. CAES (Compressed Air Energy Storage) anläggning i Huntorf i Tyskland, [8]. Denna anläggning klarar 290 MW i fyra timmar.

Batterilagerinstallationer är idag mycket få. Det finns några enstaka och i Europa är mer eller mindre byggda i forskningssyfte. Anledningen till denna fördelning är strikt ekonomisk, något som har blivit tydligt i det arbete som är gjort inom detta projekt. Historiskt är endast i pumpkraft installationer som det har funnits möjlighet att få en investering ekonomiskt bärkraftig. Andra energilagertekniker, exempelvis batterilager har varit och är för dyra.

Elmarknaden har förändrats och utvecklats mycket under de senaste 10 åren och mycket tyder på att den förändringen/utvecklingen fortsätter.

Marknaden idag är välutvecklad utifrån de möjligheter som finns. Uppdelningen i elområden har stabiliserat sig och priserna skiljer sig tidvis åt mellan de olika elområdena. Exempel på situationer då prisskillnader uppstår är då höga vattenflöden bidrar till stor vattenkraftproduktion i norra Skandinavien samtidigt som hög efterfrågan bidrar till att det råder kraftunderkott i söder. Månadsmätreformen som genomfördes för några år sedan innebar en stor förändring och har givit några nya avtalskonstruktioner som exempelvis Storumans Energis Elmix avtal, [4]. En avtalsform som kombinerar fast och rörligt pris under vissa månader över ett år.

Nästa stora steg är övergången till timmätning för fler kunder i enlighet med Näringsdepartementets förslag, [5]. Reformen skall enligt beslut i Riksdagen genomföras under hösten 2012 och kommer att innebära en möjlighet att utveckla nya produkter. Den mest uppenbara är timdebitering mot spotmarknadens elpriser och de möjligheter som i och med det öppnas för mindre kunder att på ett annat sätt då välja att styra sin användning för kostnadspåverkan. Jämfört mot historiska priser är debitering på timbasis tillsammans med styrning en möjlighet för mindre kunder att sänka sina kostnader. En kund betyder i detta sammanhang ingenting men en väl utvecklad efterfrågestyrning kommer att påverka priserna, bedömningar och beräkningar som är gjorda, se ref [6] visar på att det inte är så väldigt många 100 MW efterfrågestyrning som behövs för att påverka priset. 100 MW är många kunder men med exempelvis en utvecklad kapacitetmarknad, som är en realitet på flera ställen runt om i världen idag, så skulle aggregerad efterfrågestyrning kunna bli en del av elmarknaden framgent. I dag finns välutvecklad kapacitetmarknad i Nordamerika men i flera Europeiska länder är utvecklingen igång.

Idag finns det en möjlighet att göra förtjänst på sk arbitrage i Sverige, dvs köpa elkraft billigt och sälja den dyrt. Vissa år, med stora spotprisvariationer, visar teoretiska beräkningar på stora vinster på själva arbitraget, dvs oaktat investeringen i lagret. De existerande pumpkraftverken i Sverige visar på att det finns en ekonomisk möjlighet i denna typ av verksamhet. En utvecklad arbitragehandel och efterfrågestyrning kommer att påverka spotpriset och därmed marginalen i affären. Främst efterfrågestyrning är en viktig del i ett framtida behov av att reglera intermittent produktion och för prisutjämning. Den lösning som är närmast till hands för att skapa en efterfrågemarknad är att skapa en Kapacitetsmarknad, d.v.s. en marknad där en ersättning utgår för att tillhandahålla kapacitet oavsett om den används eller ej.

Utöver utvecklingen på nationell och internationella nivå gällande exempelvis nämnda kapacitetsmarknader så går en lokal utveckling att skönja. Intresset för att "göra sin egen el" ökar. I och med de sjunkande priserna på sollesteknik så kan intresset komma att öka ytterligare. I Tyskland finns, som under en längre tid har haft stort stöd för alternativ elproduktion i form av exempelvis solceller, stora effekter solceller (+26 000 MW) installerade. Elbilar kommer, än är det långt kvar till att elbilar kommer att utgöra någon stor andel av fordonsparken men processen är påbörjad. Dessa "nyheter" på elmarknaden skulle kunna innebära en efterfråga på att lagra sin egenproducerade el. Förutsättningen skulle kunna vara att en elnätkund som har egen solcellsproduktion som överproducerar, dvs produktionen är större än användningen i nuet, och kunden önskar lagra "sin" el för att använda den i hemmet senare eller för att exempelvis ladda sin elbil. Denna marknad finns inte idag men har börjat diskuteras, exempelvis inom arbete kring Norra Djurgårdsstaden i Stockholm.

7 Slutsats

Utifrån de olika simuleringarna i kapitel 5.4 är det idag ingen ekonomi i energilager investeringar i Sverige. Under rådande förutsättningar och till dagens uppskattade energilagerpriser. Det går att använda energilager för att skapa nytta för ett elnät, vilket man har studerat i STRIs rapport, se ref [3] gällande energilager i Falköping.

Kortfattad sammanfattning är att tekniken finns men inte marknaden och regelverk som tillåter inkomster från tillräckligt många nätnyttor. Energilager kan göra nytta i elnät idag och med två justerade regler så skulle det ekonomiska läget för energilager förändras. Det handlar om:

- Del av investeringen får räknas som del i kapitalbasen eftersom den används för nätnytta
- Nätägare tillåts handla med energi gällande energilager avseende mer än endast för att täcka förluster

Med dessa förändringar så skulle kalkylen förbättras. Kapitalkostnaden skulle minska motsvarande den del som om skulle kunna räknas in i kapitalbasen och en väl utvecklad styrning av laddcykler skulle kunna kombinera minskade kostnader mot överliggande nät med arbitrage vinster.

Användning av energilager på balansmarknad istället för här studerad arbitrage baserad på spotpris eller i ett scenario där lagerpriserna sjunker så finns det kanske en möjlighet att få ekonomi i batterilager investeringar. Kanske, utifrån att det fortfarande finns många osäkra parametrar som exempelvis batteriernas livslängd.

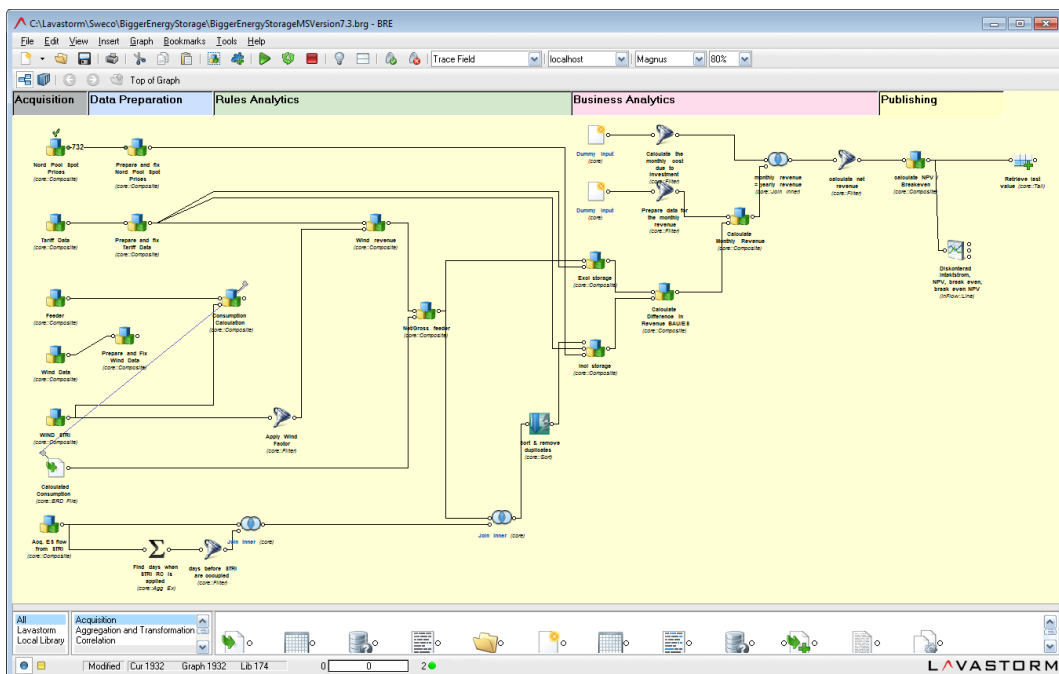
Det finns ytterligare aspekter på en investering i energilager som denna simulering inte har tagit upp. Exempelvis att ett energilager i vissa fall skulle kunna ge möjlighet att skjuta upp övriga investeringar i nätet för att möjliggöra anslutningar av vindkraft. Detta genom att energilagret gör det möjligt att behålla befintliga anslutningar till överliggande nät. Mer ansluten vindkraft kan ge nätägaren en bättre ekonomi i form inmatningstariff och anslutningsavgifter vilket attraherar långt och stabilt ägande. Ett annat exempel är att ett energilager skulle kunna öka utnyttjandet av vindkraftsproduktion i områden med svaga transmissionsnät och dåliga möjligheter att förstärka dessa.

8 Referenser

- 1 Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering, 12:44 bilaga 1, ELFORSK, Juni 2012,
- 2 Förutsättningar för Energilager i lokalnät, 12:44 bilaga 2, ELFORSK, Juni 2012,
- 3 Teknisk dimensionering – exempel, 12:44-bilaga 3, ELFORSK, Juni 2012, L. Wiengarten och S. Ackeby STRI AB.
- 4 ELMixavtal, <http://www.storumanenergi.se/elpriser-elavtal/elmixavtal>
- 5 <http://www.regeringen.se/content/1/c6/18/64/29/a11d213f.pdf>
- 6 Rapport Systemeffekter av timvis mätning, Sweco Energy Market för Näringsdepartementet. Rapporten återfinns i Departementets diarie.
- 7 <http://sv.wikipedia.org/wiki/Kymmenprojektet>
- 8 http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H03c_Crotogino_ea_HuntorfCAES_CompressedAirEnergyStorage_e.pdf

1 Metodik

Affärssimuleringen är utförd i en programvara från Lavastorm. Det är en programvara som har sin historia i telekom industrin. Anledningen till valet av den programvaran är att den är kapabel och hantera stora datamängder och är relativt enkel att bygga simulering i. En ytterligare fördel är enkelheten i att förändra och justera/lägga till nya beräkningar.



Figur 3: Översiktsbild simulering

Simuleringen är uppdelad i fem steg, Acquisition, Data Preparation, Rules Analytics, Business Analytics och Publishing. Anledningen till uppdelningen är för att tydliggöra de olika stegen i processen för bearbetning av informationen. Respektive steg förklaras genomgående i denna bilaga.

1.1 Förutsättningar

Programvaran tillåter egendefinierade parametrar. Dessa parametrar är globala och går att använda i samtliga noder. Ett typiskt exempel på en parameter är den antagna förlustfaktorn. Den återfinns bland parametrarna som gridLossPercentage.

I denna modell är följande parametrar uppsatta:

Graph Parameters		
Parameters 1	Parameters 2	Run Parameters
balancePriceFactor	1	Faktor för balanskraftpriser mot spotpris*
balancePriceCap	250	Lägst pris för balanskraft*
shareInvestment	0.5	Fördelning investering <u>nättnytta</u> /arbitrage
feederLossPercentage	5	Förlust % genom transformator
unitCostOfLossesSEK	489	Pris på <u>förlustel</u>
NoOfIntervalsForProbThreshold	20	För styrning av tröskelvärde för energilager*
thresholdForDischarge	18	För styrning av tröskelvärde för energilager*
thresholdQuantileForDischarge	0.9	För styrning av tröskelvärde för energilager*
dischargeEfficiency	0.975	Effektivitet urladdning energilager
storageHourlyLimit	2	Effekt laddning lager
dischargeCapacityLimit	1	Effekt urladdning lager
storageCapacityLimit	4	Storlek lager
chargeEfficiency	0.975	Effektivitet laddning lager
gridLossPercentage	2	Förluster i lokalnät
windFactor	1	Möjlighet att skala <u>vindproduktion</u> *
purchasePriceOfEnergyStorage	15000000	Investeringskostnad
paybackPeriod	11	Avskrivningstid
paybackInterest	6	Kalkylränta
monthlyCapitalInvestmentInterestRate	1.006434	Kalkylränta*
offsetYear	7	Möjlighet att applicera olika års spotpriser
annualCapitalInvestmentInterest	6	Kalkylränta*

Figur 13: Parametrar

1.2 Steg ett

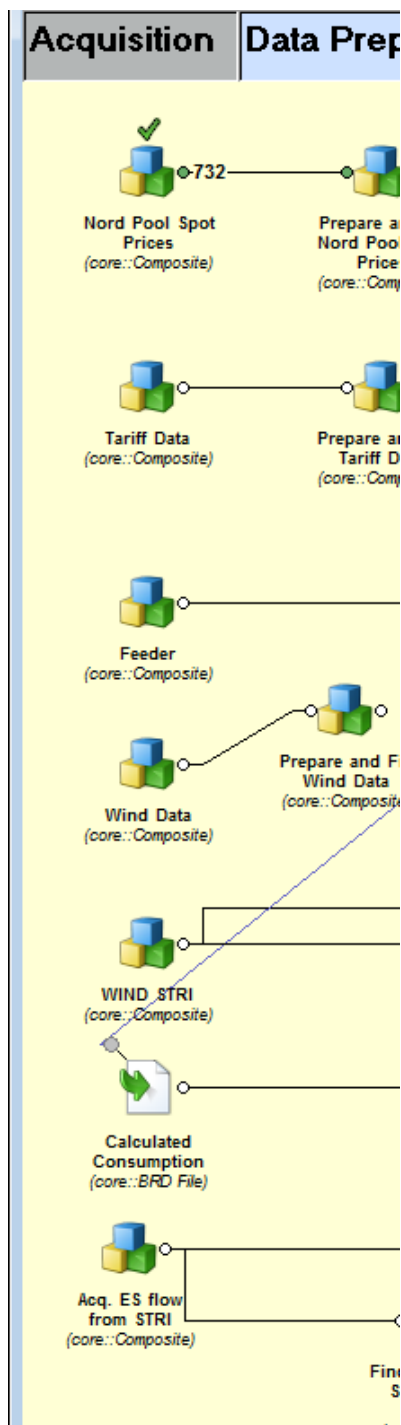


Figure 2: Steg ett, Acquisition

Första steget, Acquisition, handlar om inläsning av data. Sex olika datakällor finns upplagda, fem används i simuleringen. Den sjätte är inläsning av vindproduktionsdata som användes under kalibreringen och uppbyggnaden.

Den första noden, Nord Pool Spot Prices, läser in spotpriser för aktuell period från filer hämtade från Nordpool spots ftp server. De aktuella filerna är stosek11.sdv och stosek12.sdv.

Noden läser informationen i hela filerna och bearbetar sedan data på så sätt att oönskade rader tas bort endast önskad information förs vidare.

Nästa nod, Tariff Data, läser in de tariffer som används i beräkningen ifrån en Excelfil.

Följande nod, Feeder, läser in mätdata ifrån Slutarp T1 och T2 sparat i Excelfiler. Här används samma filer och data som STRI har använt för att minimera felkällor.

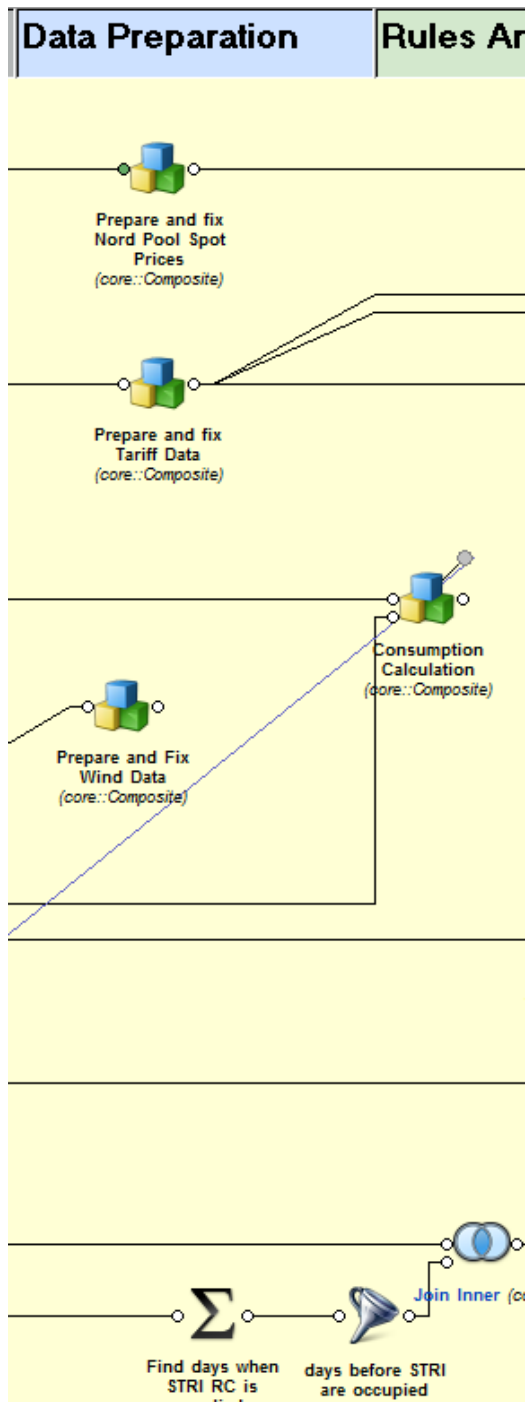
Nästa steg är att läsa in vinddata. Detta görs i noden WIND STRI. Även här används data från STRI för att minimera felkällor. STRI har i sin tur fått data från FEAB.

Följande nod, Calculated Consumption, är den uträknad energianvändningen i den aktuella nätdelen (Slutarps linjen). Denna uträkning bygger på överföringen i in- utmatningspunkten mot Vattenfalls regionnät, aktuell vinproduktion och en antagen förlustfaktor på 2 %. Denna uträknade energianvändning antas mao vara de anslutna kunders uttag. Detta uttag "läses". Tanken bakom detta sätt är att det relativt enkelt skall gå att byta en uträknad energianvändning mot faktiskt uppmätta värden hos kunder. Modellen tillåter, som det är konfigurerat, att denna nod (Calculated Consumption) ersätts med riktigt mätadata och resten av simuleringen används utan justering.

Den sista noden för steget Acquisition är den av STRI fram simulerade användnings profilen för energilagret. Se vidare STRIs 1

Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering, 12:44 bilaga 1, ELFORSK, Juni 2012.

1.3 Steg två



Figur 3: Steg tre, Data Preparation

I nästa steg, Data Preparation, bearbetas den inlästa informationen. I första noden Prepare and fix NordPool Spot pris så justeras den inlästa informationen från de aktuella spotprisfilerna, uppställd i en matris med dagar som rader och timmar som kolumner till en sammanhållen serie med datum, timme och värde. I denna nod ändras även datumformatet från Norsk till Svenskt.

Nästa nod, Prepare and fix Tariff Data, analyserar den inlästa Excel-filen och strukturerar upp innehållet för att underlätta vidare användning av informationen.

Prepare and Fix Wind Data används inte utan var en del i uppbygganden av simuleringen. Noden finns dock kvar och alla möjligheter finns att välja att använda produktionsdata som indata till framtida simulering.

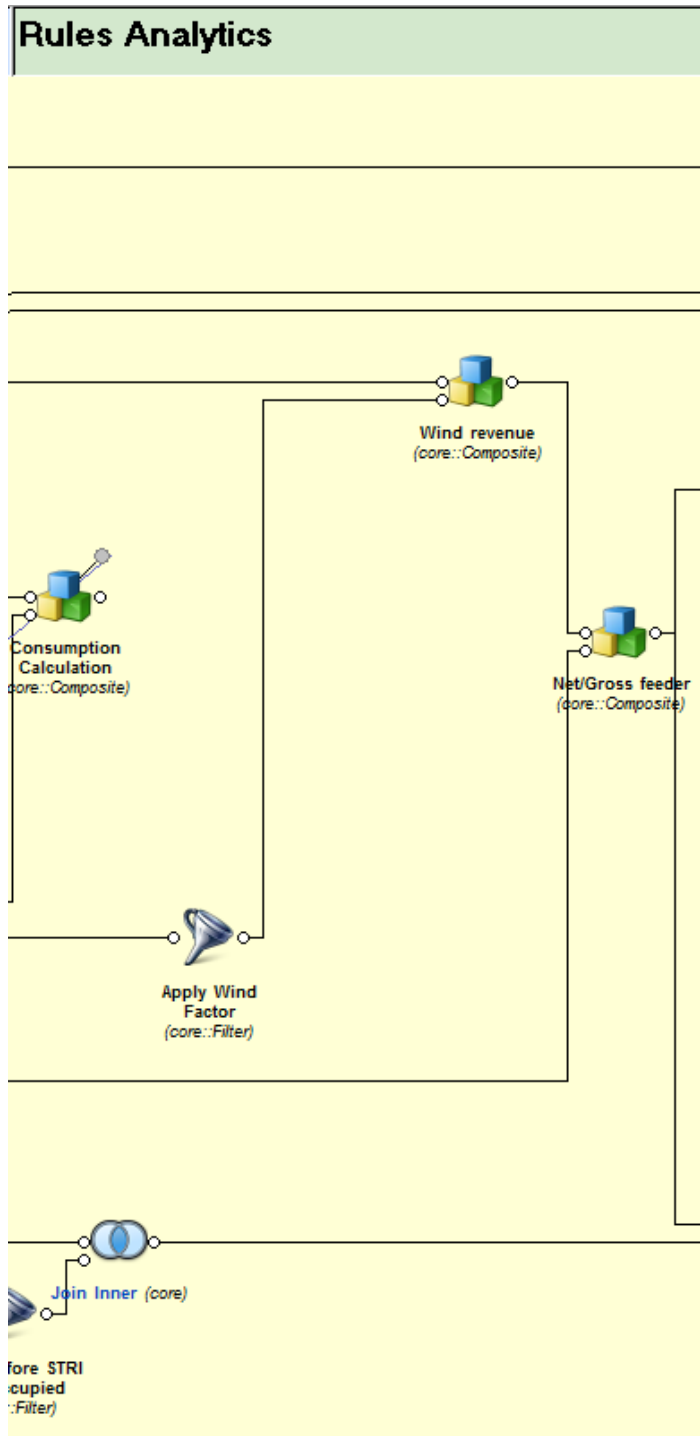
Noden Consumption Calculation sammanlagar data från mätning i inmatningspunkt från regionnät och vindkraftsproduktion och applicerar en antagen förlustfaktor. Resultatet av beräkningen "läses" sedan som kundernas energianvändning under perioden. Ett aktivt val av användaren krävs för att denna nod skall räknas om.

Sista noden i detta steg sorterar ut de dagar som STRI har simulerat fram användning av energilagret och undantar dessa dagar för arbitrage beräkning.

Tanken bakom upplägget under hela denna punkt är att hela tiden lämna öppet för nya varianter av simuleringen och lämna öppet för ny indata.

1.4 Steg tre

Rules Analytics



I nästa steg, Rules Analytics, tillförs intäkter och kostnader till de olika dataströmmarna.

Wind revenue räknar ut intäkterna för nätägaren i form av inmatningstariff.

Apply Wind Factor ger en möjlighet att skala vindproduktionen för att möjliggöra simulering av utökad anslutning och därmed större produktion.

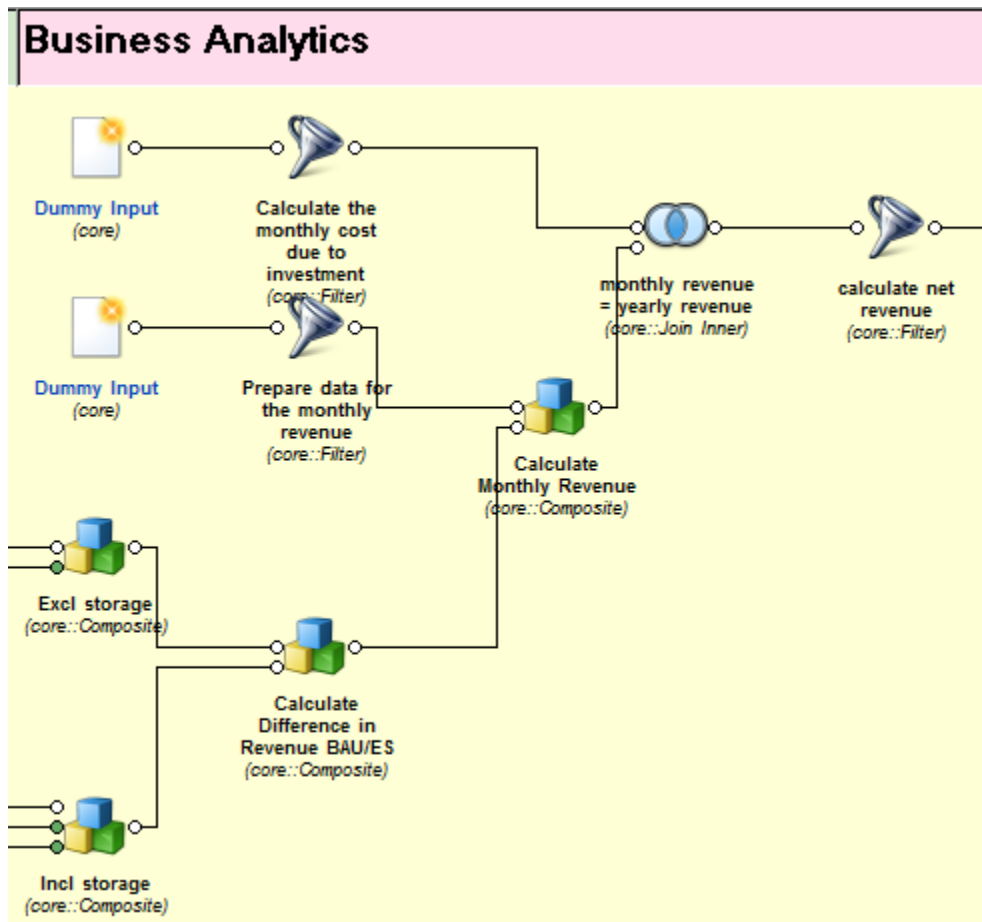
Tanken bakom detta är att kunna simulera hur ökad vindproduktion påverkar intäkterna. I denna simulering är faktorn satt till noll då valet är att den fysiska simulering utförd av STRI är styrande.

Net/Gross feeder adderar kostnaderna för regionnätstariffen.

Figur 4: Rules Analytics

1.5 Steg fyra

I näst sista steget, 1.1 Business Analytics, utförs affärssimuleringen. Här beräknas kostnader och intäkter.



Figur 5: Business Analytics

Den översta noden Dummy Input används för att generera 11 värden som var för sig representerar år för återbetalningsberäkning.

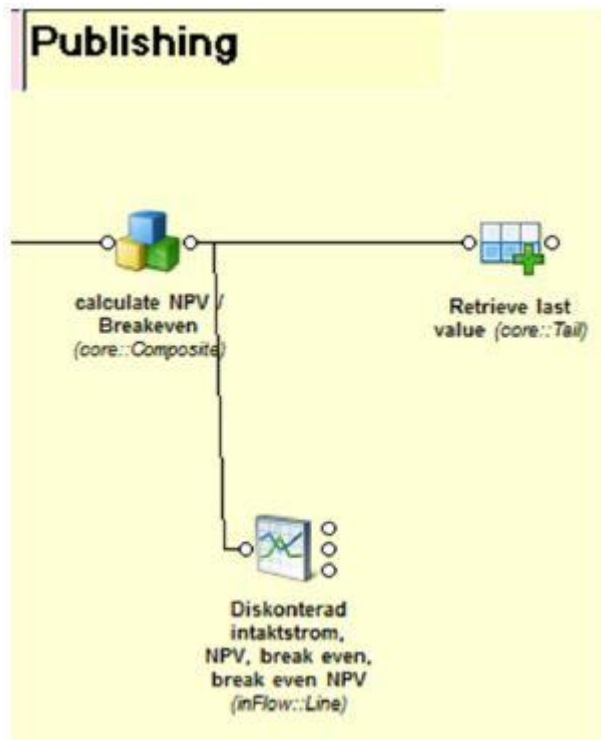
Nästa nod Dummy Input används för att generera månader som sedan i timvärdena i ett första steg aggregeras upp till.

Noden Excel storage används för att räkna ut kostnaderna för BAU sceneriet, dvs Business As Usual anseende kostnader mot regionnät mm.

Noden Incl storage används för att räkna ut kostnaderna för sceneriet med ett energilager installerat, dvs kostnader och intäkter förknippade med en energilagerinstallation enligt antagna förutsättningar.

Noden Calculate the montly cost due to investment beräknar investeringskostnaden per månad.

1.6 Steg fem



Figur 6: Publishing

Sista delen av simuleringen, Publishing, justerar resultatet för publicering och sammanställer data för presentation. Noden calculate NPV / Breakeven beräknar Net Present Value, dvs nuvärdesberäkning samt Breakeven, dvs när intäkterna når kostnaderna för investeringen.

Noden Diskonterad intaktstrom, NPV, break even, break even NPV är en enkelt diagram inom programmet för att ge en överblick över resultatet. Denna programvara är inte ett verktyg för att skapa "säljande" bilder utan det framräknade resultatet flyttas med fördel exempelvis till Excel där tydliga diagram kan skapas.

Retrieve last value har använts under arbetet med att bygga upp simulatoren för att ge en snabb återkoppling på NPV. Utförligare beskrivning och dokumentation av de olika noderna återfinns i bilaga 3.

Skapade noder och grafer är återanvändningsbara. Det arbete som är gjort här, kan utgöra grunden för ytterligare studier inom FEABs nätområde eller inom ett annat nätområde. Med tillgängligt mätdata från inmatningspunkt från överliggande nät samt produktionsdata så kan simuleringen återanvändas. En stor del av poängen med den här typen av simuleringen är att systemet ger en stor möjlighet att läsa i stort sätt vilka filtyper som helst. Det är mao inte

alls nödvändigt att inför en ny simulering erhålla mätdata i samma filformat som är använt i denna simulering. Via olika formateringsmöjligheter kan inläst data anpassas och på så sätt "passa" vilket gör att endast inläsningsnoderna måste justeras.

Programvaran går att gratis ladda ned på följande plats:

www.lavastorm.com/desktop-public-request.

Gratisversionen har några typer av begränsningar, exempelvis går den inte att installera i en servermiljö.

Utförlig programvarubeskrivning återfinns i bilaga 2.

Appendix 2. Programvarubeskrivning

1 Programvarubeskrivning, Lavastorm Desktop Functional Description

Programvarubeskrivning, Lavastorm Desktop Functional Description

Lavastorm Desktop delivers robust data analytics to address data issues that impact order-to-cash and other data- and logic-intensive processes. Lavastorm Desktop delivers four key capabilities needed to systematically de-risk business performance and increase cash generation from internal operations:

1. Model and analyze the conditional logic in order-to-cash, independent of the data source, volumes, and level of business complexity
2. Apply an agile, visual discovery and analytic method to enable users to gain transparency to the data and logic at the atomic level, and build and execute logical analytic steps
3. Allow customers to extend their analytic reach across the entire order-to-cash process
4. Deliver an overwhelming customer and engagement ROI.

Lavastorm Desktop provides you with the ability to execute a wide range of data analytics using four complementary capabilities, as described below.

1.1 ETL Functionality

The Lavastorm Desktop tool provides core ETL functionality to enable data analytics for different data sources, types, and formats. Specifically, Lavastorm Desktop can:

1. Extract and acquire any data from any source, including any client warehouse or legacy data asset
2. Transforms the data into a common flat file structure that allows inspection, normalization, and enrichment
3. Load the data into a wide array of formats, depending on client or engagement need.

A partial list of extraction and loading formats are illustrated in Exhibit 1.

Exhibit 1: Extraction and Loading Formats (partial list)

<u>Extraction</u>	<u>Loading</u>
■ Fixed-length ASCII Files ■ Delimited ASCII Files ■ CSV ASCII Files ■ BRD Files (tab delimited with the first line containing the metadata) ■ EBCDIC Datasets defined by COBOL Copybooks ■ Oracle Databases (via Oracle's native OCI interface) ■ Teradata Databases (via Teradata's native CLI interface) ■ JDBC Datasources ■ ODBC Datasources ■ Native network formats	■ Fixed-length ASCII Files ■ Delimited ASCII Files ■ BRD Files ■ Oracle Databases (via Oracle's native OCI interface) ■ Teradata Databases (via Teradata's native CLI interface) ■ JDBC Datasources ■ ODBC Datasources ■ XML ■ HTML

1.2 Data Analytics

The Lavastorm Desktop provides core data analytic functionality to enable users to gain full transparency to the data, address data quality, and integrate the data to enable more advanced downstream analytics. A sample of our data analytic functionality is illustrated in Exhibit 2. An example analytic function is the cross-reference node, which enables users to rapidly and accurately identify data relationships between two data sources; namely to identify data that is uniquely in data set A, data that is uniquely in data set B, and common data in A and B. The data analytic functionality provides users the ability to enable a more advanced sequence of forensics, analytics, and problem solving to reduce errors and unearth value.

Exhibit 2: A Sample of Core Data Analytic Functionality

Profiling	Enables users to fully visualize the type, format, and structure of the source and enriched data
Cleansing	Repairs and normalizes data for downstream analytics
Enrichment	Enriches data with customer, operational, or other data to gain a more complete picture
Filtering	Filters data sets based on parameters to focus on specific data, segments, or other categories
Joins	Joins two data sources together to gain a consolidated view and enable downstream analytics
Cross-reference	Segments two data sources (only in A, in A&B, only in B) from one node
Aggregates	Enables users to build aggregates data sets based on specific parameters
Reconciling	Reconciles data that is either unlike or in unlike formats, syntaxes, etc

Libraries and Nodes

The Lavastorm Analytic Platform provides both pre-packaged and extendable libraries and nodes to improve and simplify the data analytic process. A sample of pre-packaged assets and nodes are illustrated in Exhibit 3. Library assets provide several values to users and teams:

1. Simplifies complex analytics to lower the technical skill requirements without loss of analytic capability
2. Simplifies and improves analytic execution through drag and drop functionality
3. Enables re-use of sophisticated analytic sequences to drive team efficiencies and overall analytic leverage of "best in class" sequences.

Exhibit 3: Sample of Library Assets and Nodes

Aggregate	Join
Composite	Metadata
Cross-reference	Output
Database	Profiling
Analytic execution	Sampling
Filter	Split
Graphics	Sort
Input	Statistical

The library also enables users and teams to capture and codify process business logic and analytic techniques externally built by the teams. These capabilities convert ad hoc and tacit assets to codified software assets that produce significant analytic leverage:

1. Rule libraries that captures, validates, and codifies the native process business logic to ensure the analytic models and analyzes the process as it currently works
2. Algorithm libraries that capture and codify analytic algorithms and techniques built outside the tool to transition tacit knowledge to re-usable software assets.

The Lavastorm Analytic Platform includes management tools to underpin our pre-packaged and extendable libraries. Our management tools both enable greater flexibility and simplify analytic and modelling functions. Key management tools include:

- Inheritance that allows visualization nodes to receive properties from elsewhere in the business rules graph or library. Within a graph, properties are resolved by first looking at the current node, then if the node is part of a composite, the composite's properties and finally the graph's properties. Additionally, graphs can inherit nodes and composites from an external library.
- Composition that enables one or more nodes to be grouped together into a composite node. A single composite node can represent several underlying steps and can be made up of other composites to help manage graph complexity.
- Propagation enables users to make a single change in the library logic node, and then ensure that those changes will propagate to any graph using that library node. This removes the configuration complexity and time of manually updating common logic when users are seeking to test and model logic changes.
- Augmentation involves modifying a local instance of a library node in a graph, while still maintaining the inherited behavior from the source library. For example, say a library has a composite node which is used in a particular graph. The local instance of the composite node in the graph may be augmented with new changes. If, at a later point, the source node changes in the library, the change will automatically propagate to the local graph while maintaining the local augmentation.

- Libraries, graphs and individual nodes can be designed with parameters, allowing reuse of logic on different operands just like with a procedural language.
- Check pointing of intermediate results following the application of individual business rules allows for immediate examination and analysis of preliminary results at every point in a sequence of rules or operations making up a rule. This facilitates an iterative development environment and can be used to improve the overall quality of the analysis.

1.3 Persistent Controls

The Lavastorm Analytic Platform enables persistent audits and controls by embedding a scheduling and logistics capability tuned to the enterprise's needs. The logistics management function is designed to manage repeated multiple audits in a production environment. Scheduling can be executed based on a number of triggers:

One-time execution on a specific date and time

Recurring execution according to a schedule

The logistics of forward-loaded audits are designed; enabling users to:

- Control how rule execution and defect management occurs
- Require that dependent conditions are met prior to graph execution, such as the availability of data files or database records
- Specify actions to take when errors occur during graph execution, such as displaying alerts or pausing/stopping execution
- Display the current/recent status of the audit
- Logging all results for historical reporting and trending.

1.4 Visualization

The Lavastorm Analytic Platform includes several levels of visualization to provide transparency to users and enable the data analytic process. These include the BRAIN Graphs, DataViewer and InFlow Reporting capabilities described below.

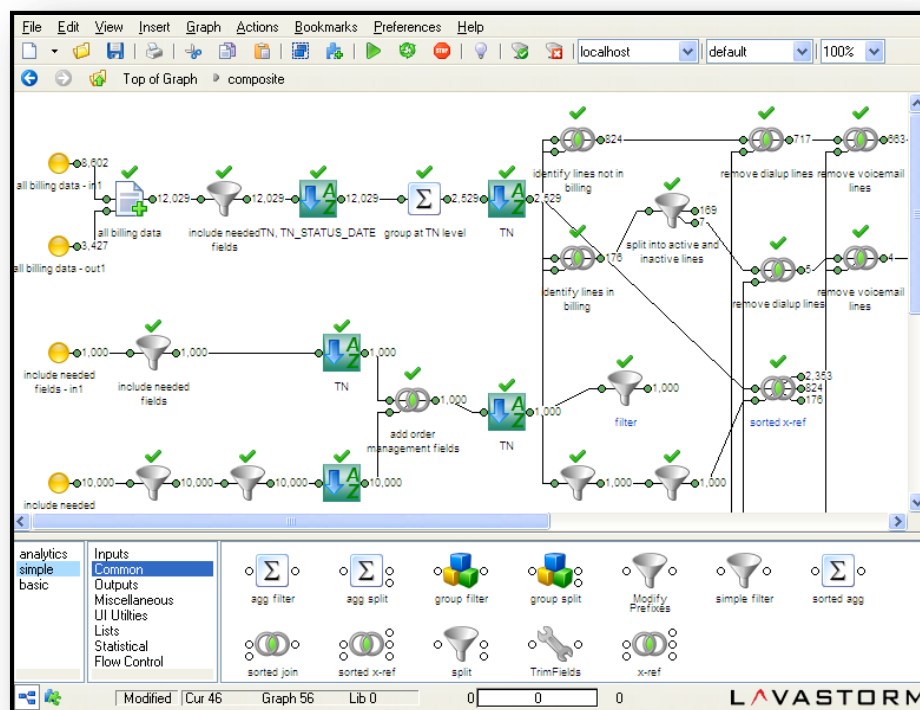
1.4.1 Brain Graphs

The Lavastorm Analytic Platform provides a visual palette to execute sequential, logical data analytics. It becomes the central analytical view as users can visualize and inspect acquired data, apply pre-staged or captured and codified rules, execute any number of analytics (profiling, matching, reconciling, aggregating, etc) on the data, and execute the controls and audits to identify defects at the atomic level with rigor and intuitive simplicity. Once fully implemented and tested, BRAIN Graphs can alternatively be run via command line in streaming mode, where checkpoint files are not kept. A general example of the BRAIN Graph is illustrated in Exhibit 4.

The BRAIN Graph allows users to capture all records – for example those retained and those discarded at the application of a rule – to enable validation and testing as the rules are built. For example, when using a join or filter function, users can easily output those items wanted to join or filter as well as those items not wanted. By getting both results, users can verify the rule they are employing and increase confidence on the results of the analysis.

MDS combines our visual capabilities with our Agile Methodology; enabling users to clearly and effectively iterate and manage changing requirements or segments in project management approaches. For example, BRAIN Graphs built with the effective use of libraries can quickly and easily support changing requirements. Changes made in Rules Libraries, need only be made in that library and will be automatically propagated everywhere that library node is called. BRAIN can quickly and easily rename and restructure fields, helping support maintenance of graphs used for particular data sets as well as use of graphs on differing datasets.

Exhibit 4: BRAIN Graph



1.4.2 DataViewer

The DataViewer enables users to select and drill down to the data and logic at the atomic level. The data is revealed in a configurable number of rows from the Lavastorm Desktop and provides the ability to sort (with similar rows grouped together with row highlighting), histogram the data and do a side-by-side comparison of columns in the data. This functionality illustrated in Exhibit 5.

Exhibit 5: Check pointing via the BRD Viewer

The screenshot shows the BRDViewer application window titled 'BRDViewer: bostonMarathon.brd'. The main window contains a table with the following columns: Country/State string, Year string, Athlete string, and Time string. The table lists 31 rows of marathon data. An 'Analysis of Country/State' dialog box is open, showing a summary of the data by country/state.

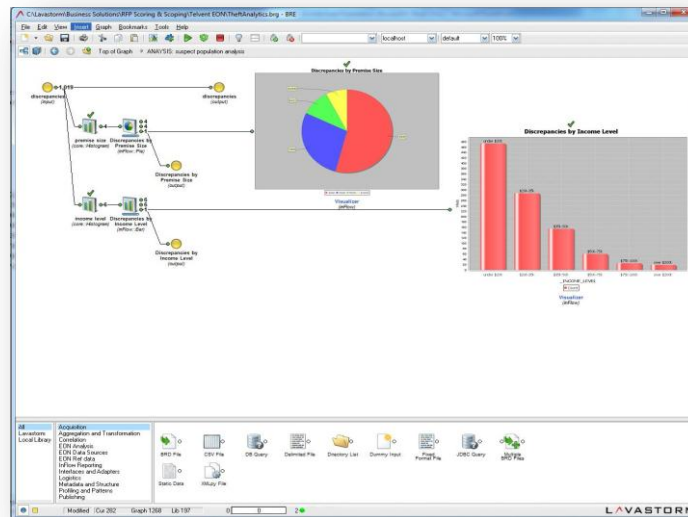
	Count	Value
1	22	United States (Massachusetts)
2	16	Flag of Canada Canada
3	15	Flag of Kenya Kenya
4	9	United States (New York)
5	8	Flag of Japan Japan
6	7	Flag of Finland Finland
7	5	United States (Rhode Island)
8	3	Flag of United Kingdom United Kingdom
9	3	Flag of South Korea Republic of Korea

Minimum Value = Flag of Australia Australia
Maximum Value = Yugoslavia
Distinct / Total = 28 / 110

1.4.3 Graphical InFlow Reporting

Immediate visualization of in-process analytic results aids the interactive discovery and ensures that results are accurate, trusted, meaningful, and efficiently executed

Exhibit 5: Example of InFlow Reporting



1.5 Advanced Analytics

The Lavastorm Desktop provides advanced analytics to diagnose issues, identify root causes, and identify relationships that are now available through correlated data. The advanced analytics and the associated definition are illustrated in Exhibit 6.

Exhibit 6: Advanced Analytics

Root cause analysis	Identifies causal relationships to directly address root cause issues
Dimensional analysis	Identifies variances for different dimensions to determine where hidden issues may exist
Statistical analysis	Provides a standard set of statistical tools to analyze data sets
Data correlation	Correlates disparate data to understand important, hidden relationships
Trending analysis	Provides regression, trending, and other time-series analyses
Pattern analysis	Identifies patterns in data sets through a mix of dimensional, trending, and statistical tools
Financial analysis	Assess the financial implication of errors and resolution to report out financial gains and establish business cases

Appendix 3. Nod beskrivning

1 Nod beskrivning

Modellen är uppbyggd av sk noder, nodernas översiktliga funktion beskrivs i bilaga 1. Beskrivningstexten är till största del automatgenererad med hjälp av en dokumentations funktion som finns i programmet. Denna bilaga innehåller en noggrannare beskrivning av respektive funktion i respektive nod. Underrubrik avser nodnamn, följande sats namn på funktion och avslutningsvis beskrivning av specifik funktion.

För ännu mer detaljerad funktionalitetsbeskrivning och programmeringsförutsättningar hänvisas till de faktiska simuleringsfilerna.

1.1 Nord Pool Spot Prices

Nord Pool Spot Prices.Reads historical Nord Pool Spot prices. (.sdv files). One file per year. This library node reads data and verifies if data is numerical, renames hourly columns into correct naming convention etc.

Nord Pool Spot Prices.Directory List

Reads the files with a specified pattern from specified folder.

Nord Pool Spot Prices.Fixed Format File

Formats per column of the fixed file format.

Nord Pool Spot Prices.Remove unwanted lines

Node for disregarding non-wanted lines of the input-data.

Nord Pool Spot Prices.Find groupmax for each group

Finds the number of fields within every group (every row).

Nord Pool Spot Prices.Expand line into fields

Expands every semi-comma separated field into a column.

Nord Pool Spot Prices.Remove first six rows

Disregards the first 6 rows.

Nord Pool Spot Prices.Rename Field 1 to Datum

Renames first column to 'Datum'.

Nord Pool Spot Prices.Split where datum is a number

Splits where datum is a number to get valid and non-valid records.

Nord Pool Spot Prices.Rename fields to Date and Hours

Rename each column to its corresponding hour, rename date column.

Nord Pool Spot Prices.Replace comma with dot

Replace comma with point.

Nord Pool Spot Prices.Data Analyzer

Node for analyzing data, verify strings, floats, integers etc.

1.2 Prepare and fix Nord Pool Spot Prices

Library node for filtering, renaming, offsetting NPS data.

Prepare and fix Nord Pool Spot Prices.Where Date != NULL

Node that filters out correctly formatted date records.

Prepare and fix Nord Pool Spot Prices.Pivot - Names To Data Move Hours from many fields into one field

Node for merging hourly columns into one column with a corresponding hourly value.

Prepare and fix Nord Pool Spot Prices.Rename fields NPS and Hours etc

Node for renaming columns into correct names.

Prepare and fix Nord Pool Spot Prices.Date is not equal to NULL

Node for filtering out the dates with correct format(not NULL).

Prepare and fix Nord Pool Spot Prices.Filter + offset year

Node for adding offset year from the parameter 'offsetYear'. If offsetYear is set to 0, then the matching NPS prices are used for the later monetary calculations. If offsetYear=1 then last years NPS data is used to match, etc. E.g. offsetYear = 0 => 2012 = 2012, offsetYear =1 => 2012 = 2011, offsetYear =2 => 2012 = 2010 etc.

1.3 Tariff Data

Node for reading xls-file with tariff data. The xls consists of one line with tarriffs for:wind=>distribution, regional => distribution and consumer tariffs.

Tariff Data.Tariffs

Read xls-file with tariffs.

Prepare and fix Tariff Data

Node for verifying that data is in the correct format.

Dummy Input

A dummy node for generating 11 records which each represents payback year 0-10.

1.4 Read feeder data

Node for reading and formatting data from feeder T1 and T2. Calculates 10min values into hourly values, adds a boolean variable for summer/normal time etc.

Read feeder data.SlutarpT1

Reads xls-data for SlutarpT1.

Read feeder data.Handle summer/winter time

Node for handling the summer/winter time. Adds a boolean variable for each timestamp that are in summer/normal time. Note that it is only implemented for year 2011 atm.

Read feeder data.Hourly average from 10min values

Calculates hourly average from 10min observation.

Read feeder data.SlutarpT2

Reads xls-data for SlutarpT2.

Read feeder data.Handle summer/winter time

Node for handling the summer/winter time. Adds a boolean variable for each timestamp that are in summer/normal time. Note that it is only implemented for year 2011 atm.

Read feeder data.Hourly average from 10min values

Calculates hourly average from 10min observation.

Read feeder data.Concatenate data

Concatenates the two data-tables from T1 and T2.

Read feeder data.Filter out duplicate values

Calculates the total flow through the feeder by aggregating data from T1 and T2.

Read feeder data.Fix normal/summertime

Calculates the corresponding normal time for all the records in the table.

1.5 Dummy Input

A dummy node for generating 11 records which each represents payback year 0-10.

Read Wind data

Node for reading and formatting wind production data.

Read Wind data.Replace and format indata, handle summer/winter time

Node for reading and formatting the wind production data. A boolean is added if the corresponding timestamp is in normal or summer time.

1.6 Consumption Calculation

Node for merging consumption and feeder data.

Consumption Calculation.Join Feeder and Wind Values

Node for merging feeder(consumption) data and wind power production. The total consumption is calculated as: $\text{Consumption}_t = \text{Feeder}_t + \text{Wind}_t - \text{Losses}_t$

Consumption Calculation.Write Calculated Consumption

Node for storing the calculated consumption.

Consumption Calculation.Write Calculated Consumption.Calculated Consumption

Write the consumption per timestamp to a LavaStorm DB file.

1.7 Apply Wind Factor

Node for applying user specified parameter 'windFactor' to the time series of wind power production.

1.8 Wind revenue

Node for calculating the income to the net-owner from wind producers.

Wind revenue.Find Max MWh Per Month

Find the maximum wind power produced for each month, this sets the power tariff.

Wind revenue.Add Max MWH Wind to every record

Adds the found maximum wind power produced from the previous node to every record.

Wind revenue.Extract all years with records.

Parses every unique year with data.

Wind revenue.Calculate Hours In Year, Month Incl. Leapyear

Node for calculating the number of hours for the corresponding month, year for each record.

Wind revenue.Join data with tariffs

Joins data with the tariff data.

Wind revenue.Modify Tariffs Field Types

Rename the names of the tariffs.

Wind revenue.Join data and tariff-data.

Node for joining the two tables of data; usage/wind and tariffs.

Wind revenue.Parse the unique month/years

Node for parsing the unique year and month.

Wind revenue.Calculate Hours In Year, Month Incl. Leapyear

Node for calculating the number of hours in a given month/year.

Wind revenue.Join inner over year/month

Node for joining tables over year/month.

Wind revenue.Calculated costs/income from wind power.

Node for calculating power fee income, annual fee income, and transmission fee.

1.9 Load calculated Consumption

Node for reading the calculated consumption(see node 'Consumption Calculation').

1.10 Net/Gross feeder

Calculate net and gross feeder flow from user specified parameters 'feederLossPct' etc.

Net/Gross feeder.Pre-Storage Calculation for feeder flow

Node the calculates the feeder-flow from wind power production and the calculated consumption.

Acq. ES flow from STRI.BatteryFlow.xls load

Node for reading the calculated flow from the energy storage conducted by STRI.

Acq. ES flow from STRI.Change sign of charge/Discharge + date

Inverse the calculated flow from calculated STRI data. Charge = negative flow, discharge = positive flow in later equations.

1.11 Determine which days STRI flow is applied

Node determines which days are utilized by STRI calculations.

Black flag days before STRI flow are used

Since STRI days or the days before STRI days are not available for arbitrage flow/charge/discharge, these needs to be black flagged via a boolean variable. This nodes determines which days that are black flagged.

1.12 Join black flagged days with original data table.

Merge the tables with the determined days with(or without) black flag.

1.13 Merge feeder flow and STRI energy storage data

Node that merges the STRI batteryflow data and the calculated feeder flow.

1.14 Remove duplicates

Removes duplicates from the record table.

1.15 Excl storage

Node for calculations without energy storage. (BAU)

Excl storage.Cost Transformer

Calculates the transformer cost for the distribution grid-owner.

Excl storage.Cost Transformer.Find Max MWh Per Year

Find maximum flow for each year through transformer.

Excl storage.Cost Transformer.Add Max MWH Feeder

Adds previously determined maximum annual flow through transformer to the table.

Excl storage.Cost Transformer.Add Year Hours

Calculates the number of hours for a specific year, month.

Excl storage.Cost Transformer.Add Year Hours.Calculate Hours In Year, Month Incl. Leap year

Calculate the number of hours for a unique month, year.

Excl storage.Cost Transformer.Add Year Hours.Join Inner

Joins tables with hours for each unique year, month and tariff data.

Excl storage.Cost Transformer.Modify Transmission Field Types

1.16 Rename tariff names.

Excl storage.Cost Transformer.Join Inner

Joins feeder and tariff data.

Excl storage.Cost Transformer.Add Month Hours

Calculates and adds the number of hours for a unique year, month.

Excl storage.Cost Transformer.Add Month Hours.Agg Ex

Node for filtering out each unique month, year in the time series data.

Excl storage.Cost Transformer.Add Month Hours.Calculate Hours In Year, Month Incl. Leap year

Calculates the number of hours for each unique month, year

Excl storage.Cost Transformer.Add Month Hours.Join Inner

Merges table with data and table with number of hours for each unique month, year.

Excl storage.Cost Transformer.perform calculation

Calculates the total cost for the energy flow through the feeder consisting of the following components:annual fee power fee transmission fee cost of lost energy

Excl storage.Revenue Consumers

Node for calculating the revenue for the distribution grid-owner from the consumer consumption.

Excl storage.Revenue Consumers.Modify Transmission Field Types

1.17 Rename tariff name columns.

Excl storage.Revenue Consumers.Find Max MWh Per Month

Finds the maximum consumption per customer per year.

Excl storage.Revenue Consumers.Add Max MWH Feeder

Adds the largest consumption and merges it with the table with the data.

Excl storage.Revenue Consumers.Join Inner

Joins tariffs and consumption data.

Excl storage.Revenue Consumers.Calculate consumer revenue.

Performs customer revenue calculations.

Excl storage.Calculate Total Revenue

Node for calculating the sum of costs/benefits from consumer revenue, transformer cost and wind power revenue.

Excl storage.Calculate Total Revenue.Join Inner

1.18 Joins tables.

Excl storage.Calculate Total Revenue.Join Inner

Joins tables.

Excl storage.Calculate Total Revenue.Calculates total revenue

Calculates total revenue according to the following equation:total revenue = revenue consumers - cost transformer + revenue wind power

1.19 Incl storage

Node for energy storage calculations.

Incl storage.Add yr, mt columns

Adds two column fields for each record(year, month)

Incl storage.Join Inner

Node that joins two tables(NordPool Spot prices and feeder data)

Incl storage.Delete duplicates

Node that delete duplicates.

Incl storage.Storage Calculation(incl. capacity)

Node that performs the energy storage calculations. The user specifies various ES properties via the use of parameters: dischargeEfficiency, storageHourlyLimit, dischargeCapacityLimit, storageCapacityLimit, chargeEfficiency.

This node charges/discharges the ES and keeps track of the cost of charge/discharge by using the NPS data and the corresponding volume of energy in/out of the ES. The algorithm is: IF HOUR $\geq$ 0 AND HOUR $\leq$ 6 then CHARGE else if HOUR $\geq$ 7 AND HOUR $\leq$ 9 DISCHARGE else if HOUR $\geq$ 12 AND HOUR $\leq$ 14 DISCHARGE else if HOUR $\geq$ 17 AND HOUR $\leq$ 19 DISCHARGE end if

Incl storage.Cost Transformer

Calculates the transformer cost for the distribution grid-owner.

Incl storage.Cost Transformer.Find Max MWh Per Year

Node for filtering out the highest feeder flow for a given year.

Incl storage.Cost Transformer.Add Max MWH Feeder

Add the highest feeder flow to the original table.

Incl storage.Cost Transformer.Add Year Hours.Filter out each year of the TS

Filters out each unique year from the table.

Incl storage.Cost Transformer.Add Year Hours.Calculate Hours In Year, Month
Incl. Leapyear

Calculates the number of hours for a unique year, unique month.

Incl storage.Cost Transformer.Add Year Hours.Join Inner

Join tariff data and the feeder data.

Incl storage.Cost Transformer.Modify Transmission Field Types

Renames column names.

Incl storage.Cost Transformer.Join Inner

Node for joining the tariff data, feeder data and maximum flow per year data.

Incl storage.Cost Transformer.Add Month Hours

Node for adding month hours to the table.

Incl storage.Cost Transformer.Add Month Hours.Find unique month, year

Node for filtering out each unique year and month in the data.

Incl storage.Cost Transformer.Add Month Hours.Calculate Hours In Year, Month
Incl. Leapyear

Node for calculating number of hours in a specific month, year.

Incl storage.Cost Transformer.Add Month Hours.Join Inner

Join data with the number of hours in a year, month.

Incl storage.Cost Transformer.Perform calculations

Node for calculating the cost of power fee, annual fee and transmission fee.

Incl storage.Revenue Consumers

Node for calculating the revenue for the distribution grid-owner from the consumer consumption.

Incl storage.Revenue Consumers.Modify Transmission Field Types

Rename column(tariffs) names.

Incl storage.Revenue Consumers.Find Max MWh Per Month

Find the maximum consumption flow during a year.

Incl storage.Revenue Consumers.Add Max MWH Feeder

Adds the maximum found consumption from the previous node to the table.

Incl storage.Revenue Consumers.Join Inner

1.20 Join tariffs and data table.

Incl storage.Revenue Consumers.Perform revenue calculations.

Performs the revenue from consumption:power fee, annual fee and transmission fee.

Incl storage.Calculate Total Revenue

Node for calculating the sum of costs/benefits from consumer revenue, transformer cost and wind power revenue.

Incl storage.Calculate Total Revenue.Join Inner

Joins tables.

Incl storage.Calculate Total Revenue.Join Inner

Joins tables.

Incl storage.Calculate Total Revenue.Join Inner

Joins tables.

Incl storage.Calculate Total Revenue.Calculate total revenue

Calculates the total revenue according to the following equation:total revenue = total revenue - total costs + total wind revenue

Calculate Difference in Revenue BAU/E(OBS EJ FUNGERANDE ATM! Se month/year issue)

Node for calculating the difference between the Energy Storage setup and the BAU setup

Calculate Difference in Revenue BAU/E(OBS EJ FUNGERANDE ATM! Se month/year issue).Join Inner

1.21 Joins ES and BAU tables

Calculate Difference in Revenue BAU/E(OBS EJ FUNGERANDE ATM! Se month/year issue).Calculate difference in revenue

1.22 Calculates the difference for each hour between BAU and ES.

Calculate Annual Revenue.Calculate revenue per year

Node that calculates the net revenue(ES - BAU_revenue) for n number of hours. Then the number of hours are divided with 8760 to yield an estimated annual revenue.

Calculate Annual Revenue.Join Inner

1.23 Merge dummy data with revenue data.

Join payback data with revenue data

Node for merging the dummy data table and the simulated revenue data.

1.24 Calculate net revenue

Node for calculating the net revenue(revenue - annual costs due to interest etc)

calculate NPV and Breakeven.Calculate cost stream and break even

Node for calculating the net revenue stream for every year.

calculate NPV and Breakeven.find break even cost

Node for calculating the breakeven* cost.* Breakeven cost is the cost where the investment, interest rate and revenue sum each other out.

calculate NPV and Breakeven.Join Inner

1.25 Merge table with Break even cost.

calculate NPV and Breakeven.Sort

Sort by payback year.

calculate NPV and Breakeven.Calculation for break even

perform revenue stream with BreakEven investment to verify(should be 0 at year 10).

calculate NPV and Breakeven.Join Inner

Join tables.

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se



Ekonomiska kalkyler

Elforsk rapport 12:44 – Bilaga 6



Pia Borg

Augusti 2012

ELFORSK

Ekonomiska kalkyler

Elforsk rapport 12:44 – Bilaga 6

Förord

Denna bilaga är en delrapport i förstudien kring det energilager Falbygdens Energi studerat i projektet – Energilager anslutet till vindkraft. Den övergripande rapporten sammanfattar och knyter samman de olika delrapporterna.

Bilagan är framtagen av Falbygdens Energi AB, Pia Borg,
pia.x.borg@goteborgenergi.se

Sammanfattning

De framräknade investeringskostnaderna från affärsmodellerna ligger till grund för en översiktlig jämförelse mellan batterilager, energilagringlösning och alternativ till energilager. Syftet med att redovisa olika kalkyler är att visa den ekonomiska skillnaden som finns om man väljer mellan att investera i batterilager, i vätgaslager eller med traditionell nätplanering.

Det är två affärsmodeller som här redovisas. Förutom indata från delrapporten, *"Affärsmodeller energilager"*, har beräkningar även gjorts beträffande några ytterligare batterilager. Syftet med detta är att jämföra batterilagret som är cyklat per dygn med ett vätgaslager som har cyklats per månad. Där har man använt samma tidsperiod, av 7 månader, och spotpriser. Det är historiska spotpriser från Nord Pool Spot som har använts i alla beräkningar. Resultatet skulle med all sannolikhet bli något helt annat om man simulerade lagret för andra tillämpningar eller affärsmodeller, än vad som har redovisats här.

Då energilager fortfarande är i en utvecklingsfas, är det naturligt med höga investeringskostnader. Energilager har vissa fördelar som inte traditionell nätplanering har t ex möjligheten att jämna ut och balansera vindkraftens intermittenta elproduktion eller fungera som reservkraft i det lokala nätet. Man bör inte enbart titta på vilken investeringskostnad som respektive lösning medför, utan även på vilken funktion för nätet man önskar.

Om man väljer att installera ett batterilager krävs ändå en viss ombyggnad av transformatorstationen för att ansluta vindkraftverken. Det måste finnas utrymme i fördelningsstationen och kablar måste dras mellan vindkraftverken och stationen. Ett energilager kan reducera kostnaden för transformatorer, men inte för de övriga kostnaderna. Ett energilager är en dyrare investering än vad uppgradering av en transformator i dagsläget.

Ur en nätägars perspektiv är troligtvis den enklaste lösningen idag att genom avtal med vindkraftsproducenten ha möjlighet att styra ned elproduktionen. Det är sällan som maximal vindproduktion i kombination med låga laster inträffar. Under de få tillfällen det ändå sker under ett år, ska man kunna styra ned produktionen, vilket ger den lägsta investeringskostnaden utav dessa alternativ.

Om det i framtiden kommer att visa sig vara nödvändigt med någon typ av energilagerlösning, för att upprätthålla stabila elleveranser och god spänningskvalitet i de lokala näten. En av alla frågor som inte finns besvarad här vem ska betala för eventuella investeringar av energilager? Är det nätägaren? Vindkraftsproducenten? Staten? Eller är det kanske EU?

Summary

The calculated investment costs of the used business models makes the platform basis for a general comparison of battery storage, other energy storage solution and alternatives to energy storage. The purpose of presenting various calculations is to show the economical differences when choosing between investing in battery storage, hydrogen gas storage or with traditional network planning investments.

There are two business models reported here. In addition to input from the report, "Affärsmodeller energilager", calculations have also been made with different setups of a battery storage. The same time period of 7 months, and spot prices has been used. The purpose is to compare the battery storage which is cycled per day with a hydrogen gas storage that is cycled per month. Historical spot prices from the Nord Pool spot market has been used in all calculations. The result would probably be very different if the battery storage was simulated for other applications or business models, than those that have been reported here.

As energy storage is still in the development phase, it is quite natural with high investment costs. Energy storage has some advantages compared to traditional grid planning, for example, the ability to even and balance the wind power's intermittent production or serve as backup to the local grid. One should not only look at the investment cost that each solution entails, but also what function is desired in the grid.

If one chooses to install a battery storage some rebuilding of the substation is still required to connect the new wind turbines. There must be space in the distribution station and cables must be drawn between the wind turbines and the station. Battery energy storage can reduce the cost of transformers, but not to the rest of the costs. The investment in energy storage is currently more expensive than upgrading a transformer.

From a grid operator's perspective the easiest solution today is probably to reach agreement with wind power producer the ability to curtail the production of electricity. There is low probability of maximum wind production in combination with low loads. During the few times it does occur in a year, one should be able to reduce production, which provides the lowest overall cost out of the studied options.

If in the future it will prove to be necessary with some type of energy storage solution, to e.g. maintain stable electricity supply and good power quality in the local grids, then one of all questions that remains is who should pay for investments? Is the network owner? The wind power producer? The state? Or is it perhaps the EU?

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Avgränsningar	1
2	Batterilager	2
2.1	Kapacitet och Priser.....	2
2.2	<i>Affärsmodell Nätägare</i> , kostnader och intäkter.....	2
2.3	<i>Affärsmodell Balanskraft</i> , kostnader och intäkter.....	4
2.4	Resultat	5
3	Traditionell nätplanering	6
3.1	Kostnader	6
3.2	I anslutningspunkt 1 – energilager i en fördelningsstation	7
3.3	I anslutningspunkt 2 – energilager i direkt anslutning till vindkraftspark ..	8
3.4	I anslutningspunkt 3 – energilager till en svagare punkt längre ut i distributionsnätet	8
3.5	Resultat	9
4	Vätgaslager	11
4.1	Kapacitet och Priser.....	11
4.2	Kostnader och intäkter.....	11
4.3	Resultat	13
5	Ekonomisk jämförelse	14
5.1	Ekonomisk kalkyl batterilager	14
6	Referenser	16
	APPENDIX A.	1
	Tabeller batterilager (Sweco)	1
	APPENDIX B.	1
	Tabeller traditionell nätplanering (Fenab)	1
	APPENDIX C.	1
	Tabeller vätgas (Vätgas Sverige)	1
	APPENDIX D.	1
	Tabeller batterier och vätgas (Sweco)	1
	APPENDIX E.	1
	Tabeller ekonomiska kalkyler	1

1 Inledning

Denna aktivitet, **Ekonomiska kalkyler** är en delrapport och ingår i Elforsks projekt *"Förstudie Energilager anslutet till vindkraft"*. Den här rapporten innehåller främst en ekonomisk jämförelse mellan investering av batterilager och traditionell nätplanering. Traditionell nätplanering är det alternativ som hittills har använts av nätbolagen i Sverige för att ansluta mer vindkraft till elnätet.

Energilager beroende av vilken lagringsmedia eller teknik som tillämpas har olika funktioner och användningsområden. I den här rapporten är det batterilager och dess nytta för vindkraft som i huvudsak har behandlats. Men energilager som består av vätgas och bränsleceller har andra för- och nackdelar än batteritekniken. Då vissa av fördelarna också kan vara av intresse för vindkraftsutbyggnaden, ingår även en ekonomisk jämförelse mellan batterilager och vätgaslager med bränsleceller i rapporten.

Här ingår de intäkterna och kostnaderna som är framräknade i affärsmodeller för batterilager i delrapporten *"Affärsmodeller energilager"*, Sweco Energiguide har även gjort beräkningar för vätgaslager. Kalkyler för traditionell nätplanering är sammanställd av Falbygdens Energi. Övriga faktauppgifter är hämtade från delrapporterna *"Förutsättningar för Energilager i lokalnät"* och *"Teknisk dimensionering – exempel"*.

1.1 Avgränsningar

De antaganden och förslag på lösningar som granskas i denna förstudie är anpassade för just detta specifika nät. Rapporten utger sig inte för att vara generell för hur alla nätbolag i Sverige skulle hantera de frågeställningar kring nyanslutning av vindkraftverk som presenteras här. Förutom i kapitel 5.1, Ekonomiska kalkyler batterilager, bygger alla simuleringar och beräkningar på historiska spotpriser. Det medför att den beräknade lönsamheten med all sannolikhet är högre än vad den skulle vara i verkligheten, då man dygnet innan ska välja vilka timmar som troligtvis har det lägsta spotpriset respektive det högsta spotpriset.

Den ekonomiska redovisningen angående batterilager är hämtad från delrapporten *"Affärsmodeller energilager"*, där två olika affärsmodeller är redovisade. Vid en annan tillämpning och styrning av batterilagret, än de som här är redovisade, skulle troligtvis det ekonomiska utfallet bli något annat.

I förstudien har inte något ekonomiskt pris antagits eller beräknats för de olika tillämpningar som finns för ett batterilager. Tillämpningar som ökad acceptansgräns, minskade nätavgifter, kapacitetsutjämning, minskade förluster och reservkraft vid avbrott. I affärsmodellen Nätägare, har man tagit med att energilagret har minskat själva överföringskostnaden till det överliggande nätet men inte att tariffen har påverkats, som i detta fall borde ha minskats. I affärsmodellen Nätägare har man även räknat in den ökande inmatningstariff som fler vindkraftverk i nätet skulle medföra.

Batterilager och vätgaslager har inte cyklats på samma sätt i beräkningarna, batterilager per dygn och vätgas per månad. Detta för att se vad det ekonomiska utfallet skulle bli inom respektive lagertyps förväntade användningsområde.

2 Batterilager

De batterilager som rapporten omfattar består i huvudsak av Litium-jon batterier (Li-jon), en omriktare, kraftelektronik, övervakningssystem och skyddsutrustning. De nätnyttor som främst pekas ut för energilager av denna typ är, att lagren kan cyklas för att ge en ökad acceptansgräns i nätet, att man kan få minskade nätavgifter mot överliggande nät, att man kan kapacitetsutjämna och balansera elproduktion från intermittenta energikällor, att man kan minska nätförluster och att energilager kan användas som reservkraft vid avbrott[3]. Det går också att använda lagret till elhandel, dvs att köpa el på spotmarknaden när den är billig, lagra den i batterilagret och sedan sälja den när spotmarknadspriset är dyrare. Det är tre olika simuleringsfall som här har genomförts, ett när lagret använts främst för nätnytta och två olika fall när lagret använts för elhandel på spotmarknaden [1].

2.1 Kapacitet och Priser

I tabellen nedan har uppskattade investeringskostnader för fem olika storlekar på batterilager redovisats.

Tabell 1. Uppskattade cirkapriser för några olika storlekar på batterilager, maj 2012[1].

Energilager	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5
Kapacitet (MWh)	2,4	4	6	10	45
Investerings- kostnad (KSEK)	27 220	39 060	56 700	88 200	283 500

Det finns än så länge endast några få leverantörer av batterilager på marknaden. Det är kostnaden för batterierna som är den största enskilda kostnaden för ett energilager med batterier av typen Li-jon. I beräkningarna här ingår inga kostnader för underhåll eller några kostnader för slitage av batterier. Anslutningsavgifter till elnätet ingår heller inte.

2.2 Affärsmodell Nätägare, kostnader och intäkter

I tabell 2 nedan redovisas resultat från beräkningar när energilagret används enligt Affärsmodellen Nätägare, dvs att energilagret i första hand används till nätnytta som här är att öka acceptansgränsen med avseende på överlast i det lokala nätet. Lagret laddas när vindkraftsproduktionen är hög och laddas ur så fort som det är möjligt för att åter kunna laddas vid nästa topp av vindkraftens elproduktion. De dagar som lagret inte har använts för att öka acceptansgränsen har man försökt att köra lagret så att man har minskat överföringskostnaden mot regionnätet. I tredje hand har batterilagret under dessa dagar också använts för elhandel på spotmarknaden [1][4].

I resultatet år 0 i tabell 2 för affärsmodellen ingår som:

Intäkter:

- ✓ Lägre kostnader i anslutningen mot regionnät p.g.a. lägre mängd överförd energi, = 2,5 öre/kWh för i energilagret buffrad energi som förbrukas inom eget nät.
- ✓ Högre intäkter från inmatningstariffer från vindkraft = inmatning på lågspänning 2,4 öre/kWh på buffrad energi som förbrukas i eget nät.
- ✓ Intäkter från försäljning av el på spotmarknaden.

Kostnader:

- ✓ Investeringskostnaden för batterilagret, inköpspris, avskrivningstid 10 år och kalkylränta 6 %.
- ✓ Driftskostnader, här främst energiförluster vid i- och urladdning samt övrig utrustning i själva lagret ca 15 %. (Vid köp max laddning per timme + lagrets verkningsgrad/2. Vid urladdning så säljs max urladdningskapacitet per timme in - lagrets verkningsgrad/2).
- ✓ Kostnader för inköp av el på spotmarknaden.

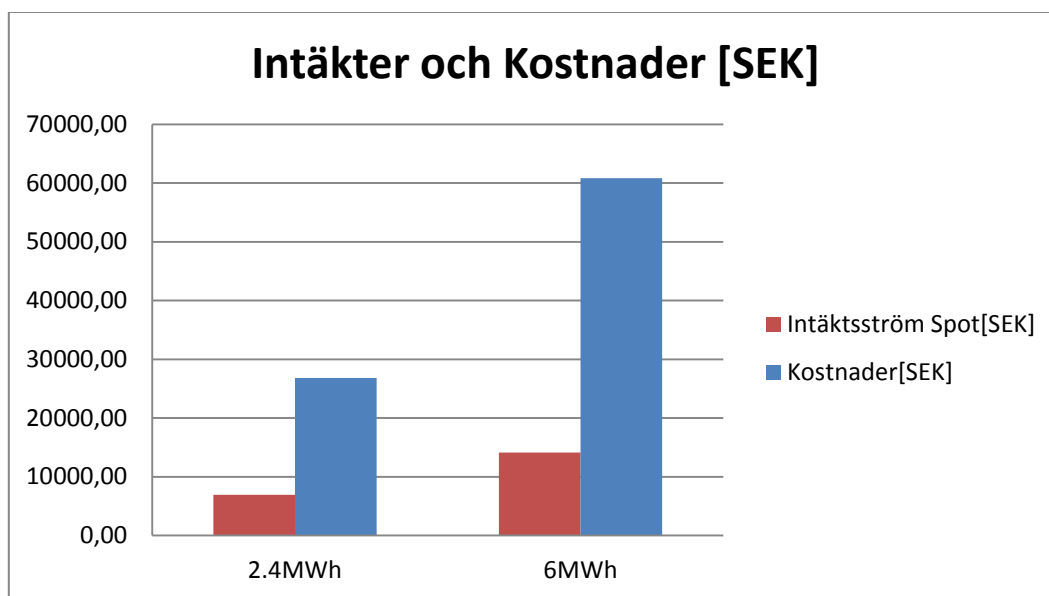
Tabell 2. Resultat år 0 för affärsmodell Nätägare [1].

Energilager	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5
Kapacitet (MWh)	2,4	4	6	10	45
Effekt laddning (MW)	2	1,2	5	3	14
Effekt urladdning (MW)	0,3	0,2	0,6	0,6	3
Resultat år 0 (KSEK)	-3 794	-5 665	-8 368	-12 780	-41 372

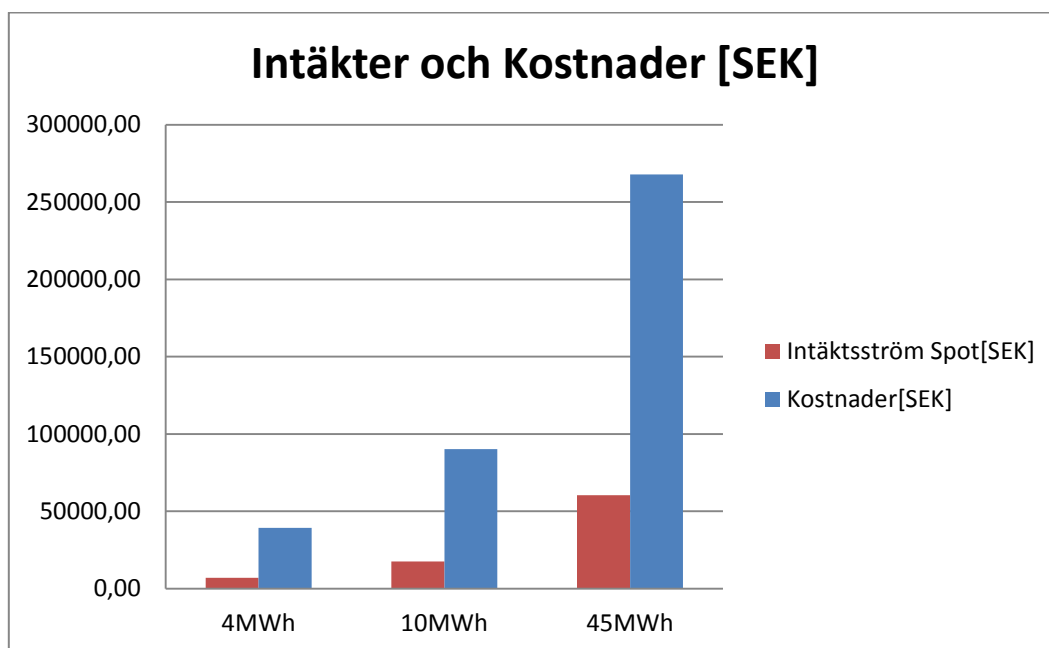
Då köp och försäljning på spotmarknaden har en underordnad betydelse i den här affärsmodellen innebär det att under dessa 8 månader är resultaten för elhandeln negativt, se tabell 3. Man har här köpt el till spotpriset när vindkraften har producerat som mest och bara använt lagret för att köpa och sälja el på spotmarknaden när lagret inte har behövs till att öka acceptansgränsen eller minska överföringskostnaderna mot överliggande nät.

Tabell 3. Kostnader/intäkter på spotmarknaden för batterilager under tidsperioden 2011-03-14 till 2011-11-13. APPENDIX A.

Energilager	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5
Kapacitet (MWh)	2,4	4	6	10	45
Intäkter spot (KSEK)	6,921	6,877	14,143	17,414	60,294
Kostnader spot (KSEK)	26,843	39,318	60,834	90,234	267,900
Resultat Spot (KSEK)	-19,922	-32,441	-46,691	-72,820	-207,606



Figur 1. Diagrammet visar intäkt och kostnad på spotmarknaden för två storlekar batterilager under tidsperioden 2011-03-14 till 2011-11-13. APPENDIX A.



Figur 2. Diagrammet visar intäkt och kostnad på spotmarknaden för tre olika storlekar batterilager under tidsperioden 2011-03-14 till 2011-11-13. APPENDIX A.

2.3 Affärsmodell Balanskraft, kostnader och intäkter

I affärsmodellen *Balanskraft* ingår kostnaden för inköp av el och försäljning av el på spotmarknaden, i kostnader är även förluster inräknat. Beräkningarna bygger på att hela batterilagrets kapacitet laddas och laddas ur under en timme, max en cykling per dygn. Det är historiska spotpriser som beräkningarna bygger på och det är dygn med en prisskillnad på minst 15 % mellan lägsta och högsta timpris som ingår [1].

Här har beräkningarna genomförts med spotpriser från 8 månader under 2011.

Tabell 4. Kostnader/intäkter på spotmarknaden för batterilager under tidsperioden 2011-03-14 till 2011-11-13[1].

Energilager	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5
Kapacitet (MWh)	2,4	4	6	10	45
Intäkter spot (KSEK)	201	335	502	836	3 764
Kostnader spot (KSEK)	146	244	366	610	2 747
Resultat spot (KSEK)	54	90	136	256	1 017
Investerings-kostnad (KSEK)	27 220	39 060	56 700	88 200	283 500

Vid en jämförande beräkning som har utförts på samma sätt som i tabell 4 för tre olika lagerstorlekar, men med spotpriser från 7 månader under 2012, är resultatet liknande.

Tabell 5. Resultat för beräkningar av batterilager under perioden 2012-01-01 till 2012-07-31. APPENDIX D.

Energilager	Typ 1	Typ 2	Typ 5
Kapacitet (MWh)	2,4	4	45
Resultat spot (KSEK)	53	88	991

I den här beräkningen har man antagit att lagret laddas och laddas ur under en timme, det skulle i så fall innebära en nätanlutning på 45 MW för det största lagret, vilket skulle vara ett problem. Stora effekter som 45 MW gå inte att ansluta i det lokala exempelnet, utan energilagret skulle kräva en egen anslutning till regionnätet.

2.4 Resultat

Resultatet för affärsmodellen *Balanskraft* visar på att det finns en liten större möjlighet till lönsamhet med denna affärsmodell än för affärsmodellen *Nätägare*, trots att det inte ingår några intäkter från handel på balansmarknaden. När man använder lagret i första hand för nätnyttan och i sista hand till att köpa och sälja el är intäkterna mindre än när man i första hand använder lagret för elhandel.

Det är svårt att jämföra de olika affärsmodellerna helt rättvist. I affärsmodellen *Nätägare* har man, förutom överföringskostnad mot överliggande nät och intäkter från vindkraftsanslutningar, inte antagit någon ekonomiskt intäkt för de olika tillämpningar som bl.a. beskrivs i delrapporten "Förutsättningar för Energilager i lokalnät". Tillämpningar som ökad acceptansgräns, minskade nätavgifter, kapacitetsutjämning, minskade förluster eller nyttan av att ha reservkraft vid avbrott.

Då energilager fortfarande är i en utvecklingsfas, är det naturligt med höga investeringskostnader. I likhet med all ny teknik är kostnaderna initialt mycket stora men den brukar sjunka med tiden. Det som också påverkar den ekonomiska kalkylen är att med dagens spotpris är skillnaden mellan inköpspris och säljpris för liten för att det ska vara lönsamt att investera i batterilager.

Men man kan kanske inte enbart titta på vilken investeringskostnad och vilken lönsamhet som batterilager innebär, man bör kanske även titta på vilken funktion för nätet man önskar. Energilager har vissa fördelar som inte traditionell nätplanering kan lösa t ex möjligheten att jämna ut och balansera vindkraftens intermittenta elproduktion eller fungera som reservkraft i det lokala nätet.

3 Traditionell nätplanering

Med traditionell nätplanering menas här att man byter till grövre kablar, ledningar och större transformatorer osv för att förstärka nätet och möjliggöra mer vindkraftsproduktion i nätet. Genom att kyla (fläkta upp) transformatorer kan man uppskattningsvis öka kapaciteten med ca 30 %. Genom att utöka antalet steg i lindningskopplare kan man även förbättra spänningskvaliteten [3]. Det är på detta sätt som Falbygdens Energi Nät (Fenab) och andra nätbolag hittills har löst uppkomna problem med kapacitetsbrist och för att erhålla rätt spänning i elnätet.

Acceptansgränsen (eng. hosting capacity limit) är den gräns som anger hur mycket distribuerad generering (här vindkraft) som skulle kunna anslutas till näten med bibehållen accepterbar elkvalitet[2]. I de beräkningar som har gjorts, angående acceptansgräns, har man utgått från tre olika anslutningspunkter i ett elnät. Acceptansgränsen har sedan legat till grund för dimensioneringen av batterilager. Utav dessa tre anslutningspunkter har beräkningar och dimensionering av energilager genomförts i två av anslutningspunkterna.[4]

3.1 Kostnader

Beräkningarna baseras på uppskattade kostnader och priser vilka är hämtade från 2012 års Kostnadskatalog Ebr¹ samt från en leverantör, ABB. Fenab beräknar anslutningsavgiften på faktiska kostnaden för anslutningen.

Detta innebär att vindkraftsproducenten får betala de ledningar som måste byggas plus en proportionell del av kostnader för bakomliggande nät.

$$A = F + P$$

$$P = E/K \times I$$

A = Anslutningsavgift total (SEK)

E = Anslutande effekt (MW)

F = Faktiska kostnader (SEK)

K = Effekt transformator (MW)

P = Proportionell kostnader (SEK)

I = Investeringskostnad (SEK)

Den proportionella delen kan vara en del av transformeringskapacitet. Om nätbolaget t ex ökar kapacitet med 20 MW för 10 mkr och ansluter 6 MW till en park tar man med $6/20 \times 10 = 3$ mkr i anslutningsavgiften.

Den proportionella delen kan också vara att man förstärker en matningsledning för konsumtion, ett vanligt fall är att lägga 240 mm² kabel i stället för 95 mm², dvs. 2,5 ggr större kapacitet än vad som bara konsumtion skulle krävt. Proportionell andel kostnad för vindkraft blir då $(240-95)/240$ d.v.s. ca 60 % av förstärkningskostnaden för ledningen.

Det förekommer också tillfällen där man nyss byggt om nätet men måste förstärka pga. ny vindkraftsanslutning, då får vindkraftsproducenter betala hela den faktiska investeringskostnaden.

¹ Kostnadskatalog, Lokalnät 0,4 – 24 kV samt optionät, P2 och P1.
<http://www.svenskenergi.se/sv/Vi-arbetar-med/Nat/EBR/>

3.2 I anslutningspunkt 1 – energilager i en fördelningsstation

Vid en 40/10 kV distributionstransformator är anslutningspunkten på 10 kV sidan. Stationen innehåller 2 x 10 MVA transformatorer, men det har antagits att av driftsäkerhetskäl så används bara en transformator åt gången. Idag finns 12.25 MW vindkraft installerad. Nuvarande acceptansgräns är strax under 14 MW.

Här har man antagit att den totala vindkraftsproduktionen ökas från 12,25 MW till 19 MW för att se hur ett batterilager kan öka acceptansgränsen och därmed möjliggöra mer vindkraftsproduktion.

Den beräknade kostnaden för själva anslutningen av 6,0 MW vindkraft till den aktuella anslutningspunkten är mellan 1 367 000 kr – 1 527 000 kr. Den kostnaden omfattar anslutningsfack, kabeldragning och material från de tänkta verkens placering till transformatorstationen. Kostnaden för anslutning får vindkraftsproducenterna själva betala genom den faktiska kostnaden samt den proportionella anslutningsavgiften och är beroende av vilken lösning på kapacitetsbristen i transformatorstationen som man genomför.

Tabell 6. Framräknade kostnader för att ansluta 6,0 MW vindkraft i anslutningspunkt 1. APPENDIX B.

Anslutningspunkt 1	Pos A	Pos B
Sträcka (km)	3,4	3
Arbete & material (SEK)	360 000	398 000
Delsumma (SEK)	1 224 000	1 194 000
Kompletterande utrustning (SEK)	143 000	333 000
Kostnad (SEK)	1 367 000	1 527 000

Pos A. Anslutningen sker via närmaste matningsledning till 40/10 kV fördelningsstation. Via denna ledning är tidigare anslutet två stycken 800 kW vindkraftverk.

Pos B. Separat matningsledning till 40/10 kV fördelningsstation. Endast produktion på denna ledning.

För att klara den överlast som skulle uppstå här och för att öka kapaciteten i transformatorstationen finns det framförallt två möjliga sätt att genomföra den kapacitetsökningen på traditionellt vis.

Alternativ 1. Är det som har antagits i delrapporten "*Teknisk dimensionering – exempel*". Man tar hänsyn till driftsäkerheten och har därför alltid en transformator i reserv (N-1), vilket medför att man därför måste byta bägge transformatorerna från nuvarande 2 x 10 MVA till 2 x 20 MVA samt bygga om hela stationen. Kostnad för detta är uppskattningsvis 10 000 000 kr, enligt ABB.

Kostnaden för att ansluta 6,0 MW vindkraft skulle då bli $A = F + E/K \times I = 1367\,000 + 6,0/20 \times 10\,000\,000 = 4\,367\,000$ kr eller $A = 1\,527\,000 + 6,0/20 \times 10\,000\,000 = 4\,527\,000$ kr beroende på hur man väljer att ansluta vindkraftverken till transformatorstationen.

De anslutande vindkraftsägarna skulle med den här lösningen få betala alla de kostnader som överstiger nätbolagets egna kostnader. Med nätbolagets egna kostnader avses här de kostnader som hör samman med redan planerat underhåll samt eventuell planerad uppgradering av transformatorstationen för att nätbolaget även i framtiden ska ha en bibehållen driftsäkerhet och godkänd spänningskvalitet.

Alternativ 2. Ett annat sätt att lösa problemet med kapacitetsbristen är att använda befintlig reservtransformator i normaldriften och fördela lasten mellan dessa transformatorer. Det man då är tvungen att vidta är att skriva ett avtal med de nya vindkraftsägarna. Ett avtal som ger nätbolaget rätt att kräva reducerad drift och elproduktion från vindkraftverken vid en eventuell driftstörning i transformatorstationen, en störning som skulle medföra drift på en transformator. Vid senaste uppgradering beräknas kostnaden för transformatorerna att vara 3 000 000 kr.

Kostnaden för vindkraftsägarna att ansluta 6,0 MW vindkraft enligt alternativ 2 skulle i detta fall bli $A = F + E/K \times I = 1\,367\,000 + 6,0/10 \times 3\,000\,000 = 3\,167\,000$ kr eller $A = 1\,527\,000 + 6,0/10 \times 3\,000\,000 = 3\,327\,000$ kr beroende på hur man väljer att ansluta vindkraftverken till transformatorstationen. Vindkraftsägarna skulle med detta alternativ betala ca 1 200 000 kr mindre i anslutningsavgift men de skulle också i vissa situationer vara tvungna att reducera sin elproduktion.

3.3 I anslutningspunkt 2 – energilager i direkt anslutning till vindkraftspark

Vid en 130/20 kV distributionstransformator är anslutningspunkten på 20 kV skenan. Där är nu 16,8 MW vindkraft installerad och det finns planer på att ytterligare 53,6 MW vindkraft kan komma att anslutas. Den teoretiska acceptansgränsen här är 66,8 MW[4].

Vid en eventuell installation av 53,6 MW ytterligare 70,4 MW, är det inte det lokala nätet som är den begränsande faktorn, utan det är det överliggande regionsnätet som inte är dimensionerat för att klara den stora effekten. Totalt för hela det specifika nätområdet får installerad vindkraftsproduktion uppgå till 67 MW, i dagsläget finns det 34 MW installerad i området, vilket medför att det endast är möjligt att ansluta ytterligare 33 MW.

Ett batterilager med en effekt på ca 20 MW och som dessutom ska klara av den stora energimängd som en hög vindkraftsproduktion genererar under flera dagar, bedöms inte vara realistiskt här. Av det skälet har ingen dimensionering eller beräkning av batterilager för det lokala nätet gjorts vid anslutningspunkt 2.

Den här transformatorstationen byggdes om under 2011. Ombyggnaden kostade nätbolaget ca 37 600 000 kr och i den kostnaden ingår även nedgrävda kablar fram till den projekterade vindkraftsparken. Nätbolaget har gjort den här investeringen men tanken är att eventuella framtida anslutningsavgifter från vindkraftverk ska vara med och bekosta projektet. Om det däremot inte blir någon nyanslutning av vindkraftverk får nätbolaget själva stå för hela kostnaden.

3.4 I anslutningspunkt 3 – energilager till en svagare punkt längre ut i distributionsnätet

Här sker anslutningen längre ut i nätet på en av de tio fördelningar under fördelningsstationen som anges i anslutningspunkt 1. Det finns ingen ansluten vindkraft här idag men det finns planer på att ansluta 3 MW. Acceptansgränsen bedöms vara 1,3 MW här.

Att ansluta ett vindkraftverk på 3 MW till den närmaste punkten i nätet, skulle medföra en beräknad anslutningsavgift på ca 677 000 kr. Detta innebär dock en överbelastning av den närliggande transformatorn. En anslutning till nästa

möjliga punkt i nätet, pos A i tabell 7, skulle då innebära en kostnad på 1 910 400 för vindkraftsägaren.

En anslutning av vindkraftverket i anslutningspunkt 1, pos B i tabell 7, medför en kostnad på ca 2 050 000 kr istället.

Tabell 7. Framräknade kostnader för att ansluta 3 MW vindkraft i anslutningspunkt 3. APPENDIX B.

Anslutningspunkt 3	Pos A	Pos B
Sträcka (km)	4,8	4,3
Arbete & material (SEK)	398 000	398 000
Delsumma (SEK)	1 910 400	1 711 400
Kompletterande utrustning (SEK)	0	333 000
Kostnad (SEK)	1 910 400	2 044 400

Pos A. Anslutningen sker via närmaste möjliga anslutningspunkt, till en 40/10 kV fördelningsstation. Via denna ledning är tidigare anslutet två stycken 850 kW vindkraftverk anslutna.

Pos B. Separat matningsledning till 40/10 kV fördelningsstation. Endast produktion på denna ledning.

Kostnaden för att ansluta 3 MW vindkraft skulle bli $A = F + E/K \times I = 1\,910\,400 + 3/10 \times 3\,000\,000 = 2\,810\,400$ kr eller $A = 2\,044\,400 + 3/10 \times 3\,000\,000 = 2\,944\,400$ kr beroende på om man väljer att ansluta vindkraftverken till anslutningspunkt 1 eller 3. Då det endast är 3 MW som ansluts här påverkar det inte transformatorkapaciteten i anslutningspunkt 1.

3.5 Resultat

Genom att förstärka nätet med ny utrustning som kablar, transformatorer, ledningar o.s.v. kan kapaciteten ökas och mer vindkraft kan anslutas. Med traditionell nätplanering beräknar man anslutningsavgiften för vindkraftsproducenterna på faktiska kostnaden för anslutningen, plus proportionell den del av kostnader för förstärkning av det bakomliggande nätet som nyanslutningen belastar. Dessa kostnader får anslutande vindkraftsproducenter betala. Det är i de fall där man väljer att förstärka nätet i förväg, innan man vet om några nya vindkraftsanslutningar kommer att genomföras, som det kan bli kostsamt för nätbolaget.

Om man väljer att installera ett batterilager krävs ändå en viss ombyggnad av transformatorstationen. Det måste finnas, oavsett energilager eller inte, ledig plats för vindkraftverken i fördelningsstationen. Kablar måste dras mellan vindkraftverken och stationen. Ett energilager kan reducera kostnaden för transformatorn, men egentligen inte den övriga kostnaden. Ett energilager är en dyrare investering än vad uppgradering av en transformator är idag.

Maximal vindproduktion i kombination med låg last inträffar sällan. Om det finns avtal mellan nätbolag och vindkraftssägare som ger nätbolagen möjlighet att minska, alternativt stänga av, vindproduktionen under särskilda omständigheter (så kallad nedstyrning eller curtailment) kan en högre mängd vindkraft anslutas till nätet. Denna möjlighet har nätbolagen ofta redan idag och det är sällan vindkraftsproducenterna har rätt till ersättning.

Det man t.ex. inte kan lösa genom traditionell nätplanering är möjligheten att kapa effekttoppar och på så sett jämma ut och balansera den intermittenta elproduktionen från vindkraften. Andra exempel är att det utan energilager i

nätet är svårt att påverka de avgifter som nätbolagen betalar till överliggande nät eller att ha tillgång till reservkraft i det lokala nätet.

En fråga som inte är utredd här är, om vindkraftsutbyggnaden medför att det kommer vara nödvändigt med energilager i framtida nät, vem ska då bekosta den investeringen? EU:s klimatmål 20-20-20² är en bidragande orsak till att Europa ställer om till mer förnybar elproduktion. Ska EU vara med och bekosta utvecklingen med energilager? Eller ska kostnaden hamna hos elnätbolagen? Eller hos vindproducenterna själva?

² <http://www.energimyndigheten.se/sv/Offentlig-sektor/Tillsynsvagledning/Mal-rorande-energianvandning-i-Sverige-och-EU/>

4 Vätgaslager

Med vätgas som energilager är det investeringen av elektrolysör, som tillverkar vätgasen, och bränslecellsystemet, som omvandlar vätgas till el som är kostsamt. Detta gör att lagrets energimängd inte påverkar investeringen i lika stor grad som för exempelvis batterilager där kostnaden är mer linjär. Det som begränsar är däremot effekten, vilket gör att vätgaslager är som mest kostnadseffektivt för lager från några få timmar upp till flera månader med relativt låga effekter.

Enligt Vätgas Sverige, är en fördel med vätgaslager att det går att lagra stora mängder energi utan att kostnaderna ökar nämnvärt. För att minska risken med överbelastning och minska nätavgifter mot överliggande nät dagar då förbrukningen är låg och vindkraften producerar maximalt krävs just att stora mängder energi kan lagras under den perioden. Däremot kan det räcka med relativt liten effekt hos lagret. Praktiskt behöver man förutse framtida förbrukning några timmar framåt i tiden och behålla nödvändig kapacitet i lagret för att inte ha fyllt lagret när effekttoppen kommer.

4.1 Kapacitet och Priser

De stora kostnaderna ligger i elektrolysör och bränslecell, inte lagret, därför kan mängden energi som lagras lätt mångdubblas till ungefär samma kostnad. Kostnaden för elektrolysör, bränslecell och gaslager ingår i inköpspriset, se tabell 8.

Tabell 8. Cirkapriser för några olika storlekar på vätgaslager.
APPENDIX C.

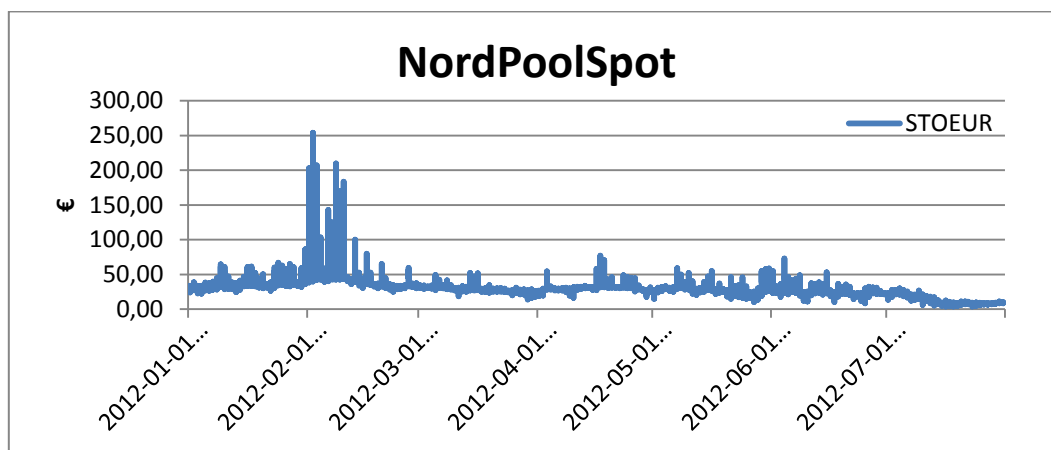
Energilager	Typ 1	Typ 2	Typ 3	Typ 4	Typ 5
Kapacitet (MWh)	2,4	4	6	10	45
Urladdningstid (h)	1,4	2,3	3,5	5,8	26,1
Aktiv effekt in (MW)	2	2	2	2	2
Aktiv effekt ut (MW)	1	1	1	1	1
Inköpspris Vätgaslager (KSEK)	54 655	55 091	55 636	56 727	66 273

I bränslecellkostnaden ingår bränslecellsystem, ställning installation, rör, kraftelektronik, containers, kyltorn, HVAC, kopplingsutrustning, kontroll och mätning, arbetskostnad.

4.2 Kostnader och intäkter

Effektiviteten i systemet sedd till enbart el är ungefär 39 % totalt för omvandling av el till vätgas och vätgas till el. Om däremot värmen kan användas från elektrolysör och bränslecell i exempelvis fjärrvärme eller annan tillämpning är effektiviteten ungefär ca 90 % i varje led, alltså 81 % totalt, enligt Vätgas Sverige. Värmen beror på vilken typ av elektrolysör och bränslecell som används och är i det breda intervallet 60-1000 grader Celsius. Om energilagret kopplas till förnyelsebar energi är däremot inte förluster kanske det viktigaste, utan om man kan ta tillvara energin överhuvudtaget.

För de beräkningar och simuleringar som har gjorts gällande vätgaslager här har spotpriser från 1 januari 2012 till 30 juli använts.



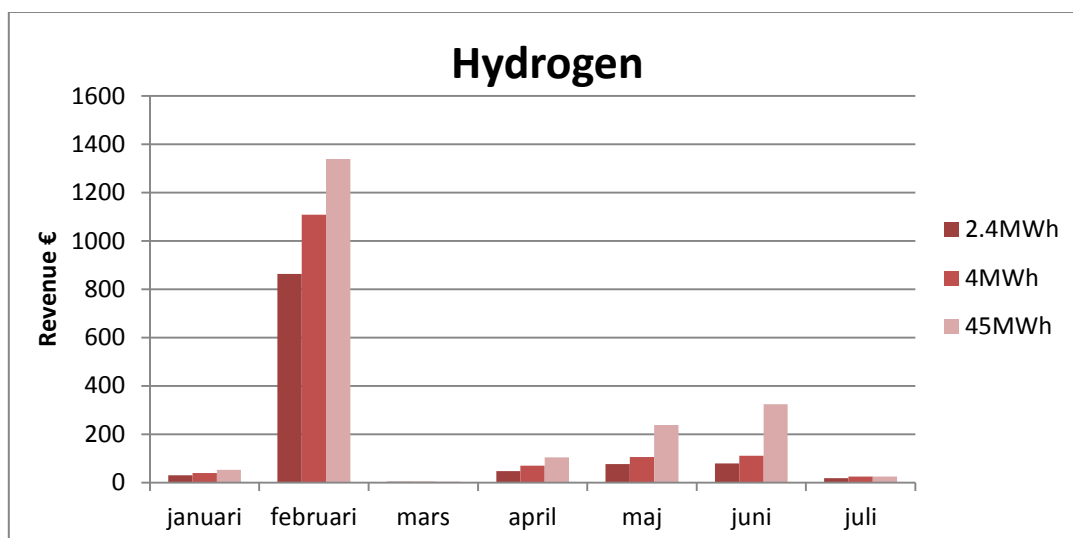
Figur 3. Nord Pools spot under perioden 2012-01-01 till 2012-07-31[11].

Beräkningarna för vätgaslager bygger på att man kan lagra energin under längre tid och optimera per månad, och inte per dygn som med beräkningarna för batterilagren. De här lagren har en ineffekt på 2 MW och en uteffekt på 1 MW. Effektiviteten för elektrolysören är 68 % och för bränslecellen 58 %. I beräkningarna ingår bara kostnaderna för inköp av el och försäljning av el på spotmarknaden, samt verkningsgraden för ur- och i laddningen av lagret. Modellen är uppbyggd som ett optimeringsproblem som tar hänsyn till förluster. Detta betyder i praktiken att lagret ej laddar/laddas ur om priset skiljer med mindre än motsvarande förlustel. Prisskillnaden mellan köp- och säljpriset motsvarar att systemets förluster täcks. Alla tre storlekarna på vätgaslager har en nätanslutning på 2 MW.

Tabell 9. Resultat för beräkningar av vätgaslager under perioden 2012-01-01 till 2012-07-31. APPENDIX D.

Energilager	Typ 1	Typ 2	Typ 5
Kapacitet (MWh)	2,4	4	45
Februari (KSEK)	7,233	9,278	11,214
Resultat (KSEK)	9,355	12,236	17,468

Resultatet fördelades mycket ojämnt mellan månaderna. I februari 2012 var skillnaden på inköps- och säljpris som störst på Nord Pool, detta medförde att den beräknade vinsten under den aktuella månaden var ca 7 233 kronor för ett lager på 2,4 MWh och det totala resultatet för de sju månaderna var 9 355 kronor. För storleken 4 MWh gav februari 9 278 kronor och för 45 MWh var resultatet 11 214 kronor, se tabell 9. Valutakurs som har används är 1 EURO = 8,37 SEK.



Figur 4. Resultat från vätgaslager fördelat per månad i Euro 2012. APPENDIX D.

En slutsats man kan dra är att skillnaden mellan högsta- och lägsta priset är av stor betydelse för intäkter från ett energilager. Om prisbilden varje månad skulle likna februari skulle resultatet under ett år vara ca 87 000 kr för ett lager av storleken 2,4 MWh, ca 111 000 kr för storleken 4 MWh och ca 135 000 för det största lagret på 45 MWh.

4.3 Resultat

Fördel med vätgaslager är att det går att lagra stora mängder energi utan att kostnaderna ökar nämnvärt. För att minska risken med överbelastning och minska nätavgifter mot överliggande nät dagar då förbrukningen är låg och vindkraften producerar maximalt krävs just att stora mängder energi kan lagras under den perioden. Däremot kan det räcka med relativt liten effekt hos lagret. Praktiskt behöver man förutse framtida förbrukning några timmar framåt i tiden och behålla nödvändig kapacitet i lagret för att inte ha fyllt lagret när effekttoppen kommer.

I ett system som använder vätgas kan el matas in samtidigt som den matas ut, vilket innebär att lagret kan användas för frekvensreglering i elnätet. Förlusterna är större i ett vätgaslager än vad det är i ett batterilager. Men om behovet är att man vill spara energi i stället för att spilla den är förlusterna kanske inte det viktigaste. Vilken lösning som är bäst bestäms av vilken funktion man vill erhålla.

Förövrigt är det samma förutsättningar för vätgaslager som för batterilager, investeringskostnaderna är höga och intäkterna från spotmarknaden är låga.

5 Ekonomisk jämförelse

Här redovisas några intäkter och årsnetto på ett mer jämförbart sätt. Genom att göra några förhållandevis enkla beräkningar och antagande av olika investeringskostnader och vinstprognoser åskådliggörs resultatet i tabell 10.

Beräkningarna kan inte jämföras med de simuleringar som har använts i delrapporten "Affärsmodeller energilager", då man där utgår från historiska spotpriser och endast har cyklat lagret vid de tillfällen som skillnaden mellan köp- och säljpris var 15 %. Vinst här avser fler intäktsströmmar som t.ex. försäljning på balansmarknaden och spotmarknaden.

5.1 Ekonomisk kalkyl batterilager

Beräkningarna här bygger på några antaganden; avskrivningstiden är 10 år, räntan är satt till 6 %, intäktströmmar ökas varje år med 10 % och batterilagret cyklas 1 gång per dygn, 365 dagar om året.

Tabell 10. Ekonomisk jämförelse mellan olika beräkningar på investeringskostnader och intäkter. APPENDIX C.

Beräkning	Kapacitet MWh	Investerings-Kostnad KSEK	Vinst SEK/kWh	Intäkter KSEK	Årsnetto KSEK
1	2,4	27 220	0,18	3 214	-32 172
2	2,4	16 129	0,18	3 214	-17 754
3	2,4	11 592	0,18	3 214	-11 856
4	2,4	2 400	0,18	3 214	94
5	2,4	27 220	2,00	35 713	327
6	2,4	11 592	0,85	15 178	108
7	45	283 500	1,15	385 034	16 484

Beräkningar:

- 1) För ett batterilager med kapaciteten 2,4 MWh har utgångskalkylen varit samma som för affärsmodellerna, d.v.s. med en investeringskostnad på 27 220 000 kr. Genomsnittlig förtjänst är ca 18 öre/kWh genom att köpa och sälja på spotmarknaden, balansmarknaden osv.
- 2) Den ursprungliga investeringskostnaden har sedan jämförts med att batteripriset för Li-Jon sjunker till 160\$ per kWh[12], Om man antar att halva energilagrets kostnad består av batteriernas kostnad, det innebära att:

Halva investeringskostnaden = $27\,220\,000 / 2 = 13\,610\,000$ kr.

Med en valutakurs $1\$ = 6,56$ kr medför $160\$ \times 6,56 = 1\,049,6$ kr/kWh.

Med lagerstorlek som 2,4 MWh skulle batterikostnaden i så fall vara $2\,400 \text{ kWh} \times 1\,049,6 \text{ kr/kWh} = 2\,519\,040$ kr.

Total ny investeringskostnad = $13\,610\,000 + 2\,519\,040 = 16\,129\,040$ kr.

- 3) Investeringskostnaden på 27 220 000 kr har sedan jämförts med att man antar att 2/3 av energilagrets kostnad består av batteriernas kostnad, det innebära att:

Batterikostnaden är $\frac{2}{3}$ av investeringskostnaden = $\frac{2}{3} \times 27\,220\,000 = 18\,146\,667$ kr. Övrig investeringskostnad = 9 073 333 kr.

Med en valutakurs 1\$ = 6,56 kr medför 160\$ x 6,56 = 1 049,6 kr/kWh.

Med lagerstorlek som 2,4 MWh är batterikostnaden i detta fall även 2 400 kWh x 1 049,6 kr/kWh = 2 519 040 kr.

Total ny investeringskostnad = 9 073 333 + 2 519 040 = 11 592 373 kr.

- 4) Med en genomsnittlig vinst på 18 öre/kWh ska investeringskostnaden inte överstiga ca 2 400 000 kr för att det ska bli ett plusresultat.
- 5) Resultatet är även positivt om man antar att investeringskostnaden är 27 220 000 kr och att vinsten för att köpa och sälja el är ca 2 kr/kWh.
- 6) Med ett batteripris som motsvara 1 049,6 kr/kWh och en genomsnittlig vinst av 0,85 kr från försäljningen av el på spotmarknaden visar investeringen plusresultat.
- 7) Här är beräkningen för ett 45 MWh batterilager med en investeringskostnad av 283 500 000 kr och en medel förtjänst på 1,15 kr/kWh.

Som tabell 10 visar, är det nödvändigt med att både investeringskostnaderna sjunker och att förtjänsterna ökar för batterilager, om man ska klara att nå ett positivt resultat.

6 Referenser

- [1] M. Lindén. Affärsmodeller energilager. u.o. : SWECO, 2012
- [2] N. Etherden och S. Aceby. Energilager anslutet till vindkraft
Delrapport 1: Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad
generering. STRI AB, R12-820, 2012-02-20.
- [3] N. Etherden, L. Weingarten och S. Aceby, Energilager vid
anslutning till vindkraft – Förutsättningar för energilager i lokalnät,
STRI AB, R12-846.
- [4] L. Weingarten, S. Aceby och N Etherden. Teknisk dimensionering
– exempel, STRI AB, R12-847, 2012-06-19.
- [5] S. Aceby, Regelverk för Energilager, STRI AB, R12-821, 2012-02-
20.
- [6] SS-EN 50160 utg. 3, Spänningens egenskaper i elnät för allmän
distribution, TK EMC Elektromagnetisk kompatibilitet, 2008.
- [7] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality problems: voltage
sags and interruptions*. New York: IEEE Press, 1999.
- [8] H. Xie, "On Power-system Benefits, Main-circuit Design, and
Control of StatComs with Energy Storage", KTH, Stockholm 2009
- [9] M. Nordlund, "Use of Energy-storage Equipped Shunt Compensator
for Frequency Control", Chalmers University of Technology,
Göteborg, M.Sc. Thesis, June 2010 .
- [10] M. Molinas, D. Moltoni, G. Fascendini, J.A. Suul and T. Undeland,
"Constant Power Loads in AC Distribution Systems: an
investigation of stability". IEEE International symposium on
Industrial Electronics.
- [11] Nord Pool, <http://www.svenskenergi.se/sv/Om-el/Statistik/>, 2012-
08-30
- [12] R. Hensley, J. Newman, M. Rogers, "Battery technology charges
ahead", McKinsey Quarterly, 2012.

APPENDIX A.

Tabeller batterilager (Sweco)

Anslutningspunkt 1.

Case	Intäktsström Spot[SEK]
4MWh	6877,34
10MWh	17414,35
45MWh	60293,91
	Förluster[SEK]
4MWh	39318,16
10MWh	90233,50
45MWh	267900,22
	Revenue/Loss
4MWh	0,17
10MWh	0,19
45MWh	0,23

Anslutningspunkt 3.

Case	Intäktsström Spot[SEK]
2.4MWh	6921,38
6MWh	14142,91
	Förluster[SEK]
2.4MWh	26842,76
6MWh	60833,66
	Revenue/Loss
2.4MWh	0,26
6MWh	0,23

APPENDIX B.

Tabeller traditionell nätplanering (Fenab)

Anslutningspunkt 1.

	Befintlig vindkraft ansluten till A2			
		kW		
	B1	225		
	C1	850		
	D1	850		
	E8 1-2	1900		
	E8 3-6	3200		
	F5 1-2	1600		
	G6 Elin 1-2	1600		
	H7	1500	Nedstämplat från 2000 kW	
	I4 1	850		
	SUMMA	12575		
	Tillkommande verk	kW		
	J3 Ramström 1-2	1600		
	E8 Green Extreme 1-2	5000		
	K1	2500	Separat kalkyl egen flik	
	SUMMA	9100		
Pos		km		Kostnad
A	J3 Ramström 1-2	3,4	Anslutning till närmaste punkt i nätet	1 224 000
	Utbyte av station vid E8 med flera fack	1		143 000
			Summa	1 367 000
B	E8 Green Extreme 1-2	3	Anslutning till närmaste 40/10 kV fördelningsstation	1 194 000
	Tillkommande brytarfack	1		333 000
			Summa	1 527 000

Priser ur 2012 års kostnadskatalog P2 och P1				Timmar				
Löpnr	Konstruktion	Enhet	Beredn.	Monter.	Maskin	Utrust.	EA	
26	PEX 3x240 12kV normal mark	km	26,34	85,34	66,46	0	228,24	
25	PEX 3x150 12 kV normal mark	km	26,26	84,99	66,35	0	227,69	
24	Nätstation 315 kVA	st	10,28	17,16	4,28	0	28,39	
67	6-24 kV Linjefack 630A	st	40,63	66,33	0	0	66,33	
Kostnader i kr								
Löpnr	Arb.	Mtrl.	Maskin.	Utrust.	Övrigt	Summa	Kommentar	

26	74000	219000	42900		62400	398000	Inkl inmätning
25	73700	181000	42800		62400	360000	-"
24	18200	110000	2710		12900	143000	-"
67	76400	257000	0	0	0	333000	Kompl. fack inkl. kontrollutrustning

Pos A Anslutningen sker via närmaste matningsledning till A2 40/10 kV fördelningsstation
Via denna ledning är tidigare anslutet två st 800 kW vindkraftverk anslutna
Ledningens area är 240 mm² Al
Kabelarea 150 mm²

Pos B Separat matningsledning till A2 40/10 kV fördelningsstation
Endast produktion på denna ledning
Kabelarea 240 mm²

Anslutningspunkt 1	Pos A	Pos B
Sträcka (km)	3,4	3
Arbete & material (kr)	360 000	398 000
Kompletterande utrustning (kr)	143 000	333 000
Kostnad (kr)	1 367 000	1 527 000

Anslutningspunkt 3.

Pos		km			Kostnad
A	L1-M1	4,8	Anslutning till närmaste punkt i nätet	Summa	1 910 400
B	L1-T2 A2	4,3	Anslutning till närmaste 40/10 kV fördelningsstation		1 711 400
	Tillkommande brytarfack	1			333 000
				Summa	2 044 400

Priser ur 2012 års kostnadskatalog P2 och P1					Timmar			
Löpnr	Konstruktion		Enhet	Beredn.	Monter.	Maskin	Utrust.	EA
26	PEX 3x240 12kV normal mark		km	26,34	85,34	66,46	0	228,24
67	6-24 kV Linjefack 630A		st	40,63	66,33	0	0	66,33
	Kostnader i kr							
Löpnr	Arb.	Mtrl.	Maskin.	Utrust.	Övrigt	Summa	Kommentar	
26	74000	219000	42900		62400	398000	Inkl inmätning	
67	76400	257000	0	0	0	333000	Kompl. fack inkl. kontrollutrustning	

Pos A Anslutningen sker via närmaste matningsledning till A2 40/10 kV fördelningsstation
Via denna ledning är tidigare anslutet två st 850 kW vindkraftverk anslutna
Ledningens area är 99 mm² FeAl
Kabelarea 240 mm²

Pos B Separat matningsledning till A2 40/10 kV fördelningsstation

Endast produktion på denna ledning
Kabelarea 240 mm²

Anslutningspunkt 3	Pos A	Pos B
Sträcka (km)	4,8	4,3
Arbete & material (kr)	398 000	398 000
Delsumma (kr)	1 910 400	1 711 400
Kompletterande utrustning (kr)	-	333 000
Kostnad (kr)	1 910 400	2 044 400

APPENDIX C.

Tabeller vätgas (Vätgas Sverige)

Effekt in	2	MW
Effekt ut	1	MW
Energilager	2,4	MWh
Effektivitet elektrolysör el	68	%
Effektivitet bränslecell el	58	%
Systemeffektivitet el	39,44	%
Effektivitet elektrolysör värme	20	%
Effektivitet bränslecell värme	20	%
Totaleffektivitet:	68,64	% el och värme
Storlek gaslager	72,72727273	kg
Storlek gaslager	809,8805426	Nm3
Tryck gaslager	30	bar
Storlek gaslager	26,99601809	m3
Storlek gaslager	3,721919823	Diameter sfär
Vid full effekt in fylls lagret på:	1,764705882	h
Vid full effekt ut töms lagret på:	1,392	h
Kostnad elektrolysör	3 000 000	EUR
Kostnad bränslecell	3 000 000	EUR
Kostnad elektrolysör	27 000 000	SEK
Kostnad bränslecell	27 000 000	SEK
Kostnad gaslager	1 000	EUR/kg
Kostnad gaslager	72 727	EUR
Kostnad gaslager	654 545	SEK
Kostnad totalt	54 654 545	SEK
Energiinnehåll vätgas	33	KWh/kg
Omvandling SEK 2012-09-19	8,62	SEK/EUR

Effekt in	2	MW
Effekt ut	1	MW
Energilager	4	MWh
Effektivitet elektrolysör el	68	%
Effektivitet bränslecell el	58	%
Systemeffektivitet el	39,44	%
Effektivitet elektrolysör värme	20	%
Effektivitet bränslecell värme	20	%
Totaleffektivitet:	68,64	% el och värme
Storlek gaslager	121,2121212	kg
Storlek gaslager	1349,800904	Nm3
Tryck gaslager	30	bar
Storlek gaslager	44,99336348	m3
Storlek gaslager	4,4128239	Diameter sfär
Vid full effekt in fylls lagret på:	2,941176471	h
Vid full effekt ut töms lagret på:	2,32	h
Kostnad elektrolysör	3 000 000	EUR
Kostnad bränslecell	3 000 000	EUR
Kostnad elektrolysör	27 000 000	SEK
Kostnad bränslecell	27 000 000	SEK
Kostnad gaslager	1 000	EUR/kg
Kostnad gaslager	121 212	EUR
Kostnad gaslager	1 090 909	SEK
Kostnad totalt	55 090 909	SEK
Energiinnehåll vätgas	33	KWh/kg
Omvandling SEK 2012-09-19	8,62	SEK/EUR

Effekt in	2	MW
Effekt ut	1	MW
Energilager	6	MWh
Effektivitet elektrolysör el	68	%
Effektivitet bränslecell el	58	%
Systemeffektivitet el	39,44	%
Effektivitet elektrolysör värme	20	%
Effektivitet bränslecell värme	20	%
Totaleffektivitet:	68,64	% el och värme
Storlek gaslager	181,8181818	kg
Storlek gaslager	2024,701357	Nm3
Tryck gaslager	30	bar
Storlek gaslager	67,49004522	m3
Storlek gaslager	5,051422368	Diameter sfär
Vid full effekt in fylls lagret på:	4,411764706	h
Vid full effekt ut töms lagret på:	3,48	h
Kostnad elektrolysör	3 000 000	EUR
Kostnad bränslecell	3 000 000	EUR
Kostnad elektrolysör	27 000 000	SEK
Kostnad bränslecell	27 000 000	SEK
Kostnad gaslager	1 000	EUR/kg
Kostnad gaslager	181 818	EUR
Kostnad gaslager	1 636 364	SEK
Kostnad totalt	55 636 364	SEK
Energiinnehåll vätgas	33	KWh/kg
Omvandling SEK 2012-09-19	8,62	SEK/EUR

Effekt in	2	MW
Effekt ut	1	MW
Energilager	10	MWh
Effektivitet elektrolysör el	68	%
Effektivitet bränslecell el	58	%
Systemeffektivitet el	39,44	%
Effektivitet elektrolysör värme	20	%
Effektivitet bränslecell värme	20	%
Totaleffektivitet:	68,64	% el och värme
Storlek gaslager	303,030303	kg
Storlek gaslager	3374,502261	Nm3
Tryck gaslager	30	bar
Storlek gaslager	112,4834087	m3
Storlek gaslager	5,989123466	Diameter sfär
Vid full effekt in fylls lagret på:	7,352941176	h
Vid full effekt ut töms lagret på:	5,8	h
Kostnad elektrolysör	3 000 000	EUR
Kostnad bränslecell	3 000 000	EUR
Kostnad elektrolysör	27 000 000	SEK
Kostnad bränslecell	27 000 000	SEK
Kostnad gaslager	1 000	EUR/kg
Kostnad gaslager	303 030	EUR
Kostnad gaslager	2 727 273	SEK
Kostnad totalt	56 727 273	SEK
Energiinnehåll vätgas	33	KWh/kg
Omvandling SEK 2012-09-19	8,62	SEK/EUR

Effekt in	2	MW
Effekt ut	1	MW
Energilager	45	MWh
Effektivitet elektrolysör el	68	%
Effektivitet bränslecell el	58	%
Systemeffektivitet el	39,44	%
Effektivitet elektrolysör värme	20	%
Effektivitet bränslecell värme	20	%
Totaleffektivitet:	68,64	% el och värme
Storlek gaslager	1363,636364	kg
Storlek gaslager	15185,26017	Nm3
Tryck gaslager	30	bar
Storlek gaslager	506,1753391	m3
Storlek gaslager	9,887824985	Diameter sfär
Vid full effekt in fylls lagret på:	33,08823529	h
Vid full effekt ut töms lagret på:	26,1	h
Kostnad elektrolysör	3 000 000	EUR
Kostnad bränslecell	3 000 000	EUR
Kostnad elektrolysör	27 000 000	SEK
Kostnad bränslecell	27 000 000	SEK
Kostnad gaslager	1 000	EUR/kg
Kostnad gaslager	1 363 636	EUR
Kostnad gaslager	12 272 727	SEK
Kostnad totalt	66 272 727	SEK
Energiinnehåll vätgas	33	KWh/kg
Omvandling SEK 2012-09-19	8,62	SEK/EUR

APPENDIX D.

Tabeller batterier och vätgas (Sweco)

STOEUR								
Hydrogen					Battery			
Månad	2.4MWh	4MWh	45MWh		Månad	2.4MWh	4MWh	45MWh
2012-01	29,47	39	52,76					
2012-02	864,18	1108,5	1339,83					
2012-03	4,02	4,04	4,04					
2012-04	46,77	69,9	104,08					
2012-05	76,07	105,34	237,77					
2012-06	78,51	110,39	323,75					
2012-07	18,67	24,71	24,71					
Sum	1 117,69	1 461,88	2 086,94		Sum	6 314,00	10 524,00	118 393,00
Annual	1 916,04	2 506,08	3 577,61		Annual	10 824,00	18 041,14	202 959,43
Rev/MWh	798,35	626,52	79,50		Rev/MWh	4 510,00	4 510,29	4 510,21
Sum/Sek	9355,065	12235,94	17467,69		Sum/Sek	52848,18	88085,88	990949,41
Februari	7233,187	9278,145	11214,38					

tMax	696	hour	Antal tidssteg. Praktiskt maximum ~2000
ES_MAX	-4,00	MWh	Kapacitet i energilager
ES_lower	0,00	MWh	Lägre kapacitet i energilager "minimal nivå"
ES_DCH	1,00	MW	Maximal urladdning
ES_CH	-2,00	MW	Maximal laddning
ES_CHARGE_EPS	0,68	efficiency [0..1]	Effektivitetsfaktor applicerad för laddning av lager
ES_DISCHARGE_EPS	0,58	efficiency [0..1]	Effektivitetsfaktor applicerad för urladdning av lager
Euro = 8,37 SEK	2012-09-01		

Spread:	15%	Minsta tillåtna skillnad i pris mellan ladd- och genereringstimme.	
Verkningsgrad:	85%	Processens verkningsgrad, hänsyn ej tagen till värme.	
Optimeringsdata:	stoeur12	Namn på blad med data för optimering.	
Tänjfaktor:	0%	Hur mycket dagspriserna skall tänjas, dvs lägsta värdet minskas och högsta ökas.	
Laddtimmar:	1	Avser antalet timmar lagret laddas under	
Gentimmar:	1	Avser antalet timmar energi tas ut	
Max lager in:	2,4	Lagrets totala kapacitet i in MW per h.	
Max lager ut:	2,4	Lagrets totala kapacitet i ut MW per h. Detta avser efter verkningsgrad.	
Max lager:	2,4	Lagrets totala kapacitet i MWh under Gentimmar. Detta avser efter verkningsgrad.	

Spread:	15%	Minsta tillåtna skillnad i pris mellan ladd- och genereringstimme.	
Verkningsgrad:	85%	Processens verkningsgrad, hänsyn ej tagen till värme.	
Optimeringsdata:	stoeur12	Namn på blad med data för optimering.	
Tänjfaktor:	0%	Hur mycket dagspriserna skall tänjas, dvs lägsta värdet minskas och högsta ökas.	
Laddtimmar:	1	Avser antalet timmar lagret laddas under	
Gentimmar:	1	Avser antalet timmar energi tas ut	
Max lager in:	4,0	Lagrets totala kapacitet i in MW per h.	
Max lager ut:	4,0	Lagrets totala kapacitet i ut MW per h. Detta avser efter verkningsgrad.	
Max lager:	4,0	Lagrets totala kapacitet i MWh under Gentimmar. Detta avser efter verkningsgrad.	

Spread:	15%	Minsta tillåtna skillnad i pris mellan ladd- och genereringstimme.			
Verkningsgrad:	85%	Processens verkningsgrad, hänsyn ej tagen till värme.			
Optimeringsdata:	stoeur12	Namn på blad med data för optimering.			
Tänjfaktor:	0%	Hur mycket dagspriserna skall tänjas, dvs lägsta värdet minskas och högsta ökas.			
Laddtimmar:	1	Avser antalet timmar lagret laddas under			
Gentimmar:	1	Avser antalet timmar energi tas ut			
Max lager in:	45,0	Lagrets totala kapacitet i in MW per h.			
Max lager ut:	45,0	Lagrets totala kapacitet i ut MW per h. Detta avser efter verkningsgrad.			
Max lager:	45,0	Lagrets totala kapacitet i MWh under Gentimmar. Detta avser efter verkningsgrad			

APPENDIX E.

Tabeller ekonomiska kalkyler

	Beräkning	1		Lagerstorlek		2,4	MWh		
	Investering	Ränta	Summa	Levererad	Dagar/år	Inköp - sälj	Intäkter	Årsnetto	% höjning
	27 220 000	6%		Volym/dag	365	0,18	3 214 194		årsvis
	(Kr)		(Kr)	(kWh)	(kWh)	(Kr)	(Kr)		
0	2 474 545	1 484 727	3 959 273	2 400	876000	0,20	173 448	-3 785 825	10%
1	2 474 545	1 336 255	3 810 800	2 400	876000	0,22	190 793	-3 620 007	10%
2	2 474 545	1 187 782	3 662 327	2 400	876000	0,24	209 872	-3 452 455	10%
3	2 474 545	1 039 309	3 513 855	2 400	876000	0,26	230 859	-3 282 995	10%
4	2 474 545	890 836	3 365 382	2 400	876000	0,29	253 945	-3 111 437	10%
5	2 474 545	742 364	3 216 909	2 400	876000	0,32	279 340	-2 937 569	10%
6	2 474 545	593 891	3 068 436	2 400	876000	0,35	307 274	-2 761 163	10%
7	2 474 545	445 418	2 919 964	2 400	876000	0,39	338 001	-2 581 963	10%
8	2 474 545	296 945	2 771 491	2 400	876000	0,42	371 801	-2 399 690	10%
9	2 474 545	148 473	2 623 018	2 400	876000	0,47	408 981	-2 214 037	10%
10	2 474 545	0	2 474 545	2 400	876000	0,51	449 879	-2 024 666	10%
	27 220 000		35 386 000				3 214 194	-32 171 806	

	Beräkning	2		Lagerstorlek		2,4	MWh		
	Investering	Ränta	Summa	Levererad	Dagar/år	Inköp - sälj	Intäkter	Årsnetto	% höjning
	16 129 040	6%		Volym/dag	365	0,18	3 214 194		årsvis
	(kr)		(kr)	(kWh)	(kWh)	(kr)	(kr)	(kr)	
0	1 466 276	879 766	2 346 042	2 400	876000	0,20	173 448	-2 172 594	10%
1	1 466 276	791 789	2 258 066	2 400	876000	0,22	190 793	-2 067 273	10%
2	1 466 276	703 813	2 170 089	2 400	876000	0,24	209 872	-1 960 217	10%
3	1 466 276	615 836	2 082 112	2 400	876000	0,26	230 859	-1 851 253	10%
4	1 466 276	527 859	1 994 136	2 400	876000	0,29	253 945	-1 740 191	10%
5	1 466 276	439 883	1 906 159	2 400	876000	0,32	279 340	-1 626 820	10%
6	1 466 276	351 906	1 818 183	2 400	876000	0,35	307 274	-1 510 909	10%
7	1 466 276	263 930	1 730 206	2 400	876000	0,39	338 001	-1 392 205	10%
8	1 466 276	175 953	1 642 230	2 400	876000	0,42	371 801	-1 270 428	10%
9	1 466 276	87 977	1 554 253	2 400	876000	0,47	408 981	-1 145 272	10%
10	1 466 276	0	1 466 276	2 400	876000	0,51	449 879	-1 016 397	10%
	16 129 040		20 967 752				3 214 194	-17 753 558	

ELFORSK

	Beräkning	3		Lagerstorlek		2,4	MWh		
	Investering	Ränta	Summa	Levererad	Dagar/år	Inköp - sälj	Intäkter	Årsnetto	% höjning
	11 592 376	6%		Volym/dag	365	0,18	3 214 194		årsvis
	(kr)		(kr)	(kWh)	(kWh)	(kr)	(kr)	(kr)	
0	1 053 852	632 311	1 686 164	2 400	876000	0,20	173 448	-1 512 716	10%
1	1 053 852	569 080	1 622 933	2 400	876000	0,22	190 793	-1 432 140	10%
2	1 053 852	505 849	1 559 701	2 400	876000	0,24	209 872	-1 349 829	10%
3	1 053 852	442 618	1 496 470	2 400	876000	0,26	230 859	-1 265 611	10%
4	1 053 852	379 387	1 433 239	2 400	876000	0,29	253 945	-1 179 294	10%
5	1 053 852	316 156	1 370 008	2 400	876000	0,32	279 340	-1 090 668	10%
6	1 053 852	252 925	1 306 777	2 400	876000	0,35	307 274	-999 503	10%
7	1 053 852	189 693	1 243 546	2 400	876000	0,39	338 001	-905 545	10%
8	1 053 852	126 462	1 180 315	2 400	876000	0,42	371 801	-808 513	10%
9	1 053 852	63 231	1 117 084	2 400	876000	0,47	408 981	-708 102	10%
10	1 053 852	0	1 053 852	2 400	876000	0,51	449 879	-603 973	10%
	11 592 376		15 070 089				3 214 194	-11 855 895	

	Beräkning	4		Lagerstorlek		2,4	MWh		
	Investering	Ränta	Summa	Levererad	Dagar/år	Inköp - sälj	Intäkter	Årsnetto	% höjning
	2 400 000	6%		Volym/dag	365	0,18	3 214 194		årsvis
	(kr)		(kr)	(kWh)	(kWh)	(kr)	(kr)	(kr)	
0	218 182	130 909	349 091	2 400	876000	0,20	173 448	-175 643	10%
1	218 182	117 818	336 000	2 400	876000	0,22	190 793	-145 207	10%
2	218 182	104 727	322 909	2 400	876000	0,24	209 872	-113 037	10%
3	218 182	91 636	309 818	2 400	876000	0,26	230 859	-78 959	10%
4	218 182	78 545	296 727	2 400	876000	0,29	253 945	-42 782	10%
5	218 182	65 455	283 636	2 400	876000	0,32	279 340	-4 297	10%
6	218 182	52 364	270 545	2 400	876000	0,35	307 274	36 728	10%
7	218 182	39 273	257 455	2 400	876000	0,39	338 001	80 547	10%
8	218 182	26 182	244 364	2 400	876000	0,42	371 801	127 438	10%
9	218 182	13 091	231 273	2 400	876000	0,47	408 981	177 709	10%
10	218 182	0	218 182	2 400	876000	0,51	449 879	231 698	10%
	2 400 000		3 120 000				3 214 194	94 194	

	Beräkning	5		Lagerstorlek		2,4	MWh		
	Investering	Ränta	Summa	Levererad	Dagar/år	Inköp - sälj	Intäkter	Årsnetto	% höjning
	27 220 000	6%		Volym/dag	365	2,00	35 713 265		årsvis
	(kr)		(kr)	(kWh)	(kWh)	(kr)	(kr)	(kr)	
0	2 474 545	1 484 727	3 959 273	2 400	876000	2,20	1 927 200	-2 032 073	10%
1	2 474 545	1 336 255	3 810 800	2 400	876000	2,42	2 119 920	-1 690 880	10%
2	2 474 545	1 187 782	3 662 327	2 400	876000	2,66	2 331 912	-1 330 415	10%
3	2 474 545	1 039 309	3 513 855	2 400	876000	2,93	2 565 103	-948 751	10%
4	2 474 545	890 836	3 365 382	2 400	876000	3,22	2 821 614	-543 768	10%
5	2 474 545	742 364	3 216 909	2 400	876000	3,54	3 103 775	-113 134	10%
6	2 474 545	593 891	3 068 436	2 400	876000	3,90	3 414 152	345 716	10%
7	2 474 545	445 418	2 919 964	2 400	876000	4,29	3 755 568	835 604	10%
8	2 474 545	296 945	2 771 491	2 400	876000	4,72	4 131 124	1 359 633	10%
9	2 474 545	148 473	2 623 018	2 400	876000	5,19	4 544 237	1 921 219	10%
10	2 474 545	0	2 474 545	2 400	876000	5,71	4 998 660	2 524 115	10%
	27 220 000		35 386 000				35 713 265	327 265	

	Beräkning	6		Lagerstorlek		2,4	MWh		
	Investering	Ränta	Summa	Levererad	Dagar/år	Inköp - sälj	Intäkter	Årsnetto	% höjning
	11 592 376	6%		Volym/dag	365	0,85	15 178 138		årsvis
	(kr)		(kr)	(kWh)	(kWh)	(kr)	(kr)	(kr)	
0	1 053 852	632 311	1 686 164	2 400	876000	0,94	819 060	-867 104	10%
1	1 053 852	569 080	1 622 933	2 400	876000	1,03	900 966	-721 967	10%
2	1 053 852	505 849	1 559 701	2 400	876000	1,13	991 063	-568 639	10%
3	1 053 852	442 618	1 496 470	2 400	876000	1,24	1 090 169	-406 301	10%
4	1 053 852	379 387	1 433 239	2 400	876000	1,37	1 199 186	-234 053	10%
5	1 053 852	316 156	1 370 008	2 400	876000	1,51	1 319 104	-50 904	10%
6	1 053 852	252 925	1 306 777	2 400	876000	1,66	1 451 015	144 238	10%
7	1 053 852	189 693	1 243 546	2 400	876000	1,82	1 596 116	352 570	10%
8	1 053 852	126 462	1 180 315	2 400	876000	2,00	1 755 728	575 413	10%
9	1 053 852	63 231	1 117 084	2 400	876000	2,20	1 931 301	814 217	10%
10	1 053 852	0	1 053 852	2 400	876000	2,43	2 124 431	1 070 578	10%
	11 592 376		15 070 089				15 178 138	108 049	

	Beräkning	7		Lagerstorlek		45	MWh		
	Investering	Ränta	Summa	Levererad	Dagar/år	Inköp - sälj	Intäkter	Årsnetto	% höjning
	283 500 000	6%		Volym/dag	365	1,15	385 033 640		årsvis
	(kr)		(kr)	(kWh)	(kWh)	(kr)	(kr)	(kr)	
0	25 772 727	15 463 636	41 236 364	45 000	16425000	1,27	20 777 625	-20 458 739	10%
1	25 772 727	13 917 273	39 690 000	45 000	16425000	1,39	22 855 388	-16 834 613	10%
2	25 772 727	12 370 909	38 143 636	45 000	16425000	1,53	25 140 926	-13 002 710	10%
3	25 772 727	10 824 545	36 597 273	45 000	16425000	1,68	27 655 019	-8 942 254	10%
4	25 772 727	9 278 182	35 050 909	45 000	16425000	1,85	30 420 521	-4 630 388	10%
5	25 772 727	7 731 818	33 504 545	45 000	16425000	2,04	33 462 573	-41 973	10%
6	25 772 727	6 185 455	31 958 182	45 000	16425000	2,24	36 808 830	4 850 648	10%
7	25 772 727	4 639 091	30 411 818	45 000	16425000	2,47	40 489 713	10 077 895	10%
8	25 772 727	3 092 727	28 865 455	45 000	16425000	2,71	44 538 684	15 673 230	10%
9	25 772 727	1 546 364	27 319 091	45 000	16425000	2,98	48 992 553	21 673 462	10%
10	25 772 727	0	25 772 727	45 000	16425000	3,28	53 891 808	28 119 081	10%
	283 500 000		368 550 000				385 033 640	16 83 640	

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se



Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids

Impact of Dynamic Loads on System Performance

Elforsk rapport 12:44 – Bilaga 7



Viktor Weidenmo

September 2012

ELFORSK

Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids

Impact of Dynamic Loads on System Performance

Elforsk rapport 12:44 – Bilaga 7

Förord

Denna bilaga är en delrapport i förstudien kring det energilager Falbygdens Energi studerat i projektet – Energilager anslutet till vindkraft.

Den övergripande rapporten sammanfattar & knyter samman de olika delrapporterna.

Bilagan är framtagen som ett examensarbete vid Chalmers Tekniska Högskola av Viktor Weidenmo, weidenmo@gmail.com

CHALMERS



Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids

Impact of Load Dynamics on System Performance

Master's thesis in Electric Power Engineering

VIKTOR WEIDENMO

Division of Electric Power Engineering

Department of Energy and Environment

CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Gothenburg, Sweden 2012

Master's thesis

Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids

Impact of Load Dynamics on System Performance

VIKTOR WEIDENMO

Division of Electric Power Engineering
Department of Energy and Environment
CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY
Gothenburg, Sweden 2012

Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids
Impact of Load Dynamics on System Performance
VIKTOR WEIDENMO

© VIKTOR WEIDENMO, 2012

Master's thesis
ISSN 1652-8557
Department of Energy and Environment
Division of Electric Power Engineering
Chalmers University of Technology
SE-412 96 Gothenburg
Sweden
Telephone: +46 (0)31-772 1000

Chalmers Reproservice
Gothenburg, Sweden 2012

Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids
Master's thesis in Electric Power Engineering
VIKTOR WEIDENMO
Department of Energy and Environment
Division of Electric Power Engineering
Chalmers University of Technology

ABSTRACT

Increasing awareness and concerns regarding unacceptable power quality are causing a growing interest in custom power devices, used to improve power quality on distribution level. One of the most interesting types of custom power devices, due to its flexibility and fast control, is the shunt-connected voltage source converter (VSC), also known as the static synchronous compensator (STATCOM). This thesis deals with the control, performance and applications of STATCOMs equipped with energy storage for power quality improvements.

The additional power quality applications, made possible by the energy storage, include a more complete mitigation of voltage dips. Furthermore, the energy storage also enables a STATCOM to support an entry into islanding operation, by rapid balancing of loads, after tripping of a single feeder.

The final part in the thesis treats dynamic loads and their impact on system performance. Dynamic loads of this type are not common in the power system today, but might be in the future. Using state space analysis and simulations, it is shown that dynamic loads can cause serious stability problems in power systems and that STATCOMs without energy storages might even worsen this effect. It is further shown that STATCOMs equipped with energy storages, due to the ability of controlling both active and reactive power, can keep the system performance practically unaffected during the same conditions.

Keywords: Power Electronics, Voltage Source Converter (VSC), Static Synchronous Compensator (STATCOM), Energy Storage, Power Quality, Dynamic Loads

ACKNOWLEDGEMENTS

This work has been carried out at the Department of Energy and Environment at Chalmers University of Technology in cooperation with Falbygdens Energi AB.

My deepest thanks to my examiner and supervisor, Assoc. Prof. Massimo Bongiorno for his help and support during this work.

I would like to thank my supervisor at Falbygdens Energi, CEO Lars Ohlsson, for his help and inspiration during this work. I would also like to thank Pia Borg, Falbygdens Energi, for her help, friendliness and for giving me the opportunity to work with energy storage systems in practice.

I would further like to thank my fellow M.Sc. students for creating a friendly atmosphere.

Last, but surely not least, I would like to thank Karin for her love and support.

Viktor Weidenmo
Gothenburg, Sweden, 2012

LIST OF ACRONYMS

CPL	Constant active power load
CQL	Constant reactive power load
CSC	Current source converter
CZL	Constant impedance load
D-STATCOM	Distribution static synchronous compensator
DVR	Dynamic voltage restorer
E-STATCOM	Energy storage static synchronous compensator
FACTS	Flexible AC transmission systems
HVDC	High voltage direct current
IGBT	Insulated-gate bipolar transistor
KCL	Kirchhoff's current law
KVL	Kirchhoff's voltage law
PCC	Point of common coupling
PLL	Phase-locked-loop
pu	Per unit
PWM	Pulse width modulation
RPC	Reactive power controller
SCR	Short circuit ratio
SSSC	Static synchronous series compensator
STATCOM	Static synchronous compensator
STS	Static transfer switch
SVC	Static Var compensator
TCSC	Thyristor controlled series capacitor
UPS	Uninterruptible power supply
VC	Voltage controller
VCC	Vector current controller
VSC	Voltage source converter

CONTENTS

Abstract	i
Acknowledgements	ii
List of Acronyms	iii
Contents	v
1 Introduction	1
1.1 Background	1
1.2 Project Objectives	2
1.3 Main Contributions	2
1.4 Outline of the Thesis	2
2 Power Electronics in Power Systems	5
2.1 Introduction	5
2.2 Transmission Level	5
2.3 Distribution Level	7
2.4 Conclusion	10
3 Energy Storage at Distribution Level	11
3.1 Introduction	11
3.2 Classification of Energy Storage Applications	11
3.2.1 Energy Time-Shifting and Auxiliary Services	12
3.2.2 Power Quality Improvements	12
3.3 Storage Types for Power Quality Applications	12
3.3.1 Batteries	13
3.3.2 Flywheels	13
3.3.3 Capacitors	13
3.3.4 Superconducting Magnetic Energy Storage	14
3.4 Conclusion	14
4 Control of Shunt-Connected VSC for Power Quality Applications	15
4.1 Introduction	15
4.2 Vector Current Controller	16
4.2.1 Electric System	16
4.2.2 Controller Design	18
4.3 Reactive Power Controller - VSC without significant Energy Storage	21
4.3.1 Electric System	22
4.3.2 Controller Design	22
4.4 Voltage Controller - VSC with Energy Storage	25
4.4.1 Electric System	25
4.4.2 Controller Design	26
4.5 Synchronization System - PLL	28
4.6 Simplifications in the Used System	28
4.6.1 Continuous System	28
4.6.2 Balanced System and Faults	29
4.6.3 Unlimited Converter Rating	29
4.6.4 Sinusoidal Three-Phase VSC	29
4.6.5 Fixed DC-voltage	29
4.7 System Performance During Voltage Dips	30

4.7.1	D-STATCOM	31
4.7.2	E-STATCOM	33
4.8	Conclusion	34
5	Energy Storage Applications for Power Quality Improvements	35
5.1	Introduction	35
5.2	Voltage Dips and Phase Jumps	35
5.2.1	Problems Related to Phase Jumps	37
5.2.2	Phase Jump Mitigation	37
5.2.3	Understanding the Phase Jump Mitigation	38
5.3	Rapid Balancing of Loads	40
5.4	Conclusion	41
6	Impact of Load Dynamics on System Performance	43
6.1	Introduction	43
6.2	Dynamic Loads	44
6.2.1	Understanding Constant Power Loads	44
6.2.2	Modelling of Constant Power Loads	45
6.3	State Space Models	46
6.3.1	State Space Systems	47
6.3.2	Without Compensator	48
6.3.3	With D-STATCOM	50
6.3.4	With E-STATCOM	54
6.3.5	Linearization Method	55
6.3.6	Operation Points and System Parameters	55
6.4	Damping and Stability	56
6.4.1	Without Compensator	58
6.4.2	With D-STATCOM	60
6.4.3	With E-STATCOM	62
6.5	Mixed Load Characteristic	64
6.5.1	Constant Active and Reactive Power Load	65
6.5.2	Mixed Constant Impedance and Constant Power Loads	65
6.6	Conclusion	68
7	Conclusions and Future Work	69
7.1	Conclusions	69
7.2	Future Work	70
	References	71
A	Transformations for Three-Phase Systems	73
A.1	Transformation of Three-Phase Quantities into Vectors	73
A.2	Transformation between fixed and rotating coordinate systems	73

Chapter 1

Introduction

This section explains the background of the studied topic, the project objectives, the main contributions of this work and the outline of this thesis.

1.1 Background

In power systems, and especially distribution systems, power electronic devices are getting more common. They are utilized both as interfaces in customer loads, and as a solution in the grid itself. One reason behind the later, is the increased interest in power quality, a term which targets the quality of the voltages and currents, focused on distortions from ideal power supplies. With respect to power quality, power electronic based loads are, on one hand, more demanding than conventional loads. At the same time, these loads tend to pollute the power system with more power quality related issues.

One solution, for improving the power quality, is to use power electronic controllers. One of the most popular controllers are the static synchronous compensator (STATCOM) which can be applied for many uses. However, by equipping STATCOMs with energy storages, additional applications can be obtained. Hence, there is a need for a study to determine the power quality applications and extra benefits that are gained by equipping STATCOMs with energy storages.

Furthermore, many studies so far have investigated isolated objects of the power system, with the aim to optimize the performance of that specific component. However, this approach does not always give a complete picture since an isolated model cannot show how different objects interact with each other in a combined system. This is particularly true when considering dynamics and transients, where almost no studies of system interaction exists. Due to this, dynamic interaction between parts in a power system is a fairly unknown phenomena, although it can cause serious stability problems.

To examine the performance of a complete system, all parts in a real system should ideally be included. However, to identify a phenomena and analyse why it appears, the model has to be simplified in order to suppress all other effects than the ones investigated. Hence, a model is needed which includes all vital parts of a power system, but with each part simplified to an adequate level. Following the current trend with more power electronic based loads, which possess other dynamic properties than conventional loads, and with more frequent use of compensators like the STATCOM, it creates a need of a study that investigates the interaction between these objects and the impact this has on the performance of power systems.

1.2 Project Objectives

The aim of this work is to investigate the applications that are enabled by equipping STATCOMs with energy storage. With energy storage, the devices are able to exchange both active and reactive power, compared to only reactive power without storage. This gives an increased controllability and some additional uses. Furthermore, the studied applications concern power quality improvements which demand fast response times. Hence, uses which utilize slower response times, for example energy trading or deferring of grid reinforcements, are not treated.

Additionally, this work examines the impact from dynamic loads on power system performance when compensators with and without energy storage, respectively, are used. In particular, system damping and stability are investigated when the dynamic properties of the loads vary.

1.3 Main Contributions

In this thesis, Chapter 6 contains studies which, according to the author, have not previously been done. The list below summarizes what, in the opinion of the author, are the main contributions of this thesis:

- A simplified dynamic model of a combined system of a dynamic load, a STATCOM (with or without energy storage) and a grid source is investigated. This model shows that dynamic properties of loads can have a large impact on the performance of power systems.
- It is shown that a dynamic load, modelled as a constant power load, itself can make a system unstable when no compensator is connected to the system.
- A system compensated by a STATCOM without energy storage, hence only capable of exchanging reactive power, is shown to turn unstable at less demanding dynamic loads than a system without a STATCOM. This could be due to interactions between the internal controllers in the STATCOM and the dynamic load.
- It is shown that a STATCOM with energy storage is able to maintain the stability of the system under the same dynamic loads, due to its ability to control both active and reactive power. In fact, the system performance gets practically independent of the load properties.
- Furthermore, it is shown that the bandwidth of the controller in a STATCOM, without energy storage, has a large impact on the stability of the system when connected to a dynamic load. The controller bandwidth has a much smaller impact on the system performance if the STATCOM is equipped with an energy storage.

1.4 Outline of the Thesis

Chapter 2 provides a short background of the use of power electronics in modern power systems. The systems and devices used on transmission and distribution level, respectively, are described together with their most common applications.

In chapter 3 are applications for energy storage systems classified depending on their required response times. Furthermore, different types of storage mediums used for power quality applications are treated.

The control structure and the derivation of the controller parameters in the compensators are presented in Chapter 4. This is done for a STATCOM which is equipped with an energy storage and one which is not. The impact of the controller parameters on the system performance is also treated and showed by simulations.

Power quality applications enabled by the use of compensators equipped with energy storages are described in Chapter 5. It is explained why compensation with both active and reactive

power enables a more complete mitigation of voltage dips compared to a compensator with only reactive power capabilities.

The impact of load dynamics on system performances is studied in Chapter 6. A dynamic load model with constant power load characteristics is presented and compared to a generic load model. Using the dynamic load model, state space systems are derived for grids with and without STATCOMs, with and without energy storage, respectively. The damping and stability of the investigated systems are studied by the placement of the system poles while varying the properties of the dynamic load. Finally, the results are validated by simulations.

Chapter 2

Power Electronics in Power Systems

This chapter provides a background of where and how power electronics is used in modern power systems. Uses in both transmission and distribution level are covered.

2.1 Introduction

The use of power electronics has grown significantly in the last decades, both on consumer side and grid side. On transmission level, there are two main groups of power electronic controllers, high voltage direct current (HVDC) links and flexible AC transmission systems (FACTS). While HVDC links are used as an alternative way of power transmission, FACTS is used to improve the transmission of conventional AC systems.

Devices on distribution level, often called custom power devices, are mostly used for improving the power quality. On the contrary to power electronic controllers on transmission level, where minimizing the losses is the key to success, custom power devices are more off-the-shelf products which are not optimized for each use.

This thesis is focused on power quality applications, i.e. mostly on devices on distribution level. Hence, this chapter first describes power electronic controllers on transmission level before moving to custom power devices on distribution level.

2.2 Transmission Level

The first uses of power electronics on transmission level were HVDC transmission systems [14]. HVDC links are used to transport power and possess an alternative to normal AC lines. Especially in submarine cables, long distance overhead transmission, underground transmission and for connecting ac systems of different frequencies [23].

FACTS on the other hand, is used to improve existing AC transmission systems where growing power demand creates a need of increased power transmission. While it has been proven to be difficult, expensive and time-consuming to authorizing, locate and construct new transmission lines, especially for overhead lines where it is close to impossible, FACTS provides usable alternatives [14]. There are a number of power electronic controllers in the FACTS family which can be connected in shunt, series or in a combination. The controllers can be used individually or in coordination to control the interrelated system parameters such as series impedance, shunt impedance, voltages, phase angles or currents [23]. This offers a greater control of the power flow in the transmission system and the possibility to provide damping of subsynchronous oscillations [7].

In the following part is a few of the most important FACTS controllers described.

STATCOM

The STATCOM is a shunt-connected VSC, showed in Figure 2.1. It is one of the key FACTS controllers with the ability to control the output reactive current, and hence the reactive power, independently of the AC voltage [23]. It is mainly used for voltage control but can also be used for increasing of transmission capacity in power lines, improving the voltage/angle stability, damping of oscillations and as an active filter [33]. Furthermore, the STATCOM can be used for grid connection of renewable energy sources to fulfill the grid codes.

In its basic structure, the STATCOM can only exchange reactive power with the grid, but if equipped with an energy storage, the STATCOM can also exchange active power. The performance and applications of STATCOMs are analysed in this work, however, the thesis is focused on STATCOMs used on distribution level.

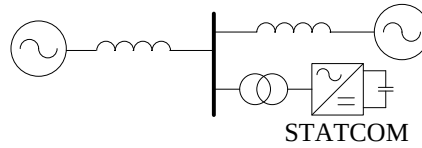


Figure 2.1: Transmission line with a STATCOM.

SVC

The static Var compensator (SVC) is another shunt-connected power electronic controller which can exchange reactive power with the grid. The SVC is thyristor based and uses passive components, like capacitors or inductors, to produce or consume reactive power, see Figure 2.2 for one example of a structure. The reactive power can either be controlled by varying the fire-angle of the thyristors, or by switching a number of passive components on or off (which is the chosen strategy for capacitors) [23]. The SVC is, compared to the STATCOM, a cheaper alternative but without the fast dynamic properties to mitigate transients [23]. For applications which need very high reactive power compensation, the SVC is always preferred before the STATCOM due to its lower losses.

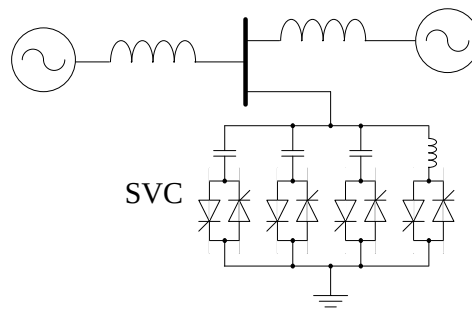


Figure 2.2: Transmission line with a SVC.

SSSC

A static synchronous series compensator (SSSC) is a converter connected in series with a transmission line, showed in Figure 2.3. The SSSC controls the voltage drop over a transmission line by injecting a voltage in quadrature to the line current. Hence, it controls the amount of

transmitted power [14]. Just as the STATCOM and the SVC, it can only exchange reactive power with the grid (unless an energy storage is provided).

It is of importance to mention that the SSSC has a pure academic interest and today it does not find a commercial application.

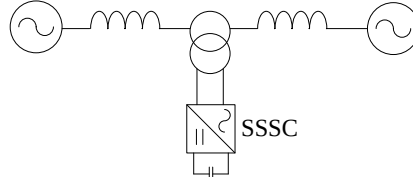


Figure 2.3: Transmission line with a SSSC.

TCSC

The thyristor controlled series capacitor (TCSC), shown in Figure 2.4, is the series connected-system corresponding to the shunt-connected SVC. The TCSC consists of a series capacitor bank shunted by a reactor controlled by thyristor switches. This provides a variable series capacitance which can be varied smoothly [23]. Hence, the total line inductance can be reduced which increases the power capacity and improves the stability. As the previous controllers, the TCSC can only produce or consume reactive power.

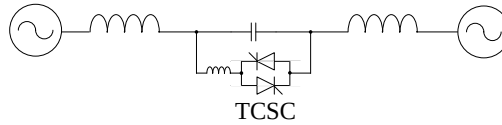


Figure 2.4: Transmission line with a TCSC.

2.3 Distribution Level

While power electronic controllers on transmission level are used to control the power flow and to increase the stability, custom power devices on distribution level are mostly used for power quality improvements. Problems with harmonic pollution, damages related to transient overvoltages or tripping of equipment caused by voltage dips have attracted attention to dynamic and adjustable devices to mitigate such problems [14]. The devices could be either current source converters (CSC) or VSC, however, almost all custom power devices installed in practical applications uses VSCs. The reasons include lower initial cost, higher efficiency, lower weight and the possibility to use multilevel or multi-step versions [14].

Similar to FACTS, custom power devices can be connected in shunt, series or in a combination of both. The following part describes some of the most important custom power devices.

D-STATCOM

The version of the STATCOM used on distribution level is often called distribution STATCOM (D-STATCOM) and it is shown in Figure 2.5. Just as the transmission level STATCOM, the D-STATCOM is a shunt-connected VSC which can only exchange reactive power with the grid. Its main application is to provide voltage control but it can also be used for active filtering to

reduce the level of current harmonics in the system, reactive power support and load balancing [14].

If reconfigured for faster dynamic applications, the D-STATCOM can also be used to control the voltage during very fast transients and voltage dips. Thanks to its flexibility and wide range of applications it is the basic device that will be studied in this thesis.

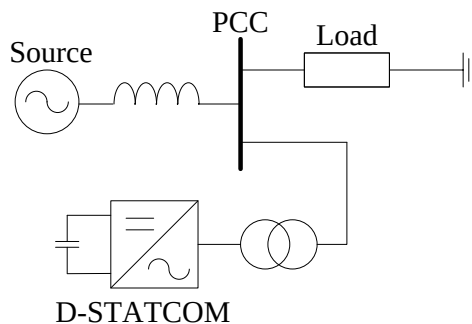


Figure 2.5: Distribution grid with a D-STATCOM.

E-STATCOM

The energy storage static synchronous compensator (E-STATCOM), showed in Figure 2.6, has the same structure as the D-STATCOM. It can be used for the same applications but, thanks to the energy storage, also exchange active power with the grid. Thus, this device has some additional applications and benefits which will be studied in this thesis and compared to the D-STATCOM. Some of the most common storage mediums for the E-STATCOM will be described in Chapter 3 *Energy Storage at Distribution Level*.

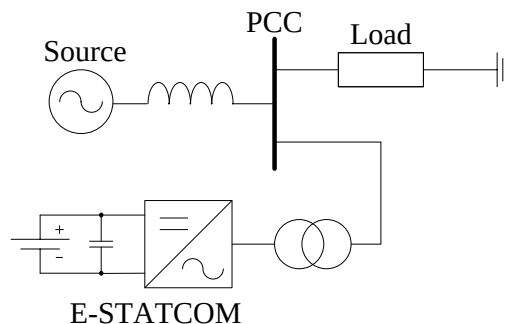


Figure 2.6: Distribution grid with an E-STATCOM.

DVR

A VSC connected in series is often called a dynamic voltage restorer (DVR), shown in Figure 2.7. The series connection enables an intuitive way of mitigating voltage dips since the DVR directly can inject the missing voltage when the source voltage drops. This, together with a dynamic performance which is independent of the source impedance, is the main advantage of the DVR and it makes the DVR the preferred choice for voltage dip mitigation [6]. It can also be used to filter voltage harmonics and to compensate for unbalanced voltages [14].

If the source to the voltage dip, e.g. a short-circuit fault, is downstream of the device, the

DVR has to take the full short-circuit current which requires an advanced protection system. This increases the costs of the device and stands as the main disadvantage of the DVR.

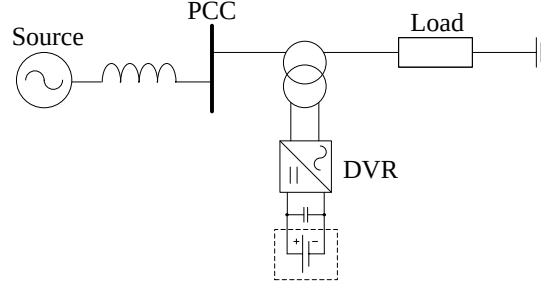


Figure 2.7: Distribution grid with a DVR.

UPS

For very sensitive low power equipment such as computers and servers, up to 4000 kVA, static uninterruptible power supplies (UPSs) can be used [22]. There are different structures of UPSs, however, common to all structures are that active power can be supplied from an energy storage. Hence, complete mitigation of voltage dips and other power quality problems can be obtained. Depending on the size of the storage, even interruptions can be mitigated. One structure of an UPS is shown in Figure 2.8.

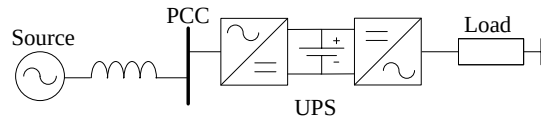


Figure 2.8: Distribution grid with an UPS.

STS

An alternative way to protect a sensitive load from voltage dips is to use a static transfer switch (STS), showed in Figure 2.9. With an STS, the load is feed from either a primary feeder or a secondary feeder. If a voltage dip is detected on the primary feeder, thyristor switches are used to change the supply to the secondary feeder [22]. It should be noticed that voltage dips on transmission level will affect both feeders, hence, the STS does not provide any protection for these types of voltage dips.

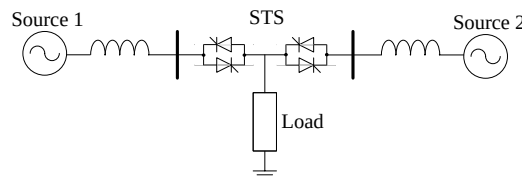


Figure 2.9: Distribution grid with an STS.

2.4 Conclusion

In this chapter has the most important FACTS controllers used on transmission level been described. Furthermore, the most common custom power devices used for power quality improvements on distribution level have been described.

Chapter 3

Energy Storage at Distribution Level

This chapter treats the classification of applications for energy storage systems and describes some of the most common storage mediums for power quality applications.

3.1 Introduction

It is not the lack of applications, but rather the shortage of suitable storage mediums, that so far has limited the use of energy storages in the power system. However, decreasing prices and rapid development in especially battery performance, have caused an increased interest in energy storages for power systems. Hence, when describing the future power system, the smart grid, energy storage systems are usually described as one of solutions [4].

This chapter classifies energy storage applications depending on the required speed of response and presents an overview of the applications which demand slower responses. Furthermore, the types of storage mediums possible to use in faster applications are described.

3.2 Classification of Energy Storage Applications

Different energy storage systems have been developed for the wide range of needs that exist in the power system, driven by requirements of lower costs and better performance. Basically, a storage system consists of two parts, a storage medium for storing the energy and an interface between the storage and the grid. Each individual application provides specific characteristics on the storage and the interface, the most common criteria include power and energy rating, cost and response time. A common method to classify applications is to split them into power applications and energy applications as in [12]. The power applications require a storage medium with a high power to energy ratio while the energy applications need the opposite.

Another classification is obtained by dividing the applications into those which demand fast responses, and those which can be fulfilled with slower responses. A “fast” response does, in this thesis, correspond to a power exchange which can be controlled in the range of milliseconds. To meet these demands, both the storage medium and the interface need to react with this speed. This requires power electronic based interfaces, like the E-STATCOM, which is used as the interface for the storage systems in this thesis. Fast applications can also be denoted power quality applications since these applications regard time scales within one fundamental cycle, hence in the range which concerns power quality. The maximum amount of energy that needs to be stored in these “fast” applications are normally less than one hour of maximum output power,

and most often not more than fifteen minutes. In some applications, the amount of energy equals the maximum output power during a few seconds [8].

A few of the most common slower applications, e.g. energy shifting, and the corresponding storage systems, will be described in the next part. It is followed by a short overview of power quality applications.

3.2.1 Energy Time-Shifting and Auxiliary Services

Energy storage systems for slower applications can range from utility-scale systems down to small consumer products. The largest systems on hundreds of MW are used for energy time-shifting [28], i.e. electricity is bought and stored when the price is low, and later sold and extracted into the system when the price is higher. This can be done on a daily bases to counteract daily consumption profiles, or to store excess renewable power and save it until the demand is higher. Energy storage systems used for these applications are often pumped hydro power or compressed air energy storage [12]. These systems operate by pumping water to a higher reservoir, or by compressing air in a chamber, respectively, to store energy. Later, the energy is extracted by letting the water or air, respectively, flow through a turbine.

Midrange applications, likely to be installed on distribution level, include integration of renewables (mostly wind power) and auxiliary services like black start capability and ramping services, and possibly frequency regulation (where response times can be in the range of seconds) [12]. Stationary or transportable energy storage systems can be used for congestion relief or upgrade deferral, i.e. to supply power during peak hours when the grid is fully loaded. The storage systems commonly used for these applications are different types of batteries with a capacity which range from a few MW up to a hundred MW for one to a few hours [28].

The smallest systems are those used for consumer applications, e.g. providing increased reliability and reduction of overall costs of electricity [12]. This can be done by shifting the consumption from hours with high prices, to hours with lower prices (this require variable customers' tariffs). Storage systems on this level are not common yet, but are believed to be battery based with capacities in the range of kW for a few hours [12].

More extensive information concerning the status, future predictions and economic potential for different types of energy storage systems can be found in [28] and [12].

3.2.2 Power Quality Improvements

This thesis has focused on applications which require fast power exchange, i.e. applications which concern power quality, installed on distribution level. By the use of an E-STATCOM, the active and reactive power can be precisely controlled to improve the power quality of a system. Since this is the main part of this work, it will be further explained in later chapters. A derivation of how the technical system is designed is given in Chapter 4, and in Chapter 3 is the power quality applications, made possible by the usage of energy storage, treated. Further improvements in power quality, enabled by energy storage systems, are investigated in Chapter 6.

In short, the found applications concern complete mitigation of voltage dips and balancing of loads when entering islanding operation.

3.3 Storage Types for Power Quality Applications

In this thesis, no particular storage type has been considered to be used together with the E-STATCOM. Instead, the system performance and the interaction with the grid have been in focus. Also, no single storage medium is the obvious choose in practice, and a medium that is suggested today is likely to be outdated in a few years. Due to an intensive research, the development of new and better storage types is, especially for batteries, rapid, which results in improved performance and reduced costs.

Nevertheless, this section gives an overview of the most common storage types for applications which require fast response.

3.3.1 Batteries

In batteries, bidirectional electrochemical reactions are used to convert electric energy into chemical energy for charging, and the opposite for discharging [8]. There are various types of chemical substance used in batteries, providing different characteristics such as energy density, power density, number of cycles and cost.

Lead-acid, NiCd and sodium-sulfur batteries are today described as commercial while NiMH, vanadium redox, advanced lead-acid and some Li-ion types are on demonstration level [28]. The characteristics depend on the application but for grid support applications on transmission and distribution level, [28] gives the following numbers; the price for these types of batteries are in the range from 1200-4600 \$/kW and 300-1700 \$/kWh, the efficiency range from 60 % to about 94 % with a number of life cycles from 4500 to over 10 000. However, these numbers are hugely dependent on the exact application. Substantial funding is today put on research concerning various lithium batteries, often driven by interest from industries in the area of electric vehicles or mobile consumer products [8].

Compared to flywheels and capacitors, some types of batteries can store more energy and at the same time be used in power quality applications [28].

Batteries are connected to the DC-side of an E-STATCOM with a DC/DC converter to control the power exchange between the storage and the interface.

3.3.2 Flywheels

A flywheels system consists of a rotating mass which stores energy as kinetic energy. By increasing the rotational speed, energy can be stored in the flywheel and by reducing the speed, energy can be extracted. This can be expressed as

$$W = \frac{1}{2}m (\omega_2^2 - \omega_1^2) \quad (3.1)$$

The speed of the flywheel is controlled by an AC generator connected though an AC/DC converter to the DC-side of the grid interface.

Flywheels are characterised by a high power vs. energy ratio, i.e. they can provide high powers for short moments [8]. Two examples are smoothing of a pulsating power demand and as storage in UPS.

According to [28]; flywheels used in demo projects for fast frequency regulation have an efficiency around 85-87 % with a lifetime of more than 100 00 cycles and a price of 1950-2200 \$/kW and 7800-8800 \$/kWh. Furthermore, flywheels have response times of 4 ms or less [28].

Currently, most research is directed towards improving the material of the rotational mass [8], i.e. making it more durable. Hence, the amount of energy that can be stored in a flywheel could be increased.

3.3.3 Capacitors

In a capacitor, energy is stored as electric charges between two metallic plates separated by a dielectric. Energy can be stored by increasing the voltage across the capacitor and extracted by decreasing the voltage, as expressed by

$$W = \frac{1}{2}C (V_2^2 - V_1^2) \quad (3.2)$$

where C is the capacitance of the capacitor which depends on the physical properties of the capacitor.

There is a big variety of chemical and physical solutions for capacitor storages. Some types significantly differ from ordinary capacitors and are given specific names, for example supercapacitors. A supercapacitor obtains a much higher charge density compared to conventional capacitors by utilizing electrochemical double layers and, during the last two decades, it has been commercialized and is now used when a high capacitance is needed [8].

Similarly to flywheels, capacitors are mostly used in high power applications with relatively small amounts of stored energy. According to [4] do capacitors offer a higher efficiency than flywheels, up to 97 % and 50 % longer lifetime. Also, the price is less than one tenth compared to flywheels.

3.3.4 Superconducting Magnetic Energy Storage

The lack of electric resistance in a superconductor enables it to store magnetic energy by conducting a current in a closed loop which, under ideal conditions, can persist indefinitely [8]. Superconducting magnets control the amount of current flowing through the loop and hence, energy can be stored or extracted from the system.

Just as with flywheels and capacitors, the technique is used in high power applications with limited demands on the amount of energy. The technique is commercialized but only used in a few special applications [8].

3.4 Conclusion

In this chapter has energy storage applications been classified with respect to their required response times. A few applications which do not demand a particularly fast response have been described. Some storage mediums which potentially could be used in power quality application on distribution level have been covered.

It should be stressed again that no specific storage type is considered in the rest of the thesis. Instead, a general energy storage will be used which is modelled as a constant DC-source.

Chapter 4

Control of Shunt-Connected VSC for Power Quality Applications

This chapter treats the derivation of the control system used in a shunt-connected VSC, both with and without energy storage. Furthermore, the influence of the control system on the system performance during a voltage dip is analysed.

4.1 Introduction

Grid-connected VSCs with self-commutated valves, like the insulated-gate bipolar transistor (IGBT), are getting more and more common on distribution level for many types of applications. As mentioned in Chapter 2 *Power Electronics in Power Systems*, a shunt-connected VSC can be used to provide an increased control of the voltage and improve the power quality in distribution grids.

The control of a VSC is often realized by a cascade controller as shown in Figure 4.1, i.e. two closed loop controllers where the outer loop provides a reference for the inner loop. The inner controller is often called the vector current controller (VCC) with the objective to control the current through the filter reactor by adjusting the terminal voltage. The outer controller is used to control the bus voltage at the PCC by sending a current reference to the inner current loop. Depending on how the outer controller is realized, it is denoted reactive power controller (RPC), when no energy storage is attached, or voltage controller (VC), when there is an energy storage on the DC-side of the VSC.

In this chapter is first the derivation of the VCC treated, followed by the derivation of the VC and the RPC. Furthermore, the used synchronization system is explained. Then, a list of the simplifications in the derived control system, compared to a real system, is given and finally the system performance is investigated during a voltage dip.

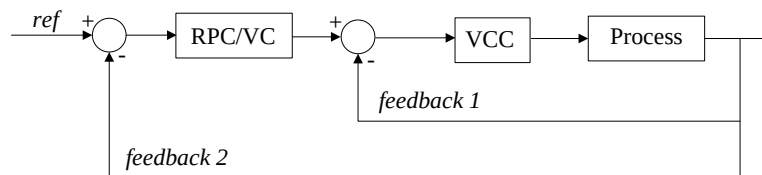


Figure 4.1: Structure of the cascade controller.

4.2 Vector Current Controller

The key element in the investigated systems is the VSC and its main circuit scheme is shown in Figure 4.2. Pulse width modulation (PWM) technique is used to set the switching signals $sw_a(t)$, $sw_b(t)$ and $sw_c(t)$ to ± 1 . If the switching signal for one phase is set to 1, the upper valve in that phase is turned on and the terminal voltage in that phase will be equal to $u_{dc}(t)/2$. Opposite, if the switching signal is set to -1 , the lower valve is turned on and the terminal voltage of that phase will be equal to $-u_{dc}(t)/2$. A blanking time is needed to avoid short-circuit of the VSC phase-legs [33]. If the switching frequency is assumed to be very high, the VSC can be modelled as an ideal sinusoidal three-phase voltage source, thus, neglecting all switching harmonics. This is a useful approximation when the performance of the device is of interest and not its exact behaviour.

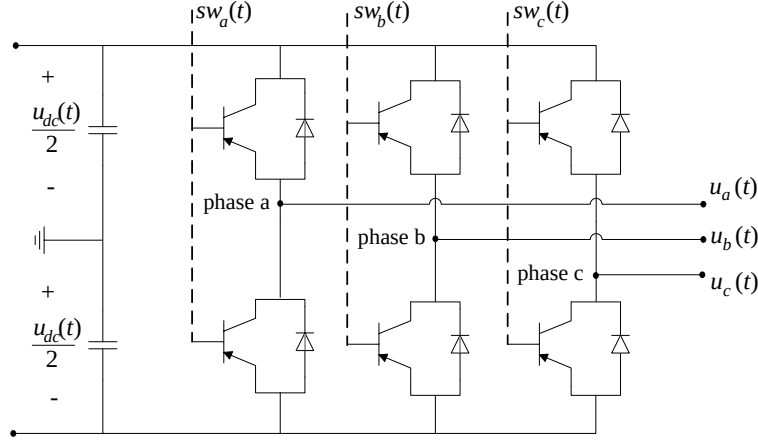


Figure 4.2: Three-phase VSC.

The VSC is connected to the point of common coupling (PCC) through a LCL-filter as shown in Figure 4.3. The inductance of the converter-side filter reactor is denoted L_f , the resistance of the filter reactor R_f , the filter capacitance C_f and the grid-side filter inductance, constituted by the leakage inductance of the injection transformer, is denoted L_{tr} . The terminal voltages are denoted $u_a(t)$, $u_b(t)$ and $u_c(t)$, the current through the filter reactor $i_{f,a}(t)$, $i_{f,b}(t)$ and $i_{f,c}(t)$ and the capacitor voltage $e_{c,a}(t)$, $e_{c,b}(t)$ and $e_{c,c}(t)$. All loads that will be connected to the PCC are assumed to be balanced.

4.2.1 Electric System

Using Kirchhoff's voltage law (KVL) between the VSC terminals and the capacitors in Figure 4.3, the following differential equations can be obtained

$$u_a(t) = e_{c,a}(t) + R_f i_{f,a}(t) + L_f \frac{di_{f,a}(t)}{dt} \quad (4.1)$$

$$u_b(t) = e_{c,b}(t) + R_f i_{f,b}(t) + L_f \frac{di_{f,b}(t)}{dt} \quad (4.2)$$

$$u_c(t) = e_{c,c}(t) + R_f i_{f,c}(t) + L_f \frac{di_{f,c}(t)}{dt} \quad (4.3)$$

The three-phase equations of (4.1)-(4.3) can be transformed into a two phase stationary system using Clark's transformation. This fixed coordinate system is denoted the $\alpha\beta$ -system and a three-

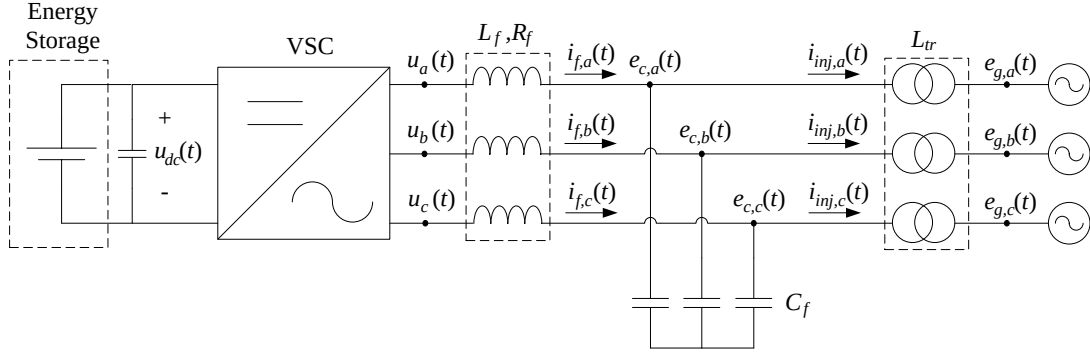


Figure 4.3: Three-phase VSC connected to the PCC through a LCL-filter.

phase system can, assuming no zero sequence components, be transformed into the $\alpha\beta$ -system using the following (power invariant) transformation matrix

$$\begin{bmatrix} x^\alpha \\ x^\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

where the transformation is explained in Appendix A *Transformations for Three-Phase Systems*. Applying (4.4) to the three-phase equations in (4.1)-(4.3), the differential equations can be rewritten as

$$u^\alpha(t) = e_c^\alpha(t) + R_f i_f^\alpha(t) + L_f \frac{di_f^\alpha(t)}{dt} \quad (4.5)$$

$$u^\beta(t) = e_c^\beta(t) + R_f i_f^\beta(t) + L_f \frac{di_f^\beta(t)}{dt} \quad (4.6)$$

Equations (4.5) and (4.6) can be combined and written in space vector form as

$$\underline{u}^{\alpha\beta}(t) = \underline{e}_c^{\alpha\beta}(t) + R_f \underline{i}_f^{\alpha\beta}(t) + L_f \frac{d\underline{i}_f^{\alpha\beta}(t)}{dt} \quad (4.7)$$

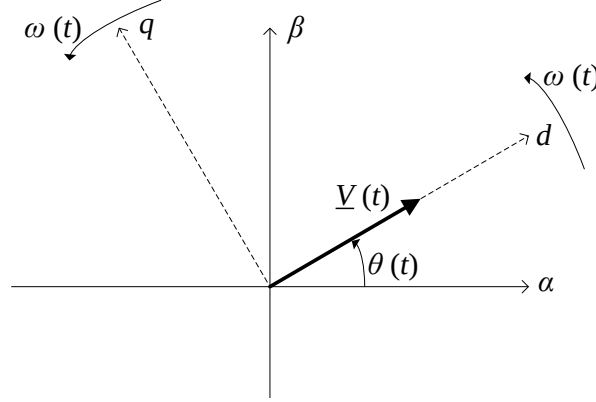
where an underline denotes a complex space vector, e.g. $\underline{e}^{\alpha\beta} = e^\alpha + je^\beta$. The same notation is used for voltages, currents and other quantities.

Since the $\alpha\beta$ -frame is fixed, the vectors are AC quantities rotating with a frequency ω in the $\alpha\beta$ -frame. Moving into the dq-synchronous reference frame transform the vectors into DC quantities, hence, making it more simple to use PI-regulators [19]. Figure 4.4 shows how the $\alpha\beta$ - and dq-frames are coupled. The transformation from the $\alpha\beta$ -frame to the dq-frame is given by

$$\begin{bmatrix} x^d \\ x^q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & -\sin(\theta(t)) \\ \sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x^\alpha \\ x^\beta \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

where $\theta(t)$ is the transformation angle given by the phase-locked-loop (PLL). The PLL is synchronized with the PCC such that, in steady state, the d-axis in the dq-frame is aligned with the voltage vector as showed in Figure 4.4. See Section 4.5 *Synchronization System - PLL* for an explanation of the structure of the PLL. Using (4.8), the system in (4.7) can be expressed in dq-quantities as

$$\underline{u}^{dq}(t) = \underline{e}_c^{dq}(t) + R_f \underline{i}_f^{dq}(t) + L_f \frac{d\underline{i}_f^{dq}(t)}{dt} + j\omega L_f \underline{i}_f^{dq}(t) \quad (4.9)$$


 Figure 4.4: $\alpha\beta$ - and dq -frames.

Since the d-axis, in steady state, is aligned with the voltage vector, the q-component of the voltage is equal to zero. This also means that the current vector easily can be split into an active and a reactive component. The d-component of the current vector, which in steady state is parallel to the voltage vector, therefore corresponds to the active component of the current (power). Also, the q-component of the current vector, which in steady state is perpendicular to the voltage vector, corresponds to the reactive component of the current (power). It should be noticed that, in agreement with Figure 4.3, a positive current (power) is injected into the grid by the VSC.

4.2.2 Controller Design

Transforming (4.9) into the Laplace domain and reorganizing gives

$$\underline{i}_f^{dq}(s) = \frac{1}{R_f + j\omega L_f + sL_f} (\underline{u}^{dq}(s) - \underline{e}_c^{dq}(s)) \quad (4.10)$$

which describes how the filter current is related to the voltages, and in particular to the controllable parameter $\underline{u}^{dq}(s)$.

Measuring the filter current and comparing it to the reference value (obtained from the outer control loop), gives an error which acts as an input to the PI-regulator in the VCC. There are two parallel control systems, one for the real current (active power), and one for the imaginary current (reactive power) of the current vector. The output from the VCC is the terminal voltage vector reference $\underline{u}_{ref}^{dq}(s)$ which is transformed to a three-phase value and sent to the PWM to obtain the switching signals. This process is assumed to be very fast, such that, from the VCC's view, the reference vector $\underline{u}_{ref}^{dq}(s)$ is instantaneously transformed into the actual terminal voltage vector $\underline{u}^{dq}(s)$.

Hence, using (4.10), the process of the system, from the controllable terminal voltage $\underline{u}^{dq}(s)$ to the filter current, $\underline{i}_f^{dq}$, can be written as

$$G_{c1} = \frac{\underline{i}_f^{dq}(s)}{\underline{u}^{dq}(s)} = \frac{1}{sL_f + R_f + j\omega L_f} \quad (4.11)$$

However, the objective of the VCC is to control the active and the reactive current components separately. By looking at (4.11) it can be noticed that there is a cross-coupling term $j\omega L_f$ which originates from the rotation of the dq -frame. The cross-coupling term would map a component on the d-axis onto the q-axis and vice versa. When designing the controller, the cross-coupling term can be feed-forwarded to cancel out its effects. Hence, G_{c1} can be simplified to an equivalent process

$$\begin{aligned}
G_{c2} &= \frac{G_{c1}}{1 - G_{c1}j\omega L_f} = \frac{\frac{1}{sL_f + R_f + j\omega L_f}}{1 - \frac{1}{sL_f + R_f + j\omega L_f}j\omega L_f} \\
&= \frac{1}{\frac{sL_f + R_f + j\omega L_f}{sL_f + R_f + j\omega L_f - j\omega L_f}} = \frac{1}{sL_f + R_f}
\end{aligned} \tag{4.12}$$

which also shows that the cross-coupling can be eliminated by feed-forwarding. Note that this only holds when the feed-forward parameter can be measured and feed-forward instantaneously, like in a continuous system. If there are delays, the feed-forwarded value would no longer equal the measured value, since the parameter value would have changed after the sampling. Feed-forwarding can still be used in discrete system, but it can not completely eliminate the effects from the disturbances caused by the parameter.

From (4.10) it can be noticed that also $\underline{e}_c^{dq}$ have an impact on the filter current. This could be seen as a disturbance to the system and the capacitor voltage is thus also feed-forwarded into the VCC to cancel out its effects. Figure 4.5 shows the block diagram of the VCC with the feed-forward terms, the PWM and the process included.

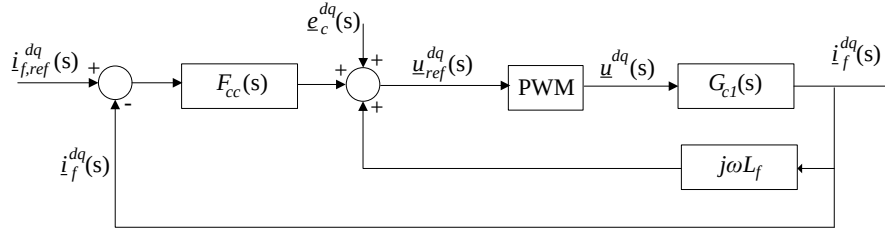


Figure 4.5: Block diagram of the VCC with feed-forward of the cross coupling term $j\omega L_f$ and the disturbance $\underline{e}_c^{dq}$.

In Figure 4.5, the block $F_{cc}(s)$ denotes the PI-regulator of the VCC, described by

$$F_{cc}(s) = k_{p,cc} + \frac{k_{i,cc}}{s} = \frac{k_{p,cc}s + k_{i,cc}}{s} \tag{4.13}$$

where $k_{p,cc}$ is the proportional gain and $k_{i,cc}$ is the integral gain which can be determined by using the closed-loop transfer function from $\underline{i}_{f,ref}^{dq}$ to $\underline{i}_f^{dq}$ in Figure 4.5.

The closed-loop transfer function, i.e. the current control loop, can thus be written as

$$\begin{aligned}
G'_{cc} &= \frac{F_{cc}G_{c2}}{1 + F_{cc}G_{c2}} = \frac{\frac{k_{p,cc}s + k_{i,cc}}{s} \frac{1}{sL_f + R_f}}{1 + \frac{k_{p,cc}s + k_{i,cc}}{s} \frac{1}{sL_f + R_f}} \\
&= \frac{k_{p,cc}s + k_{i,cc}}{s^2L_f + (R_f + k_{p,cc})s + k_{i,cc}}
\end{aligned} \tag{4.14}$$

The objective of the design of the controller is to obtain a good performance, basically a fast response and a good damping. Since the resistance in the filter is included in the used model, the damping of the controller gets dependent on R_f as seen in (4.14). Increasing the value of R_f improves the damping of the system but it also increases the losses in the filter, which is not

desired. Furthermore, the exact value of R_f is needed in order to obtain an accurate controller, and this can be difficult since the resistance in the filter depends not only on the power flow through the filter, but also outer effects like the ambient temperature.

Instead, as proposed in [13], a fictitious damping resistance R_{acc} can be introduced in the controller and the filter resistance can be kept low while still obtaining a proper damping. As it will later be shown, the controller performance can this way be made less dependent on the filter resistance. Similar to the cross-coupling term, R_{acc} is also feed-forwarded and the updated block diagram is shown in Figure 4.6.

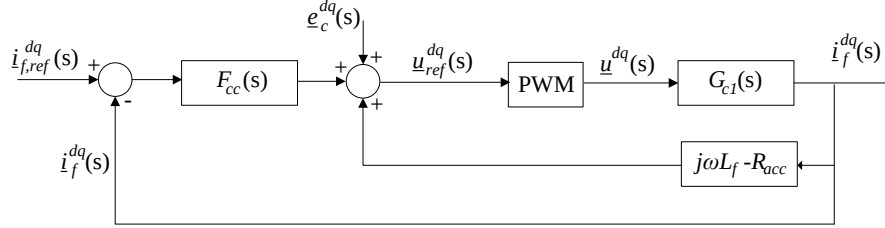


Figure 4.6: Block diagram of the vector current controller with feed-forward of $j\omega L_f$ and the active damping.

Hence, with the damping term included, the process G_{c2} can be rewritten (with the same method as for the cross-coupling term) as the equivalent process

$$G_{c3} = \frac{1}{sL_f + R_f + R_{acc}} \quad (4.15)$$

giving the updated closed-loop transfer function

$$\begin{aligned} G_{cc} &= \frac{F_{cc}G_{c3}}{1 + F_{cc}G_{c3}} \\ &= \frac{k_{p,cc}s + k_{i,cc}}{s^2L_f + (R_f + R_{acc} + k_{p,cc})s + k_{i,cc}} \end{aligned} \quad (4.16)$$

It is desired that the response of the VCC should be equal to a low-pass filter. Denoting the bandwidth of the VCC ω_{cc} , the ideal performance can be expressed as

$$\begin{aligned} G_{cc} &= \frac{\omega_{cc}}{s + \omega_{cc}} = \frac{\omega_{cc}(s + \omega_{cc})}{(s + \omega_{cc})(s + \omega_{cc})} \\ &= \frac{\omega_{cc}(s + \omega_{cc})}{s^2 + 2\omega_{cc}s + \omega_{cc}^2} \end{aligned} \quad (4.17)$$

which is written in the same form as (4.16) and, by solving the equations, the controller gains and the active damping can be selected as

$$R_{acc} = \omega_{cc}L_f - R_f \quad (4.18)$$

$$k_{p,cc} = \omega_{cc}L_f \quad (4.19)$$

$$k_{i,cc} = \omega_{cc}(R_{acc} + R_f) \quad (4.20)$$

It can be noticed that neither the proportional gain nor the integral gain is dependent on R_f . R_{acc} on the other hand, is depending on the filter resistance. However, R_f is, compared to $\omega_{cc}L_f$, small and it can thus be said that the controller in total has a small dependency of R_f .

4.3. Reactive Power Controller - VSC without significant Energy Storage

In all, according to Figure 4.6 and with the parameters selected according to (4.18)-(4.20), the control law can in the time domain be written as

$$\begin{aligned} \underline{u}_{ref}^{dq}(t) = & \underline{e}_c^{dq}(t) + (-R_{acc} + j\omega L_f) \dot{\underline{i}}_f^{dq}(t) \\ & + k_{p,cc} \left(\dot{\underline{i}}_{f,ref}^{dq}(t) - \dot{\underline{i}}_f^{dq}(t) \right) + \int_0^t k_{i,cc} \left(\dot{\underline{i}}_{f,ref}^{dq}(\tau) - \dot{\underline{i}}_f^{dq}(\tau) \right) d\tau \end{aligned} \quad (4.21)$$

4.3 Reactive Power Controller - VSC without significant Energy Storage

As mentioned before, a cascade control structure is used which means that an outer control loop sends a reference value to the inner controller, i.e. the VCC. The structure of the whole control system is shown in Figure 4.7 where the RPC is the controller in the outer loop.

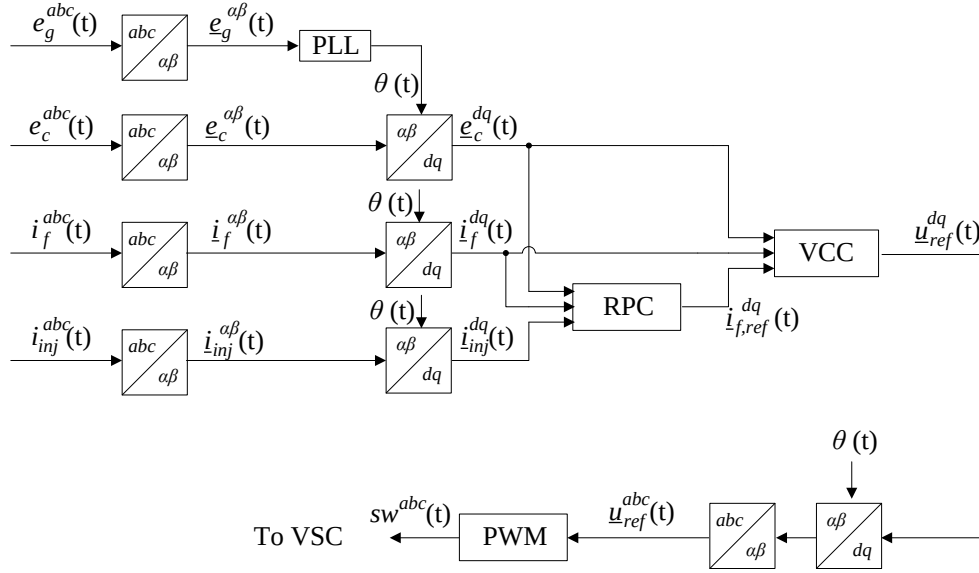


Figure 4.7: Block diagram of the D-STATCOM.

If no additional energy storage is attached to the DC-side of the VSC, or if the DC-capacitor is not sufficiently large, the VSC can only produce or consume reactive power. Hence, one degree of freedom is lost and the D-STATCOM can either control the phase of the voltage or, which is most common, only the magnitude of the voltage. This can be done in a number of ways but the method used in this work controls the energy stored in the filter capacitor, a methodology commonly used to control the DC-voltage across DC-capacitors, for example in [18].

The objective is that the D-STATCOM should control the PCC voltage. However, with a LCL-filter, the voltage across the capacitor could be chosen as the desired parameter to control. Thus, the PCC voltage can be used only for synchronization in the PLL. This means that simpler and less expensive voltage measurement equipment can be used at the PCC [6]. Since the impedance between the PCC and the filter capacitor, i.e. the leakage inductance of the injection transformer, is small, there is just a slight difference between the two voltages, in both magnitude and phase. This difference can, in steady state, be compensated for by feed-forwarding a voltage equal to the voltage drop over the injection transformer, or it can be neglected. In this work, the later is chosen.

Hence, the capacitor voltage $\underline{e}_c$ is chosen as the controlled voltage in the VSC.

4.3.1 Electric System

The current-voltage relation in the filter capacitors in the $\alpha\beta$ -frame is written as

$$\underline{i}_c^{\alpha\beta}(t) = C_f \frac{d\underline{e}_c^{\alpha\beta}(t)}{dt} \quad (4.22)$$

which in the dq-frame is written as

$$\underline{i}_c^{dq}(t) = C_f \frac{d\underline{e}_c^{dq}(t)}{dt} + j\omega C_f \underline{e}_c^{dq}(t) \quad (4.23)$$

The power exchange in the capacitors is obtained by multiplying the voltage across the capacitors, $\underline{e}_c^{dq}$, with the capacitor current in (4.23). Hence, the power consumed or produced in the capacitors are written as

$$S_c(t) = P_c(t) + jQ_c(t) = \underline{e}_c^{dq}(t) \underline{i}_c^{dq}(t)^* = C_f \underline{e}_c^{dq}(t) \frac{d\underline{e}_c^{dq}(t)}{dt} - j\omega C_f \underline{e}_c^{dq}(t)^2 \quad (4.24)$$

where $*$ denotes the complex conjugate. If it is assumed that the alignment with the PLL is correct, i.e. $e_c^q = 0$, and that the capacitors are ideal, i.e. $P_c = 0$ and $i_c^d = 0$, (4.24) can be simplified as

$$S_c(t) \approx jQ_c(t) \quad (4.25)$$

$$\begin{aligned} &\approx jC_f e_c^d(t) \frac{de_c^q(t)}{dt} - j\omega C_f e_c^d(t)^2 \\ &\approx jC_f e_c^d(t) \frac{de_c^d(t)}{dt} - j\omega C_f e_c^d(t)^2 \\ &= j \frac{C_f}{2} \frac{de_c^d(t)^2}{dt} - j\omega C_f e_c^d(t)^2 \\ &\approx j \frac{C_f}{2} \frac{d|\underline{e}_c^{dq}(t)|^2}{dt} - j\omega C_f |\underline{e}_c^{dq}(t)|^2 \end{aligned} \quad (4.26)$$

where it is further assumed that the change in the q-component is equal to the change in the d-component and that the magnitude of the voltage vector is the same as the magnitude of the d-component.

Using the notation and the direction of the corresponding currents given in Figure 4.3, the reactive power flowing into the capacitor can be written as

$$Q_c(t) = Q_f(t) - Q_{inj}(t) \quad (4.27)$$

where Q_f denotes the reactive power flowing through the filter reactor and Q_{inj} denotes the reactive power flowing into the PCC through the injection transformer.

4.3.2 Controller Design

Transforming (4.26) into the Laplace domain, using (4.27) and reorganizing gives

$$|\underline{e}_c^{dq}(s)|^2 = \frac{1}{s \frac{C_f}{2} - \omega C_f} (Q_f(s) - Q_{inj}(s)) \quad (4.28)$$

which describes how the magnitude of the square of the capacitor voltage is related to the controllable parameter Q_f .

The magnitude of $\underline{e}_c^{dq}(s)$ is measured and squared, and compared to its reference value (set to the pre-fault value). This gives an error vector which is sent to the PI-regulator in the RPC. There is only one controller in the RPC since the active power is not controlled, but simply set to

zero. The output from the RPC should be the filter current vector reference that is sent to the VCC. Since the VCC is much faster than the RPC [17], it is approximated that the reference value $i_{f,ref}^{dq}$ is instantaneously transformed into the actual filter current i_f^{dq} . For this approximation to be valid it is commonly said that the inner loop should be at least ten times faster than the outer loop [19].

Since the controllable parameter in (4.28) is a reactive power, while the output from the RPC should be a reference current vector, it is necessary to rewrite (4.28) as a function of the corresponding currents. This causes a problem since only the magnitude of the capacitor voltage is controlled, not the individual dq-components. In steady state, the dq-components of both currents and voltages are known but when injecting reactive power in transient operation, due to the slowness in the PLL, the actual angle θ might change and therefore also the d- and q-components. However, if it is assumed that the d- and q-components do not deviate too much from the steady state values, they still can be used to derive the control law.

With the d-axis aligned with the voltage vector, the reactive power flowing in the system can be expressed as

$$Q_f = -e_c^d i_f^q + e_c^q i_f^d \approx -e_c^d i_f^q \quad (4.29)$$

$$Q_{inj} = -e_c^d i_{inj}^q + e_c^q i_{inj}^d \approx -e_c^d i_{inj}^q \quad (4.30)$$

With (4.29) and (4.30) can (4.28) be rewritten as

$$|e_c^{dq}(s)|^2 = \frac{-e_c^d(s)}{s \frac{C_f}{2} - \omega C_f} \left(i_f^q(s) - i_{inj}^q(s) \right) \quad (4.31)$$

Hence, from (4.31), the process from the q-component of the filter current i_f^q to the square of the capacitor voltage, $|e_c^{dq}|^2$, can be obtained as

$$G_r = \frac{|e_c^{dq}(s)|^2}{i_f^q(s)} = \frac{-e_c^d(s)}{s \frac{C_f}{2} - \omega C_f} \quad (4.32)$$

It can be noticed in (4.31) that i_{inj}^q has an impact on the voltage square. Thus, i_{inj}^q is feed-forwarded in the RPC. In (4.32), ωC_f does not create any cross-coupling but it does act as a disturbance to the system. Hence, it should be feed-forwarded in the RPC. However, it can not be directly feed-forwarded with the square of the voltage since this would give a reactive power and not a current. Instead, to obtain a q-component of the current, $-\omega C_f / e_{c,LP}$ is feed-forwarded where $e_{c,LP}$ is the low-pass-filtered magnitude of the capacitor voltage, expressed as

$$e_{c,LP} = \frac{\omega_{cc}}{s + \omega_{cc}} |e_c^{dq}| \quad (4.33)$$

where it is assumed that the bandwidth of the low-pass filter is the same as the bandwidth of the VCC.

Including the feed-forward of $-\omega C_f / e_{c,LP}$, the process can be simplified as

$$G'_r = \frac{G_r}{1 + G_r \frac{\omega C_f}{-e_{c,LP}}} = \frac{\frac{-e_c^d(s)}{s \frac{C_f}{2} - \omega C_f}}{1 + \frac{-e_c^d(s)}{s \frac{C_f}{2} - \omega C_f} \frac{\omega C_f}{-e_{c,LP}}} \approx -\frac{2e_c^d}{s C_f} \quad (4.34)$$

if it once again is assumed that the magnitude of the voltage is the same as the magnitude of the d-component.

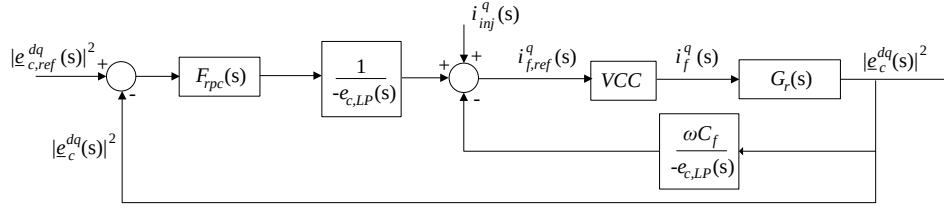


Figure 4.8: Block diagram of the RPC and the process.

Also the output from the PI-regulator has to be transformed into a current quantity. Therefore, the output of the PI-regulator is divided by $-e_{c,LP}$ as well. The complete block diagram of the controller and the process is shown in Figure 4.8.

As in the VCC, $F_{rpc}(s)$ is the PI-regulator in the RPC which is described by

$$F_{rpc}(s) = k_{p,rpc} + \frac{k_{i,rpc}}{s} = \frac{k_{p,rpc}s + k_{i,rpc}}{s} \quad (4.35)$$

where $k_{p,rpc}$ is the proportional gain and $k_{i,rpc}$ is the integral gain which can be calculated using the closed-loop transfer function from $|e_{c,ref}^{dq}|^2$ to $|e_c^{dq}|^2$, shown in Figure 4.8.

The closed-loop transfer function, i.e. the reactive power control loop, is then written as

$$G_{rpc} = \frac{\frac{F_{rpc}}{-e_{c,LP}} G_r'}{1 + \frac{F_{rpc}}{-e_{c,LP}} G_r'} = \frac{-\frac{k_{p,rpc}s + k_{i,rpc}}{s e_{c,LP}} \left(-\frac{2e_c^d}{s C_f} \right)}{1 - \frac{k_{p,rpc}s + k_{i,rpc}}{s e_{c,LP}} \left(-\frac{2e_c^d}{s C_f} \right)} \approx \frac{k_{p,rpc}s + k_{i,rpc}}{s^2 \frac{C_f}{2} + k_{p,vc}s + k_{i,vc}} \quad (4.36)$$

if it is assumed that $e_{c,LP} \approx e_c^d$.

Since the resistances of the capacitors have not been included in the used model, there is no need for adding a damping term as in the VCC since the process already is in the form of a low-pass filter. However, if the capacitor resistances would have been included, a damping term could have been added in a similar way as in the VCC. Now, a satisfying performance of the controller can be obtained by simply selecting $k_{i,rpc} = 0$, and (4.36) can thus be simplified to

$$G_{rpc} = \frac{k_{p,rpc}}{s \frac{C_f}{2} + k_{p,rpc}} \quad (4.37)$$

The desired step response from the reactive power controller should, just as in the VCC, have the form of a low-pass filter, giving

$$G_{rpc} = \frac{\omega_{rpc}}{s + \omega_{rpc}} \quad (4.38)$$

where ω_{rpc} is the desired bandwidth of the RPC. Comparing (4.37) and (4.38) makes it easy to select the controller gains as

$$k_{p,rpc} = \omega_{rpc} \frac{C_f}{2} \quad (4.39)$$

$$k_{i,rpc} = 0 \quad (4.40)$$

To simplify the following notation, the division by two is extracted from the proportional gain in (4.39), and implemented as a part of the low-pass filtered block as shown in Figure 4.9. Hence, (as it will be shown later) the controller gains in the RPC and in the VC will be identical. From now and on, the proportional and the integral gain in the RPC are selected and denoted as

$$k_{p,vc} = \omega_{vc} C_f \quad (4.41)$$

$$k_{i,vc} = 0 \quad (4.42)$$

with the block diagram of the controller updated and shown in Figure 4.9. Note that also the bandwidth of the RPC is now denoted ω_{vc} .

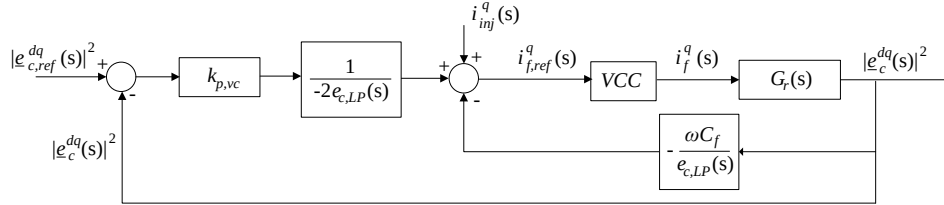


Figure 4.9: Updated block diagram of the RPC and the process.

Hence, according to Figure 4.9, with the reference active current (power) exchange set to zero and the controller parameters selected as in (4.41) and (4.42), the control law can in the time domain be written as

$$\begin{aligned} i_{f,ref}^d(t) &= 0 \\ i_{f,ref}^q(t) &= i_{inj}^q(t) + \omega C_f \frac{|e_c^{dq}(t)|^2}{e_{c,LP}(t)} - \frac{k_{p,vc}}{2e_{c,LP}(t)} \left(|e_{c,ref}^{dq}(t)|^2 - |e_c^{dq}(t)|^2 \right) \end{aligned} \quad (4.43)$$

with $e_{c,LP}$ defined according to (4.33).

4.4 Voltage Controller - VSC with Energy Storage

If a sufficiently large energy storage is attached to the DC-side of the VSC, not only reactive power can be exchanged with the grid, but also active power. Hence, for an E-STATCOM, the outer loop can be set to control both the magnitude and the phase of the voltage, corresponding to both the d- and q-component of the filter current.

The cascade control structure for the E-STATCOM is the same as for the D-STATCOM, shown in Figure 4.10, with the only difference that the RPC-block is exchanged with the VC.

4.4.1 Electric System

Applying Kirchhoff's current law (KCL) on the nodes of the capacitors in Figure 4.3 gives the following differential equations

$$i_{f,a}(t) = i_{inj,a}(t) + C_f \frac{de_{c,a}(t)}{dt} \quad (4.44)$$

$$i_{f,b}(t) = i_{inj,b}(t) + C_f \frac{de_{c,b}(t)}{dt} \quad (4.45)$$

$$i_{f,c}(t) = i_{inj,c}(t) + C_f \frac{de_{c,c}(t)}{dt} \quad (4.46)$$

With the same method as for the VCC can (4.44)-(4.46) be transformed first to the $\alpha\beta$ -frame and then to the dq-frame and written as

$$i_f^{dq}(t) = i_{inj}^{dq}(t) + C_f \frac{de_c^{dq}(t)}{dt} + j\omega C_f e_c^{dq}(t) \quad (4.47)$$

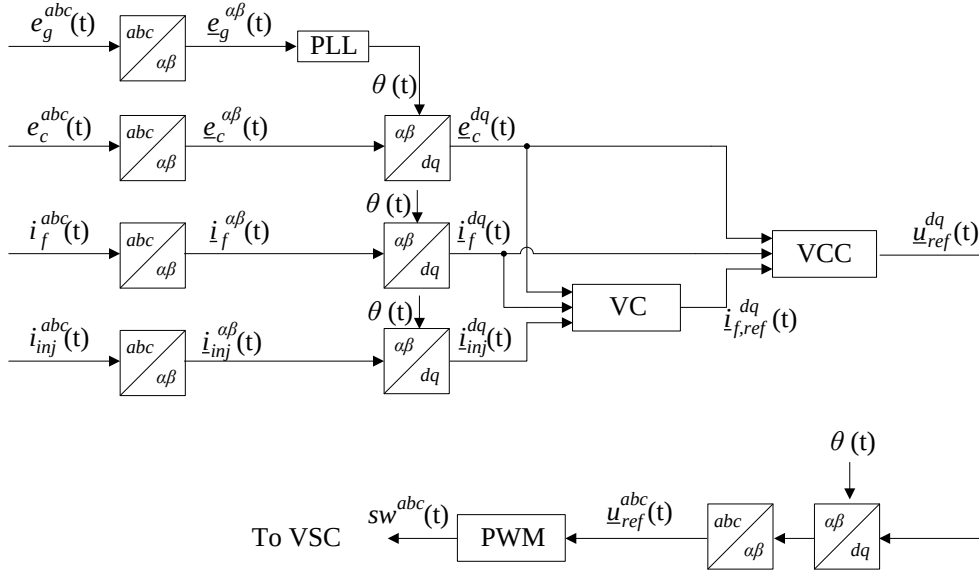


Figure 4.10: Block diagram of the E-STATCOM.

4.4.2 Controller Design

Transforming (4.47) into the Laplace domain and reorganizing gives

$$\underline{e}_c^{dq}(s) = \frac{1}{sC_f + j\omega C_f} \left(\underline{i}_f^{dq}(s) - \underline{i}_{inj}^{dq}(s) \right) \quad (4.48)$$

which describes how the voltage across the capacitor is related to the currents, and in particular to the controllable parameter $\underline{i}_f^{dq}$.

The capacitor voltage vector is measured and compared to its reference value (set to the pre-fault value). The obtained error acts as an input to the PI-regulator in the VC. Similar to the VCC, there are two parallel controllers, one for the real and one for the imaginary part of the voltage vector. The output from the VC is the filter current vector reference which is sent to the VCC. As in the RPC, it is approximated that the reference value $\underline{i}_{f,ref}^{dq}$ instantaneously is transformed into the actual filter current $\underline{i}_f^{dq}$ since the VCC is much faster than the VC [17].

Hence, using (4.48), the process of the system from the controllable filter current $\underline{i}_f^{dq}$ to the capacitor voltage, $\underline{e}_c^{dq}$, can be written as

$$G_v = \frac{\underline{e}_c^{dq}}{\underline{i}_f^{dq}} = \frac{1}{sC_f + j\omega C_f} \quad (4.49)$$

Here, the cross-coupling term is $j\omega C_f$ and it is feed-forwarded in the controller giving the new process

$$G'_v = \frac{G_v}{1 - G_v j\omega C_f} = \frac{1}{sC_f} \quad (4.50)$$

From (4.48) it can be noticed that also $\underline{i}_{inj}^{dq}$ have an impact on the capacitor voltage, hence it is also feed-forwarded into the VC. Figure 4.11 shows the complete block diagram of the voltage control system with the VC, feed-forward terms, the VCC and the process.

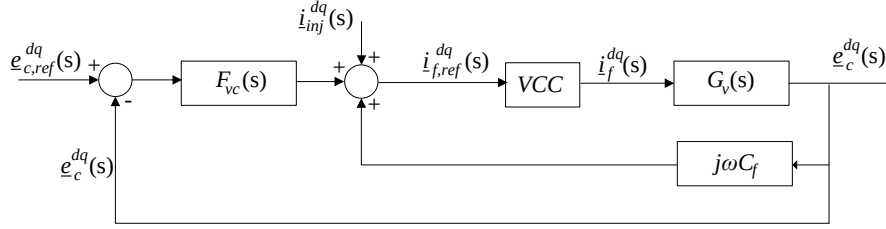


Figure 4.11: Block diagram of the VC and the process.

As in the previous controllers, $F_{vc}(s)$ is the PI-regulator in the VC which is described by

$$F_{vc}(s) = k_{p,vc} + \frac{k_{i,vc}}{s} = \frac{k_{p,vc}s + k_{i,vc}}{s} \quad (4.51)$$

where $k_{p,vc}$ is the proportional gain and $k_{i,vc}$ is the integral gain. The values can be calculated using the closed-loop transfer function from $\underline{e}_{c,ref}^{dq}$ to $\underline{e}_c^{dq}$, shown in Figure 4.11.

The closed-loop transfer function, i.e. the voltage control loop, can then be written as

$$\begin{aligned} G_{vc} &= \frac{F_{vc}G'_v}{1 + F_{vc}G'_v} = \frac{\frac{k_{p,vc}s + k_{i,vc}}{s} \frac{1}{sC_f}}{1 + \frac{k_{p,vc}s + k_{i,vc}}{s} \frac{1}{sC_f}} \\ &= \frac{k_{p,vc}s + k_{i,vc}}{s^2C_f + k_{p,vc}s + k_{i,vc}} \end{aligned} \quad (4.52)$$

The resistances in the capacitors have, as in the design of the RPC, not been included in the model. Hence, it is not needed to add a damping term. However, if the capacitor resistances would have been included, a damping term could have been added in a similar way as in the VCC. By simply selecting $k_{i,vc} = 0$ a satisfying performance of the controller can be obtained. Hence, (4.36) can be simplified to

$$G_{vc} = \frac{k_{p,vc}}{sC_f + k_{p,vc}} \quad (4.53)$$

Just as in the VCC and the RPC should the desired step response in the VC have the form of a low-pass filter, giving

$$G_{vc} = \frac{\omega_{vc}}{s + \omega_{vc}} \quad (4.54)$$

where ω_{vc} is the desired bandwidth of the VC. Comparing (4.53) and (4.54) makes it possible to select the controller gains as

$$k_{p,vc} = \omega_{vc}C_f \quad (4.55)$$

$$k_{i,vc} = 0 \quad (4.56)$$

Hence, according to Figure 4.11 and the controller gains in (4.55) and (4.56), the control law for the VC can in the time domain be written as

$$\underline{i}_{f,ref}^{dq}(t) = \underline{i}_{inj}^{dq}(t) + j\omega C_f \underline{e}_c^{dq}(t) + k_{p,vc} \left(\underline{e}_{c,ref}^{dq}(t) - \underline{e}_c^{dq}(t) \right) \quad (4.57)$$

4.5 Synchronization System - PLL

The synchronization system is used to align the d-axis in the dq-frame with the voltage vector by determining the angle θ . θ is then used in the transformation between the fixed $\alpha\beta$ -frame and the rotating dq-frame, see Figure 4.4. One method to determine the angle would be by detecting the zero-crossing of the voltage. But due to the presence of noise and harmonics, it would be hard to determining the “correct” zero-crossing. Only measuring on one phase would mean that the other two phases would have to be calculated from the measured phase, or measured as well.

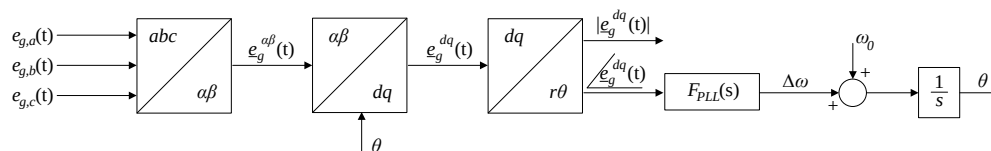


Figure 4.12: Block diagram of the PLL.

Instead, the most common method to set up the synchronization system is to use a PLL. The algorithm in the PLL can vary but the method used in this thesis is shown as a block diagram in Figure 4.12. The three-phase voltage used for synchronization is measured, transformed to a voltage vector in the $\alpha\beta$ -frame and, using a previously determined or a guessed value of θ , transforming into the dq-frame. The angle between the voltage vector and the d-axis is then calculated and sent to a PI-regulator which gives an error that is added to the nominal frequency. Integrating the sum gives an updated θ which is used to correct the next transformation between the $\alpha\beta$ - and the dq-frame.

The bandwidth of the PLL should be low, and are normally set to around $2\pi 5$ rad/s in order to provide a sufficient damping to harmonics and transients.

4.6 Simplifications in the Used System

A few parts of the control systems have been neglected in these derivation. The reason for this is that the focus of this work is not on designing a real system, but to understand the phenomenon behind the observed performance in Chapter 6 *Impact of Load Dynamics on System Performance*. All assumptions have therefore been done with the aim to simplify the system as much as possible, in order to make the analysis easier. This section will highlight the parts of the controller that have been approximated or neglected in this work but would be different in a real shunt-connected VSC.

4.6.1 Continuous System

The used controller is in this work modelled to be continuous but in a real system, the signals would be sampled and sent to a discrete controller. With a continuous controller, there is no limit in the bandwidth of the VCC since the sampling frequency is infinitely high. In a discrete controller this can poses a problem and the VCC bandwidth can never be higher than the sampling frequency. Since this work focus on the system performance, a continuous controller can be used. A similar discrete controller is, for example, explained in [7].

In a discrete system it is important to consider the delays in the control system since the time between each sample is so large that it can not be neglected. Some methods have been developed which provide a compensation of this delay. One common method is to use a Smith predictor. Using that, the output of the VCC is estimated by the Smith predictor and feed-forward to the input of the VCC, hence compensating for the impact of the delays. More extensive information about the Smith predictor can be found in [35].

4.6.2 Balanced System and Faults

Only balanced systems and faults have been studied in this work, while, in reality, a majority of the faults are unbalanced [5]. The reason for only considering balanced system is that one of the aims have been to find applications for energy storage equipped STATCOMs. Including unbalanced systems in the model would not increase the number of applications. Secondly, simplifying the system as much as possible, i.e. only studying balanced systems, makes it easier to analyse the system dynamic performance without considering other effects.

While a balanced system only contains positive sequence components, i.e. voltage or current vectors rotating with $+50$ Hz, an unbalanced systems also consists of negative sequence components, i.e. vectors rotating with -50 Hz. If the D-STATCOM or the E-STATCOM would be used in an unbalanced system, the presented controllers would have to be changed. In that case, two separate cascade controllers would have to be used, one for the positive sequence component and one for the negative sequence components, see for example [7]. The PLL would in that case also be equipped with a sequence separation algorithm that could find and separate the positive and the negative sequence components of the voltage and the corresponding angles.

4.6.3 Unlimited Converter Rating

If the terminal voltage reference in the VCC would exceed the rating of the converter, the VSC would be unable to perform the requested operation. This can be understood since the converter cannot output a voltage that would exceed a certain fraction of the DC-voltage. Therefore, when reaching saturation, the terminal voltage reference $\underline{u}_{ref}$ has to be limited and integrator anti-windup applied in the VCC. [25] gives a more extended description of the possible solutions to the saturation problem.

However, it has in this thesis been assumed that saturation never is reached, i.e. it is assumed that the converter voltage and current rating is large enough to perform all actions requested. The reason for this, as been mentioned before, is that the focus of the work is to investigate the performance in a system that is as simple as possible. Hence, all parts that would cause nonlinear effects in the compensator operation, e.g. saturation, are neglected.

4.6.4 Sinusoidal Three-Phase VSC

As mentioned when deriving the VCC in Section 4.2 *Vector Current Controller*, the VSC has in this work been modelled as a continuous sinusoidal three-phase voltage. Hence, all switching harmonics are neglected. Once again, the reason for doing this is that the performance of the system is in focus and not the exact operation.

4.6.5 Fixed DC-voltage

It has been assumed that the DC-voltage across the DC-capacitor is fixed, i.e. the VSC can produce the desired terminal voltage without considering changes in the DC-voltage. In a real VSC, the DC-voltage will change depending on the switching and the instantaneous power exchange. Therefore, the active power exchange is used to controlled the DC-voltage in both the D-STATCOM and the E-STATCOM. Neglecting this simplifies both the controller structure and the analysis of the results.

Furthermore, if some additional energy storage where connected to the DC-side, there might be a need of a DC/DC converter. This DC/DC converter is used to control the DC voltages and the power exchange between the VSC and the energy storage, e.g. a battery. More extensive information about the DC/DC converter can be found in [32].

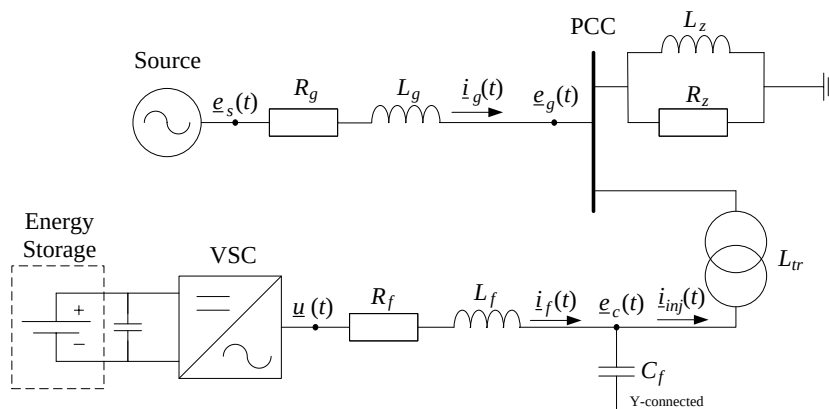


Figure 4.13: Grid model with supply, grid impedance, loads and a shunt-connected VSC connected through a LCL-filter.

4.7 System Performance During Voltage Dips

Testing the cascade control system for both the D-STATCOM and the E-STATCOM gives an understanding of the impact different settings have on the performance. The compensators are tested during a voltage dip and examined by varying the bandwidth of the VCC and the bandwidth of the voltage/reactive power controller. The impact of the capacitor size in the LCL-filter is also examined.

The simulations are done in PSCAD/EMTDC by Manitoba and the single line diagram of the grid model is shown in Figure 4.13. In PSCAD/EMTDC, a voltage dip from 1 pu to 0.75 pu is introduced in the source voltage. Figure 4.14 shows the voltage dip in both three-phase components and in dq-components (synchronized with the source voltage). The values for the grid and filter parameters are shown in table 4.1b.

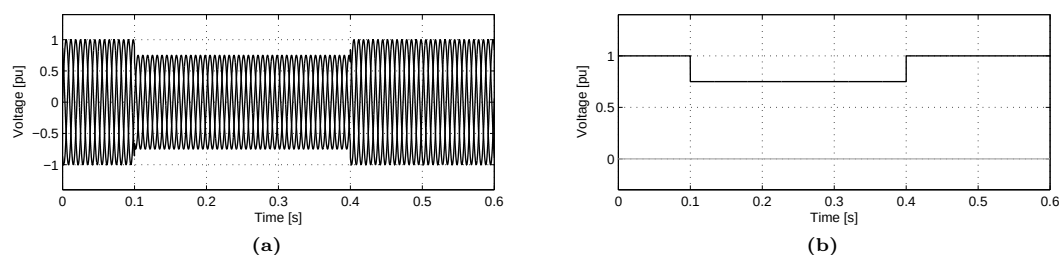


Figure 4.14: Modelled voltage dip in the source voltage. Plot (a): three-phase components, plot (b): dq-components, if the synchronization would have been done with respect to the source voltage.

The settings shown in table 4.1a are the default values that, if nothing else is said, will be used as the normal settings for the D-STATCOM and E-STATCOM in the rest of the thesis. Notice especially that the default VCC bandwidth is $\omega_{cc} = 2\pi 1500$ rad/s and the default bandwidth for the voltage/reactive power controller is $\omega_{vc} = 2\pi 100$ rad/s.

Table 4.1: System parameters. Table (a): Default settings for D-STATCOM and E-STATCOM, plot (b): fixed grid parameters.

(a)			(b)			
Voltage and reactive power controller			Grid parameters			
Bandwidth	ω_{vc}	$2\pi 100$ rad/s	Base power	S_b	100 MVA	1 pu
Proportional gain	$k_{p,vc}$	$\pm\omega_{vc}C_f$	Source voltage	e_s	21 kV	1 pu
Integral gain	$k_{i,vc}$	0	Grid frequency	f	50 Hz	1 pu
Current controller			Grid inductance	L_g	9 mH	0.641 pu
Bandwidth	ω_{cc}	$2\pi 1500$ rad/s	Grid resistance	R_g	100 m Ω	0.023 pu
Proportional gain	$k_{p,cc}$	$\omega_{cc}L_f$	Load resistance	R_z	10.16 Ω	2.3 pu
Integral gain	$k_{i,cc}$	0	Load inductance	L_z	0.116 H	8.26 pu
Active damping	R_{acc}	$\omega_{cc}L_f - R_f$	Load power factor		0.96	
PLL			Grid short circuit ratio	SCR	3.5	
Bandwidth	ω_{PLL}	$2\pi 5$ rad/s	Filter parameters			
			Filter inductance	L_f	10.5 mH	0.748 pu
			Filter resistance	R_f	330.8 m Ω	0.075 pu
			Filter capacitance	C_f	39 μ F	0.054 pu
			Transformer inductance	L_{tr}	0.3509 mH	0.025 pu

4.7.1 D-STATCOM

The dq-components of the PCC voltage are shown in Figure 4.15 together with one plot showing the three-phase components with the default bandwidths. The bandwidth of the VCC is then changed from the default value $\omega_{cc} = 2\pi 1500$ rad/s to $2\pi 500$ rad/s and $2\pi 2000$ rad/s, while keeping $\omega_{vc} = 2\pi 100$ rad/s. It can be noticed that the system gets better damped when the bandwidth is decreased and less well-damped when increasing it.

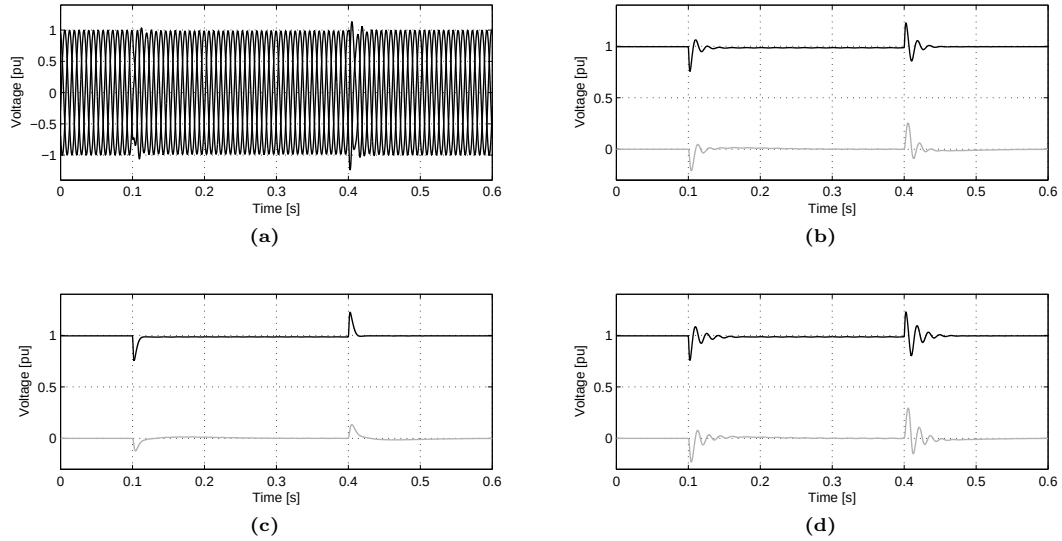


Figure 4.15: PCC voltage during a voltage dip using an D-STATCOM with different bandwidths in the VCC. Plot (a): three-phase components with $\omega_{cc} = 2\pi 1500$ rad/s, plot (b): dq-components with $\omega_{cc} = 2\pi 1500$ rad/s, plot (c): dq-components with $\omega_{cc} = 2\pi 500$ rad/s, plot (d): dq-components with $\omega_{cc} = 2\pi 2000$ rad/s.

When varying the bandwidth of the reactive power controller, while keeping $\omega_{cc} = 2\pi 1500$ rad/s, the same behaviour can be noticed. The system performance is shown in Figure 4.16 where the bandwidth is changed from the default value $\omega_{vc} = 2\pi 100$ rad/s to $\omega_{vc} = 2\pi 50$ rad/s and $\omega_{vc} = 2\pi 150$ rad/s. Here, it can be noticed that a smaller bandwidth gives a better damping but

a slower response to the voltage dip, and vice versa. As when changing ω_{cc} , it is clear that the bandwidth have a significant impact on the damping on the system when a D-STATCOM is used. The bandwidths $\omega_{cc} = 2\pi 1500$ rad/s and $\omega_{vc} = 2\pi 100$ rad/s gives a good compromise between speed and damping and are therefore chosen as the standard values.

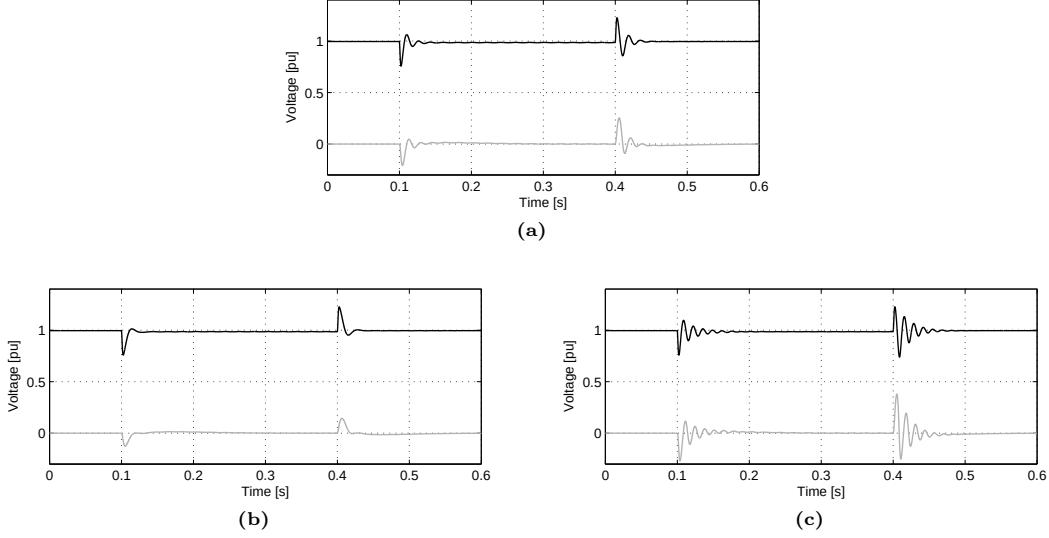


Figure 4.16: PCC voltage during a voltage dip using an D-STATCOM with different bandwidths in the RPC. Plot (a): $\omega_{vc} = 2\pi 100$ rad/s, plot (b): $\omega_{vc} = 2\pi 50$ rad/s, plot (c): $\omega_{vc} = 2\pi 150$ rad/s.

Keeping $\omega_{cc} = 2\pi 1500$ rad/s and $\omega_{vc} = 2\pi 100$ rad/s, the impact of the capacitor size in the LCL-filter can be examined. The filter is in a real system used to smooth out the harmonics related to the switching of the VSC. The size of the filter, or rather the cut-off frequency, depends on the used converter switching frequency which often is in the range of 1-2 kHz. The cut-off frequency is calculated as

$$f_{co} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_f C_f}} \quad (4.58)$$

and with the default values $L_f = 105$ mH and $C_f = 39$ μ F, the cut-off frequency is $f_{co} = 249$ Hz.

If a low switching frequency is used, a low cut-off frequency might be needed. If a higher switching frequency is used, the cut-off frequency of the filter could be higher, hence giving a cheaper and less bulky filter. It should be mentioned that a higher switching frequency causes higher losses in a converter.

To show the impact of the capacitor size, the size of the filter capacitor is changed to $C_f = 9.65$ μ F which gives a cut-off frequency of $f_{co} = 500$ Hz. The system performance for the two cases are shown in Figure 4.17 and it can be noticed that a smaller capacitor increases the system damping. The reason is that it is easier to change and control the voltage across a smaller capacitor than a large. In other words, with a larger capacitor the VSC needs to force more current through the filter reactor in order to control the capacitor voltage, this makes it harder and worsen the damping.

It should be mentioned that there are other design criterion than might impact the size of the filter capacitors. The capacitors might, in steady state, be used to provide reactive power to the system and this can also demand a particular rating of the capacitors.

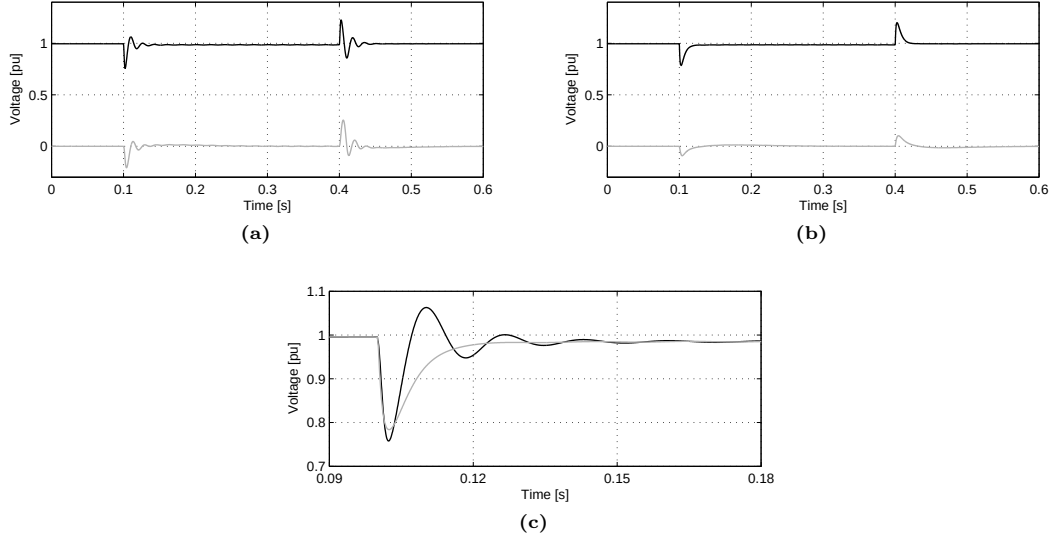


Figure 4.17: PCC voltage during a voltage dip using an D-STATCOM with different capacitor sizes in the LCL-filter. Plot (a): $C_f = 39 \mu\text{F}$, plot (b): $C_f = 9.65 \mu\text{F}$, plot (c): comparison where black curve denotes $C_f = 39 \mu\text{F}$ and grey curve $C_f = 9.65 \mu\text{F}$.

4.7.2 E-STATCOM

The same tests are done with the E-STATCOM. Figure 4.18 shows variations of ω_{cc} and Figure 4.19 variations of ω_{vc} . It is clear that the impact of the bandwidth on the damping of the system is much smaller. Furthermore, it can be noticed that a smaller bandwidth gives a slower response, just as for the D-STATCOM.

As in the D-STATCOM, the bandwidths $\omega_{cc} = 2\pi 1500 \text{ rad/s}$ and $\omega_{vc} = 2\pi 100 \text{ rad/s}$ gives a good compromise between speed and damping and are therefore chosen as the standard values.

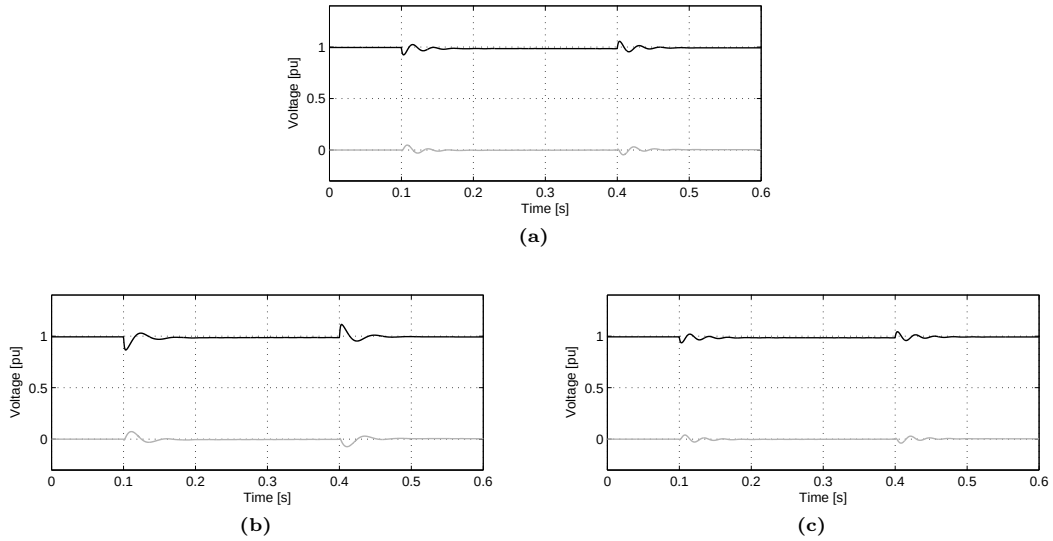


Figure 4.18: PCC voltage during a voltage dip using an E-STATCOM with different bandwidths in the VCC. Plot (a): $\omega_{cc} = 2\pi 1500 \text{ rad/s}$, plot (b): $\omega_{cc} = 2\pi 500 \text{ rad/s}$, plot (c): $\omega_{cc} = 2\pi 2000 \text{ rad/s}$.

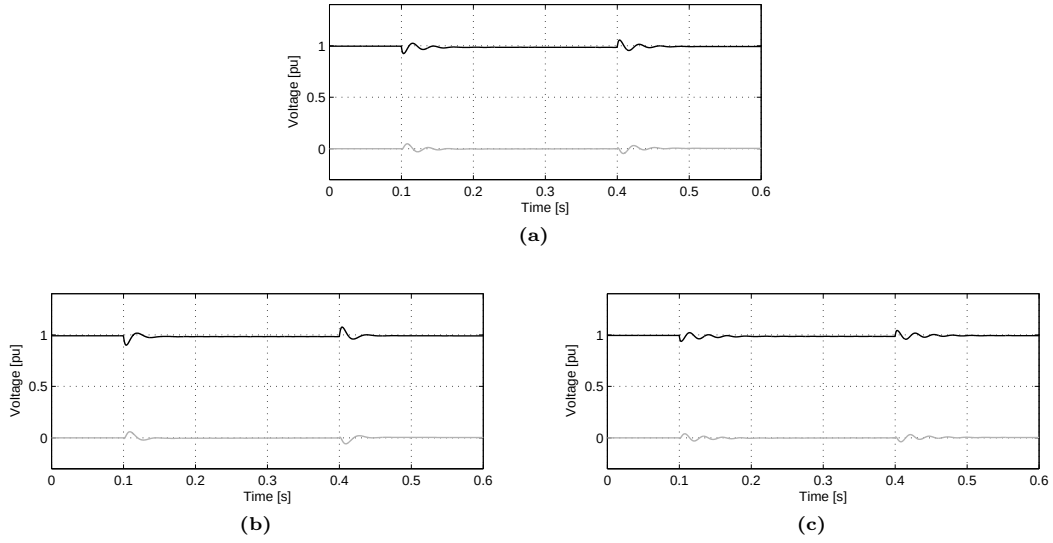


Figure 4.19: PCC voltage during a voltage dip using an E-STATCOM with different bandwidths in the VC. Plot (a): $\omega_{vc} = 2\pi 100$ rad/s, plot (b): $\omega_{vc} = 2\pi 50$ rad/s, plot (c): $\omega_{vc} = 2\pi 150$ rad/s.

4.8 Conclusion

In this chapter has the structure of the control system for both a D-STATCOM and an E-STATCOM been presented. The inner vector current control loop and the outer voltage/reactive power control loop, respectively, have been derived. Furthermore, the structure of the PLL and the simplifications done in the derivation of the controllers have been treated. Finally, the system performance during a voltage dip has been studied with different controller settings.

Chapter 5

Energy Storage Applications for Power Quality Improvements

This chapter treats power quality applications for energy storage equipped VSCs. Furthermore, only those applications that are enabled by the use of energy storage are explained.

5.1 Introduction

As mentioned in Chapter 3 *Energy Storage at Distribution Level*, applications for energy storage systems can be classified depending on the needed response time. This chapter presents power quality applications which demand short response times and where the energy storage in the E-STATCOM is necessary. For clarity, note that only power system applications which demand dynamic performance, and applications where the energy storage is critical for the function, are considered. Hence, mitigation of harmonics and other uses which can be performed with only reactive power are not included in this work. Neither are specific uses, like railway applications, since these are not considered as a part of the normal power system.

In the first section, it is explained how energy storage systems enable complete mitigation of voltage dips, i.e. by controlling both the magnitude and the phase of the voltage. The focus of this part is on phase jumps and not the drop in voltage magnitude. The reason for this is that mitigation of the magnitude drop can be done with only reactive power, while both active and reactive power are needed to compensate for both the magnitude drop and phase jump.

In the second section, it is described how energy storage systems can be used to enable islanding by balancing the loads at the moment when the system is disconnected from the main grid.

5.2 Voltage Dips and Phase Jumps

Voltage dips are reductions in voltage with short durations which are known to cause problems to generators, loads and other equipments in the power system. A single voltage dip can, by making equipment trip, cause large economic losses in process or manufacturing industries. There are different definitions of what a voltage dip is, but it is usually classified as an event in which the voltage is between 90% and 1 or 10% for a duration less than 1-3 minutes and longer than half a cycle [5]. Voltage dips are often caused by short circuits, overloads, starting of large motors or energizing of transformers.

The experienced magnitude of the dip is very dependent on the location of the event that caused the dip. For example, a short circuit on a feeder close to the point of common-coupling (PCC) would cause a bigger drop in voltage than if the event would occur further out on the

feeder. Severe events close to, or on transmission level, will cause the voltage on the transmission level to decrease, hence affect all connected distribution grids. However, a majority of the dips are caused by reasons in the distribution systems which only have a minor impact on transmission systems [5].

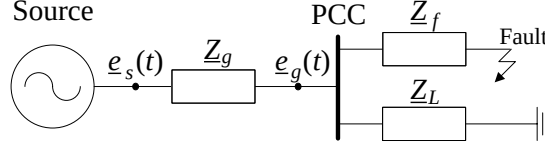


Figure 5.1: Fault on a feeder causes a voltage dip at the PCC.

Voltage dips are often associated with phase jumps. A voltage dip is basically caused by a reconfiguration in the grid, e.g. a short-circuit, which causes the voltage magnitude to drop and, in some conditions, a change in the voltage angle. This sudden change of the angle, from its pre-event value to its post-event value, is called a phase jump.

The drop in the voltage magnitude and the corresponding phase jump can, for simple radial grids, be calculated using voltage division. Depending on the cause of the dip, different approximations can be done. If the dip is caused by a short circuit in a feeder connected to the PCC, as shown in Figure 5.1, the load impedance can be neglected since it usually is very large in comparison to the fault impedance. Therefore, according to [5], the voltage at the PCC during the fault can be calculated as

$$\underline{E}_{g,f} = \frac{\underline{Z}_f}{\underline{Z}_f + \underline{Z}_g} \underline{E}_s \quad (5.1)$$

where $\underline{Z}_g = R_g + jX_g$ is the grid impedance and $\underline{Z}_f = R_f + jX_f$ is the impedance between the PCC and the fault. The difference between the argument of the PCC voltage before and during the fault is the phase jump. From (5.1) is the argument during the event, denoted $\theta + \Delta\theta$, calculated as

$$\theta + \Delta\theta = \arg \underline{E}_{g,f} = \arctan \frac{X_f}{R_f} - \arctan \frac{X_f + X_g}{R_f + R_g} \quad (5.2)$$

The normal (pre-fault) voltage at the PCC is calculated as

$$\underline{E}_{g,n} = \frac{\underline{Z}_L}{\underline{Z}_L + \underline{Z}_g} \underline{E}_s \quad (5.3)$$

with the argument

$$\theta = \arg \underline{E}_{g,n} = \arctan \frac{X_L}{R_L} - \arctan \frac{X_L + X_g}{R_L + R_g} \quad (5.4)$$

and the phase jump can thus be determined to

$$\begin{aligned} \Delta\theta &= \arg \underline{E}_{g,f} - \arg \underline{E}_{g,n} \\ &= \arctan \frac{X_f}{R_f} - \arctan \frac{X_f + X_g}{R_f + R_g} - \left(\arctan \frac{X_L}{R_L} - \arctan \frac{X_L + X_g}{R_L + R_g} \right) \end{aligned} \quad (5.5)$$

Another cause of voltage dips are sudden connections of big loads, for example starting of large motors, showed in Figure 5.2. In this case, the PCC voltage after the connection can be determined to

$$\underline{E}_{g,a} = \frac{\underline{Z}_{tot}}{\underline{Z}_{tot} + \underline{Z}_g} \underline{E}_s \quad (5.6)$$

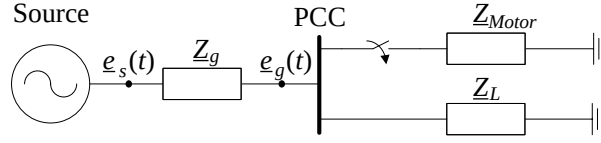


Figure 5.2: An large load is switched on at the PCC and causes a voltage dip.

where $\underline{Z}_{tot} = R_{tot} + jX_{tot}$ is the impedance of the total load. The phase angle after the connection is

$$\theta + \Delta\theta = \arg \underline{E}_{g,a} = \arctan \frac{X_L}{R_L} - \arctan \frac{X_L + X_g}{R_L + R_g} \quad (5.7)$$

and the phase jump can thus be written, using (5.4) and (5.7), as

$$\begin{aligned} \Delta\theta &= \arg \underline{E}_{g,a} - \arg \underline{E}_{g,n} \\ &= \arctan \frac{X_{tot}}{R_{tot}} - \arctan \frac{X_{tot} + X_g}{R_{tot} + R_g} - \left(\arctan \frac{X_L}{R_L} - \arctan \frac{X_L + X_g}{R_L + R_g} \right) \end{aligned} \quad (5.8)$$

As seen in (5.5) and (5.8), the phase jump depends on parameters in the grid, the type of fault and other loads. A phase jump can be both positive and negative.

5.2.1 Problems Related to Phase Jumps

To most equipment, phase jumps are not a big concern [5]. However, for a thyristor based load, a phase jump of a few degrees per second can be enough to make it trip.

Thyristor rectifiers are used in many types of power electronic based equipments such as HVDC systems, FACTS, AC adjustable speed drives and DC-motor rectifiers [27]. In high power applications are thyristor based rectifiers always used due to their lower losses, compared to more controllable switches. However, in the low to medium power range, the thyristor is loosing market shares to the IGBT which offers greater controllability and less switching harmonics.

Compared to diode rectifiers, thyristor rectifiers offer more control of the DC-voltage since the firing instant can be delayed. This delay is normally called the firing angle. There are different methods to obtain and calculate the firing angle but crucial to all methods is a correct synchronization with the grid voltage. Using a PLL is one of the most common methods, however, this makes the rectifier very sensitive to phase jumps [5]. The reason is the slowness in the PLL which means that it can take several cycles to react on a phase jump. When the thyristor is fired, it starts to conduct and the grid voltage is put on the DC-side. If the grid voltage is different from what the controller thinks, e.g. during a phase jump, the device will output a voltage different from the desired. This could potentially lead to tripping of the rectifier due to large variations in the DC-voltage, or, in worst case, commutation failures. However, this depends on the direction of the phase jump. A negative phase jump decreases the risk of commutation failure while a positive phase jump increases the risk.

Phase jumps can also cause problems to directly fed induction machines by increasing the risk of torque oscillations [5].

5.2.2 Phase Jump Mitigation

As mentioned in Chapter 2 *Power Electronics in Power Systems* can many devices be used to mitigate voltage dips. Among them are the D-STATCOM and the E-STATCOM. However, as explained before, to completely mitigate a voltage dip, also the phase jump needs to be considered. Only if both the voltage magnitude drop and the phase jump are mitigated, it can be assured that a load is unaffected by the event.

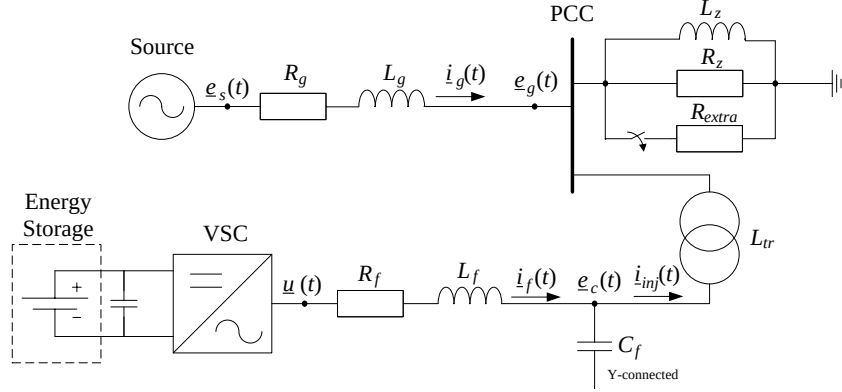


Figure 5.3: Grid model with supply, grid impedance, a shunt-connected VSC connected through a LCL-filter and loads. A large load is suddenly connected to the PCC to create a phase jump.

The performance of a D-STATCOM and an E-STATCOM, respectively, during a voltage dip with a phase jump has been simulated in PSCAD/EMTDC on a grid model shown in Figure 5.3. A voltage dip with a phase jump is obtained by connecting an extra resistive load to the PCC. Figure 5.4 shows the PCC voltage and the phase difference between the source and the PCC during the voltage dip. It can be seen that the D-STATCOM mitigates the magnitude of the voltage drop but it is unable to mitigate the associated phase angle jump, showed in Figure 5.4b. The E-STATCOM, on the other hand, not only reduces the voltage magnitude drop more efficiently, it also slows down the phase angle jump. Hence, a sensitive load connected to the PCC would notice a change in the angle, but probably in such a speed that the PLL is able to follow the change and avoid tripping.

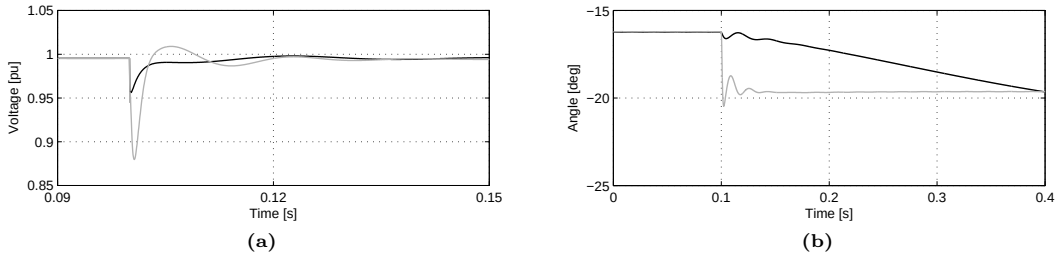


Figure 5.4: Voltage dip and corresponding phase jump when a resistive load is switched on using an E-STATCOM (black curve) or a D-STATCOM (grey curve). Plot (a): PCC voltage, plot (b): phase difference between source and PCC.

The active power flow in the grid during the event, described by Figure 5.4, is shown in Figure 5.5. With the D-STATCOM, the source instantaneously has to supply the extra load with power. With the E-STATCOM, the compensator initially supplies the extra load itself. By doing so, the phase angle at the PCC is initially unchanged and the rapid phase jump is avoided.

5.2.3 Understanding the Phase Jump Mitigation

From the simulations in Figure 5.4 and 5.5 it is shown that combined active and reactive power compensation completely can mitigate a voltage dip. With only reactive compensation this is not

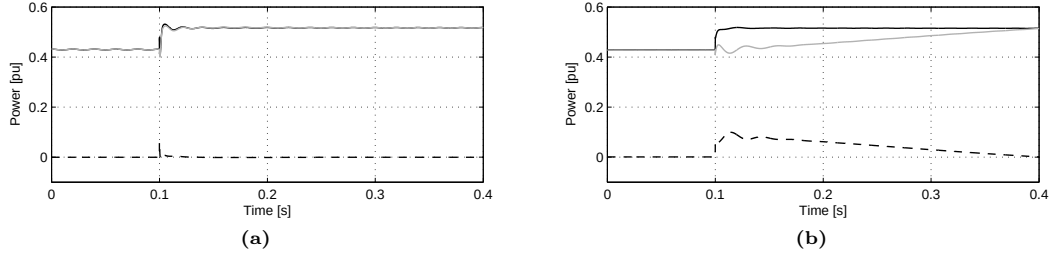


Figure 5.5: Active power flow during the event described by Figure 5.4. Black curves denote active power taken by the loads, grey curves denote active power supplied from the grid and dashed lines indicate active power from the compensator. Plot (a): D-STATCOM, plot (b): E-STATCOM.

possible. This can be explained in a simplified way by studying a simple equivalent single-phase grid model, shown in Figure 5.6, and the corresponding phasors shown in Figure 5.7. The source voltage is denoted as E_s , the PCC voltage as E_g , the steady state phase angle θ , the grid reactance jX_g , the load current i_L and the current injected by the compensator as i_c . For simplicity, it is approximated that the grid impedance only constitutes by a reactor and that the load only draws active power. The analysis is further done in steady state, hence neglecting the derivative term of the grid inductance and the transient response of the compensators.

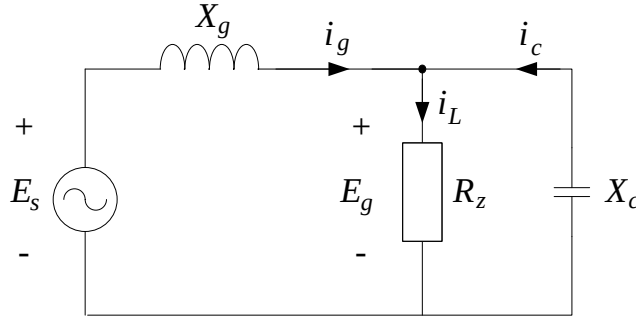


Figure 5.6: Simplified grid model for understanding phase jump mitigation.

Each of the phasor plots in Figure 5.7 show one operation condition, with or without compensator. The reference case without a compensator is showed in Figure 5.7a. Here, the source voltage $\underline{E}_s$ is 1 pu, indicated by the dotted arc. Due to the voltage drop $jX_g i_L$ over the grid impedance, there is a difference in both magnitude and phase between $\underline{E}_s$ and $\underline{E}_g$. Since the load is resistive, the load current is aligned with $\underline{E}_g$ and the voltage drop is hence shifted 90° with respect to $\underline{E}_g$.

Both the size of the voltage drop and the steady state phase shift θ depend on the load current i_L . If the load increases, i_L grows and the voltage drop increases together with the phase angle. The difference between the steady state phase shift and the new phase shift, with a bigger load, is denoted $\Delta\theta$. Figure 5.7b shows the phasors if the load is increased. The solid arrows denote the reference case and the dashed arrows indicate two cases with a bigger load. It is clear that the magnitude of $\underline{E}_g$ decreases while the phase difference increases. Hence, if the load suddenly would increase, it would result in a voltage dip with a phase jump of $\Delta\theta$.

Figure 5.7c shows the reference case when a compensator is used to boost $\underline{E}_g$ to 1 pu. It is done by injecting a reactive current i_c into the PCC which creates an inverse voltage drop $jX_g i_c$ over the grid impedance. Doing this, the steady state phase difference has to increase slightly,

compared to the case without a compensator (still denoted θ). Even if the load is increased, the compensator is able to keep $\underline{E}_g$ at 1 pu by increasing the injected reactive current as showed in Figure 5.7d. However, it can be noticed that the phase difference $\Delta\theta$ has to increase further. Similar to the case before, the solid arrows indicate the reference case with a compensator while the dashed arrows show two cases with a bigger load. Hence, with a sudden load increase, a compensator with only reactive power compensation, i.e. a D-STATCOM, can only mitigate the voltage drop but not the phase jump.

However, when combining active and reactive power the compensator is capable of keeping both the voltage magnitude and the phase difference as showed in Figure 5.7e. Here, i_c^q indicates the reactive current and i_c^d the active compensator current. Even if i_L increases, the compensator can mitigate the increased voltage drop over the grid impedance by providing extra active power itself, showed as a phasor with opposite direction compared to $jX_g i_L$. With both reactive and active power, an E-STATCOM can span the whole plane and thus resist any impact of a load change and therefore mitigate both voltage drops and phase jumps.

Even though only steady state behaviour is considered in this analysis, the same explanation is valid when considering transients. Also, the same method can be used when considering voltage dips with corresponding phase jumps that are due to events affecting the source voltage. The important conclusion is that an E-STATCOM with both active and reactive power can span the whole plane. Hence, if the rating of the converter, and the size of the energy storage, is large enough with an infinitely fast response time, the voltage dip can always be completely mitigated. A D-STATCOM with only reactive power compensation can either control the phase angle or the voltage magnitude, never both at the same time. It should be mentioned that a D-STATCOM sometimes will be able to keep both the magnitude and the phase after a voltage dip. However, this is only possible if the voltage dip and the phase jump happens to be of a certain combination, which can not be considered when designing a compensator.

5.3 Rapid Balancing of Loads

Another application in which the power quality can be improved with the use of a energy storage is rapid balancing of loads during faults, hence preventing interruptions. It is possible that future grid codes will allow islanding, i.e. independent operation of a small area of a grid without being connected to the main grid. This could happen if the regional grid or main grid experiences a blackout while a distribution grid have enough distributed generation to stay balanced. However, the most likely case of islanding occurs if a line connecting one area to the main grid is lost. Today, the grid codes demand that the area should be interrupted even if there are enough generation within the area. Allowing islanding would, however, led to a few issues of which some potentially could be solved by using E-STATCOMs.

One of the problems are due to the power imbalance that might occur when the line to the main system is lost, shown in an example in Figure 5.8. Unless the area happens to be completely self supplied, and no more power than necessary is generated, there will be a power flow in the feeder when it disconnects. At the disconnection moment will the area either have a lack of, or have an excess of, power. Hence, very fast power balancing is needed in order to not let the voltage nor the frequency deviate too much. As seen in Figure 5.5b, can an E-STATCOM use its energy storage to compensate for fast load changes. In the same way can an E-STATCOM be used to stabilize a grid during an event such as tripping of a line.

By consuming or producing active power, the E-STATCOM can keep the power balance in the area until slower control systems bring the area into stability. These slower systems could potentially control the local generators to either increase or decrease the production. It could also involve disconnection of certain predetermined loads, in case the power consumption is higher than the available production, to save the rest of the area. However, these systems cannot react with the speed needed to keep the system in balance. Hence, an E-STATCOM could be useful. More extensive information regarding this application can be found in [24].

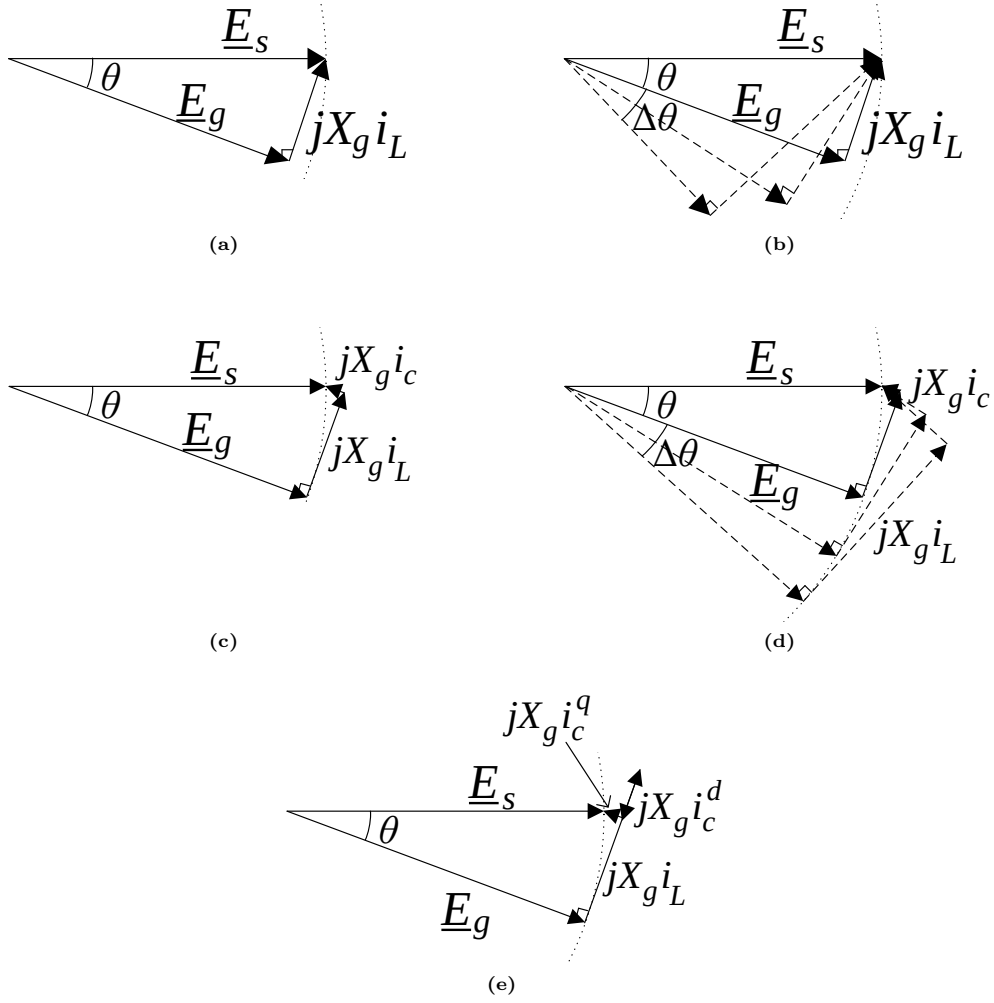


Figure 5.7: Voltage phasors explaining how combined active and reactive power compensation can mitigate phase jumps.

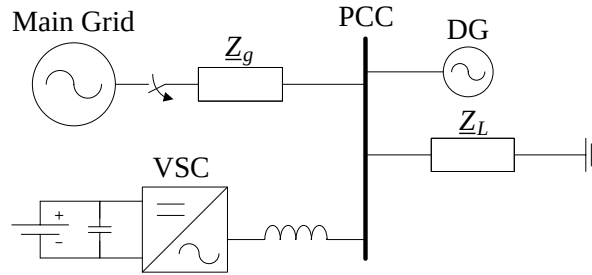


Figure 5.8: An area in which the only line connected to the main grid is lost.

5.4 Conclusion

In this chapter has power quality applications, in which energy storage equipped STATCOMs are needed, been explained. It has been showed that an E-STATCOM can completely mitigated voltage dips and in particular the phase jumps associated with the dips. However, this only holds

if the rating of the converter and the energy storage are large enough. Furthermore, it has been described how E-STATCOMs can be used to balance loads during line tripping, hence, enable entering of islanding operation.

Chapter 6

Impact of Load Dynamics on System Performance

This chapter presents a dynamic load model and a derivation of state space models for a grid with a D-STATCOM, an E-STATCOM or none of them. Furthermore, by examining the pole placement are the damping and stability of the systems investigated, and especially the impact of load dynamics .

6.1 Introduction

According to [11] did power electronics control more than 40% of the total electrical energy consumed in 2008, and it is expected that this share will increase up to 80% in 2015. One reason for this is the increasing usage of motor drive systems which give an increased controllability and higher efficiency. More power is also consumed by loads directly connected to power electronic rectifiers, e.g. chargers for electric vehicles and computers.

This might put an increased stress on distribution systems since these types of loads have different dynamical properties compared to traditional loads. It will be shown later that dynamic loads even can make systems turn unstable.

As mentioned in Chapter 2 *Power Electronics in Power Systems*, a shunt-connected VSC can be used to provide an increased control of the voltage and improve the power quality in distribution grids. It might also be used to improve the system performance when loads with dynamic properties are connected. However, there is a risk that the damping and stability of the system can get worsen when STATCOMs without energy storage are used together with dynamic loads, a phenomena which will be shown later. Although this behaviour has not been observed in any grid today, it is not impossible that this interaction can cause future problem since more and more equipment uses fast power electronic converters. It is therefore important to study the impact of load dynamics on the damping and stability of a system and this can be done by investigating the pole placement.

In this chapter is first the concept and modelling of dynamic loads explained, followed by a derivation of state space systems which expresses the dynamic performance of the examined systems. Two compensators are studied, a shunt-connected VSC without significant energy storage, a D-STATCOM, and a compensator with significant energy storage, an E-STATCOM. The last part in this chapter examines the damping and stability of a grid when the compensators are used, one at a time.

6.2 Dynamic Loads

In power system analysis, load behaviour has not attained the same attention from researchers as generation and transmission studies. However, there are cases when unexpected load properties are known to have caused large problems, for example in the Swedish blackout in December 1983 where the loads made the system unstable. In the simulation following the blackout, the first calculations showed that the system should have stayed stable but it was later understood that after the initial drop in power demand, due to the voltage drop, the loads recovered due to the voltage restoration by the on-load tap changers in transformers [16].

Many studies have highlighted this behaviour, among them [9], which performed measurements in the power system and tried to determine the parameters of the load recovery in the range of minutes. Among the first to study the dynamic performance of systems with a time scale of less than a second were [15]. However, the dynamic properties and the time scale in focus in this thesis are determined by power electronic based loads which can react to changes in the range of milliseconds. The power electronics considered is mainly self-commutated semiconductor switches like the IGBT.

In distributed DC systems, often used on ships or aircraft, power electronic based loads with fast dynamics is a well studied topic, known to cause operation problems [34], [1]. With the increasing number of power electronic loads in AC systems, caution has to be taken to ensure satisfying safety margins also in AC distribution and transmission systems [21]. So far, stability criteria studies similar to those for DC systems have not been common for AC systems [2].

In AC systems, the impact of load dynamics on system performance in systems with or without voltage compensators is gaining increasing attention from researchers, although the dynamic loads mostly considered are induction machines as in [3], [29]. Power electronic based loads have different dynamic properties than induction machines and it is therefore important to investigate the impact from these types of loads.

This section describes the behaviour of one type of dynamic load, a constant power load, and how this load can be modelled.

6.2.1 Understanding Constant Power Loads

When classifying a load, it is common to split the load into three parts with different characteristics; constant impedance Z , constant current I and constant power P [26]. This is mainly a definition of the steady state power consumption after a voltage disturbance, but it has also an impact on the dynamic properties. A constant impedance load does not show any load recovery, since the impedance is fixed and does not depend on the voltage, while both the constant current and constant power have this recovery in different extent. Power system loads are often modelled as a mixture of these parts, called a *ZIP*-model, where each characteristic describe a certain portion of the total load. The behaviour of the active and reactive part of the load are often different and should therefore be modelled separately [9].

To simplify the analysis, it has in this thesis been assumed that the loads show either constant impedance or constant power load characteristics. As it is shown later, the active power part have a bigger impact on the system performance than the reactive power part. Thus, the constant power loads studied in these work, except in one case, are only consuming active power while the reactive power is consumed by constant impedance loads. This is in most cases a reasonable assumption since most power electronic loads are used to control active power. For example, motor drives or chargers for electric vehicles have a rectifier which controls the DC voltage and, hence, the active power. If the voltage in the AC system drops, the rectifier tries to retain the power consumption to the pre-event value since the load still needs the same amount of power. With a lower AC voltage, the rectifier has to draw a bigger current if the power use should be the same as before the voltage drop. Due to this, a constant power load can, around an operation point, be considered as an incremental negative resistance, i.e. a lower voltage would cause the resistance in the load to decrease and hence increase the current.

6.2.2 Modelling of Constant Power Loads

The traditional way of modelling loads only consider the steady state equations, hence, these models do not show any transient behaviour and are not good enough when studying fast dynamics. The constant power load model in PSCAD/EMTDC is one example of this. The PSCAD/EMTDC model is tested during a voltage dip and the consumed power are supposed to return to the pre-fault value. However, as can be seen in Figure 6.1, where the power consumption is showed, the constant power load model is unable to do so. Furthermore, the notches in the curve are not realistic and are probably due to changes in operating point of the model, hinting that the model in fact is using steady state equations. Instead, a load model which includes the time dependency has to be used when studying dynamic systems.

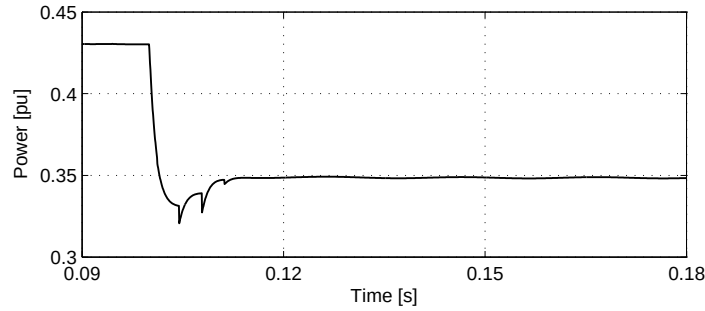


Figure 6.1: Power consumed by the constant power load model in PSCAD during a voltage dip.

A load model used in [31] has been shown to correspond well with measured load characteristics. The load model expresses the power consumed by a load with a generic model, written as

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= -\frac{x(t)}{T_p} + P_0 \left[\frac{V_L(t)}{V_0} \right]^{N_{ps}} - P_0 \left[\frac{V_L(t)}{V_0} \right]^{N_{pt}} \\ P_L(t) &= \frac{x(t)}{T_p} + P_0 \left[\frac{V_L(t)}{V_0} \right]^{N_{pt}}\end{aligned}\tag{6.1}$$

$$\begin{aligned}\dot{z}(t) &= -\frac{z(t)}{T_q} + Q_0 \left[\frac{V_L(t)}{V_0} \right]^{N_{qs}} - Q_0 \left[\frac{V_L(t)}{V_0} \right]^{N_{qt}} \\ Q_L(t) &= \frac{z(t)}{T_q} + Q_0 \left[\frac{V_L(t)}{V_0} \right]^{N_{qt}}\end{aligned}\tag{6.2}$$

where $P_L(t)$ and $Q_L(t)$ are the active and reactive power consumed by the load, respectively. T_p and T_q , respectively, denote the time constants of the state space variables $x(t)$ and $z(t)$. N_{ps} , N_{pt} , N_{qs} and N_{qt} denote the voltage indices of the steady state and transient response. Here, and in the rest of the thesis, the frequency dependency of the load is neglected. This is done since it is assumed that the loads are connected to a infinite grid behind a grid impedance which would keep the frequency fixed. It also simplifies the analysis of the result.

Depending on the choices for N_{ps} , N_{pt} , N_{qs} and N_{qt} , different load characteristics are obtained. For example, setting $N_{ps} = 2$ gives a constant impedance (resistance) load, $N_{ps} = 1$ gives a constant (active) current load and $N_{ps} = 0$ gives a constant (active) power load, all in steady state and with similar results for reactive power. The transient response, N_{pt} , provides similar characteristics but with the difference that its dependency is decaying. After a time corresponding to the time constants T_p , its dependency is practically eliminated and the steady state response

is dominating. Hence, setting $N_{ps} = 0$ and $N_{pt} = 2$ gives a constant active power load in steady state but where the power consumption initially drops as in a constant impedance load.

Although (6.1) and (6.2) express a generic and accurate model of load characteristics, neither of them have been used in this thesis. Instead, another constant power load model has been derived in which the load resistance is expressed as a function of the load voltage, the power reference and the load time constant in the Laplace domain. The reason is that this allows a more simple implementation of the load model in a simulation tool, in this case PSCAD/EMTDC.

The idea behind this derived model is that the load resistance changes according to the low-pass filtered square of the load voltage amplitude, expressed as

$$R_p = \frac{1}{(T_L s + 1)} \frac{|V_L|^2}{P_{ref}} \quad (6.3)$$

where V_L is the load voltage, P_{ref} is the load power reference and T_L is the time constant of the load. Introducing a new variable V_{2L} as the low-passed filtered load voltage in square, written as

$$V_{2L} = \frac{1}{T_L s + 1} V_L^2 \quad (6.4)$$

gives, together with (6.3), a more simple expression of the equivalent load resistance as

$$R_p = \frac{|V_{2L}|}{P_{ref}} \quad (6.5)$$

with the instantaneous power consumed by the load given by

$$P_L = \frac{|V_L|^2}{R_p} \quad (6.6)$$

A comparison is done between the derived model in (6.3)-(6.6) and the generic model given in (6.1). Only active power is considered, with a load time constant $T_p = T_L = 20$ ms and $N_{ps} = 0$ and $N_{pt} = 2$. The reference power is set to $P_0 = P_{ref} = .5$ pu with a steady state voltage $V_0 = 1$ pu. A voltage dip is introduced with a drop in $V_L(t)$ from 1 pu to 0.75 pu and the output power is studied and showed in Figure 6.2. There is a small difference between the two models where the generic model show a faster load recovery compared to the derived model. However, the differences are neglectable and both models give a response such that the power is back to the reference value after 20 ms. It is therefore assumed that the derived load model has a dynamic performance that is accurate enough and it will hence be used in the rest of the thesis.

The drawback of the derived model is that the load characteristics with (6.3)-(6.6) cannot be determined in a simple and accurate way as in (6.1). Here, as explained before, changing N_{ps} , N_{pt} , N_{qs} and N_{qt} gives loads with different characteristics. Similar characteristics can, in some extent, be obtained with the derived model by adding a parallel resistance. However, it is still more complicated to determine the aggregated load characteristics.

It should be mentioned that in a real rectifier, the capacitors on the DC-sides would, to some extent, resist the constant power load behaviour since the DC voltage stored in the capacitors might be higher than the AC voltage during a dip. Initially, this causes the power consumption to drop until the DC voltage have reached a level where the rectifier can operate again. It is in this thesis assumed that the capacitor size is such that it corresponds to the time constant of the load recovery.

6.3 State Space Models

In this section will the state space models be derived which are used to examine the impact of load dynamics on the damping and stability of distribution systems. First it is shown how a state space system is modelled, and the last part in this section shows how such systems can be linearized.

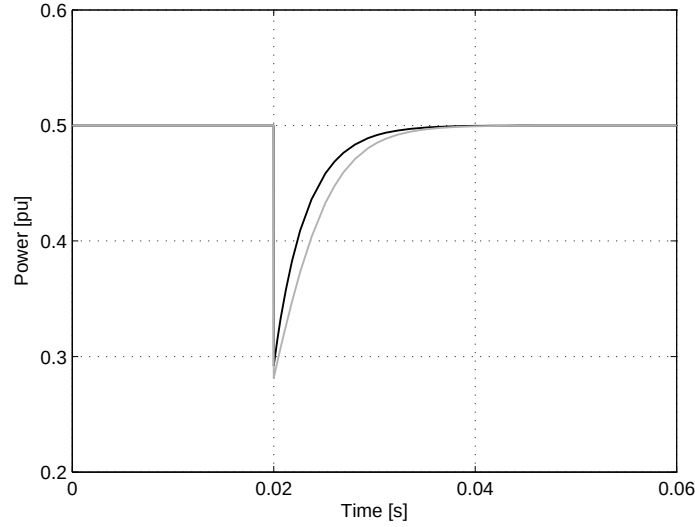


Figure 6.2: Power consumed by a load during a voltage dip for two different load models, in black the generic model and in grey the derived model which is used in the rest of the thesis.

The model derivation, however, starts with the simplest grid without compensators and with only constant impedance loads (CZL) for both active and reactive power. The resistive part of the load is later changed to a load with dynamic properties, modelled as a constant active power load (CPL). In the next step is a D-STATCOM connected to the system, which gives control over the reactive power flowing in the grid, and later an energy storage is attached to the compensator, i.e. an E-STATCOM, which can control both active and reactive power.

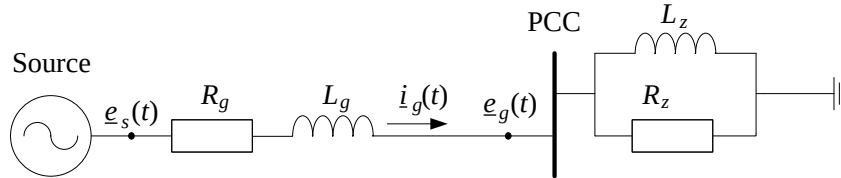


Figure 6.3: A simplified grid model with supply, line impedance and constant impedance loads.

6.3.1 State Space Systems

Representing a system in state space form is useful when the system consists of multiple inputs and/or multiple outputs [19]. A linear continuous system is written in state space form as

$$\begin{aligned} s\mathbf{x} &= \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} \\ \mathbf{y} &= \mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{u} \end{aligned} \tag{6.7}$$

where $\mathbf{x}$ denotes the state space variables, $\mathbf{u}$ denotes the inputs and $\mathbf{y}$ denotes the outputs. $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$, $\mathbf{C}$ and $\mathbf{D}$ are matrices representing the system dynamics. The Laplace variable s should be

interpreted as the time derivative operator $s = d/dt$ from now and on. A state space system is formed by expressing the time derivative of each state space variables by using the other variables and inputs. If the equations are nonlinear, but still continuous, the system model is written as

$$\begin{aligned} s \mathbf{x} &= \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \\ \mathbf{y} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \end{aligned} \quad (6.8)$$

which has to be linearized before it can be analysed. The linearization will be explained later in Section 6.3.5 *Linearization Method*.

The notation used are such that a boldface quantify, e.g. $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]'$ denotes a vector quantity used to describe state space systems. $'$ denoted the transpose symbol. A quantity with an underline denotes complex space vectors, e.g. $\underline{e}^{dq} = e^d + je^q$ or $\underline{i}^{\alpha\beta} = i^\alpha + ji^\beta$, with the same notation for voltages, currents or other quantities.

6.3.2 Without Compensator

Constant Impedance Loads

The system is modelled according to Figure 6.3. An infinite bus is assumed to supply the system with a source voltage $\underline{e}_s$ with constant frequency w through a grid impedance L_g and R_g . The voltage at the PCC is denoted $\underline{e}_g$ and this is the node where the loads are connected. The loads are modelled as parallel connected loads since this makes it more simple to separate the load into an active and a reactive part. Having the load modelled as series connected would have made this harder. The constant inductive load is denoted L_z and the constant resistive load R_z . The current flowing through the grid is denoted $\underline{i}_g$ and in this case, when there is no compensator, the grid current is the same as the total load current.

Applying KVL between the source voltage and the PCC voltage in Figure 6.3, and using the same method as when deriving the control equations in 4.2 *Vector Current Controller*, the following equation is obtained in the fixed two-phase $\alpha\beta$ -frame

$$\underline{e}_s^{\alpha\beta} - \underline{e}_g^{\alpha\beta} = R_g \underline{i}_g^{\alpha\beta} + s L_g \underline{i}_g^{\alpha\beta} \quad (6.9)$$

Transforming (6.9) into the (positive) synchronous rotating reference frame, i.e. the dq-frame, gives

$$\underline{e}_s^{dq} - \underline{e}_g^{dq} = R_g \underline{i}_g^{dq} + s L_g \underline{i}_g^{dq} + j\omega L_g \underline{i}_g^{dq} \quad (6.10)$$

where the time derivative of the state space variable $\underline{i}_g^{dq}$ is extracted as

$$s \underline{i}_g^{dq} = - \left(\frac{R_g}{L_g} + j\omega \right) \underline{i}_g^{dq} + \frac{1}{L_g} (\underline{e}_s^{dq} - \underline{e}_g^{dq}) \quad (6.11)$$

The PCC voltage can be expressed as

$$\underline{e}_g^{\alpha\beta} = Z_L \cdot \underline{i}_g^{\alpha\beta} \quad (6.12)$$

where Z_L is the equivalent impedance of the loads and can be written as

$$\begin{aligned} Z_L &= \frac{s L_z R_z}{s L_z + R_z} \\ &= R_z \left(1 - \frac{R_z / L_z}{s + R_z / L_z} \right) \end{aligned} \quad (6.13)$$

The reason for writing Z_L in this form is that it later makes it easier to express $\underline{e}_g$ in state space form. Combining (6.12) and (6.13) gives

$$\begin{aligned}
\underline{e}_g^{\alpha\beta} &= R_z \left(\underline{i}_g^{\alpha\beta} - \frac{R_z/L_z}{s + R_z/L_z} \underline{i}_g^{\alpha\beta} \right) \\
&= R_z \left(\underline{i}_g^{\alpha\beta} - \frac{R_z}{L_z} \underline{V}_t^{\alpha\beta} \right)
\end{aligned} \tag{6.14}$$

where $\underline{V}_t^{\alpha\beta}$ is introduced as a state space variable

$$\underline{V}_t^{\alpha\beta} = \frac{1}{s + R_z/L_z} \underline{i}_g^{\alpha\beta} \tag{6.15}$$

From (6.15) can the time derivative of $\underline{V}_t$, in the synchronous rotating reference frame, be extracted as

$$s \underline{V}_t^{dq} = - \left(\frac{R_z}{L_z} + j\omega \right) \underline{V}_t^{dq} + \underline{i}_g^{dq} \tag{6.16}$$

with the PCC voltage written as

$$\underline{e}_g^{dq} = R_z \underline{i}_g^{dq} - \frac{R_z^2}{L_z} \underline{V}_t^{dq} \tag{6.17}$$

Splitting (6.11) and (6.16) into real and imaginary parts gives the following state space system which represents the grid in Figure 6.3.

$$\begin{aligned}
s i_g^d &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^d + \omega i_g^q + \frac{1}{L_g} (e_s^d - e_g^d) \\
s i_g^q &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^q - \omega i_g^d + \frac{1}{L_g} (e_s^q - e_g^q) \\
s V_t^d &= -\frac{R_z}{L_z} V_t^d + \omega V_t^q + i_g^d \\
s V_t^q &= -\frac{R_z}{L_z} V_t^q - \omega V_t^d + i_g^q
\end{aligned} \tag{6.18}$$

Observe that the system is linear. The state space vector is $\mathbf{x} = [i_g^d, i_g^q, V_t^d, V_t^q]'$, with the inputs $\mathbf{u} = [e_s^d, e_s^q]'$ and outputs $\mathbf{u} = [e_g^d, e_g^q]'$ given by

$$e_g^d = R_z i_g^d - \frac{R_z^2}{L_z} V_t^d \tag{6.19}$$

$$e_g^q = R_z i_g^q - \frac{R_z^2}{L_z} V_t^q \tag{6.20}$$

Constant Power Load

Now, let the constant resistance R_z change into a constant active power load R_p , shown in Figure 6.4, where R_p is expressed using the derived model in Section 6.2.2 *Modelling of Constant Power Loads* with

$$R_p = \frac{|V_{2g}^{dq}|}{P_{ref}} \tag{6.21}$$

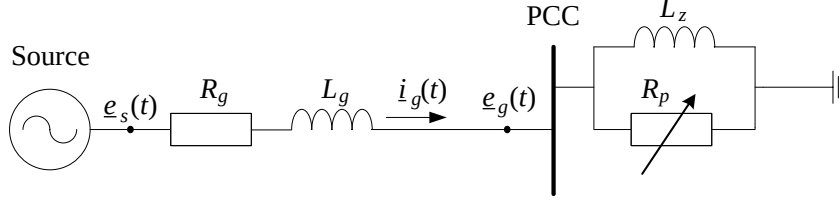


Figure 6.4: A simplified grid model with supply, line impedance and constant active power load.

where P_{ref} is the power demand and the low-pass filtered square of the PCC voltage (assumed to be the same as the load voltage) is expressed with the state space variable

$$\underline{V}_{2g}^{dq} = \frac{1}{T_L s + 1} \underline{e}_2^{dq^2} \quad (6.22)$$

with T_L being the load time constant, i.e. the time before the power has recovered to the reference value. From (6.22) is the time derivative of $\underline{V}_{2g}^{dq}$ extracted as

$$s \underline{V}_{2g}^{dq} = -\frac{1}{T_L} \underline{V}_{2g}^{dq} + \frac{1}{T_L} \underline{e}_g^{dq^2} \quad (6.23)$$

Splitting (6.23) into real and imaginary part and adding them to (6.18) gives a state space system representing the grid in Figure 6.4.

$$\begin{aligned} s i_g^d &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^d + \omega i_g^q + \frac{1}{L_g} (e_s^d - e_g^d) \\ s i_g^q &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^q - \omega i_g^d + \frac{1}{L_g} (e_s^q - e_g^q) \\ s V_t^d &= -\frac{R_p}{L_z} V_t^d + \omega V_t^q + i_g^d \\ s V_t^q &= -\frac{R_p}{L_z} V_t^q - \omega V_t^d + i_g^q \\ s V_{2g}^d &= -\frac{1}{T_L} V_{2g}^d + \frac{1}{T_L} (e_g^{d^2} - e_g^{q^2}) \\ s V_{2g}^q &= -\frac{1}{T_L} V_{2g}^q + \frac{1}{T_L} 2e_g^d e_g^q \end{aligned} \quad (6.24)$$

with R_p expressed according to (6.21) and e_g^d and e_g^q by (6.25) and (6.26), respectively. Observe that the system no longer is linear and has to be linearized. The state space vector is $\mathbf{x} = [i_g^d, i_g^q, V_t^d, V_t^q, V_{2g}^d, V_{2g}^q]'$, with the inputs $\mathbf{u} = [e_s^d, e_s^q, P_{ref}]'$ and outputs $\mathbf{y} = [e_g^d, e_g^q]'$.

$$e_g^d = R_p i_g^d - \frac{R_p^2}{L_z} V_t^d \quad (6.25)$$

$$e_g^q = R_p i_g^q - \frac{R_p^2}{L_z} V_t^q \quad (6.26)$$

6.3.3 With D-STATCOM

Connecting a D-STATCOM to the PCC through a LCL-filter gives a grid model which can be seen in Figure 6.5. This grid model is very simplified compared to a real grid. In addition to all the simplifications of the compensator, mentioned in Section 4.6 *Simplifications in the Used*

System, is the grid source modelled as a infinite grid behind an impedance. Furthermore, both the load and the compensator are connected right at the PCC which means that there is nothing that can decouple the controllers. In fact, this is the worst condition since there are nothing to slow down the changes, hence the risk for interaction is increased.

The converter-side filter inductance is denoted L_f , the filter capacitance is denoted C_f while the grid-side filter inductance, constituted by the leakage inductance of the injection transformer, is denoted L_{tr} . Voltages and currents are denoted and directed according to Figure 6.5, i.e. a positive current (power) is hence obtained when injected into the PCC.

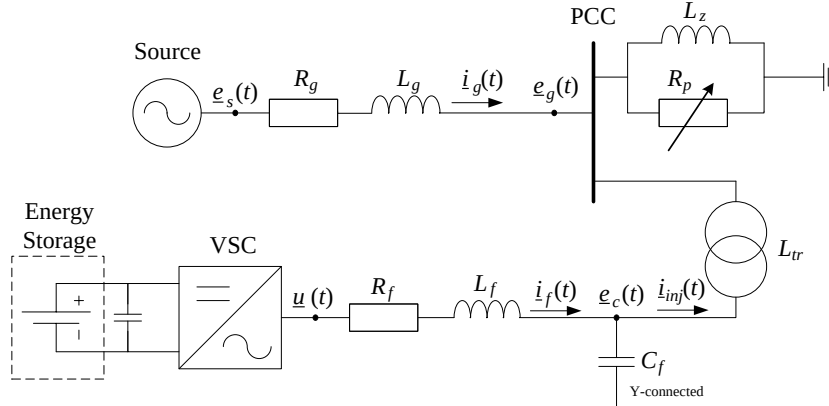


Figure 6.5: Grid model with supply, line impedance, constant power load and D-STATCOM connected through a LCL-filter.

KVL between the PCC voltage $\underline{e}_g^{dq}$ and the capacitor voltage $\underline{e}_c^{dq}$ gives, with the same method as when calculating the grid current in (6.11), a time derivative of the current injected into the PCC, $\dot{\underline{i}}_{inj}^{dq}$, as

$$s \dot{\underline{i}}_{inj}^{dq} = -j\omega \dot{\underline{i}}_{inj}^{dq} + \frac{1}{L_{tr}} (\underline{e}_c^{dq} - \underline{e}_g^{dq}) \quad (6.27)$$

Using KCL for the node connecting the capacitor gives, in the synchronous rotating reference frame,

$$\dot{\underline{i}}_f^{dq} = \dot{\underline{i}}_{inj}^{dq} + \dot{\underline{i}}_c^{dq} = \dot{\underline{i}}_{inj}^{dq} + sC_f \underline{e}_c^{dq} + j\omega C_f \underline{e}_c^{dq} \quad (6.28)$$

where $\dot{\underline{i}}_f^{dq}$ is the current through the filter reactor and $\dot{\underline{i}}_c^{dq}$ is the current going into the filter capacitor. The time derivative of $\underline{e}_c^{dq}$ can thus be extract from (6.28) as

$$s \underline{e}_c^{dq} = -\omega \underline{e}_c^{dq} + \frac{1}{C_f} (\dot{\underline{i}}_f^{dq} - \dot{\underline{i}}_{inj}^{dq}) \quad (6.29)$$

As explained in Section 4.3 *Reactive Power Controller - VSC without significant Energy Storage*, is the reactive power controller in the D-STATCOM used to control the voltage magnitude over the filter capacitor by injecting or absorbing reactive power. The reactive power controller is set to inject a current according to (4.43), rewritten here as,

$$\dot{\underline{i}}_{f,ref}^q = \dot{\underline{i}}_{inj}^q + \frac{\omega C_f}{e_{c,LP}} |\underline{e}_c^{dq}|^2 - \frac{k_{p,vc}}{2e_{c,LP}} (|\underline{e}_{c,ref}^{dq}|^2 - |\underline{e}_c^{dq}|^2) \quad (6.30)$$

where $e_{c,LP}$ is the low-pass filtered amplitude of the capacitor voltage, expressed as

$$e_{c,LP} = \frac{\omega_{cc}}{s + \omega_{cc}} |\underline{e}_c^{dq}| \quad (6.31)$$

However, (6.30) is only useful when the voltage over the capacitor is aligned in the dq-system such that the q-component is zero and the d-component equals the magnitude of the voltage. In a real system or when simulated in PSCAD/EMTDC, a PLL makes sure that this is true (in steady-state), see Section 4.5 *Synchronization System - PLL*. It is possible to implement a PLL in the state space system to make sure that the alignment is correct, however, this has not been done in this thesis. Instead, another method has been used where the d- and q-component of the currents have been decoupled from active and reactive power, respectively, such that the d-component no longer corresponds to active power and the q-component to reactive power.

Hence, (6.30) has to be rewritten to make sure that the correct amount of reactive power is injected and no active power is produced or consumed. The power expressions in the dq-frame

$$P = e^d i^d + e^q i^q \quad (6.32)$$

$$Q = -e^d i^q + e^q i^d \quad (6.33)$$

can, when the voltage vector is aligned with the d-axis, be simplified to $P \approx e^d i^d$ and $Q \approx -e^d i^q$. Thus, the reactive power reference in (6.30) can be written as

$$Q_{f,ref} = -e_c^d i_{f,ref}^q \approx -|e_c^{dq}| i_{f,ref}^q \quad (6.34)$$

Equation (6.34) shows that the reference filter current should be multiplied by the voltage amplitude in order to achieve the wanted reactive power reference. This is true for the amplitude dependent terms in (6.30), i.e. $\omega C_f |e_c^{dq}|^2 / e_{c,LP}$ and $k_{p,vc} (|e_{c,ref}^d|^2 - |e_c^{dq}|^2) / (2e_{c,LP})$. However, for the feed-forward term i_{inj}^q , multiplying it by the voltage amplitude is not correct since the d-component of the voltage and the voltage amplitude are not the same without a PLL. Hence, the feed-forward component has to be expressed as

$$Q_{inj} = -e_c^d i_{inj}^q + e_c^d i_{inj}^d \quad (6.35)$$

In all, the reactive power reference for the D-STATCOM is written as

$$Q_{f,ref} = Q_{inj} + \frac{\omega C_f}{e_{c,LP}} |e_c^{dq}|^3 - \frac{k_{p,vc}}{2e_{c,LP}} |e_c^{dq}| (|e_{c,ref}^{dq}|^2 - |e_c^{dq}|^2) \quad (6.36)$$

and, using (6.33), the q-component of the filter current reference is given by

$$i_{f,ref}^q = -\frac{Q_{f,ref} - e_c^q i_f^d}{e_c^d} \quad (6.37)$$

Since the active power exchange of the D-STATCOM should be equal to zero, i.e. $P_f = e_c^d i_f^d + e_c^q i_f^q = 0$, the d-component of the filter current reference is set to

$$i_{f,ref}^d = -\frac{e_c^q i_{f,ref}^q}{e_c^d} \quad (6.38)$$

The d- and q-component of the filter current are assumed to follow the references as if they were low-pass filtered. This is a valid approximation as long as the bandwidth of the inner current controller is fast enough, normally said to be at least 10 times faster than the outer reactive power controller [19]. Thus, it is assumed that the VSC and the LC-part of the filter can be modelled as a CSC, showed in Figure 6.6. In reality there is also a cross-coupling between the d- and q-component due to the filter reactor but this effect is neglected here since the current controller, i.e the CSC, is assumed be fast enough to mitigate such effects. The filter current is hence written as

$$\underline{i}_f^{dq} = \frac{\omega_{cc}}{s + \omega_{cc}} \underline{i}_{f,ref}^{dq} \quad (6.39)$$

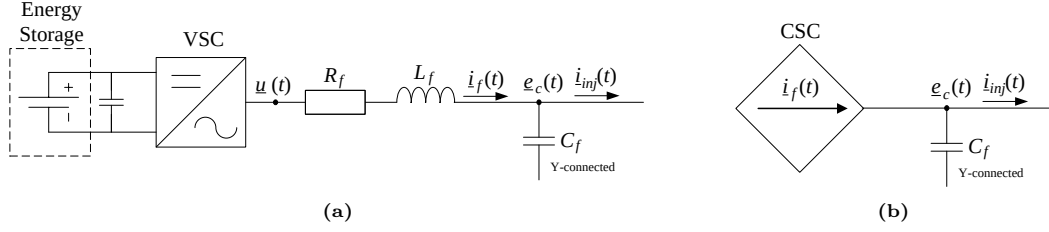


Figure 6.6: The VSC with the LC-filter that is modelled as a CSC. Plot (a): VSC, plot (b): CSC.

where ω_{cc} is the bandwidth of the current controller. Hence, the time derivative is expressed as

$$s \underline{i}_f^{dq} = -\omega_{cc} \underline{i}_f^{dq} + \omega_{cc} \underline{i}_{f,ref}^{dq} \quad (6.40)$$

The time derivative of the low-passed filtered capacitor voltage is extracted from (6.31) and written as

$$s e_{c,LP} = -\omega_{cc} e_{c,LP} + \omega_{cc} |\underline{e}_c^{dq}| \quad (6.41)$$

where it is assumed the bandwidth of the low-pass filter is the same as the bandwidth of the current controller.

In all, the space system for the D-STATCOM is formed from (6.11), (6.16), (6.23), (6.27), (6.29), (6.40) and (6.41). Splitting the equations into real and imaginary parts gives the following state space system for the grid with the D-STATCOM

$$\begin{aligned}
 s i_g^d &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^d + \omega i_g^q + \frac{1}{L_g} (e_s^d - e_g^d) \\
 s i_g^q &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^q - \omega i_g^d + \frac{1}{L_g} (e_s^q - e_g^q) \\
 s V_t^d &= -\frac{R_p}{L_z} V_t^d + \omega V_t^q + i_g^d \\
 s V_t^q &= -\frac{R_p}{L_z} V_t^q - \omega V_t^d + i_g^q \\
 s V_{2g}^d &= -\frac{1}{T_L} V_{2g}^d + \frac{1}{T_L} (e_g^{d2} - e_g^{q2}) \\
 s V_{2g}^q &= -\frac{1}{T_L} V_{2g}^q + \frac{1}{T_L} 2e_g^d e_g^q \\
 s i_{inj}^d &= \omega i_{inj}^q + \frac{1}{L_{tr}} (e_c^d - e_g^d) \\
 s i_{inj}^q &= -\omega i_{inj}^d + \frac{1}{L_{tr}} (e_c^q - e_g^q) \\
 s e_c^d &= \omega e_c^q + \frac{1}{C_f} (i_f^d - i_{inj}^d) \\
 s e_c^q &= -\omega e_c^d + \frac{1}{C_f} (i_f^q - i_{inj}^q) \\
 s i_f^d &= -\omega_{cc} i_f^d + \omega_{cc} i_{f,ref}^d \\
 s i_f^q &= -\omega_{cc} i_f^q + \omega_{cc} i_{f,ref}^q \\
 s e_{c,LP} &= -\omega_{cc} e_{c,LP} + \omega_{cc} \sqrt{e_c^{d2} + e_c^{q2}}
 \end{aligned} \quad (6.42)$$

where R_p is expressed according to (6.21), e_g^d by (6.25), e_g^q by (6.26), $i_{f,ref}^d$ by (6.38) and $i_{f,ref}^q$ by (6.37). Observe that the system is nonlinear and has to be linearized to obtain a state space model

that can be analysed. The state space vector is $\mathbf{x} = [i_g^d, i_g^q, V_t^d, V_t^q, V_{2g}^d, V_{2g}^q, i_{inj}^d, i_{inj}^q, e_c^d, e_c^q, i_f^d, i_f^q, e_{c,LP}]'$, with the inputs $\mathbf{u} = [e_s^d, e_s^q, P_{ref}, e_{c,ref}^d, e_{c,ref}^q]'$ and outputs $\mathbf{y} = [e_g^d, e_g^q]'$.

6.3.4 With E-STATCOM

Using an energy storage on the DC-side of the VSC, in other words an E-STATCOM, gives the advantage to control not only the magnitude, but also the phase of the voltage at the PCC (still done by controlling the voltage over the filter capacitor). The modelled system is the same as for the D-STATCOM, shown in Figure 6.5, with the exception that the energy storage now is used, enabling an active power exchange. This means that the voltage across the filter capacitor can be controlled with an extra degree of freedom, i.e. a reference for both the d- and q-component of the filter current. As shown in Section 4.4 *Voltage Controller - VSC with Energy Storage*, the voltage controller is set to inject currents according to (4.57), rewritten here as

$$\underline{i}_{f,ref}^{dq} = \underline{i}_{inj}^{dq} + j\omega C_f \underline{e}_c^{dq} + k_{p,vc} (\underline{e}_{c,ref}^{dq} - \underline{e}_c^{dq}) \quad (6.43)$$

Except that (6.37) and (6.38) are replaced with (6.43), and that the low-passed filtered capacitor voltage no longer is used, there are no other difference between the D-STATCOM system and the E-STATCOM. Hence, the state space system for the E-STATCOM is written as

$$\begin{aligned} s i_g^d &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^d + \omega i_g^q + \frac{1}{L_g} (e_s^d - e_g^d) \\ s i_g^q &= -\frac{R_g}{L_g} i_g^q - \omega i_g^d + \frac{1}{L_g} (e_s^q - e_g^q) \\ s V_t^d &= -\frac{R_p}{L_z} V_t^d + \omega V_t^q + i_g^d \\ s V_t^q &= -\frac{R_p}{L_z} V_t^q - \omega V_t^d + i_g^q \\ s V_{2g}^d &= -\frac{1}{T_L} V_{2g}^d + \frac{1}{T_L} (e_g^{d2} - e_g^{q2}) \\ s V_{2g}^q &= -\frac{1}{T_L} V_{2g}^q + \frac{1}{T_L} 2e_g^d e_g^q \\ s i_{inj}^d &= \omega i_{inj}^q + \frac{1}{L_{tr}} (e_c^d - e_g^d) \\ s i_{inj}^q &= -\omega i_{inj}^d + \frac{1}{L_{tr}} (e_c^q - e_g^q) \\ s e_c^d &= \omega e_c^q + \frac{1}{C_f} (i_f^d - i_{inj}^d) \\ s e_c^q &= -\omega e_c^d + \frac{1}{C_f} (i_f^q - i_{inj}^q) \\ s i_f^d &= -\omega_{cc} i_f^d + \omega_{cc} i_{f,ref}^d \\ s i_f^q &= -\omega_{cc} i_f^q + \omega_{cc} i_{f,ref}^q \end{aligned} \quad (6.44)$$

with R_p expressed according to (6.21), e_g^d by (6.25), e_g^q by (6.26) and $i_{f,ref}^{dq}$ by (6.43). Also this system is nonlinear and has to be linearized around an operation point to obtain the state space model. The state space vector is $\mathbf{x} = [i_g^d, i_g^q, V_t^d, V_t^q, V_{2g}^d, V_{2g}^q, i_{inj}^d, i_{inj}^q, e_c^d, e_c^q, i_f^d, i_f^q]'$, with the inputs $\mathbf{u} = [e_s^d, e_s^q, P_{ref}, e_{c,ref}^d, e_{c,ref}^q]'$ and outputs $\mathbf{y} = [e_g^d, e_g^q]'$.

6.3.5 Linearization Method

The above state space systems are nonlinear and have to be linearized around an operation point $\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0, \mathbf{y}_0$ to be analysed with a simple method. The parameter values at the operation points can be obtained using simulations in PSCAD/EMTDC and by solving the following equation system

$$\begin{aligned} 0 &= \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) \\ \mathbf{y}_0 &= \mathbf{g}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) \end{aligned} \quad (6.45)$$

where the time derivative of the state space variables are set to zero since it is assumed that the system is in steady state at the operation point.

The system matrices can be obtained as

$$A = \left. \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)} \quad B = \left. \frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{u}} \right|_{(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)} \quad C = \left. \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)} \quad D = \left. \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{u}} \right|_{(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)} \quad (6.46)$$

where $\mathbf{f}$ is a state space system from either (6.18), (6.24), (6.42) or (6.44) with the corresponding state space variables, inputs and outputs. If the load active power is taken by a CZL then $\mathbf{g}$ is given by (6.19) and (6.20), and if the active power is taken by a CPL, $\mathbf{g}$ is given by (6.25) and (6.26).

With the deviation from the operation points expressed as

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \mathbf{x}(t) - \mathbf{x}_0(t) \quad \Delta \mathbf{u}(t) = \mathbf{u}(t) - \mathbf{u}_0(t) \quad \Delta \mathbf{y}(t) = \mathbf{y}(t) - \mathbf{y}_0(t) \quad (6.47)$$

the linearized system can be written as

$$\begin{aligned} s \Delta \mathbf{x} &= A \Delta \mathbf{x} + B \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \mathbf{y} &= C \Delta \mathbf{x} + D \Delta \mathbf{u} \end{aligned} \quad (6.48)$$

The linearization gives a valid approximation of the dynamic properties of the nonlinear system if the deviations are not too far from the operation point.

6.3.6 Operation Points and System Parameters

Using the previously derived state space systems which are linearized according to the method explained by (6.46) and (6.48), a grid model is used to study the system performance. Grid and VSC parameters that are fixed in the following studies, except if else is stated, are given in table 6.1.

The exact operation point of the systems depends on the case that is studied. Without a compensator, the PCC voltage is lower than with a D-STATCOM or an E-STATCOM due to the voltage drop over the grid impedance. This could also cause the CZL and the CPL to have different operation points since the CPL will reduce its impedance until the reference power is obtained, thus, affecting the PCC voltage. By tuning the power reference of the CPL it can be done such that the operation point is the same as with a CZL. With a compensator, there is no need for tuning since the compensator keeps the voltage fixed even if the power demand increases slightly. The operation point for the case when no compensator is used is given in table 6.2.

It is further assumed that the E-STATCOM does not inject any active power at the operation point since this corresponds to an unrealistic steady state operation condition. The D-STATCOM and the E-STATCOM is on the other hand assumed to inject a certain amount of reactive power into the grid to raise the PCC voltage. This is also a bit from the truth, since a constant reactive power injection would cause high losses in the converters. In practise is often a capacitor bank used to provide reactive power in steady state operation while the VSC handles fast changes and

Table 6.1: Fixed system parameters, (a) grid parameters and (b) VSC parameters (same for D-STATCOM and E-STATCOM).

(a)				(b)		
System parameters				Voltage or reactive power controller		
Base power	S_b	100 MVA	1 pu	Bandwidth	ω_{vc}	$2\pi 100$ rad/s
Source voltage	e_s	21 kV	1 pu	Proportional gain	$k_{p,vc}$	$\omega_{vc} C_f$
Grid frequency	f	50 Hz	1 pu	Integral gain	$k_{i,vc}$	0
Grid inductance	L_g	9 mH	0.641 pu	Current controller		
Grid resistance	R_g	100 m Ω	0.023 pu	Bandwidth	ω_{cc}	$2\pi 1500$ rad/s
Filter inductance	L_f	10.5 mH	0.748 pu	Proportional gain	$k_{p,cc}$	$\omega_{cc} L_f$
Filter resistance	R_f	330.8 m Ω	0.075 pu	Integral gain	$k_{i,cc}$	$\omega_{cc} (R_{acc} + R_f)$
Filter capacitance	C_f	39 μ F	0.054 pu	Damping term	R_{acc}	$\omega_{cc} L_f - R_f$
Transformer inductance	L_{tr}	0.3509 mH	0.025 pu	PLL		
				Bandwidth	ω_{PLL}	$2\pi 5$ rad/s

Table 6.2: Operation point for the system without compensator.

State space variables			
Grid current	$i_{g0}^d + ji_{g0}^q$	1.84 + $j0.514$ kA	$0.387 + j0.108$ pu
Temporary state	$V_{t0}^d + jV_{t0}^q$	0 – $j5.86$ As	0 – $j0.387$ pu
PCC voltage square	$e_{g0}^d{}^2 + je_{g0}^q{}^2$	350 + $j0$ MV ²	$0.795 - j0$ pu
Inputs and outputs			
Source voltage	$e_{s0}^d + je_{s0}^q$	20.36 – $j5.16$ kV	$0.969 - j0.246$ pu
Load power reference	P_{ref0}	34.5 MW	0.345 pu
PCC voltage	$e_{g0}^d + je_{g0}^q$	18.72 + $j0$ kV	$0.891 + j0$ pu
Miscellaneous parameters			
Load reactive power	Q_{L0}	9.6 MVar	0.096 pu
Load resistance	R_{p0}	10.16 Ω	2.3 pu
Load inductance	L_z	0.116 H	8.26 pu
Phase difference	θ	–14.2°	
Load power factor		0.96	
Short circuit ratio	SCR	4.55	

transients. The operation points of the D-STATCOM and the E-STATCOM are hence assumed to be identical and the parameter values are given in table 6.3.

Using the operation points given in either table 6.2 or 6.3, together with the grid parameters given in table 6.1, the matrices A, B, C and D are obtained according to (6.46).

6.4 Damping and Stability

The damping and stability of the derived systems can be studied using the state space matrices. The location of the poles corresponds to the dynamic properties of the system and from the system A -matrix, the poles are calculated as the eigenvalues of the matrix, given by

$$\det(A - I\lambda) = 0 \quad (6.49)$$

where λ denotes the system poles (eigenvalues) and I is the identity matrix. The pole, or pole-pair, that dominates the dynamic properties is the one(s) that is closest to the imaginary axis. A pole located on the real axis corresponds to a first-order system with dynamical properties similar to a low-pass filter, with a faster response time the further away from the imaginary axis the pole is. A pole-pair with one pole on the opposite side of the real axis, expressed as

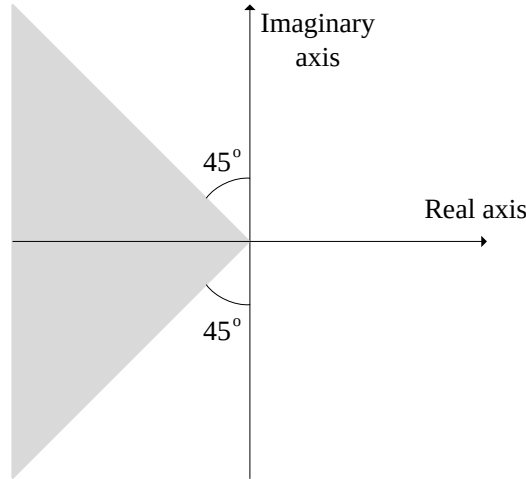
$$\frac{1}{s^2 + 2\zeta\omega_0 s + \omega_0^2} \quad (6.50)$$

gives a second-order system with properties depending on the damping ζ and the natural frequency ω_0 . A damping close to zero, i.e poles close to the imaginary axis, gives a badly damped system

Table 6.3: Operation point for the system with either D-STATCOM or E-STATCOM.

State space variables			
Grid current	$i_{g0}^d + ji_{g0}^q$	$2.06 - j0.334$ kA	$0.423 - j0.070$ pu
Temporary state	$V_{t0}^d + jV_{t0}^q$	$0 - j6.55$ As	$0 - j0.432$ pu
PCC voltage square	$e_{g0}^d{}^2 + je_{g0}^q{}^2$	$437 + j0$ MV ²	$0.990 + j0$ pu
Injected current	$i_{inj0}^d + ji_{inj0}^q$	$0 + j0.907$ kA	$0 + j0.190$ pu
Capacitor voltage	$e_{c0}^d + je_{c0}^q$	$21 + j0$ kV	$1 + j0$ pu
Filter current	$i_{f0}^d + ji_{f0}^q$	$0 + j0.65$ kA	$0 + j0.136$ pu
Low-pass filtered voltage	$e_{c,LP0}$	21 kV	1 pu
Inputs and outputs			
Source voltage	$e_{s0}^d + je_{s0}^q$	$20.18 - j5.82$ kV	$0.961 - j0.277$ pu
Load power reference	P_{ref0}	43 MW	0.43 pu
Capacitor voltage references	$e_{c,ref0}^d + je_{c,ref0}^q$	$21 + j0$ kV	$1 + j0$ pu
PCC voltage	$e_{g0}^d + je_{g0}^q$	$20.9 + j0$ kV	$0.995 + j0$ pu
Miscellaneous parameters			
Load reactive power	Q_{L0}	12 MVar	0.12 pu
Load resistance	R_{p0}	10.16 Ω	2.3 pu
Load inductance	L_z	0.116 H	8.26 pu
Phase difference	θ	-16.1°	
Load power factor		0.96	
Short circuit ratio	SCR	3.5	

where the oscillations attenuate very slowly. On the other hand, if ζ approaches one, i.e. poles move closer to the real axis, the system will be more and more damped until the dynamic properties are close to the properties of a first-order system [19]. A pole located on the positive side of the real axis would cause the whole system to be unstable. In general, the poles should be located within the grey area in Figure 6.7 to ensure stability and a good damping in the continuous time domain.

**Figure 6.7:** Desired pole placement.

The dynamic performance of the systems is examined by the pole placement and validated by simulations on a similar grid model in PSCAD/EMTDC. In PSCAD/EMTDC, a voltage dip from 1 pu to 0.75 pu is introduced in the source voltage as a disturbance to the system and the dq-components of the PCC voltage are studied. Due to the action from the D-STATCOM and the E-STATCOM, a voltage dip will not cause big deviations from the operation points, hence,

the linearized system models are valid.

It should be noticed that the interest of this work is not to determine the exact location of the poles and the corresponding damping. The focus is instead on the movements of the poles when one parameter is varied, for example the load time constant. Thus, making it possible to study that parameter's impact on the system performance. It should also be pointed out that the plots showing the pole placement of the D-STATCOM should not be directly compared to the E-STATCOM and vice versa. The reason is that different types of controllers are used when modelling the two compensators. However, plots showing the D-STATCOM, or the E-STATCOM, can be compared individually. Also, it is possible to compare how much the poles move. If the pole movements are small with one compensator when varying a parameter, but large with the other compensator, it can be said that the system performance with the first compensator is much less dependent on the studied parameter than with the second compensator.

6.4.1 Without Compensator

Using the same structure as when deriving the state space systems, the system performance of the grid without a compensator will first be shown with only CZL and later with the CPL.

Constant Impedance Load

The location of the poles are shown in Figure 6.8a. It is clear that the pole-pair closest to imaginary axis is very badly damped with a resonant frequency of 50 Hz (1 pu). However, this pole-pair does not affect the system in any significant way. There is indeed a frequency component of 50 Hz, shown in Figure 6.8b, but the amplitude of the oscillations is very small, approximately 0.00005 pu. It will later be shown that this pole-pair appears in all systems, with or without compensator and with CZL or CPL. Since this pole-pair appears in this simple system, without both compensator and dynamic loads, it is likely that it is caused by some resonances in the grid. The pole-pair is thus neglected in the following analysis. The pole-pair that dominates the system performance in Figure 6.8a is instead the pole-pair to the left.

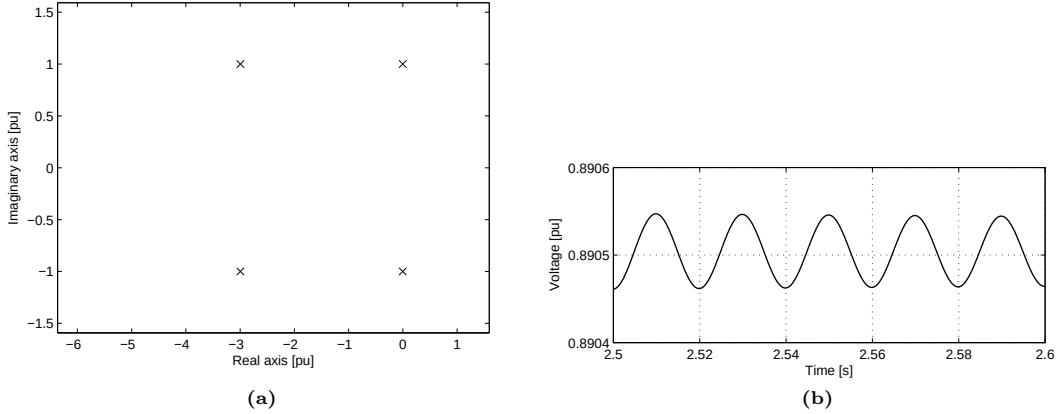


Figure 6.8: System with constant impedance loads and no compensator. Plot (a): location of poles, plot (b): the badly damped 50 Hz component.

Constant Power Load

Introducing a CPL and reducing the load time constant worsen the system damping, as shown in Figure 6.9 where different load time constants are marked. It is clear that decreasing the load time constant do have a large impact on the system performance and, if the bandwidth of the load is too high, the system would get unstable. By comparing 6.8a and 6.9 it is also clear

that when the time constant of the load increases, the location of the poles approaches the pole location of the CZL. In fact, a CPL with a time constant of 60000 ms is, when studying dynamic properties, practically a CZL which this model confirms.

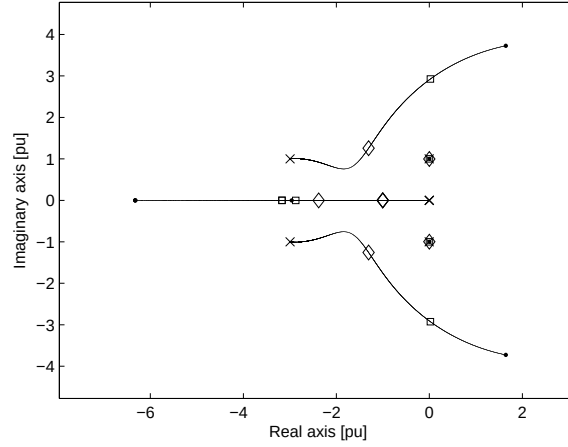


Figure 6.9: Pole placement for a system with CPL and no compensator. “x” denotes a load time constant of 60000 ms, “◇” denotes $T_L = 20$ ms, “□” $T_L = 6$ ms and “•” $T_L = 3$ ms.

Figure 6.10a indicates, neglecting the 50 Hz-pole-pairs, two different load time constants where one is stable and the other is unstable. This accuracy of the derived state space model is confirmed by comparing the pole placement in Figure 6.10a with the simulated response of the d-component of the PCC voltage after a small voltage dip shown in Figure 6.10b. It is clear that the grey curve, indicating a system with a load time constant of 6 ms, is unstable while the black curve, corresponding $T_L = 6.5$ ms, is stable. The disturbance that caused these responses are small voltage dips of .96 pu, which should be small enough not to cause the system to deviate too much from the operating point, i.e. making sure that the linearized state space model is valid.

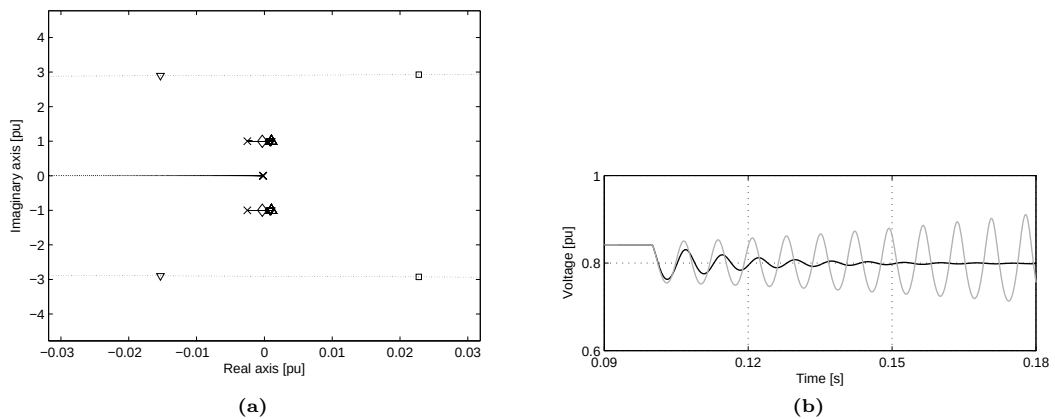


Figure 6.10: System with CPL and no compensator. Plot (a): pole placement zoomed in around the imaginary axis, plot (b): d-component of the PCC voltage after a voltage dip. Marker “▽” in plot (a) denotes a load time constant of 6.5 ms, corresponding to the black curve in plot(b), and marker “□” in plot (a) denotes $T_L = 6$ ms, corresponding to the grey curve in plot (b).

6.4.2 With D-STATCOM

Figure 6.11a shows all the poles of the system with the D-STATCOM connected to the PCC together with a CPL, while Figure 6.11b shows the more dominant poles with specific load time constants marked. The pole-pair corresponding to the 50 Hz component is visible but does not affect the system performance and is neglected. Instead, the second closest pole-pair to the imaginary axis in Figure 6.11b is the one that has the dominating effect on the performance. As for the case without any compensator, it is seen that the system gets unstable by reducing the load time constant of the CPL. Comparing Figure 6.9 and 6.11b it can be noticed that the system turns unstable close to $T_L = 20$ ms with the D-STATCOM while it turns unstable close to $T_L = 6$ ms without the D-STATCOM. In other words, the D-STATCOM has worsened the stability margin. One plausible explanation could be an interaction between the controllers in the CPL and in the D-STATCOM which might occur if the bandwidths of the controllers are of similar speeds. Hence, changes in the load's power consumption might be compensated at the same time by the D-STATCOM, this can then create a resonance effect. This is a phenomena which is known to cause problems in distributed DC systems [34], [1].

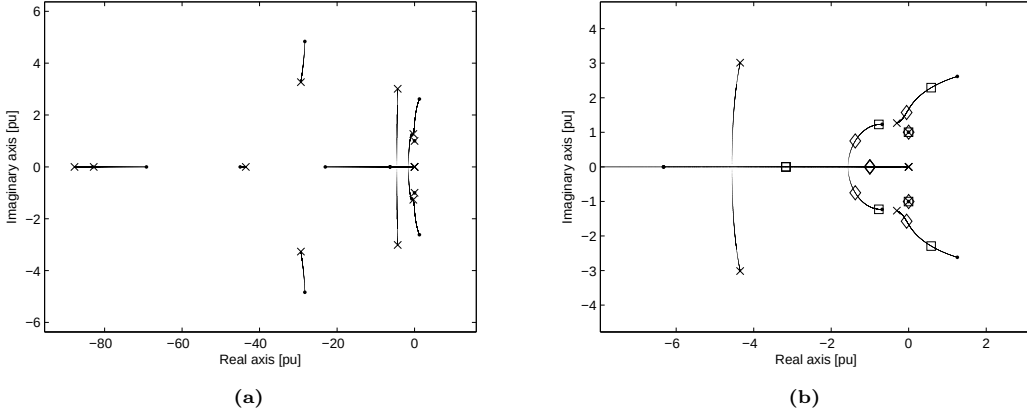


Figure 6.11: Pole placement for the grid with a D-STATCOM and a CPL where marker “x” denotes a load time constant of 60000 ms, marker “◇” denotes $T_L = 20$ ms, marker “□” $T_L = 6$ ms and marker “●” $T_L = 3$ ms. Plot (a): all poles, plot (b): zoomed in around dominating poles.

Figure 6.12 shows the system performance during a voltage dip for different types of loads, this corresponds well with the results obtained from the pole placement in Figure 6.11b. Figure 6.12a shows the dq-components of the PCC voltage during a voltage dip without the D-STATCOM and with a CZL, note that the d-component in steady state is lower than 1 pu due to the absence of a compensator. In Figure 6.12b is the performance with the D-STATCOM and a CZL load shown, and in Figure 6.12c and 6.12d are the PCC voltages shown for a CPL with a load time constant of $T_L = 20$ ms and $T_L = 7.5$ ms, respectively. It can be noticed that the system is unstable for $T_L = 7.5$ ms even without any disturbance. In all, it is clear that load time constant has a big impact on the system performance.

Varying the bandwidth of the reactive power controller, ω_{vc} , shows how the system performance is affected by the outer control loop of the D-STATCOM. In Figure 6.13, which shows the dominating pole-pairs, ω_{vc} is set to six different values, $2\pi \cdot [30, 50, 70, 100, 150, 200]$ rad/s. The arrows indicate the main trends of the pole movements when ω_{vc} is increased. The load time constant is then varied from 60000 ms to 3 ms as in the previous studies. From this, it is clear that an increased ω_{vc} worsen the system damping and eventually makes the system unstable. Even though this is just a discrete examination of the impact of the reactive power controller, i.e. not all controller values have been tested in a continuous way, it is still clear the bandwidth of the

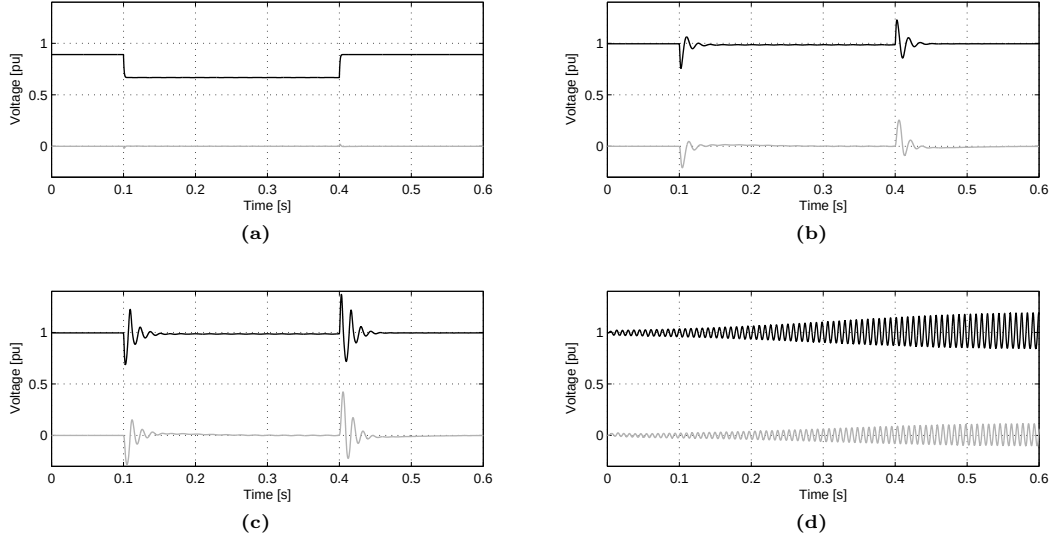


Figure 6.12: PCC voltages during a voltage dip with D-STATCOM for three different loads and a reference case without the D-STATCOM and with a CZL. Plot (a): CZL without D-STATCOM, plot(b): CZL with D-STATCOM, plot(c): CPL with D-STATCOM and $T_L = 20$ ms, plot (c): CPL with D-STATCOM and $T_L = 7.5$ ms

reactive power controller does have a large impact on the system performance.

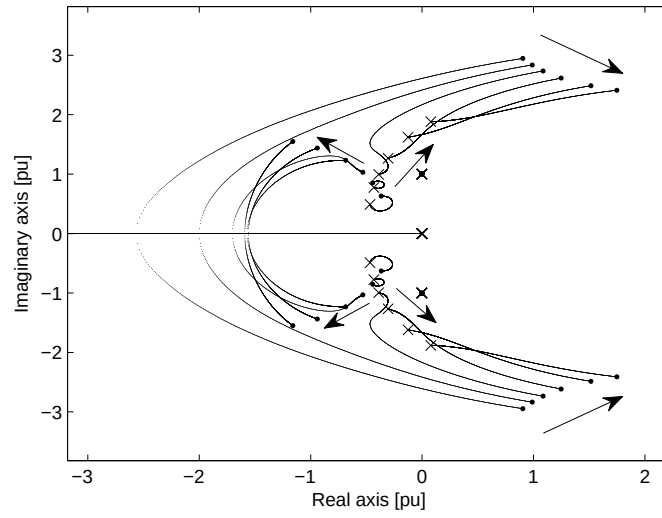


Figure 6.13: Pole placement with the D-STATCOM when ω_{vc} is set to $2\pi \cdot [30, 50, 70, 100, 150, 200]$ rad/s. The arrows indicate the main trends of the pole movements when ω_{vc} increases. Marker “x” denotes $T_L = 60000$ ms and marker “•” corresponds to $T_L = 3$ ms.

To examine the impact of the grid strength on the system performance, the power consumed by the load is varied to achieve different short circuit ratios (SCR). Hence, by keeping the grid impedance constant and varying the constant active power load reference, P_{ref0} , and the constant

reactance load, L_z , with the same tuning variable, the system performance can be studied without changing other parameters in table 6.1 and 6.3. By decreasing P_{ref0} and increasing L_z a stronger grid is obtained with a higher SCR and vice verse.

Investigating the SCR in the range from 2.9 to 8.7 in nine steps of equal size gives an understanding of how the SCR impacts the performance. Figure 6.14 shows the pole placement of the dominating pole-pairs and their movements, SCR= 2.9 and SCR= 8.7 are pointed out with arrows while larger arrows show the main trend of the pole movements when the SCR increases, i.e. when the grid strength increases. It can be noticed that a stronger grid gives a better damping since the markers, and especially “□”, shows that the system is moved in the direction of getting more stable (even though it still is unstable) when the grid strength is increased. In all, it is clear the SCR does have a significant impact on the system performance when a D-STATCOM is used.

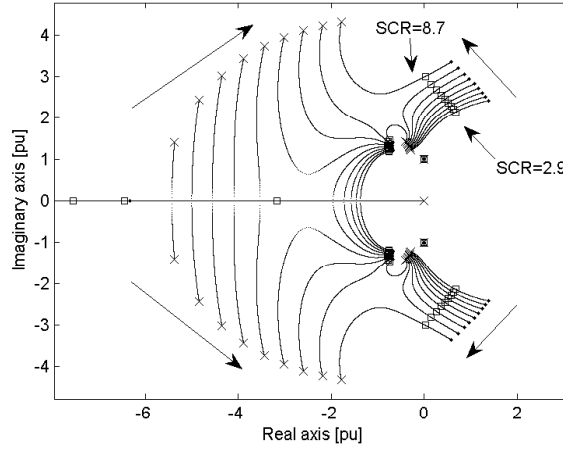


Figure 6.14: Pole placement with the D-STATCOM when the SCR is varied. Marker “x” denotes $T_L = 60000$ ms, “□” $T_L = 6$ ms and “•” $T_L = 3$ ms. The larger arrows show the main trends of the pole movements when the SCR is increased.

6.4.3 With E-STATCOM

The system pole placement with the E-STATCOM is shown in Figure 6.15a, in which all poles are shown, and in Figure 6.15b, in which only the dominating pole-pairs are shown. Comparing Figure 6.11b and 6.15b clearly shows how the E-STATCOM improves the system performance and makes it much less affected by the load dynamics. With the E-STATCOM connected to the PCC, the system is well damped disregarding of the load time constants, i.e. the system shows an almost identical performance with a CZL as with a CPL. This is confirmed by Figure 6.16 which shows the PCC voltage with a CZL, a CPL with a load time constant of $T_L = 20$ ms and a third case with a CPL with $T_L = 7.5$ ms. As shown in Figure 6.12, this is not the case for the D-STATCOM.

Just as with the D-STATCOM, is the bandwidth ω_{vc} of the voltage controller in the E-STATCOM varied to examine how the system performance changes. In Figure 6.17a, which only shows the dominating pole-pairs, is ω_{vc} set to six different values, $2\pi \cdot [30, 50, 70, 100, 150, 200]$ rad/s. The arrows indicate the main trends of the pole movements when ω_{vc} is increased. As before, the load time constant is varied from 60000 ms to 3 ms. Figure 6.17b is zoomed in around the most important movements. From this, it is clear that a faster ω_{vc} worsen the system damping but unlike the case with the D-STATCOM, showed in Figure 6.13, it is still stable for all examined bandwidths. In all, the system with the E-STATCOM is much less dependent on

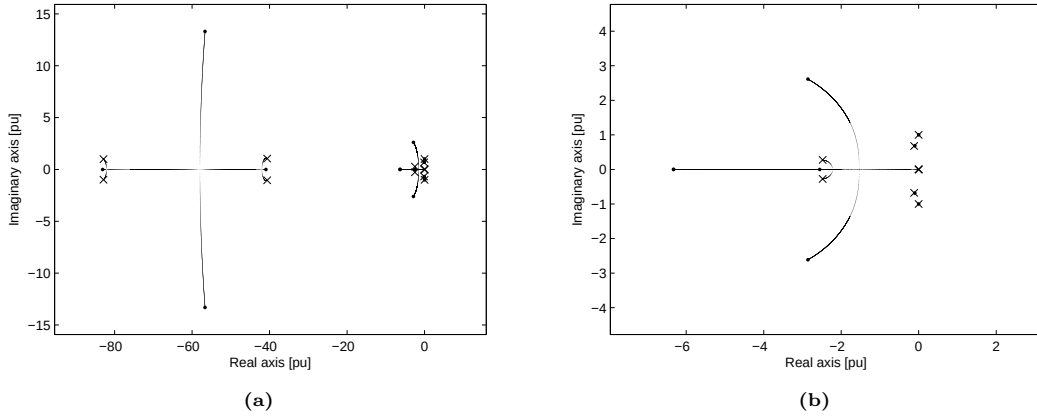


Figure 6.15: Pole placement for the grid with a E-STATCOM and a CPL where marker “x” denotes a load time constant of 60000 ms and marker “•” corresponds to $T_L = 3$ ms. Plot (a): all poles, plot (b): zoomed in around dominating poles.

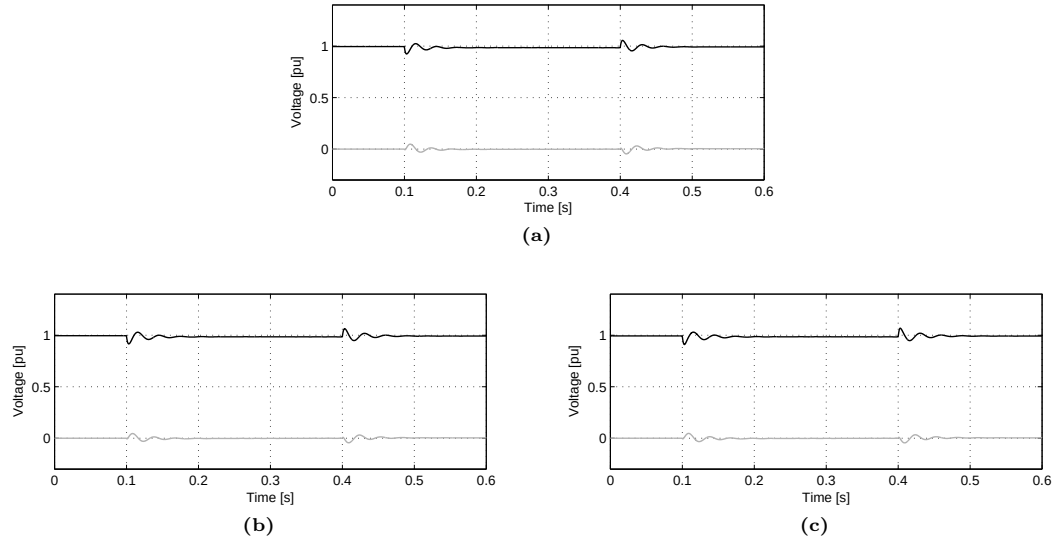


Figure 6.16: PCC voltages during a voltage dip with E-STATCOM for three different loads. Plot (a): CZL, plot(b): CPL with $T_L = 20$ ms, plot (c): CPL with $T_L = 7.5$ ms.

the tuning of the outer control loop than with the D-STATCOM.

In a similar way as with the D-STATCOM, has the SCR been varied to examine how the system performance is affected by the grid strength when the E-STATCOM is used. Also here the grid impedance is kept constant and the CPL reference, P_{ref0} , and the constant reactance load, L_z , are tuned without changing other parameters in table 6.1 and 6.3. Figure 6.18 shows the dominating pole-pairs and their movements. $SCR = 2.9$ and $SCR = 8.7$ are pointed out with arrows and larger arrows indicate the main trend of the pole movements when the SCR increases. It is clear that the SCR does not have any significant impact of the system dynamic performance when an E-STATCOM is used.

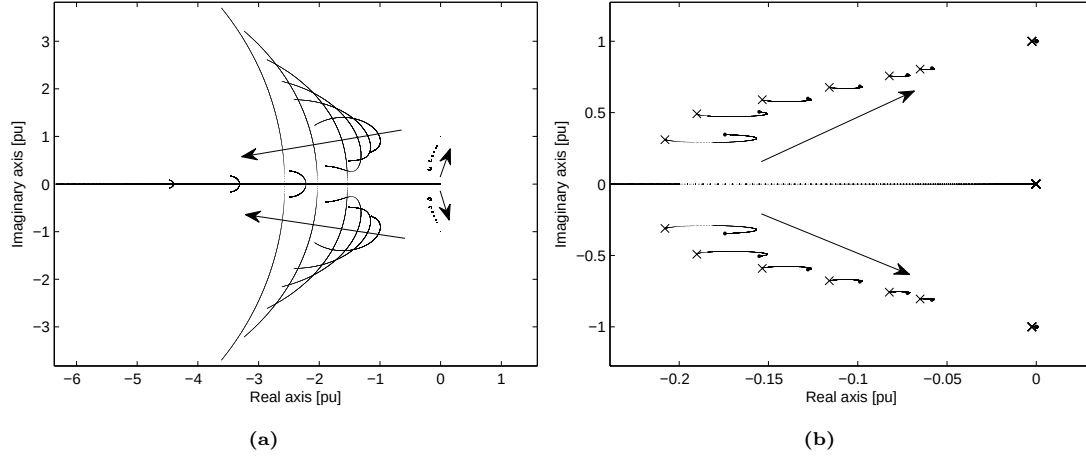


Figure 6.17: Pole placement with the E-STATCOM when ω_{vc} is set to $2\pi \cdot [30, 50, 70, 100, 150, 200]$ rad/s. The arrows indicate the main trends of the pole movements when ω_{vc} increases. Marker “x” denotes $T_L = 60000$ ms and marker “•” corresponds to $T_L = 3$ ms. Plot (a): dominating pole-pairs, plot (b): zoomed on the most dominant pole-pairs.

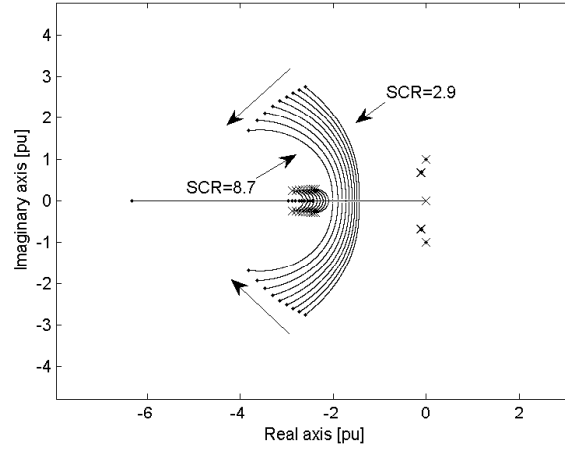


Figure 6.18: Pole placement with the E-STATCOM when the SCR is varied. Marker “x” denotes $T_L = 60000$ ms, “□” $T_L = 6$ ms and “•” $T_L = 3$ ms. The arrows show the main trends of the pole movements when the SCR is increased.

6.5 Mixed Load Characteristic

In the following section are the characteristics of the loads varied in order to give a better understanding of the load influence on the system performance. First the load has been modelled as a combined constant active and reactive power load and later it has been assumed that the load consuming active power consists of both one constant resistance part and one constant active power part.

6.5.1 Constant Active and Reactive Power Load

It has, in the previous analysis, been assumed that the constant power load only consists of an active power controller, i.e. the reactive power taken by the load behaves as a CZL. This is in most cases a good approximation since, for example, chargers for electric vehicles consume active power and does not have a big reactive consumption. It is also a valid approximation for a motor drive system since the active power consumed by the rectifier controls the DC-voltage and hence the power taken by the motor. However, it is interesting to examine the impact of a combined constant active and reactive power load on the system performance.

The constant reactive power load (CQL) is modelled to have the same load time constant as the CPL. Thus, in the state space models for the D-STATCOM and the E-STATCOM, the CZL L_z is replaced with the CQL L_q , expressed as

$$L_q = \frac{|V_{2g}^{dq}|}{\omega Q_{ref}} \quad (6.51)$$

where Q_{ref} is the reactive power reference. To simplify the analysis L_q is only modelled with the steady state term and does not include the time derivative term since it would make it more complicated to model. Hence, L_q does in steady state consume a constant amount of reactive power but the load recovery after a disturbance might not be accurately modelled since the time derivative is neglected. In other words, it is assumed that the load is a constant power reactance $X = \omega L$ instead of an inductance dL/dt .

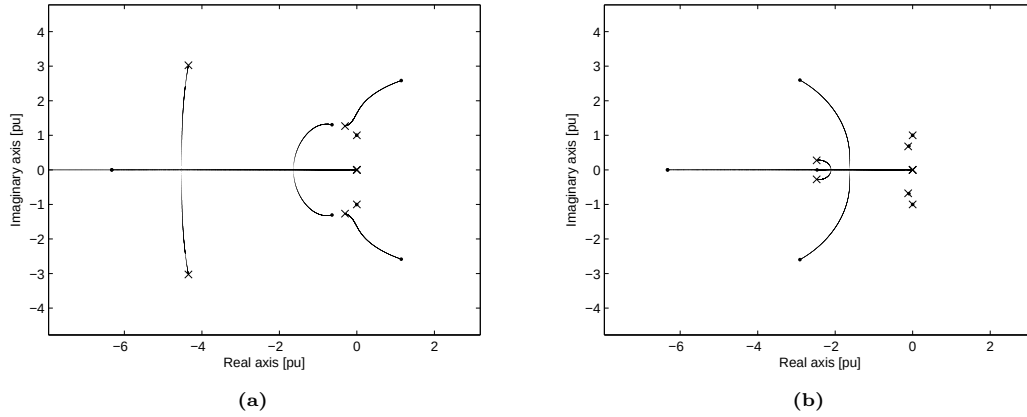


Figure 6.19: Pole placement and movements with a combined constant active and reactive power load. Marker “x” denotes a load time constant of 60000 ms and “•” corresponds to $T_L = 3$ ms. (a) D-STATCOM, (b) E-STATCOM.

Figure 6.19a and 6.19b shows the poles placement and movements for the D-STATCOM and the E-STATCOM, respectively, when the load is modelled as a combined active and reactive power load. Comparing with Figure 6.11b and 6.15b it can be noticed that the pole placement has not changed significantly. Figure 6.20a and 6.20b confirm this by showing a comparison of the d-component of the PCC voltage for the D-STATCOM and the E-STATCOM, respectively, with a CPL or with both a CPL and CQL. It is clear, for both the D-STATCOM and the E-STATCOM, that the differences are neglectable. Hence, it is proven that modelling only the active power as a constant power load can be done without altering the system performance significantly.

6.5.2 Mixed Constant Impedance and Constant Power Loads

When the impact on the system dynamic performance of a pure CPL is identified, it is interesting to study more complex load characteristics. Considering that a distribution system in reality

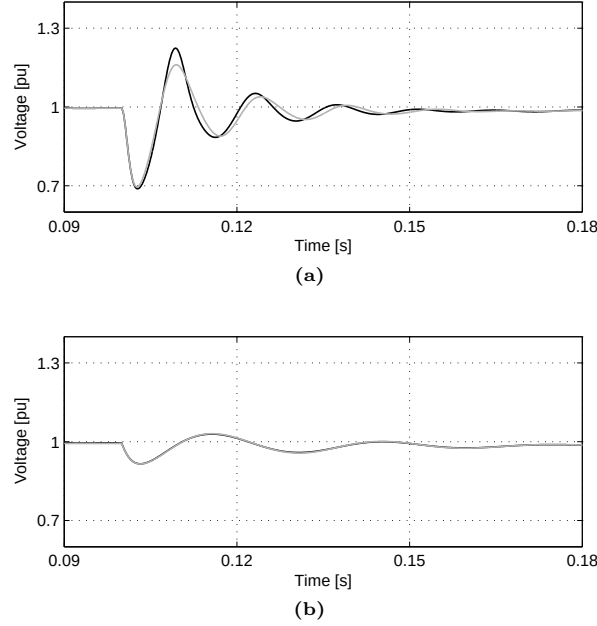


Figure 6.20: D-component of the PCC voltage where the black curves denote a CZL L_z and the grey curves correspond to a CQL L_q , in both cases is the active power consumed by a CPL. Plot (a): D-STATCOM, plot (b): E-STATCOM.

consists of a mixture of loads makes it interesting to study a combination of constant impedance and constant (active) power loads. In [30] is it shown how a large-scale integration of electric vehicles would affect the distribution grid in Gothenburg. It is shown that the charging could cause distribution grids in residential areas to be overloaded during night time. Assuming that the charging would be controlled so that the loading does not exceed rated power of the grid, charging vehicles could contribute to 40% of the total power consumed. Hence, it is reasonable to examine a case where 40% of the active power is consumed by a CPL and 60% is consumed by a CZL (assuming that all other load than electric vehicle-chargers behave as constant impedance loads, which is not true since they have mixed characteristics too).

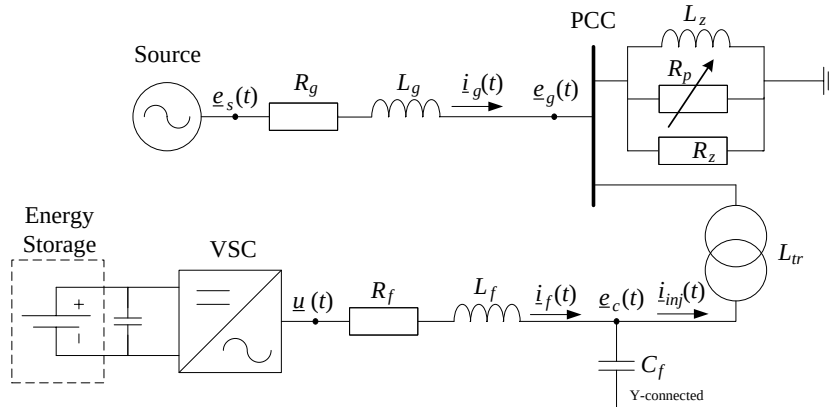


Figure 6.21: Grid model with supply, line impedance, loads and compensator connected through a LCL-filter.

Figure 6.21 shows the grid model where the load consists of both constant impedance and constant power parts. The additional load is connected in parallel which makes it necessary to rewrite some parts of the state space systems for both the D-STATCOM and the E-STATCOM. The equivalent impedance Z_L of the loads is rewritten as

$$\begin{aligned} Z_L &= \frac{sL_z R_z R_p}{sL_z (R_z + R_p) + R_z R_p} \\ &= \frac{s\xi}{s\gamma + \eta} \\ &= \frac{\xi}{\gamma} \left(1 - \frac{\eta/\gamma}{s + \eta/\gamma} \right) \end{aligned} \quad (6.52)$$

where, $\xi = L_z R_z R_p$, $\gamma = R_z R_p$ and $\eta = L_z (R_z + R_p)$. Using the same method as when originally deriving the state space systems, the time derivative of the temporary state can be written as

$$s \underline{V}_t^{dq} = - \left(\frac{\eta}{\gamma} + j\omega \right) \underline{V}_t^{dq} + \underline{i}_g^{dq} \quad (6.53)$$

and the PCC voltage as

$$\underline{e}_g^{dq} = \frac{\xi}{\gamma} \left(\underline{i}_g^{dq} + \underline{i}_{inj}^{dq} \right) - \frac{\xi\eta}{\gamma^2} \underline{V}_t^{dq} \quad (6.54)$$

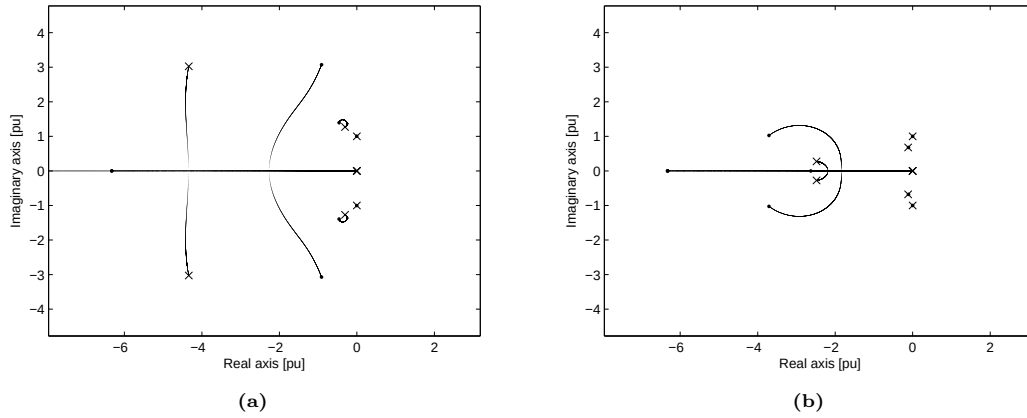


Figure 6.22: Pole locations and movements with 40% of the active power consumed by a constant power load and 60% by a constant impedance load. All reactive power consumed by a constant impedance load. (a) D-STATCOM, (b) E-STATCOM.

Using the same linearization method as in Section 6.3.5 *Linearization Method*, new state space systems are obtained for which the dominant pole placement and movements are shown in Figure 6.22a and 6.22b with the D-STATCOM and the E-STATCOM, respectively. Comparing with Figure 6.11b and 6.15b shows that the two systems get better damped and more stable when the CPL share of the total load is smaller. However, the improvement on the system with the E-STATCOM is not very large since the system already was well-damped. The system with the D-STATCOM, on the other hand, shows a significant improvement. The results are confirmed with simulations, shown in Figure 6.23, where it can be seen that the load time constant now can be as small as 3 ms and the systems will still be stable after a voltage dip. This would not have been the case for the D-STATCOM if the constant power load had consumed all the active power.

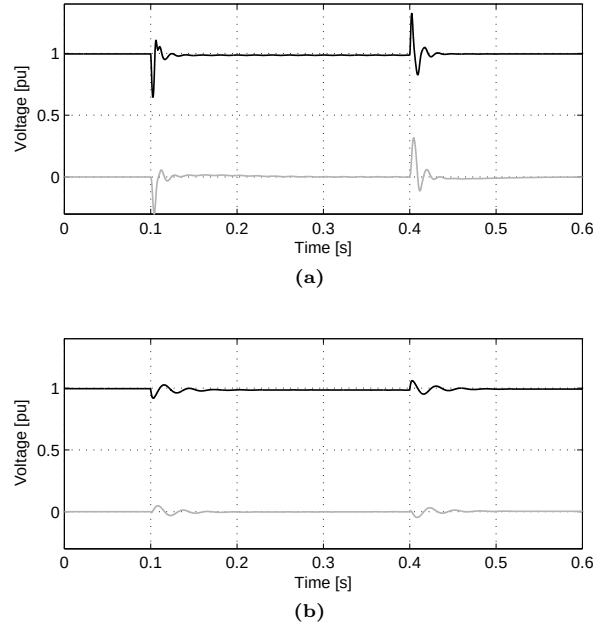


Figure 6.23: PCC voltage with 40% of the active power consumed by a CPL and 60% by a CZL. All reactive power consumed by a CZL. Plot (a): D-STATCOM, plot (b): E-STATCOM.

6.6 Conclusion

In this chapter, a model of a constant power load is presented and state space models, for a grid model with a D-STATCOM and an E-STATCOM, respectively, are derived. Using the linearized state space models, the system dynamic performance is studied by analysing the pole placement when changing the load time constant in a constant power load. Varying the load time constant, the short circuit ratio of the grid and mixing the load characteristics, it is shown that the load dynamics have a much smaller impact on the system performance with an E-STATCOM than with an D-STATCOM. By tuning the bandwidth of the outer control loop in the compensators, it is shown that the system performance with an E-STATCOM is much less dependent on the controller settings than with a D-STATCOM.

Chapter 7

Conclusions and Future Work

This chapter summarizes conclusions and provides some suggestions for further studies.

7.1 Conclusions

The thesis has dealt with energy storage equipped STATCOMs for power quality applications, i.e. applications which demand fast response times. Furthermore, the impact of dynamic loads on system performance has been examined.

Background material regarding uses of power electronics in power systems is provided in Chapter 2. Chapter 3 classifies applications for energy storages and describes some storage mediums suitable for power quality applications.

The control systems in shunt-connected VSCs are derived in Chapter 4. The design includes the inner current control loop and the outer loops, either a voltage controller or a reactive power controller, depending on if an energy storage are connected to the DC-side of the VSC. Furthermore, the performance of the D-STATCOM, without storage, and the E-STATCOM, with storage, are tested and examined by varying parameters in controllers. From this, it can be noticed that a lower controller bandwidth gives a more well-damped system. On the other hand, this prolongs the time before the system has mitigated a disturbance, e.g. a voltage dip. From the analysis, it is clear that the performance of the E-STATCOM is much less dependent on the tuning of the controller parameters than the D-STATCOM.

Applications related to power quality improvements, in which energy storages are necessary, are treated in Chapter 5. The ability of the E-STATCOM to completely mitigate a voltage dip, in both magnitude drop and phase jump, is shown by simulations and through simplified explanations. The E-STATCOM is compared with pure reactive power compensation, i.e. with the D-STATCOM, which only can control either the magnitude or the phase of the voltage. From this, it is clear that if complete voltage dip mitigation is desired, an energy storage equipped STATCOM is needed with a sufficiently large converter rating and energy storage size. Furthermore, it is described how an E-STATCOM can be used to quickly balance loads in areas which experience a loss of a single line, hence, entering islanding operation. By consuming or producing power the E-STATCOM can keep the voltage and frequency within acceptable limits until slower control systems in the islanded system can take action.

The impact of load dynamics on system performances with D-STATCOM and E-STATCOM, respectively, is studied in Chapter 6. A dynamic load model with constant power load characteristics is presented and compared to a generic load model. Using the dynamic load model, state space systems for a grid with a D-STATCOM, an E-STATCOM or without both are derived. By varying the load recovery time in the dynamic load, the load's impact on the system performance is examined. From this, it is noticed that the system turns unstable with a slower load time constant with a D-STATCOM than without any compensator. This might be caused by some

interaction between the controllers in the load and the compensator. Furthermore, it is clear that dynamic properties of loads have a very small impact on the system performance when a E-STATCOM is used. The reason for this is, as explained in Chapter 5, that with combined active and reactive power compensation it is possible to control both the magnitude and the phase of the voltage. On the other hand, the system performance with the D-STATCOM is strongly affected by the load dynamics and the system can even become unstable under certain conditions.

7.2 Future Work

In this thesis, the most interesting studies and results are presented in Chapter 6. It is shown that, with an energy storage attached to the DC-side, it is possible to design a STATCOM which is practically unaffected by load properties. On the contrary, an energy storage greatly increases the cost of the compensator. With energy storage and necessary auxiliary systems, for example protection, the total cost of the compensator could be doubled. Since the active power exchange in the compensator decreases with time after an event, it should be possible to determine a minimum size of the storage that could mitigate a desired type of events and disturbances. Hence, an study that investigates the required size of the energy storage for different events would be useful.

Furthermore, the models used in this work are greatly simplified. To increase the precision of the results, more realistic models should be implemented and analyzed. This includes the load and grid models as well as the configuration of the compensator. For example, a switching converter should be implemented together with a more realistic filter which takes the actual filter requirements into account. Furthermore, the DC-side of the compensator can be made more realistic by adding a DC/DC converter and an actual energy storage. An additional study of different converter topologies can also be done.

It would also be good to determine the exact reason that causes a system with a D-STATCOM to get unstable at lower load bandwidths than a system without compensator. Since the D-STATCOM actually worsen the system performance, it is important to further study this interaction to make sure that it does not happen in a real system. In all, practical studies are needed for validation of the obtained results in Chapter 6.

References

- [1] A. B. Jusoh. "The Instability Effect on Constant Power Loads". *Proceeding National Power and Energy Conference* (2004).
- [2] A. Emadi. "Modeling of Power Electronic Loads in AC Distribution Systems Using the Generalized State-Space Averaging Method". *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 51, no. 5, pp. 992-1000 (2004).
- [3] B. Mahyavanshi and G. Radman. "A Study of Interaction between Dynamic Load and STATCOM". *Proceeding of the Thirthy Eighth Southeastern Symposium on System Theory* (2008).
- [4] M.H.J. Bollen. *The Smart Grid: Adapting the Power System to New Challenges*. Morgan & Claypool, 2011.
- [5] M.H.J. Bollen. *Understanding Power Quality Problems: voltage sags and interruptions*. John Wiley & Sons Inc., 2000.
- [6] M. Bongiorno. "Control of Voltage Source Converters for Voltage Dip Mitigation in Shunt and Series Configurations". Licentiate Thesis. Chalmers University of Technology, 2004.
- [7] M. Bongiorno. "On Control of Grid-connected Voltage Source Converters: Mitigation of Voltage Dips and Subsynchronous Resonances". Ph.D. dissertation. Chalmers University of Technology, 2007.
- [8] J. Casazza and F. Delea. *Understanding Electric Power Systems: An Overview of the Technology and the Marketplace*. Wiley-IEEE Press, 2004.
- [9] D. Karlsson and D.J. Hill. "Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems". *IEEE Transactions on Power System*, vol. 9, no. 1, pp 157-166 (1994).
- [10] E. Twining and D.G Holmes. "Voltage Compensation in Weak Distribution Networks using Multiple Shunt Connected Voltage Source Inverters". *Proc. of IEEE Bologna PowerTech Conference*, vol. 4, pp. 619-626 (2003).
- [11] ECPE European Center for Power Electronics. *Strategic Research Agenda on Intelligent Power Electronics for Energy Efficiency*. 2008.
- [12] J. Eyer and G. Corey. *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide*. Tech. rep. Sandia National Laboratories, 2010.
- [13] F. B. Blanco, M.W. Degner and R.D. Lorenz. "Dynamic Analysis of Current Regulators for AC Motors Using Complex Vectors". *IEEE Transactions on Industry Applications* (1999).
- [14] G. Benysek. *Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy using Power Electronics Systems*. Springer, 2007.
- [15] G. Shackshaft, O.C. Symons and J.G. Hadwick. "General-Purpose Model of Power-System Loads". *Proc. of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 124, no. 8, pp. 715-723 (1977).
- [16] M. Gustavsson and N. Krantz. "Voltage Collapse in Power Systems". Licentiate Thesis. Chalmers University of Technology, 2005.
- [17] L. Harnefors. *Control of Variable-Speed Drives*. Applied Signal Processing and Control, Dept. of Electronics, Mälardalen University, 2002.
- [18] L. Harnefors, M. Bongiorno and S. Lundberg. "Input-Admittance Calculation and Shaping for Controlled Voltage-Source Converters". *IEEE Transactions on Industrial Electronics* (2007).
- [19] B. Lennartson. *Reglerteknikens grunder*. Studentlitteratur, 2001.

References

- [20] M. Molinas. “The Role of Power Electronics in Distributed Systems”. *The 5th AIST Symposium on Distributed Energy Systems* (2008).
- [21] M. Molinas, D. Moltoni, G. Fascendini, J.A. Suul and T. Undeland. “Constant Power Loads in AC Distribution Systems: An investigation of stability Systems”. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics* (2008).
- [22] A. Moreno-Munoz. *Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment*. Springer, 2007.
- [23] L. Gyugyi N. G. Hingorani and M. E. El-Hawary. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*. IEEE Press, 2000.
- [24] M. H. Nordlund. “Use of Energy-storage Equipped Shunt Compensator for Frequency Control”. M.Sc. Thesis. Chalmers University of Technology, 2010.
- [25] R. Ottersten and J. Svensson. “Vector current controlled voltage source converter - deadbeat control and saturation strategies”. *IEEE Transactions on Power Electronics* (2002).
- [26] N. Balu P. Kundur and M. G. Lauby. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [27] M. H. Rashid. *Power Electronics Handbook: Devices, Circuits and Applications*. Elsevier Inc., 2007.
- [28] D. Rastler. *Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits*. Tech. rep. Electric Power Research Institute, 2010.
- [29] S. Ammari, Y. Besanger, N. Hadjsaid and D. Georges. “Robust Solutions for the Interaction Phenomena between Dynamic Loads and FACTS Controllers”. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting* (2000).
- [30] D. Steen. “Impact on the Distribution System due to Plug-In Electric Vehicles and Changes in Electricity Usage”. Licentiate Thesis. Chalmers University of Technology, 2012.
- [31] V. Knyazkin, C.A. Cañizares and L.H. Söder. “On the Parameter Estimation and Modeling of Aggregate Power System Loads”. *IEEE Transactions on Power System*, vol. 19, no. 2, pp. 1023-1031 (2004).
- [32] H. Xie. “On Power-system Benefits, Main-circuit Design, and Control of StatComs with Energy Storage”. Ph.D. dissertation. Royal Institute of Technology, 2009.
- [33] A. Yazdani and R. Iravani. *Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. John Wiley & Sons Inc., 2010.
- [34] Y.V. Panov and F.C. Lee. “Modeling and Stability Analysis of a DC Power System with Solid State Power Controllers”. *Applied Power Electronics Conference and Exposition* (1996).
- [35] Z. J. Palmor. *The Control Handbook*. CRC Press, 1996.

Appendix A

Transformations for Three-Phase Systems

A.1 Transformation of Three-Phase Quantities into Vectors

It is possible to transform a three-phase system into a complex vector in a fixed reference frame, usually called the $\alpha\beta$ -frame. If v_a , v_b and v_c are components of a positive three-phase system, the transformation can be defined as

$$\underline{v}^{\alpha\beta}(t) = v^\alpha(t) + jv^\beta(t) = K \left(v_a(t) + v_b(t)e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_c(t)e^{j\frac{4\pi}{3}} \right) \quad (\text{A.1})$$

where the factor K is equal to $\sqrt{3/2}$ or $3/2$ to obtain power invariant or voltage invariant transformations between the systems, respectively. Assuming power invariant transformation, (A.1) can be expressed in matrix form as

$$\begin{bmatrix} v^\alpha \\ v^\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

where the inverse transformation, assuming no zero-component, is written as

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v^\alpha \\ v^\beta \end{bmatrix} \quad (\text{A.3})$$

A.2 Transformation between fixed and rotating coordinate systems

The complex vector $\underline{v}^{\alpha\beta}(t)$ is, in the $\alpha\beta$ -frame, rotating with an angular frequency $\omega(t)$. If a coordinate system is introduced which rotates with the same angular frequency $\omega(t)$, the projections of $\underline{v}^{\alpha\beta}(t)$ would appear as constant on the rotating frame. Denoting the rotating coordinate system the dq-frame with alignments according to Figure A.1, the transformation from the fixed $\alpha\beta$ -frame to the rotating dq-frame can be written in vector form as

$$\underline{v}^{dq}(t) = \underline{v}^{\alpha\beta}(t)e^{-j\theta(t)} \quad (\text{A.4})$$

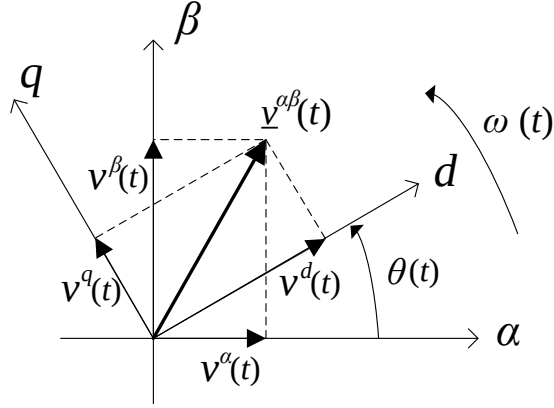


Figure A.1: Relation between $\alpha\beta$ -frame and dq-frames.

where the angle $\theta(t)$ is given by

$$\theta(t) = \theta_0 + \int_0^t \omega(\tau) d\tau \quad (\text{A.5})$$

The inverse transformation of (A.4) is defined as

$$\underline{v}^{\alpha\beta}(t) = \underline{v}^{dq}(t) e^{j\theta(t)} \quad (\text{A.6})$$

The vector equation (A.4) can be written in matrix form with the dq-components, as shown in Figure A.1, expressed as

$$\begin{bmatrix} v^d(t) \\ v^q(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(-\theta(t)) & -\sin(-\theta(t)) \\ \sin(-\theta(t)) & \cos(-\theta(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v^\alpha(t) \\ v^\beta(t) \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

and similarly can (A.6) be written in matrix form as

$$\begin{bmatrix} v^\alpha(t) \\ v^\beta(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & -\sin(\theta(t)) \\ \sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v^d(t) \\ v^q(t) \end{bmatrix} \quad (\text{A.8})$$

ELFORSK

SVENSKA ELFÖRETAGENS FORSKNINGS- OCH UTVECKLINGS - ELFORSK - AB

Elforsk AB, 101 53 Stockholm. Besöksadress: Olof Palmes Gata 31
Telefon: 08-677 25 30, Telefax: 08-677 25 35
www.elforsk.se



Projekt 32126



Förstudie Energilager anslutet till
Vindkraft, Elforsk rapport 12:44



Projektledare Pia Borg, Falbygdens Energi AB



Syfte och mål

- I denna förstudie har syftet varit att ta fram ett bra underlag för lokala elnätsbolag som överväger att installera energilager i sina elnät.
- Målet med förstudien är att rapporten ska kunna utgöra en instruktion och ett underlag till en teknisk specifikation som kan användas vid en eventuell upphandling av ett energilager.

Aktiviteter som ingår:

- Dimensioneringskriterier
- Regelverkets inverkan på affärsmodeller och dimensionering
- Affärsmodeller
- Ekonomiska kalkyler
- Förslag på lämpliga dynamiska simuleringsverktyg

Aktiviteter och delrapporter

Aktivitet	Bilaga nr:	Rapportnamn	Ansvar
Dimensioneringskriterier	1	Acceptansgräns vid anslutning av distribuerad generering.	STRI
Dimensioneringskriterier	2	Förutsättningar för Energilager i lokalnät.	STRI
Dimensioneringskriterier	3	Teknisk dimensionering – exempel.	STRI
Regelverkets inverkan på affärsmodeller och dimensionering	4	Regelverk för Energilager.	STRI
Affärsmodeller	5	Affärsmodeller energilager.	SWECO
Ekonomiska kalkyler	6	Ekonomiska kalkyler.	Falbygdens Energi
Förslag på lämpliga dynamiska simuleringsverktyg	3	Teknisk dimensionering – exempel.	STRI
	7	Energy Storage Equipped STATCOM for Power Quality Improvements in Distribution Grids – impact of load dynamics on system performance	Chalmers/ Falbygdens Energi
Sammanfattande rapport		Förstudie Energilager anslutet till vindkraft	Falbygdens Energi

Avgränsningar

- Generell rapport – specifikt nät
- 1 MWh eller större
- Prestandaindex inom ett distributionsnät
- Kartlagt tre möjliga anslutningspunkter
- Svenska regelverket
- Historiska timvärden och spotpriser
- Ingen analys över eventuella säkerhetsrisker

Dimensionering

- Det prestandaindex som tillåter minsta mängd distribuerad generering som är möjlig att ansluta är också det som bestämmer acceptansgränsen
- Långsamma spänningsändringar, överbelastning, övertoner, flimmer, förluster och antalet händelser i nätet

Dimensionering

Förutsättningar för energilager

- Ökad acceptansgräns
- Minskade nätavgifter
- Kapacitetsutjämnande
- Nätförluster
- Reservkraft

Andra energilagringslösningar

- Vätgaslager
- Pumpkraft
- Tryckluft
- Svänghjul
- Superkondensator
- Batterilager

Dimensionering

Alternativ till energilager

- Traditionell nätplanering
- Reaktiv effektregering
- Nedstyrning av vindproduktionen
- Styrbara laster
- Dynamisk kapacitetsgräns
- Utökning av tillåten överlast/överspänning

Dimensionering

- Konkreta exempel på dimensionering av batterilager kombinerat med beräkningar och simuleringar
- Dynamiska simuleringsverktyg

Resultatet pekar på att största nyttan med ett energilager är långt ut i elnätet i anslutning till ett vindkraftverk.

Regelverk

- Handelsmöjligheter med el i Sverige
- Beskrivning av tre ägandemodeller
- Ägandemodeller vs regelverket för ett energilager i ett lokalnät
- Incitament och styrmedel

Slutsats elnätsföretag kan äga lagret eller köpa tjänsten.
Om lagret ägs av någon annan måste balansansvaret lösas.

Affärsmodeller

Två affärsmodeller

- Balanskraft, där ägaren är en elhandlare med balansansvar
- Nätägare, där ägaren är ett elnätsbolag

Resultatet visar på lite större lönsamhet med affärsmodellen Balanskraft. Vid en annan tillämpning av batterilagret skulle lönsamheten troligtvis var helt annorlunda.

Ekonomiska kalkyler

- Batterilager
- Vätgaslager med bränslecell
- Traditionell nätplanering
- (Nedstyrning av vindproduktion)

Resultatet visar att det är initialt höga investeringskostnader och att vinsten vid köp och sälj av el måste bli större för att man ska få lönsamhet med energilagring.

STATCOM

Syftet har varit att belysa användningsområdet för energilager i distributionsnät och endast de tillämpningar då ett energilager måste användas. Då reaktiv kompensering inte är tillräckligt.

- Eliminering av fashop
- Snabb effektbalansering
- Förbättrad dämpning av elsystemet

Inget problem i det aktuella nätet just nu, men kan bli i framtiden.

Förslag på fortsatta studier

- Småskaliga batterilager
- Affärsmodeller för dynamisk användning av energilager
- Genomgång av nya Grid Code

Tack för uppmärksamheten!

