

# Förstudie Gotland

Förbättrad leveranssäkerhet och ökad kapacitet för  
ytterligare förnybar elproduktion

Vattenfall AB, R&D, Power Technology

Erica Lidström, Johanna Högerås, Firas Daraiseh och  
Fredrik Carlsson

2018-12-06

**VATTENFALL** 

## Gotland

<b>Från</b> Vattenfall AB, R&D	<b>Rapportdatum</b> 2018-12-06	<b>Rapportnr</b> VRD-R42:2018
<b>Författare</b> Erica Lidström, Johanna Högerås, Firas Daraiseh, Fredrik Carlsson	<b>Säkerhetsklass</b> Publik [C1]	<b>Uppdragsnr</b> RD.51.11.7
<b>Beställare</b> Energimyndigheten	<b>Teknisk granskning</b> Jonas Persson	
	<b>Godkänd</b>	
<b>Sökord</b> Gotland, HVDC-kabel, Leveranssäkerhet, PSS/E, Energilager, Förbrukarflexibilitet, Vindkraft	<b>Antal textblad</b> 60	<b>Antal bilagor</b> 2

**VATTENFALL** 

## Sammanfattning

Regeringen har givit Statens energimyndighet (Energimyndigheten) i uppdrag att genomföra en förstudie om hur Gotland kan användas som pilot i omställningen till ett förnybart energisystem i Sverige. Mer förnybart kräver också att det finns ledig kapacitet i elnätet och för Gotland begränsas den huvudsakligen av förbindelsen till fastlandet via den högspända likströmsförbindelsen. När förbindelsen byggdes på 1980-talet fanns ytterst lite förnybar elproduktion på Gotland och likströmsförbindelsen användes enbart för import av elektrisk energi. Vindkraftsutbyggnaden på Gotland har pågått under flera decennier och ökat relativt snabbt då det finns goda förutsättningar för vindkraft eftersom medelvinden är mycket god på ön. Tack vare goda förutsättningar har vindkraftsproduktionen blivit så stor att Gotland under vissa tider exporterar energi. Det inträffade redan för 10 – 15 år sedan och nu finns 180 MW installerad effekt på Gotland. Det är i paritet med högsta förbrukningen på ön över året. Dock har exporten av elproduktion tyvärr medfört ökat antal tillfällen då hela Gotland drabbats av totalt strömavbrott. Energimyndigheten har mot bakgrund av ovanstående givit Vattenfall i uppdrag att genomföra en förstudie om hur nyanslutning av elproduktion och ökad leveranssäkerhet kan möjliggöras med de befintliga kablarna, exempelvis genom teknik för storskalig energilagring samt genom en marknadsplats för handel med systemtjänster. Därutöver ska en färdplan för fastlandsförbindelsen tas fram, vars tekniska livslängd bedöms vara uppnådd år 2035. Det finns i dagsläget flera möjliga alternativ för att ersätta nuvarande förbindelse till Gotland med ny förbindelse vad gäller kapacitet och tekniska val.

I översiktsplanen för Gotlands kommun ingår en heltäckande översiktlig plan för vindbruket, där målsättningen är en årsproduktion i storleksordningen 2,5 TWh, vilket motsvarar ungefär 600 MW nybyggnation av vindkraft. I samband med Svenska kraftnäts beslut i maj 2017, att inte bygga en ny förbindelse till Gotland, stod det klart att det inte längre är möjligt att nyansluta mer elproduktion utan att äventyra leveranssäkerheten. Samtidigt finns ett stort intresse från både sol- och vindkraftsexploatorer för mer förnybar elproduktion på ön samt att kunderna har en önskan om högre leverans kvalitet. Det finns således ett stort behov av en lösning för att tillgodose detta.

Denna förstudie tar avstamp i detta och visar vilka behov och tekniska krav som en möjlig innovativ lösning behöver uppfylla för att öka både leveranssäkerheten och möjliggöra högre anslutningskapacitet av såväl förnybar elproduktion som elkonsumtion. Scenarier har tagits fram för trolig elproduktion och elkonsumtion fram till och med år 2035. Behoven utgörs i huvudsak av att kunna överbrygga korta avbrott på hela eller del av HVDC-förbindelsen genom att övergå till kortvarig ö-drift alternativt stödja kvarvarande förbindelse. Det görs genom frekvenshållning genom balansering av elproduktion och elkonsumtion så att inga strömavbrott uppstår under den tid som fel åtgärdas. De tekniska kraven utgörs i huvudsak av att klara frekvenshållningen kortvarigt under tiden som fastlandsförbindelsen är delvis eller helt ur drift, att teknisk förslitning av HVDC-anläggningen under dess återstående livstid minskar, samt att den tekniska lösningen har en livslängd i paritet med förbindelsens återstående livstid.

Som lösning föreslås en innovativ kombination av teknologier bestående utav ett energilagret som samverkar med reglerbar vindkraft och styrbar elkonsumtion. Samverkan kan ske via en öppen och lokal marknadsplats för systemtjänster för elnätet och genom nya krav på frekvensreglering i nätföreskrifterna för nyanslutning av elproduktion. Om ovanstående förutsättningar uppfylls rekommenderas energilagret vara i storleksordningen 25 – 50 MW effekt och med åtminstone 25 MWh energi för att möjliggöra stöd vid bortkoppling av en eller båda kablarna tills fel åtgärdats. Om exporterande pol kopplas bort är det större energilagret dimensionerat för att hantera fall för 99% av årets timmar medan det mindre kan hantera fel för 95% av årets timmar. Det är möjligt att öka installerad mängd förnybar produktion på Gotland med 80 MW utan att båda HVDC-kabelns poler behöver används. Då energilagret

Samverkar på marknadsplatsen tillsammans med andra elproducenter och elkonsumenter blir kombinationen av dessa som ett större virtuellt lager som varierar i storlek från timme till timme, beroende på vilka som deltar på marknaden. Med energilagret är det möjligt att öka installerad mängd förnybar elproduktion på Gotland med 80 MW med bibehållen redundans för respektive kabel och dess tillhörande kontrollanläggning, då maximalt överförd effekt då är 130 MW och understiger därmed maximal kapacitet per kabel.

Därutöver är det möjligt att ansluta ytterligare 70 MW förnybar elproduktion, dvs totalt 150 MW ny elproduktion. Det medför att maximal export på förbindelsen uppgår till samma storlek som maximal förbrukning (180 MW), vilket mottagningsstationen på fastlandet är dimensionerad för. Det motsvarar en fördubbling av den nuvarande produktionen av vindkraft på Gotland. Observera att om ett fel på någon kabel eller dess tillhörande system inträffar med denna mängd vindkraft kan elproduktionen behöva regleras ned med föreslagen frekvensreglering om exporten överstiger maximal kapacitet för kvarvarande kabel plus kapaciteten för energilagret så att balans kan hållas mellan elproduktion och elkonsument. Det är tydligt att möjligheten att reglera vindkraften är en helt avgörande funktion för att minska behovet att lagra energi vid bortfall av en kabel för att åstadkomma en stabil balans. För att hantera ytterligare 80 MW vindkraft utan frekvensreglering så behövs ett 50 MW energilager för att få likvärdig risknivå som för ett 25 MW energilager med frekvensreglerande vindkraft. För att möjliggöra en fördubblad förnybar elproduktion kommer även det lokala elnätet på ön att behöva förstärkas och ersättas så att spänningen höjs från 70 kV till exempelvis 130 kV.

Energilagret har också möjlighet att reducera antalet polaritetsväxlingar som sker vid skifte från import till export vid nära nollutbyte samt reducera tiden för rundkörning. Rundkörning innebär att en av HVDC-förbindelsens poler exporterar effekt från Gotland samtidigt som den andra polen importerar effekt från fastlandet, vilket inträffar nära nollutbyte av effekt med fastlandet. Det kan påvisas att antalet polaritetsväxlingar kan halveras samt att tiden i rundkörning minskar när ett energilager med ovan beskrivna energistorlek och effektkapacitet används. Desto större energilager desto färre polaritetsväxlingar samt kortare tid för rundkörning behövs. Vidare så medför mer vindkraft mer tid i rundkörning och fler polaritetsväxlingar, men med hjälp av ett energilager så kan ökningen motverkas.

En kartläggning om potentiell flexibilitet för elförbrukning på Gotland visar att det finns flera kundsegment som skulle kunna medverka. Stora industriella enheter som förbrukar mycket effekt, så som bland annat av/på-lastning i hamnar, stenkrossar och fläktar, kan koordineras på en lokal marknad. Den totala flexibiliteten från industrier på Gotland bedöms vara 10 MW och från värmepumpar i bostadshus och genom fjärrvärmesystem bedöms potentialen vara 5 MW respektive 4 MW. Det är dock viktigt att kartlägga både när systemet behöver effektstyrning samt huruvida det är möjligt för kunden att medverka beroende på tidpunkt för efterfrågan av effektstyrning. Det är de stora effektkunderna som har störst potential att bidra med flexibilitet. För att engagera många kunder att delta på marknaden med stor del av sin effekt för effektstyrning måste styrningen automatiseras och vara enkel. Ett dynamiskt system där flera aktörer reglerar sin elkonsument mot olika elmarknader kan både bli en möjlighet och en komplicerande faktor att ta hänsyn till vid framtida nätplanering.

## Summary

The government of Sweden has given the Swedish Energy Agency an assignment to perform a study on how the island of Gotland can be used as a pilot in the transition towards a renewable energy system. Increasing renewable power production will require higher hosting capacity, and on Gotland the capacity is mainly limited by the connection to the mainland of Sweden through the high-voltage direct current (HVDC) connection. When the connection to the mainland was built in the 1980s, only a small amount of renewable energy generation was hosted on the island and the connection was only used for electrical energy imports. The generation of wind power on Gotland has now been going on for decades. In the beginning, the installation of wind power capacity increased relatively quickly since the average wind speed is high. Due to the advantageous wind conditions and the significant expansion of wind power capacity, sometimes Gotland even exports energy to the mainland. Currently 180 MW of wind power capacity is installed on Gotland which is approximately the same as the highest load demand on the island. However, exporting power to the mainland has unfortunately increased the occasions where Gotland suffers from a total power outage. Hence, the Swedish Energy Agency has assigned Vattenfall to investigate the possibility to increase renewable power capacity while maintaining the security of supply on the island with the current connection to the mainland. This can for example be solved by energy storage technologies and through a market for trading ancillary services. Finally, a roadmap to replace the current connection to mainland, given an expected lifetime to 2035, will be proposed. There are several possible alternatives for replacing the current connection with a new connection to Gotland, both in terms of capacity and technical choice.

The vision of the municipality of Gotland is to increase annual wind energy generation to 2.5 TWh, corresponding to an increase of approximately 600 MW of installed wind power capacity. However, in May 2017, the Swedish transmission system operator decided to cancel the plan of installing a new high-voltage connection to Gotland. Based on that decision, the distribution system operator on Gotland concluded that it was no longer possible to increase wind power capacity on the island without jeopardizing the security of supply. However, asset owners of the solar and wind power plants on Gotland are keen to increase the renewable power capacity on the island. On the other hand, the electricity customers have expectations for higher security of supply.

This pre-study investigates the technical requirements of an innovative solution to increase both security of supply and hosting capacity of renewable power production. Scenarios of future power production and consumption to 2035 have been developed. The requirements mainly consist of being able to handle short interruptions on the HVDC connection by switching to short-term island operation, i.e., Gotland balances its power production and consumption to avoid a power outage during the interruption. The technical analysis of the proposed solution includes: ensuring the frequency stability for short periods of limited availability of the HVDC connection, reducing wear and tear of the HVDC connection during its remaining lifetime by reducing the number of polarity reversals, and ensuring that the lifetime of the proposed solution is matching with the remaining lifetime of the current HVDC connection.

The requirements for the proposed solution consists of an energy storage interacting automatically with controllable wind plants, and controllable loads. Moreover, for the proposed solution to be economically and technically feasible enhanced grid code requirements for wind power installations must be issued and an ancillary services market must be established. If the requirements are met the size of the energy storage is recommended to be in the range of 25 – 50 MW of power capacity, and at least 25 MWh of energy to enable support during failure on one or both cables until the fault has been solved. During faults when the exporting cable fails, the larger energy storage is designed to handle cases for 99% of the time, while the smaller

energy storage can handle cases for 95% of the time. When the energy storage interacts with the marketplace together with electricity producers and electricity consumers, the combination of resources can be considered as a virtual energy storage with larger capacity that varies in size from hour to hour depending on who is participating on the market. With such storage it is possible to increase the renewable power capacity on Gotland with 80 MW and only use the capacity of one pole of the HVDC cable for power export. With an energy storage with the size given above, it is possible to increase the amount of renewable power capacity on Gotland with 80 MW and still retain redundancy for each cable and its protection and control system. In that situation maximum transmitted power to mainland is then 130 MW which is the maximum capacity per cable.

If both poles export power from Gotland the capacity of the HVDC connection can be utilised higher and an increase of 150 MW of controllable power production with the size of the energy storage given above. That corresponds to a doubled installed capacity of wind power. However, it should be mentioned that the local grid requires reinforcements and increasing voltage level from 70 kV to for example 130 kV is also necessary to enable that amount of power generation. It is clear that frequency control implemented in the wind power generation is a significant functionality regarding requirements of storage capacity.

The energy storage may provide additional functionality to reduce the number of polarity reversals and reduce the time in circulation mode. Circulation mode means that one of the poles of the HVDC connection exports power from Gotland while the other pole imports power from the mainland. It can be shown that the number of polarity reversals decreases by 50% and that the time in circulation mode also decreases when an energy storage of the above size and capacity is used. The decrease is further improved when storage capacity or power of the energy storage increases. Furthermore, increasing wind power production on Gotland increases the time in circulation mode and the number of polarity reversals but with support of an energy storage it can be counteracted.

An investigation of potential flexibility in electricity consumption on Gotland shows that there are several customer groups that have potential to involve in a market for ancillary services. Large industrial loads that consume a lot of power, such as loading and unloading at ports, stone mills and fans, can be coordinated in a local market. The total flexibility from industries in Gotland is estimated to be 10 MW and from heat pumps in residential buildings and through district heating, the potential is estimated to be 5 MW and 4 MW respectively. However, it is important to map both when the system needs the services and whether it is possible for the customer to fulfill to the requested demand at a given time. It is the larger power consumers who have the greatest potential to contribute with flexibility.

If many customers participate in ancillary services market, the control of different equipment must be automated. It is also important that the distribution system operator knows exactly the quantity of power that will be controlled. A dynamic system where several entities control their electricity consumption towards different markets can both be an opportunity and a complicating subject to take into account in future network planning.



# Innehållsförteckning

	Sida
<b>1. INLEDNING</b>	<b>3</b>
1.1. Syfte	4
1.2. Avgränsningar	5
<b>2. BAKGRUND OCH BEHOV</b>	<b>7</b>
2.1. Elproduktion och elkonsumtion på Gotland idag	7
2.2. Framtida scenarier för elproduktion och elkonsumtion	8
2.3. HVDC-förbindelsen till fastlandet	10
2.4. Effektreserver	12
2.5. Traditionell investering vid kapacitetsbrist	12
2.6. Reglering av aktiv effekt från vindkraft	13
2.7. Reglering av elkonsumtion	13
2.8. Olika teknologier för energilagring	13
2.9. Dumplast	14
2.10. Behov och nyckeltal	14
<b>3. MÖJLIGHETER MED ENERGILAGER</b>	<b>17</b>
3.1. Energilager för nuläge 2020	17
3.2. Energilager för år 2025	18
3.3. Dimensionering av energilagret för färre polaritetsväxlingar	19
3.4. Kostnader för energilagring	23
3.5. Tidplan för installation av energilager	24
<b>4. FLEXIBILITET I ELNÄTET</b>	<b>25</b>
4.1. Marknadsplats för flexibilitet	25
4.2. Analys av Gotlands flexibla marknad	25
4.3. Effektstyrningsbehov vid höglast	28
4.4. Effektstyrning för reducering av polaritetsväxlingar	31
4.5. Sammanställning av flexibilitet	32
<b>5. SIMULERINGSRESULTAT FÖR ENERGILAGER</b>	<b>33</b>
5.1. Nettoexport av effekt från Gotland	33
5.2. Nettoimport av effekt till Gotland	35
5.3. Framtida ökning av vindkraft år 2025	37
<b>6. KÄNSLIGHETSANALYS</b>	<b>41</b>
6.1. Ökad mängd installerad vind- och solkraft	41
6.2. Kombinerad ökning av både sol- och vindkraft	43
6.3. Olika lagerstorlekar för givna framtida scenarier	46
<b>7. FASTLANDSFÖRBINDELSENS FRAMTID EFTER 2035</b>	<b>49</b>
<b>8. DISKUSSION</b>	<b>51</b>
8.1. Utvärdering av nyckeltal	53

<b>9.</b>	<b>SLUTSATSER</b>	<b>55</b>
9.1.	Rekommendationer	57
9.2.	Fortsatta studier	58
<b>10.</b>	<b>REFERENSER</b>	<b>59</b>
	<b>BILAGA A TIDPLAN FÖR INSTALLATION AV ENERGILAGER</b>	<b>61</b>
	<b>BILAGA B NÄTMODELLEN AV GOTLAND I PSS/E</b>	<b>62</b>

## Akronymer

AC	Växelström
DC	Likström
EPRI	Electrical Power Research Institute
GEAB	Gotland Elnät AB avses i denna rapport, dvs ej Gotland Energi AB
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current, Högspänd likström
PSS/E	Power System Simulation for Engineering
SvK	Affärsverket Svenska krafträt
WECC	Western Electricity Coordinating Council

## Symboler

$f$	Frekvens	Hz
$P$	Effekt	W
$p$	Sannolikhet	%
$U$	Spänning	V



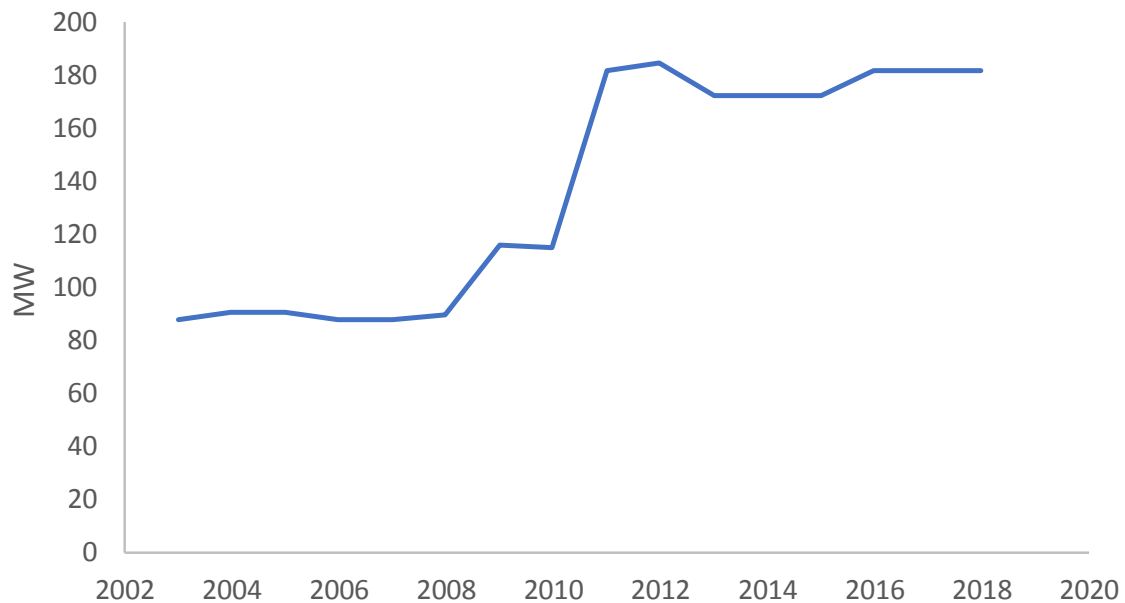
# 1. Inledning

Regeringen har givit Statens energimyndighet (Energimyndigheten) i uppdrag att genomföra en förstudie om hur Gotland kan användas som en pilot i omställningen till ett förnybart energisystem i Sverige [1]. Energimyndighetens förstudie visar att det är fullt möjligt att skapa ett hållbart och samtidigt robust energisystem på Gotland, men konstaterar att det kommer att kräva nya tekniker, nya affärsmodeller, nya regelverk, och inte minst ett omfattande samarbete mellan det privata, det offentliga, och de enskilda medborgarna [2]. Vidare finns det en plan i förstudien över vilka åtgärder som bedöms vara nödvändiga samt vilka aktörer som ska ansvara för de föreslagna åtgärderna. Energimyndigheten har som del i detta givit Vattenfall i uppdrag att genomföra en förstudie som visar hur nyanslutning av förnybar elproduktion och ökad leveranssäkerhet kan möjliggöras med den befintliga landförbindelsen, exempelvis genom teknik för storskalig energilagring som samverkar med reglerbar vindkraft och effektflexibel elkonsument. Därutöver ska en färdplan för fastlandsförbindelsen tas fram, vars tekniska livslängd bedöms vara uppnådd år 2035.

Vindkraftsutbyggnaden på Gotland har pågått under flera decennier och ökat relativt snabbt då det finns goda förutsättningar för vindkraft eftersom medelvinden är mycket god på ön, se Figur 1.1. Tack vare goda förutsättningar har vindkraftsproduktionen blivit så stor att Gotland under vissa tider exporterar energi. En nödvändig förutsättning för mer förnybar elproduktion är att det finns ledig kapacitet i elnätet, den gränsen benämns ofta som acceptansgräns, och för Gotland begränsas den huvudsakligen av förbindelsen till fastlandet via den högspända likströmsförbindelsen (HVDC-förbindelsen). När förbindelsen byggdes om 1983 med ny station och kablar fanns ytterst lite förnybar elproduktion på Gotland och likströmsförbindelsen användes enbart för import av elektrisk energi. Vindkraftsutbyggnaden på Gotland har pågått under flera decennier och har därefter ökat relativt snabbt då det finns goda förutsättningar för vindkraft, eftersom medelvinden är mycket god på ön. Tack vare goda vindförhållanden på Gotland har intresset varit och är fortsatt stort för nybyggnation av lokal och förnybar elproduktion. Det har resulterat i att vindkraftsproduktionen blivit så stor att Gotland under vissa timmar överför effekt till fastlandet, vilket skedde redan för 10 – 15 år sedan. Nu finns mer än 180 MW installerad vindkraft, vilket är i paritet med högsta förbrukningseffekten över året. Överföringen av elproduktion från Gotland har tyvärr medfört att antalet tillfällen då hela ön blivit strömlöst ökat, då HVDC-förbindelsen byggdes för import och inte för växelvis import/export.

I översiktsplanen för Region Gotland för Gotlands kommun 2010 – 2025 ingår en heltäckande översiktlig plan för vindbruket [6]. Målsättningen för utbyggnaden av vindbruk på Gotland, på land och inom Gotlands havsområden, är en årsproduktion i storleksordningen 2,5 TWh, vilket motsvarar ungefär 600 MW ytterligare vindkraft. Affärsverket Svenska kraftnät (SvK) undersökte i dialog med intressenter möjligheten att bygga en växelströmsförbindelse med spänningen 220 kV och överföringseffekten 300 MW till Gotland från Ekhyddan för att möta den stora vindkraftsexpansionen [3]. Dock beslöt SvK under maj 2017 att inte bygga förbindelsen då den bedömdes vara samhällsekonomiskt olönsam [4]. Det stod då klart för nätägaren Gotland Elnät AB (GEAB) att det inte längre är möjligt att nyansluta mer elproduktion utan att äventyra leveranssäkerheten [5]. Samtidigt har den befintliga HVDC-förbindelsen uppnått sin förväntade teknisk livslängd år 2035, vilket betyder att planeringen för en ersättning måste ske inom de närmsta åren. Ett stort intresse för utbyggnad av både sol- och vindkraft finns på ön vilket medför att det finns ett stort behov av en lösning för att möjliggöra båda dessa frågor. Elnätskunderna har dessutom en förväntan om förbättrad leverans kvalitet.

## Vindkraft på Gotland



Figur 1.1. Vindkraftsutveckling på Gotland.

Förstudien tar avstamp i detta och visar vilka behov och tekniska krav som en möjlig lösning behöver uppfylla för att öka leveranssäkerheten och möjliggöra högre anslutningskapacitet av förnybar elproduktion. Scenarier har tagits fram för trolig elproduktion och elkonsumtion från nutid till och med år 2035. Behoven utgörs i huvudsak av att möjliggöra mer förnybar elproduktion samt att kunna överbygga korta avbrott på HVDC-förbindelsen genom övergång till kortvarig ö-drift. Det skulle innebära att Gotland är kortvarigt självförsörjande på el genom att effektbalansen mellan elproduktion och elkonsumtion upprätthålls så att inga strömavbrott uppstår under tiden som fel åtgärdas. De tekniska kraven utgörs i huvudsak av att klara frekvenshållningen vid störningar på HVDC-förbindelsen, att åldring av HVDC-förbindelsen under dess återstående livstid minskar samt att den föreslagna lösningen har en livslängd i paritet med förbindelsens återstående livstid.

### 1.1. Syfte

Förstudie syftar till att utreda lösningar för att möjliggöra anslutning av mer förnybar elproduktion och samtidigt öka leveranssäkerheten vid störningar på HVDC-förbindelsen. Hypotesen är att ett energilager tillsammans med en öppen och lokal marknadsplats för handel med systemtjänster för elnät möjliggör detta. Slutligen är syftet att presentera valmöjligheter gällande ersättandet av HVDC-förbindelsen, som år 2035 har uppnått sin tekniska livslängd, utgående från framtida scenarier för både elproduktion och elkonsumtion.

## 1.2. Avgränsningar

Förstudien behandlar i huvudsak HVDC-förbindelsen och Gotlands nuvarande elnät, men inte framtida förändringar av förbindelsen och det interna elnätet. Nedan listas avgränsningar och förenklingar som gjorts i denna förstudie.

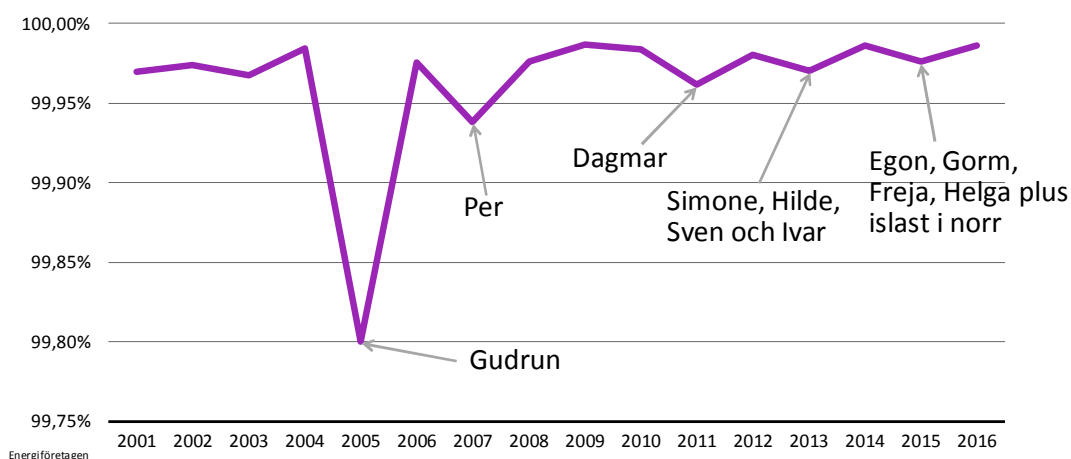
- Endast fel som kan inträffa på HVDC-förbindelsen studeras och dimensionerar storleken på energilagret. Fel som kan inträffa i det interna 70 kV-nätet på Gotland har därför inte tagits i beaktande.
- Det interna 70 kV-nätet på Gotland kommer att behöva förstärkas vid anslutning av mer elproduktion samt på sikt även ersättas med högre spänning till exempel 130 kV för att klara av en elproduktionsökning över 100 MW. Vidare kan stationen på fastlandet ta emot högst 200 MW. Detta utreds inte i de framtida scenarierna med utökad förnybar elproduktion. Endast ökat transmissionsbehov på HVDC-förbindelsen studeras och diskuteras.
- Spänningsstabilitet studeras inte i samband med de typer av fel som undersöks. Det är möjligt att spänningsinstabilitet kan orsaka avbrott vid händelse av ett fel även om frekvensen bibehålls inom acceptabla gränser.
- Datamängden som har studerats i detta projekt innehåller endast mätvärden under tre år och dokumentationen om total elkonsumtion och ökningen av installerad vind- och solkraft under mätperioden är bristfällig. Vidare är samplingsfrekvensen en timme för datamängden, vilket medför ökad osäkerhet gällande estimerade krav på energilagrets kapacitet. Detta gäller främst effektbehovet. För att förbättra noggrannheten föreslås mätdata med samplingsfrekvens på minut- eller sekundnivå.
- Gällande de estimerade framtidsscenarierna med ökad elproduktion på Gotland antas vindklimatet och solinstrålning vara av samma karaktär som idag. Det är endast förnybar elproduktion som ökar, elkonsumtionen antas vara oförändrad. Det finns dock intresse hos stora företag att elektrifiera sina processer i syfte att minska sina fossila utsläpp, vilket kommer innebära en ökad elkonsumtion.
- Nödvändig kortslutningseffekt som lösningen behöver kunna leverera för att skydd med mera skall fungera har inte studerats.
- Kommunikationssystem mellan driftcentral, lokal marknadsplats, energilager, förnybar elproduktion, flexibel förbrukning och HVDC-station studeras ej.





## 2. Bakgrund och behov

På Gotland finns nästan 60 000 boende personer i 12 000 småhus och 9 000 lägenheter, dessutom finns det nästan 9 000 fritidshus. Gotlands elnät transporterar el till över 40 000 anslutna abonnemang. Nätet består av stolpar, kraftledningar, transformatorstationer och annan teknisk utrustning. Ledningsnätet är totalt 5 852 km långt, och av dessa är 3 108 km nedgrävd kabel, 963 km isolerad luftledning och 1 780 km ej isolerad luftledning. Leveranssäkerheten i Sverige är i regel mycket hög nära 99,98%, men har under vissa år på grund av till exempel kraftiga stormar minskat, vilket visas i Figur 2.1. Avbrottstiden i Sverige är med andra ord i genomsnitt ungefär 100 minuter per kund och år. För att ha hög leveranssäkerhet byggs elnätet för redundans, det innebär att det på högre spänningsnivåer alltid finns alternativ vid ett fel i en anläggning, till exempel en elledning. För Gotland är leveranssäkerheten också mycket hög, men på grund av att det endast finns en anslutning till överliggande elnät via två oberoende HVDC-kablar blir Gotland extra hårt drabbat vid avbrott i hela HVDC-förbindelsen. Sådana incidenter leder till totalavbrott på hela ön. Som exempel kan nämnas att under 2016 härrör avbrotten i huvudsak från de tre kategorierna oplanerade avbrott med 70 minuter, aviserade avbrott 40 minuter och från överliggande elnät med 120 minuter.



DARWin 2016

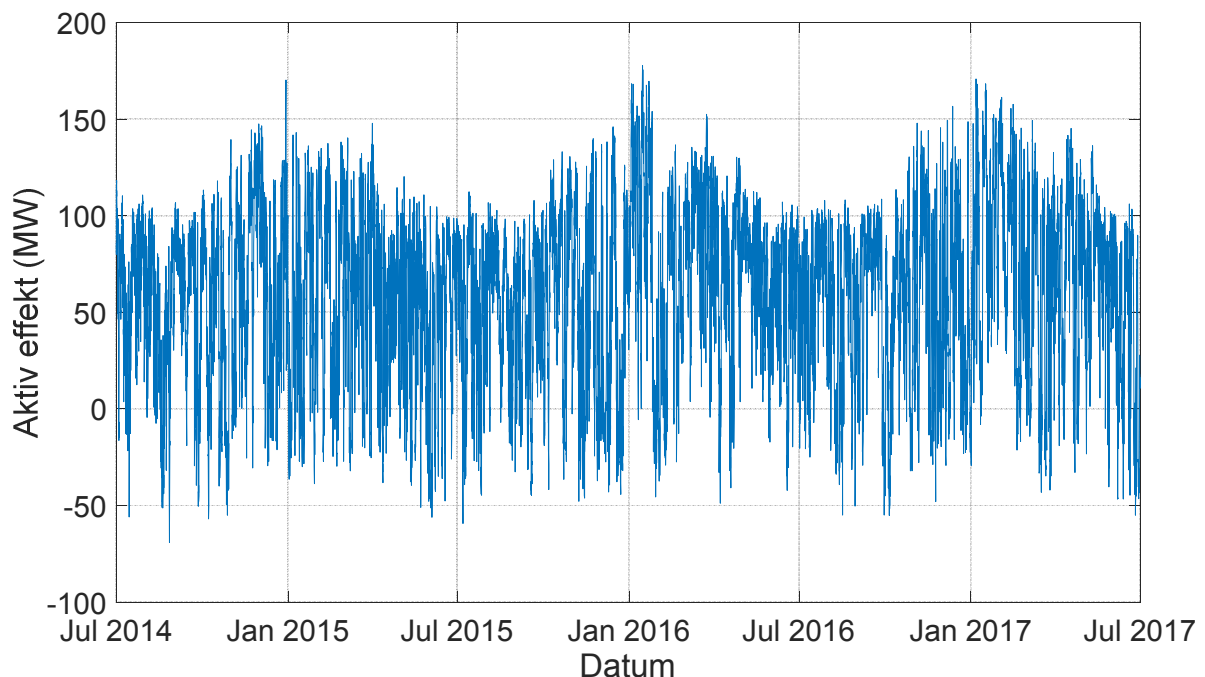
2017-11-10

3

Figur 2.1. Historisk leveranssäkerhet i de svenska elnäten [8].

### 2.1. Elproduktion och elkonsumtion på Gotland idag

Elproduktionen på Gotland är nästan 0,5 TWh per år och utgör därmed ungefär hälften av elkonsumtionen som är 1 TWh per år. Elproduktionen är fördelad på 180 MW vindkraft, 3 MW solkraft samt en försumbar del vattenkraft. Solkraften ökar för närvarande med 1 MW per år, vilket nästan enbart består av mikroproduktion, hos befintliga slutkunder. Den högsta effektförbrukningen är cirka 180 MW [1]. Timmedelvärden under perioden 2014 – 2017 erhöles från GEAB för elkonsumtion, producerad vindkraftsel samt producerad solkraftsel. Summan av timmedelvärdena resulterar i Gotlands nettobehov av el och visar därmed effektlödet (energilödet per timme) på HVDC-förbindelsen, vilket ses i Figur 2.2.

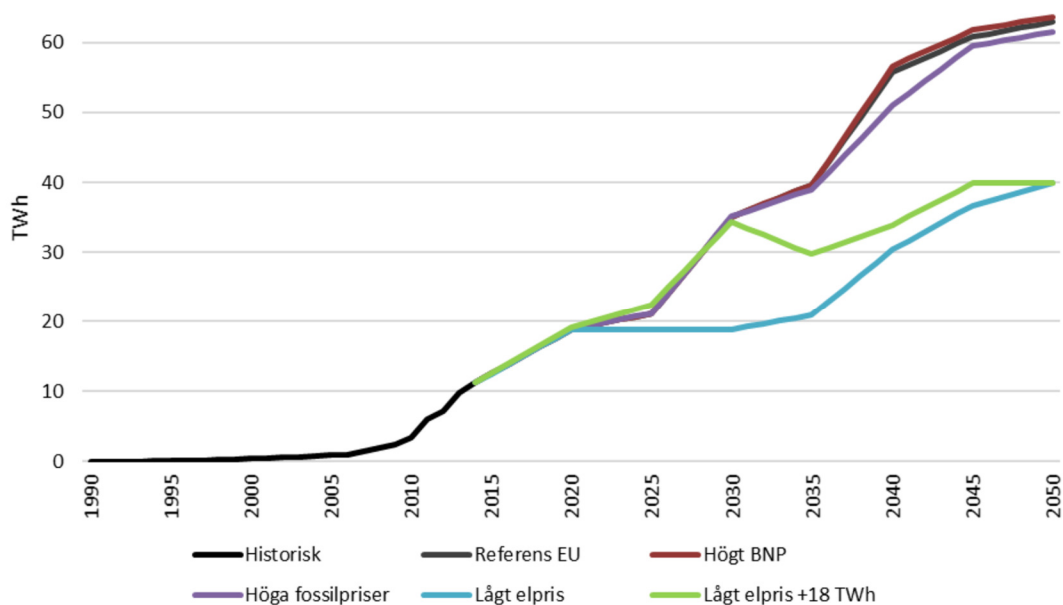


Figur 2.2. Effektlöde på HVDC-kabeln.

## 2.2. Framtida scenarier för elproduktion och elkonsumtion

Sverige har ambitiösa mål vad gäller förnybar elproduktion och har därför infört ett elcertifikatsystem för att öka installationsakten av förnybar elproduktion. Årligen bidrar vattenkraften med mest förnybar elproduktion, ungefär 60 TWh, men sett till ökningstakten är vindkraften störst och bidrar nu med drygt 17 TWh och fortsätter att öka i enlighet med elcertifikatsystemet. Solkraften är nästan försumbar på nationell nivå och sker nästan uteslutande som mikroproduktion hos konsumenter, dock är ökningen stor och kommer därför i framtiden att få en stor betydelse i takt med lägre kostnader för solceller. Energimyndigheten har tagit fram scenarier för framtida elproduktion och Figur 2.3 illustrerar ett exempel på framtida scenarier för vindkraftsproduktion i Sverige [9]. Vid 2020 beräknas vindkraften producera omkring 19 TWh.

Bostadsbyggandet på Gotland är mycket lågt och den ökade elanvändningen på grund av ökat antal boende på ön antas därmed uppvägas av energieffektivisering. Av öns cirka 35 000 bilar kan bara 5,5% drivas av alternativa bränslen, varav 250 st på el. Även om elbilstillväxten antas öka till 2035 med upp till 30% av fordonsflottan elektrifierad så är konsekvensen liten. Då elfordon endast behöver cirka 2 kWh/mil innebär detta ungefär 30 GWh/år, dvs 3% av elanvändningen på ön, dock ur effektsynpunkt är det stor skillnad om många laddar bilen vid samma tillfälle samt om det då sker med snabb- eller långsam laddning. I medeltal antas effektbehovet för laddning uppgå till 4 MW. Det torde vara en förbrukning som är lätt att placera på andra tider som till exempel natten.



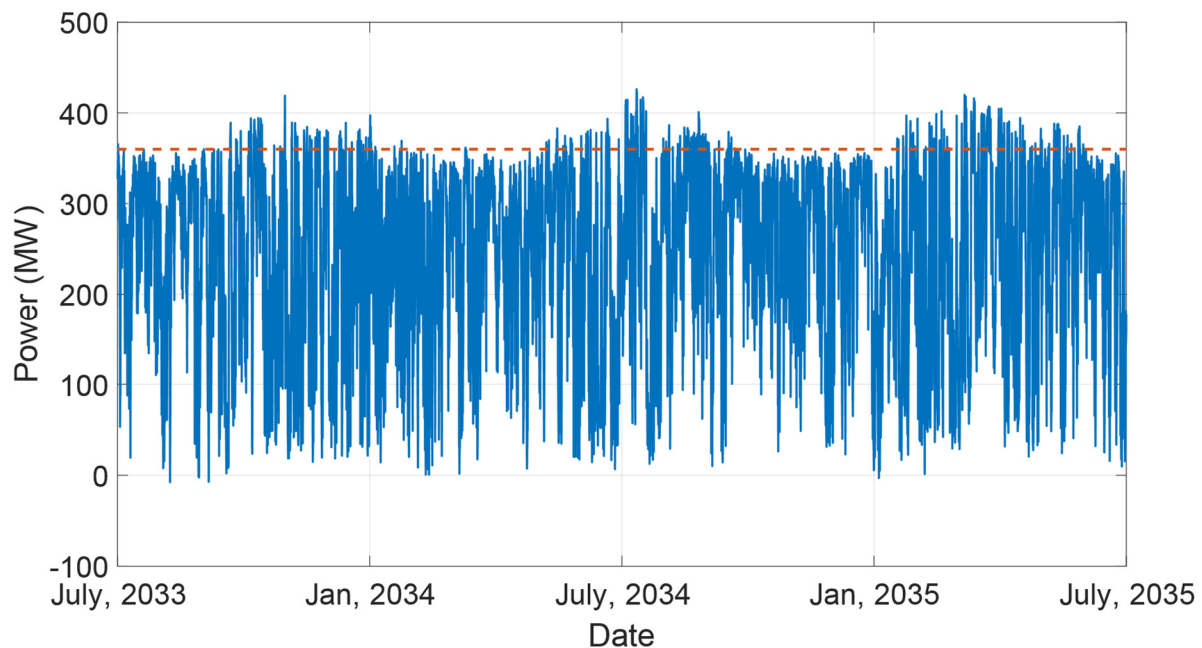
Figur 2.3. Vindkraftsproduktion 1990 – 2014 samt i scenarierna till 2050, TWh [9].

Den totala elförbrukning kan dock komma att mer än fördubblas på Gotland då företaget Cementa undersöker möjligheten att bygga en fabrik med elektrifierad cementtillverkning för att minska koldioxidutsläppen. Idag används nästan 2 TWh fossila bränslen för detta, vilka förväntas ersättas med motsvarande mängd elektrisk energi. Detta skulle innebära 200 – 300 MW dygnet runt. Utvecklingen sker med hjälp av samarbetsprojektet CemZero som drivs tillsammans av Cementa och Vattenfall och kan minska Sveriges koldioxidutsläpp med ungefär 5%.

Framtida scenarier för Gotland har tagits fram och visas i Tabell 2.1, vilka är baserade på prognostiserade förbrukningsnivåer och elproduktionsnivåer. Varje scenario representerar ett år (2020, 2025, 2030 och 2035) och används senare i analyser och simuleringar baserade på timvärden för elkonsumtion och elproduktion under en treårsperiod (2014 – 2017), vilket jämnar ut olika resultaten. Scenarierna har tagits fram i samråd med Vattenfall Eldistribution och Gotlands Elnät. Scenarierna för vind- och solkraftproduktion baseras på region Gotlands planer [6], spekulationer om utbyggnad av vindkraft samt verkliga förfrågningar som i dagsläget har pausats [26]. Vidare förväntas den framtida utökningen av sol- och vindkraft ha samma utnyttjandegrad som idag. Bedömningen av elkonsumentökningen på ön är baserad på att processer i industrin, som idag använder fossila bränslen, konverteras till tekniker med direktverkande el.

Tabell 2.1. Framtida scenarier för sol- och vindkraft på Gotland angivet i effekt med enhet MW.

	År			
	2020	2025	2030	2035
Solkraft	5	20	25	30
Vindkraft	180	280	330	380
Förbrukning	180	188	205	205

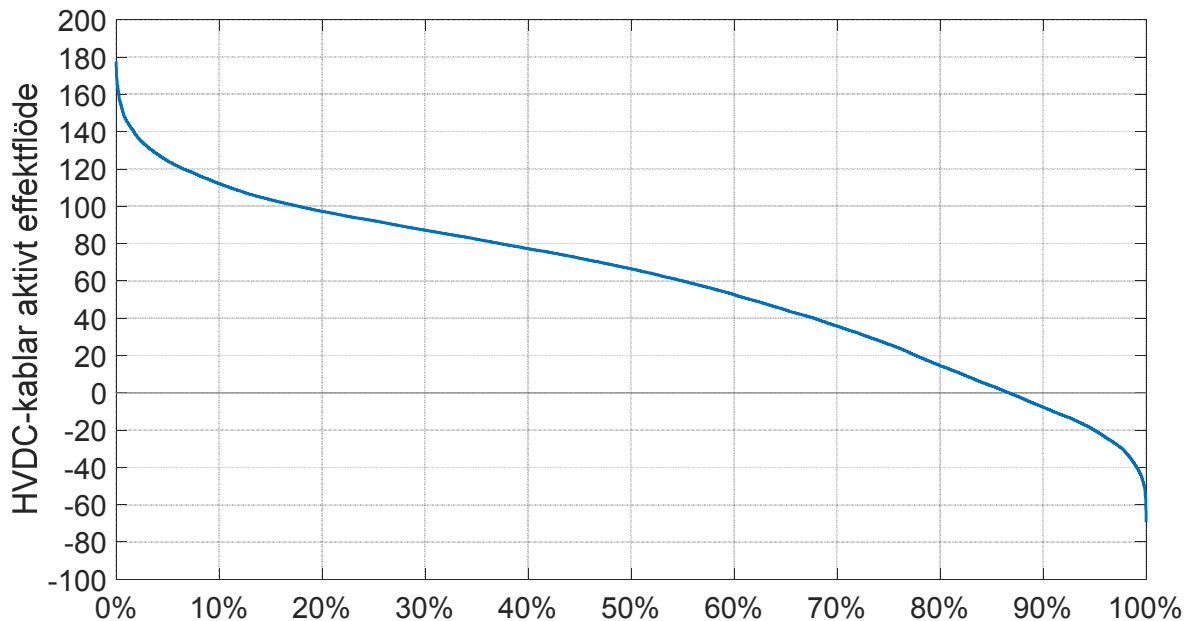


Figur 2.4. Effektflöde på landförbindelse med en ökning av industrin med 250 MW och 250 MW ny vindkraft.

Scenarierna ligger till grund för de kommande analyserna i denna rapport, men eftersom målsättningen med CemZero inte är möjlig med nuvarande fastlandförbindelse som skulle kräva cirka 400 MW i överföringsförmåga har denna lösning inte tagits med i simuleringarna, vilket visas i Figur 2.4. Ökningen av vindkraft med 150 MW till 2030 ryms inom kapaciteten på fastlandet, men för att hantera ytterligare vindkraft behövs antingen mer kapacitet i växelriktarstationen på fastlandet, ny fastlandsförbindelse till annan punkt, större energilager, nedregleringsmöjlighet från driftcentral eller en marknadslösning.

## 2.3. HVDC-förbindelsen till fastlandet

Elnätet på Gotland är anslutet till fastlandet via en HVDC-förbindelse bestående av två HVDC-stationer som är förbundna med varandra via två HVDC-kablar. HVDC-förbindelsen, inklusive likriktarstationen på fastlandet och växelriktarstationen på Gotland är helägda av Vattenfall Eldistribution AB. Kablarna används till att överföra elenergi till och från Gotland samt reglera frekvensen på ön genom att kontrollera effektöverföringen mellan fastlandet och Gotland. Ursprungligen byggdes den första HVDC-kabeln, kallad Gotland 1, med 20 MW och med spänningen 100 kV, och togs i drift 1954. Den var då den första kommersiella HVDC-överföringen i världen och likriktarna var av typen kvicksilverlikriktare. 1970 utrustades stationerna med tyristorlikriktare som anslöts i serie till kvicksilverlikriktarna. Spänningen ökades till 150 kV och överföringskapaciteten till 30 MW. 1983 lades en ny kabel (Gotland 2) mellan omriktarstationen på fastlandet på Sveriges östkust och stationen på Gotland. Gotland 2:s nominella spänning var 150 kV och överföringskapaciteten 130 MW och omriktarstationerna konstruerades med tyristorlikriktare. Gotland 2 och Gotland 1 drevs var för sig och tillgodosåg tillsammans Gotlands kraftbehov. Tack vare detta kunde Gotlands kraftgenerering med fossila bränslen upphöra och används endast som reserv.



Figur 2.5. Varaktighetskurva över effektlöde på HVDC-kablen från 1 juli 2014 till 1 juli 2017.

Ökande behov och oro beträffande säker försörjning ledde till ett beslut 1985 att bygga ytterligare en HVDC-förbindelse, Gotland 3, som vanligen drivs tillsammans med Gotland 2 för att bilda en bipolär förbindelse men kan även fungera oberoende av Gotland 2. Det beror på att förbindelsen är konstruerad för att klara N-1-kriteriet, det vill säga att klara förbindelsen med endast en pol i drift med stöd av reservkraft. Den totala överföringskapaciteten är 260 MW. Den ursprungliga kabeln och terminalutrustningen för Gotland 1 togs ur drift och demonterades 1986 när Gotland 3 byggdes [33].

Eftersom detta är den enda förbindelsen med fastlandsnätet och då frekvensregleringen kan förloras vid störningar på förbindelsen kan det leda till sådana störningar att frekvensavvikelse uppstår med strömavbrott på hela Gotland som följd. Elnätet på Gotland är dock förhållandevis robust mot frekvensavvikelse och klarar av frekvensavvikelse på några hertz innan synkronkompensatorerna kopplas bort av under- eller överfrekvensskydden. Elnätet är däremot känsligare för spänningsvariationer.

Varje kabel med tillhörande pol kan oberoende av varandra antingen importera eller exportera effekt till eller från Gotland. Varaktighetsdiagrammet för timmedelvärden visas i Figur 2.5, och visar att sannolikheten för att elproduktionen är högre än elkonsumtionen på Gotland under 13% av tiden. Men då effektriktningen på en pol och dess kabel genomförs genom en polaritetsväxling i ett intervall kring nollutbytet av effekt innebär detta att en av polerna exporterar effekt från Gotland cirka 20% av året, enligt antagande från GEAB. Rundkörning innebär att en pol exporterar effekt från Gotland samtidigt som den andra polen importerar effekt från fastlandet, varvid en del av redundansen försvinner.

Åldrandet av en oljeimpregnerad pappersisolerad kabel, vilket är av samma typ som används för Gotlandsförbindelsen, beror av flera faktorer. De mest betydande faktorerna är förekomsten av partiella elektriska urladdningar, ett högt elektriskt fält kring kabeln samt degradering av pappret runt kabeln. Inför en polaritetsväxling reduceras spänningen för att sedan återigen öka till nominellt värde när växlingen har skett. Under detta förfarande minskar även strömmen vilket kan skapa snabba temperaturförändringar i kabeln. Snabba temperaturförändringar skapar små gasbubblor i den isolerande oljan. I gasbubblorna som uppstår skapas tomrum. I tomrummet främjas uppkomsten av partiella elektriska urladdningar, vilket är en starkt bidragande orsak till att kabelns isolering bryts ner.

Vid en polaritetsväxling kan dessutom det elektriska fältet öka till dubbel styrka i och kring kabeln, som sedan klingar av till värdet vid stationär drift [11]. Under en polaritetsväxling uppstår därmed en situation med högt antal partiella elektriska urladdningar samt ett högt elektriskt fält i kabeln, vilket inte är fördelaktigt gällande kabelns livslängd. Olika konstruktion av kabeln gör att åldringen av vissa kablar påverkas mindre jämfört med andra. Kablar med tunnare ledare och isolering, som exempelvis Gotlandsförbindelsen, påverkas mindre av åldring orsakade av polaritetsväxlingar. Temperaturförändringen under en polaritetsväxling är dessutom lägre för tunnare kablar. Det betyder att lägre andel tomrum och partiella elektriska urladdningar uppstår i dessa kabeltyper vid en polaritetsväxling [11]. Detta talar för att Gotlandsförbindelsen har goda förutsättningar att bättre klara polaritetsväxlingar jämfört med andra grövre kablar av samma typ. Däremot är det av allmän kännedom att reaktionerna som sker vid polaritetsväxlingar påskyndar åldrandet. Vidare finns det inte ett givet antal polaritetsväxlingar som kan anses vara acceptabelt för att inte nämnvärt reducera livslängden på Gotlandsförbindelsen. Därför finns det goda anledningar att inte öka antalet polaritetsväxlingar jämfört med dagens nivå.

## 2.4. Effektreserver

I det svenska elsystemet upphandlas effektreserver på nationell nivå bestående av både fossileldade kraftverk samt avkopplingsbar last, vilka används vid extrema situationer då effektbrist råder. Som sista utväg används tidvis bortkoppling av elkonsumenter för att undvika systemkollaps. På Gotland finns tre stycken effektreserver som har sitt ursprung från den tid HVDC-förbindelsen endast kunde förse ön med del av dess effekt- och energibehov. För närvarande används dessa vid dödnätsstart för att på så sätt spänningssätta HVDC-stationen efter avbrott. Effektreserverna skall också kunna tillgodose det kvarvarande effektbehovet som finns vid ett monopolärfel (en pol ur drift) samt vid ett totalavbrott på båda polerna, vilket också behövs vid underhåll på HVDC-stationen när den tas ur drift. Största delen av reservkraften är snabbstartad och drivs av fossila bränslen. Den resterande effektreserven används för långvarig drift och startar inom någon timme och drivs också med fossila bränslen [10].

## 2.5. Traditionell investering vid kapacitetsbrist

Kapacitetsbrister (flaskhalsar) finns så gott som inom alla infrastrukturer och elnätet är inget undantag. Sällan är flaskhalsen ett hinder under alla tider under året, utan utgör oftast ett hinder vid ett antal tillfällen. Antingen bygger ägaren bort den eller så behålls den utav kostnadsskäl, men behöver då hanteras så att elnätet inte kollapsar. Kapacitetsbristen i SvK:s elnät hanteras i huvudsak med prisområden, men i vissa fall med mothandel. Mothandel förekommer även i regionnäten som ett sätt att hantera kapacitetsbristen. Nya elnät innebär stora investeringar och som nämnts tidigare har SvK undersökt möjligheten att bygga en växelströmsförbindelse med spänningen 220 kV och med överföringseffekten 300

MW till Gotland. Den bedömdes däremot vara samhällsekonomiskt olönsam, då kostnaden för en ny förbindelse uppskattades till omkring två miljarder kronor [4]. En ny växelströmsförbindelse som dimensioneras utifrån dagens förbrukning om 180 MW bör därmed kosta ungefär 1,2 miljarder kronor om kostnaden per effekt är samma. Om denna anslutning görs till samma station på fastlandet som nuvarande HVDC-förbindelse är ansluten till, kan ytterligare 150 MW förnybar elproduktion. Om istället en annan station på fastlandet väljs, till exempel den som SvK har föreslagit i Ekhyddan bör cirka 350 MW kunna exporteras. Investeringar i elnätet måste naturligtvis återbetala sig till nätägaren i form av intäkter från befintliga kunder via tariffen alternativt eller i kombination från anslutningsavgifter från nya kunder via och deras tariffer.

## 2.6. Reglering av aktiv effekt från vindkraft

Då frekvenshållningen är av yttersta vikt för att ett elnät ska fungera måste elproduktion eller elkonsument regleras så att balans uppstår. I Sverige sker det i huvudsak med vattenkraft, men om landförbindelsen försvinner finns ingen extern reglerkraft och då lokal reglerkraft måste finnas är vindkraft ett alternativ.

Det finns idag möjlighet att manuellt styra ner vindkraftsproduktionen på Gotland. De verk som är byggda senare än 2005, cirka 100 MW, går att styra ner med minst 10% inom tio sekunder. Verk som är installerade innan 2005, cirka 70 MW, kan styras ner helt eller delvis inom 5 minuter. Manuell nedreglering tillämpas idag om endast en pol på HVDC-kabeln är i drift. Funktionaliteten för att automatiskt reglera effekten med nätfrekvensen som styrsignal finns idag att köpa på marknaden [13], men finns inte i vindkraftverken på Gotland. En sådan funktion hjälper till vid störningar med kraftiga frekvensökningar genom att reducera elproduktionen så att frekvensen återställs.

## 2.7. Reglering av elkonsument

Effektstyrning utnyttjas generellt sett när kvarvarande kapacitetsutrymme i ett elnät närmar sig kapacitetsgränsen, dessa tillfällen brukar benämnas höglastperioder. Höglastperioder uppkommer vanligtvis under vinterhalvåret men även under övriga delar av året på morgonen och eftermiddagen. Timmedelvärden för HVDC-förbindelsen visar att kapaciteten på förbindelsen är tillräcklig vid normal drift. Om däremot om en pol tas ur drift på grund av underhåll eller fel så finns fall då Gotlands elkonsument överstiger den återstående HVDC-kabelns överföringsförmåga som omnämns i stycke 2.3. Med effektstyrning finns en möjlighet att koppla bort förbrukning dels vid normal drift för att lösa kapacitetsbrist och i förebyggande syfte att klara tillfällen när lasten överstiger begränsningen som skulle uppkomma vid fel på en pol och dels vid onormal drift. Fördelen med effektstyrning är att om lasten styrs ned behöver inte kunder kopplas bort ofrivilligt och kunder som istället har möjlighet att koppla någon last kan göra det. Nackdelen är dock att lasten eventuellt styrs ned utan direkt orsak, utan endast för att minska risken för avbrott vid underhåll eller fel i elnätet. Det är även möjligt att utnyttja effektstyrning för att minska antalet polaritetsväxlingar för att minska åldringen av kablarna, men då ökar tiden i rundkörning för systemet, vilket i sig ökar risken för totalavbrott.

## 2.8. Olika teknologier för energilagring

Energilager kan erbjuda många olika funktioner och tjänster till elnätet, förutom lagring av energi kan exempelvis frekvensreglering, svängmassa, spänningsreglering och reaktiv effekt användas. Därmed kan energilager möjliggöra en ökning av andelen förnybar elproduktion. Till skillnad mot konventionell reservkraft har energilager förmågan att startas nästintill

omedelbart, dessutom klarar ett sådant lager snabb uppstegring av effekt samt har möjligheten att laddas upp och därmed även absorbera energi.

Det finns flera olika teknologier som är i olika utvecklingsstadier för att konstruera ett energilager och flera går att kombinera i så kallade hybridlager. De vanligaste kemiska energilagringarna återfinns i blyackumulatorer (bly/syra), batterier baserade på litiumjonteknik ( $\text{LiFePO}_4$ ,  $\text{LiNiMnCoO}_2$ ,  $\text{LiCoO}_2$ , etcetera), batterier med nickelmetallhydrid (NiMH). Andra lagringsformer är genom elektrisk lagring i superkondensatorer, magnetisk lagring i supraledande magnetlager (SMES), lagring av rörelseenergi i svänghjul och termisk lagring i smält salt eller varmvatten. De olika teknikerna varierar mellan varandra gällande exempelvis lämpligt applikationsområde, energidensitet, livslängd och installationskostnad. Valet av lagringsteknik är därför beroende av önskad funktion och praktiska förutsättningar [14].

Utvecklingen sker för alla lagringsformer, vilket gör att beprövad teknik fortlever längre än man ofta tror då man oftast endast ser potentialen i ny teknik och glömmar bort att den befintliga tekniken också blir billigare och bättre. Vidare finns en stor variation inom varje lagringstyp och därför varierar kostnaden för respektive alternativ mycket. Man kan i ett flertal studier se att det endast är litiumjonbatterier, förutom pumpkraftverk, som är väl introducerade på marknaden samt har ett lägre pris och risk jämfört med resterande teknologier [15] - [16]. Svänghjul och natrium-svavel-batterier är på gång med ännu ej på samma nivå som litiumjonbatterier. Kostnaden för batterier förväntas sjunka kraftigt de närmaste 10 åren [17].

## 2.9. Dumplast

En stor elektrisk resistor (dumplast) som värmer upp vatten kan även vara ett komplement till lastreglering vid överproduktion. Tekniken har tidigare bland annat studerats vid ett av Vattenfalls vattenkraftverk i Porjus [18] samt vid Statkrafts vattenkraftverk i Ängabäck [19] och är en tekniskt enkel metod att bli av med stor mängd effekt och energi. En dumplast kan dock inte tillämpas vid alla incidenter som studeras i denna rapport. Denna teknik kan endast användas i fallen då det uppstår överskott av effekt vid bortkoppling av exporterande pol och därmed inte i fallet då underfrekvens uppstår vid bortfall av importerande pol. Om nyare vindkraftverk dessutom utrustas med funktionen att snabbt reglera ner elproduktionen vid överfrekvens samt om en flexibilitetsmarknad för elkonsument etableras kommer dumplastens användningsområden minska. Däremot kommer det även i framtiden att finnas ett stort antal äldre vindkraftverk på Gotland som inte har möjlighet att automatiskt reglera ner effekten. Det talar för att en dumplast i kombination med ett energilager inte är verkningslöst. Om det uppvärmda vattnet dessutom kan tillföras värmesystemet för fjärrvärme går denna energi inte förlorad samt att det finns möjlighet att generera en intäkt. En dumplast kan även bidra till att färre vindkraftverk behöver kopplas bort vid händelse av överfrekvens.

## 2.10. Behov och nyckeltal

Som beskrivits i detta kapitel finns det ett stort intresse från sol- och vindkraftsexploaterare samt en målsättning för Gotlands kommun att öka mängden förnybar elproduktion både inom vind- och solkraft, men som idag inte får nyansluta. Vidare finns en önskan från kunderna på Gotland om högre leveranssäkerhet, vilket kan åstadkommas genom att skapa redundans med hjälp av energilager i samverkan med flexibla kunder samt kortare tid i "rundkörning" för HVDC-förbindelsen, bibehållen frekvensstabilitet vid störd drift samt möjligheten att övergå



till kortvarig ö-drift. Elkonsumtionen på Gotland förväntas även öka i form av elfordon och elektrifiering av industri, särskilt Cementa som har långtgående planer att konvertera delar av sina processer som idag använder fossila bränslen. En sammanställning av nyckeltal relaterat till denna studie har gjorts i Tabell 2.2. Där visas vilka behov och målsättningar som denna förstudie fokuserar på samt hur dessa behov ska mätas och utvärderas utifrån nuläget.

**Tabell 2.2. Sammanställning av behov och nyckeltal som identifierats i projektet.**

Nyckeltal	Mätetal	Mål	Nuläge
Ökad förnybar elproduktion	Förnybar produktion på Gotland i förhållande till öns elkonsumtion	100% förnybar elproduktion	50%
Ökad mängd installerad vindkraft	Installerad effekt från vindkraft i förhållande till dagens installerade effekt	200 MW ökning till år 2035 (Vision: 2,5 TWh, 600 MW)	180 MW
Ökad mängd installerad solkraft	Installerad effekt från solkraft i förhållande till dagens installerade effekt	30 MW till år 2035	3 MW
Kortare tid i "rundkörning" för HVDC-förbindelsen	Andel av årets timmar	15%	20 – 25%
Undvika bortkoppling av vindkraft vid störd drift	Frekvensavvikelse	Reducerad frekvensavvikelse	-
Färre antal strömavbrott	Avbrott från överliggande nät per år	Reducera med en faktor 4	1 – 4 st
Kortare tid för strömavbrott	Tid för avbrott från överliggande nät per år	Reducera med en faktor 4	60 – 240 min/år
Kortvarig ö-drift	Minuter	60 min	0 min
Ökad livslängd på HVDC-förbindelsen	Antal polaritetsväxlingar	Halvering	300 st
Elektrifiering av fordon	Antal elektrifierade fordon förhållande till andelen elektrifierade fordon 2017	30% elbilar (10 000 st)	250 st
Elektrifiering av industri	Utökat behov av effekt och energi	Fossilfria processer ersätts med elkonsumtion	0 MW
Flexibel elproduktion	Tillgänglig effekt- och energikapacitet	Reglera produktion vid överskott av kapacitet	0 MW
Flexibel elkonsumtion	Tillgänglig effekt- och energikapacitet	Reglera effektbehov vid brist/överskott av kapacitet	0 MW
Kapacitet energilager	Effekt	Bibehålla frekvenshållning vid störd drift på HVDC	0 MW
Kapacitet energilager	Energi	Överbrygga korta avbrott på HVDC-förbindelsen, reducera antalet polaritetsväxlingar	0 min



### 3. Möjligheter med energilagrar

Hypotesen i förstudien är att ett frekvensreglerande energilagrar kan förbättra leveranssäkerheten genom att minimera risken för stora frekvensavvikelser under störd drift som infinner sig till exempel då HVDC-förbindelsen förlorar en eller två poler. Balans mellan elproduktion, elkonsument och energilagrar måste då kunna uppnås för att frekvensen ska kunna stabiliseras. Tidigare studier om Gotland har visat att elavbrotten kan elimineras med hjälp av ett hybridlager bestående av 40 MW / 0,14 MWh superkondensatorer och 90 MW / 90 MWh batterier till en kostnad av 450 MSEK [7]. För att dimensionera ett lämpligt energilagrar har historiska timmedelvärden för överföringen av el under perioden 1 juli 2014 till 1 juli 2017 använts. Installerad vindkraft och elkonsument är båda 180 MW. Solkraften var under 1 MW år 2014 och 3 MW år 2017.

#### 3.1. Energilagrar för nuläge 2020

Den energimängd som lagret behöver dimensioneras för beror på flera saker som till exempel hur överskottet av vindkraften hanteras och hur lång tid det dröjer innan åtminstone en av polerna åter kan tas i drift, vilket normalt sett är under en timme, vilket studeras närmare i kapitel 5. Effekten som energilagret behöver hantera studeras i detta avsnitt. Formuleringen av aktuella fall att studera har skett genom att skapa en kumulativ sannolikhetsfördelning för import och export med HVDC-kabeln genom följande funktion:

$$p(\text{överfrekvens}) = p(P_{HVDC} \leq 0 \cap HVDCfel) \quad (1)$$

där

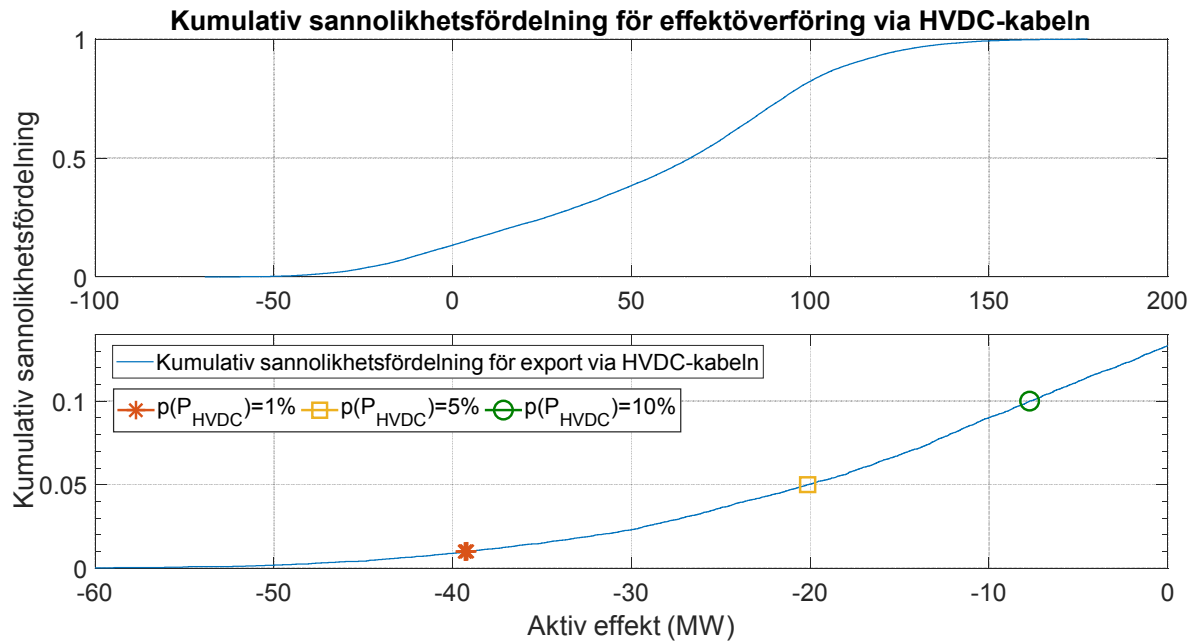
$p(\text{överfrekvens})$ : sannolikheten att en händelse ska skapa frekvens över 50 Hz

$p(HVDCfel)$ : sannolikheten att en händelse inträffar så att en eller två poler kopplas ifrån

$p(P_{HVDC} \leq 0)$ : sannolikheten att effekt exporteras från Gotland

Som visats tidigare exporteras energi under 13% av tiden från Gotland, men HVDC-förbindelsen befinner sig drygt 20% av tiden i rundkörning. Inom förstudien analyseras hur energilagret effektmässigt kan reducera sannolikhet för att överfrekvens uppstår vid fel på exporterande pol till 1%, 5% eller 10%. Analysen ligger sedan till grund för kravställning på energilagret samt kostnaden i förhållande till risken för överfrekvens. Det betyder att för sannolikheten  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$  kommer ingen vindkraft behöva spillas eller bortkopplas vid fel under 99% av tiden. Högre sannolikhet innebär därmed att chansen att hantera överfrekvensen reduceras. I Figur 3.1 markeras sannolikheten  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$  av den röda asterisken, sannolikheten  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 5\%$  indikeras av den gula kvadraten och  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 10\%$  indikeras av den gröna cirkeln. För scenarier med sannolikheten  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$  betyder det att energilagret ska klara av att ta emot 40 MW under stationära förhållanden. För att även ta höjd för andra fenomen såsom eventuella transienter har ett energilagrar med kapaciteten 50 MW valts i analyserna.

I kapitel 6 görs en känslighetsanalys som studerar påverkan på lagerstorleken för sannolikheterna  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 5\%$  samt  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 10\%$ . Där undersöks även påverkan på sannolikheten för tre fasta lagerstorlekar på 25 MW, 50 MW och 100 MW samtidigt som nyinstallerad vind- och solkraft ökar jämfört med installerad effekt 2017.

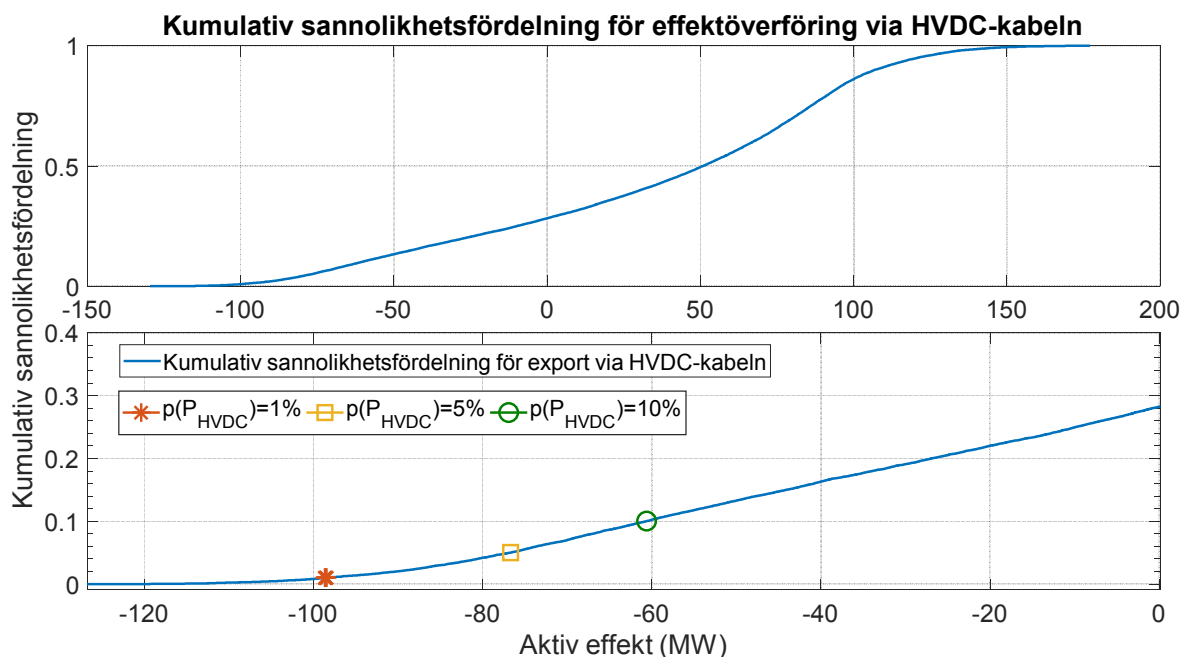


Figur 3.1. Kumulativ sannolikhetsfördelning för HVDC-förbindelsens effektöverföring, där positiva värden motsvarar import till Gotland. Import sker 13% av tiden.

### 3.2. Energilager för år 2025

När andelen förnybart ökar kommer, enligt scenario 2025, exporten från Gotland att öka, eftersom förbrukningen på ön antas vara nästan oförändrad. Om ingen automatisk reglering av förnybar elproduktion införs, ökar kraven på energilagret för att bibehålla lika stor sannolikhet att klara ett avbrott på HVDC-förbindelsens exporterande pol utan att reläskydden kopplar bort någon elproduktionskälla på grund av överfrekvens. Ett framtida scenario år 2025 med 280 MW vindkraft har skapats baserat på dagens timvärden genom att extrapolera dessa.

Figur 3.2 visar nu att sannolikheten för att elproduktionen är högre än elkonsumtionen på Gotland har ökat från 13% till 28%. Om kravet gällande sannolikhet att hantera överfrekvens vid bortkopplande av den exporterande polen, dvs  $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$ , ska bibehållas från föregående fall krävs ett energilager på 100 MW. Det markeras av den röda asterisken i Figur 3.2. Liksom tidigare resonemang bör då ett energilager med något större kapacitet väljas, till exempel 120 MW. Men om automatisk reglering av vindkraften, efterfrågeflexibilitet, eller dumplast införs kan lagret dimensioneras med motsvarande lägre effekt och blir därmed kostnadseffektivare.



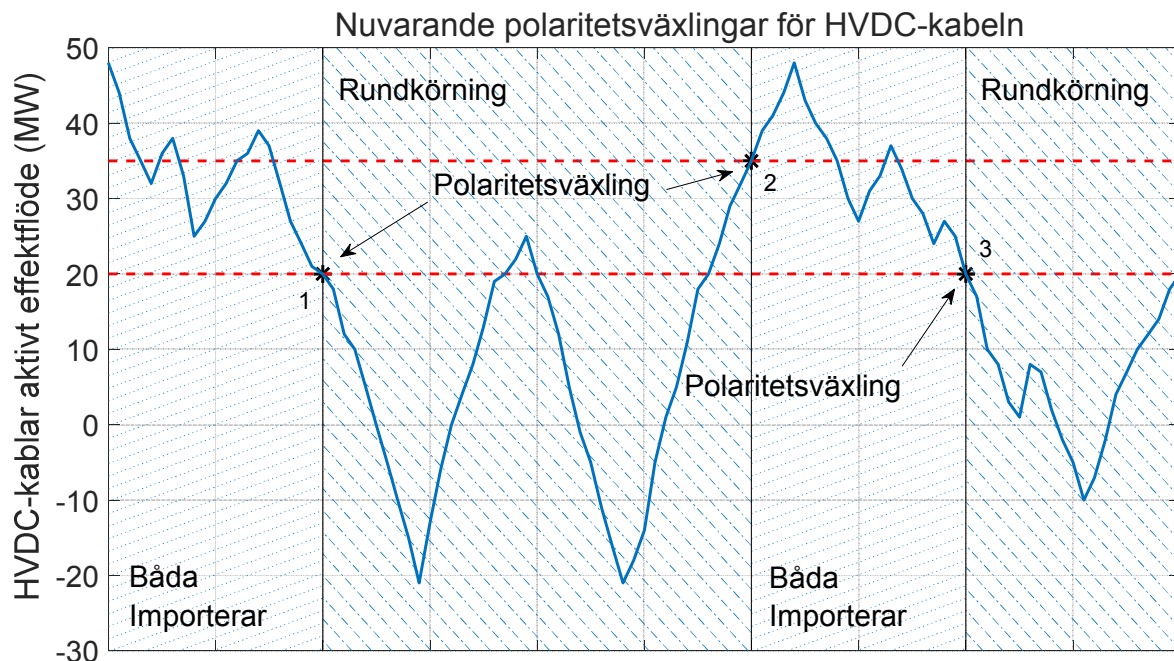
Figur 3.2. Kumulativ sannolikhetsfördelning för HVDC-kabelns effektöverföring då vindkraften ökats.

### 3.3. Dimensionering av energilagret för färre polaritetsväxlingar

Med dagens elproduktion- och elkonsumtionsmönster på Gotland sker det i medeltal 270 polaritetsväxlingar per år. Kabeln är konstruerad för att klara polaritetsväxlingar under sin livslängd, men som beskrivs i stycke 2.3 finns det en risk att polaritetsväxlingar påskyndar åldrandet av kabeln. Möjligheten att reducera mängden polaritetsväxlingar med olika energilagringsskapacitet är därmed intressant att undersöka, vilket alltså är ytterligare en funktion för energilagret.

Polaritetsväxlingar sker när en av de importerande polerna övergår till export, vilket sker när den totala överföringen från fastlandet till Gotland är 20 MW. Vid detta läge sker en polaritetsväxling för ena polen, varpå förbindelsen därefter befinner sig i rundkörning, då den exporterande polen kommer överföra minsta överförbara effekt. När kabeln ska återgå från rundkörning till import på båda poler sker detta när den befintliga importerande polen uppnår 35 MW och den exporterande polen överför minsta möjliga överförbara effekten. Notera att övergången **från** rundkörning sker vid högre nettoimport jämfört med övergången **till** rundkörning. Detta benämns hysteres och används för att skapa marginal till kriteriet för övergång till rundkörning på grund av vindkraftens och lastens momentana fluktuationer. Risken finns annars att ett oönskat oscillerande beteende mellan rundkörning och import på båda poler uppstår.

De röd-streckade linjerna i Figur 3.3 illustrerar vid vilka nivåer som polaritetsväxlingar sker med dagens inställningar för HVDC-förbindelsen. Initialt importerar båda polerna effekt till Gotland. Därefter övergår driften till rundkörning för att sedan övergå till import med båda polerna till Gotland, för att slutligen övergå till rundkörning. Under den perioden som visas sker därmed tre polaritetsväxlingar, vilket indikeras av de svarta asteriskerna i figuren.

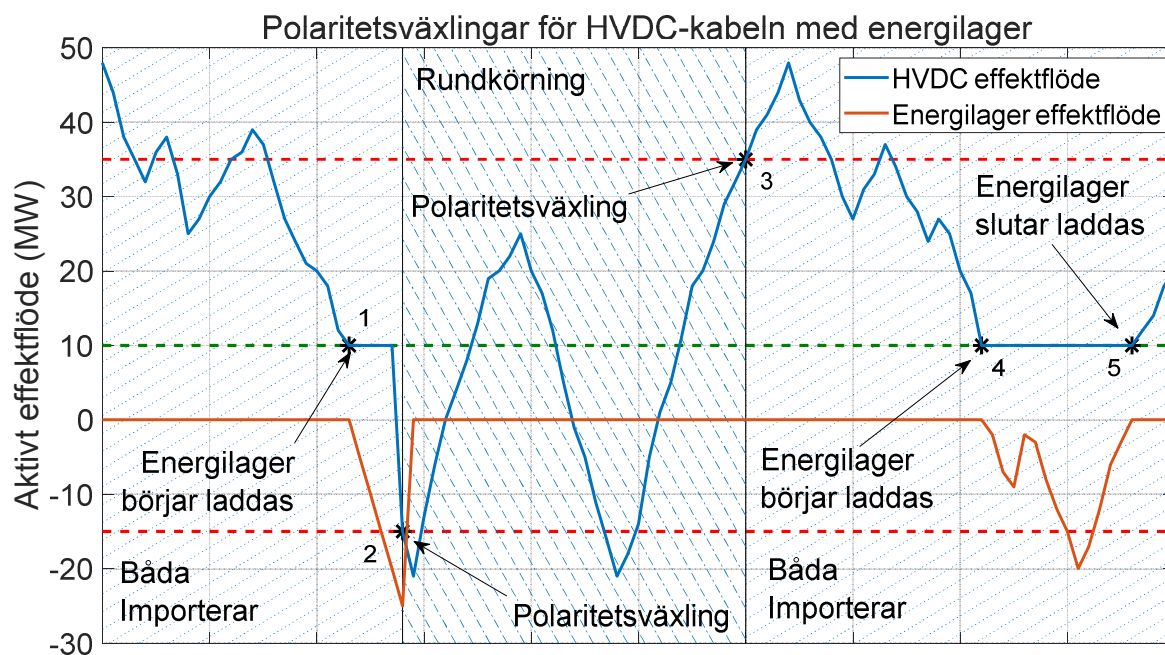


Figur 3.3. Nuvarande polaritetsväxlingar för HVDC-kabeln.

I Figur 3.4 studeras återigen samma period som i det föregående exemplet, men med ett energilagret på 25 MW som har till uppgift att reducera antalet polaritetsväxlingar. Notera att gränsen för övergång till rundkörning har reducerats från 20 MW till -15 MW tack vare energilagret.

När effekten på båda polerna minskar till 20 MW börjar energilagret laddas. Effekten som lagret initialt måste hantera är 10 MW eftersom båda polerna överför minimeffekt (5 MW + 5 MW) under tiden som energilagret används. Observera att effekten som energilagret initialt måste absorbera sjunker succesivt ner till 0 MW i takt med att vindkraften ökar. När nollnivån passeras börjar energilagret återigen att laddas i takt med att elproduktionen på Gotland ökar, eftersom det i detta läge inte finns någon pol som kan exportera överskott av effekt. Så länge som överskottseffekten inte överstiger 15 MW kan energilagret hantera situationen. När denna gräns överskrids tvingas en av polerna att vändas och det sker därmed en övergång till rundkörning, se asterisk 2. När HVDC-kabeln befinner sig i rundkörning kan batteriet laddas ur via den exporterande polen. Den röda heldragna kurvan i figuren illustrerar effekten som laddar energilagret, urladdning är exkluderat eftersom det kan ske obegränsat via den exporterande polen under rundkörning.

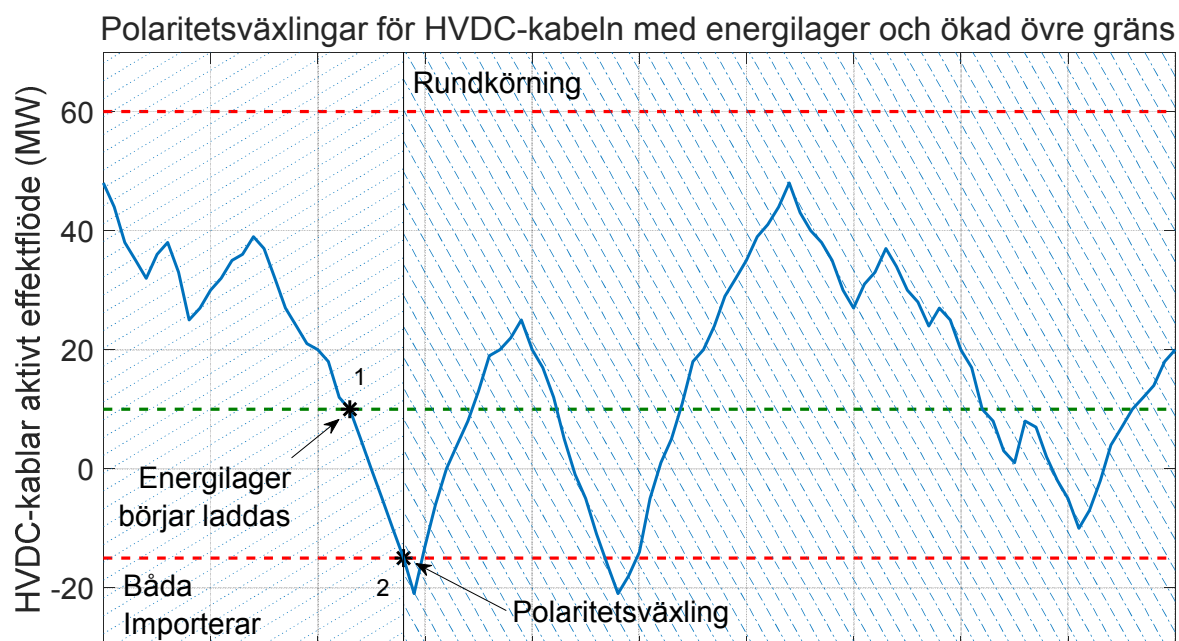
När polerna uppfyller kriteriet för övergång till import på båda poler sker återigen en polaritetsväxling, se asterisk 3. Därefter infaller återigen en period med minskat importbehov. När effekten har minskat ner till gränsvärdet för polaritetsväxling börjar energilagret återigen att laddas upp, se asterisk 4. Denna gång kan energilagret ta hand om hela effektöverskottet. Därför sker ingen polaritetsväxling till rundkörning. I detta exempel har därför energilagret reducerat antalet polaritetsväxlingar från tre stycken till endast två stycken, jämför Figur 3.3 och Figur 3.4. Studien förutsätter att energilagringens kapaciteten i lagret inte är begränsande i exemplet som beskrivs ovan samt i nästkommande.



Figur 3.4. Polaritetsväxlingar med energilager.

I Figur 3.5 höjs övre gränsen för övergång till import med två poler från 35 MW till 60 MW. Initialt importerar båda polerna effekt till Gotland. När effektbehovet minskar ner till gränsen för polaritetsväxling (20 MW fördelat på två poler) börjar energilagret laddas med 10 MW i likhet med Figur 3.3 och Figur 3.4, se asterisk 1 i Figur 3.5. Energilagret fortsätter att laddas till maximal mottagen effekt för lagret uppnås, vilket är 15 MW, se asterisk 2. Därefter sker en polaritetsväxling och övergång till rundkörning. I detta exempel sker däremot ingen ytterligare polaritetsväxling eftersom övre gräns för polaritetsväxling höjs. Detta tillvägagångssätt resulterar därmed att antalet polaritetsväxlingar minskar på bekostnad av ökad tid i rundkörning.

Resultaten för denna alternativa metod visas för nio kombinerade fall mellan effekt- och energikapacitet för energilagret i Tabell 3.1. Energilagerstorlekar som studeras är 25 MW och 50 MW med lagringskapacitet på 1, 2 eller 5 timmar. Gränsvärdet för när energilagret ska börja laddas vid övergång till rundkörning hålls konstant på 10 MW, däremot varierar effektgränsen för övergång från rundkörning. Eftersom gränsen för när energilagret inte kan hantera högre effekt och övergång till rundkörning sker är beroende av energilagrets aktuella storlek kan detta värde varieras om olika effektkapaciteter studeras. Denna övergång anges i kolumnen "undre gräns för polväxling" i tabellen. Tabellen visar även att antalet polaritetsväxlingar såväl som tiden i rundkörning minskar när ett energilager med ovan beskrivna funktion införs samt att beteendet förstärks när lagringskapaciteten och/eller effekten på lagret ökar. En ökning av gränsen för övergång från rundkörning innebär ytterligare reducering av antal polaritetsväxlingar men det sker på bekostnad av ökad tid i rundkörning. Den sista kolumnen i tabellen visar minskning av antal polaritetsväxlingar jämfört med referensfallet utan energilager och det är tydligt att en halvering kan uppnås med ett energilager på 25 MW.



Figur 3.5. Höjning av övre gräns till 60MW för att reducera antal polaritetsväxlingar.

Tabell 3.1. Sammanställning av polaritetsväxlingar och rundkörning med olika storlek av energilager.

Nr	Effekt energilager (MW)	Storlek energilager (h)	Start laddning av energilager (MW)	Övre gräns för polväxling (MW)	Undre gräns för polväxling (MW)	Antal polväxlingar	Tid i rundkörning	Minskning antal polväxlingar
	N/A	N/A	N/A	35	20	270	25%	0%
1	25	1	10	35	-15	131	16%	51%
2	25	2	10	35	-15	116	15%	57%
3	25	5	10	35	-15	111	15%	58%
4	50	1	10	60	-40	93	18%	65%
5	50	2	10	60	-40	78	15%	71%
6	50	5	10	60	-40	53	10%	80%
7	25	1	10	60	-15	111	21%	58%
8	25	2	10	60	-15	101	20%	62%
9	25	5	10	60	-15	98	19%	63%



**Tabell 3.2. Jämförelse mellan rundkörning och polaritetsväxlingar.**

Fall	Antal polaritetsväxlingar	Tid i rundkörning
a) Nedre gräns och energimängd för lagret hålls konstant, gräns för övergång till import på båda poler ökar. (jämförelse nr 1 och 7)	Minskning	Ökning
b) Övre gräns och energimängd för lagret hålls konstant, gräns för övergång till rundkörning ökar effekten för energilagret ökar. (jämförelse nr 8 och 4)	Minskning	Minskning
c) Både övre och undre gräns hålls konstant, energilagringsskapaciteten för energilagret ökar. (jämförelse nr 1, 2 och 3)	Minskning	Minskning
d) Konstant energilagringsskapacitet med ökad gräns för övergång till både rundkörning och import på båda polerna. (jämförelse nr 2 och 4)	Minskning	Ökning

Olika fall jämförs i Tabell 3.2 med avseende på tiden i rundkörning och antal polaritetsväxlingar. Fallen är markerade från a) till d) och respektive fall som jämförs återfinns i Tabell 3.1. De rödmarkerade fälten i tabellen indikerar en ökning och de gröna fälten indikerar en minskning. Båda fallen b) och c) innebär en minskning av både tid i rundkörning och antal polaritetsväxlingar men dessa alternativ innebär en ökning av antingen effekt eller lagringsskapacitet för energilagret. Fallen a) och d) reducerar antal polaritetsväxlingar men det medför även ökad tid i rundkörning.

### 3.4. Kostnader för energilagring

Investeringskostnaden för den totala systemlösningen bestående av energilagring, kommunikationslösningar, gränssnitt och integrationer med marknadsplats, driftcentral och HVDC-station är svår att bestämma exakt. Men en fingervisning av uppskattad kostnad visas i Tabell 3.3 som har utgått från batteripriser på marknaden och några verkliga installationer som till exempel energilagret på 22 MW vid vindkraftparken Pen y Cymoedd eller Teslas 100 MW / 129 MWh Powerpack i södra Australien. Vidare bör man också betänka att ett energilager baserat på litiumjonteknik har en livslängd på 10 – 15 år beroende på antalet i och urladdningscykler, hur djupa cyklerna är och om detta sker snabbt eller långsamt, temperatur med flera parametrar. Avskrivningstiden bör därför vara ungefär tio år. Därtill tillkommer drifts- och underhållskostnader, där driftskostnader består av tomgångsförluster och hur mycket batteriet laddas i och ur då förlusterna är i storleksordningen 10%.

**Tabell 3.3. Jämförelse mellan två olika energilagringstorlekar.**

Fall	Risk att vindkraft kopplas bort vid bortfall av exporterande pol för att motverka överfrekvens	Teknik	Kostnad (MSEK)
Scenario 2020, utan energilager	20%	Inget lager	0
Scenario 2020, Energilager: 25 MW, 25 MWh	5%	Litiumbatterier	150 – 200
Scenario 2020, Energilager: 50 MW, 25 MWh	1%	Litiumbatterier	250 - 300

### 3.5. Tidplan för installation av energilager

I Bilaga A finns ett exempel på en översiktlig tidsplan för installationen av energilagret.

## 4. Flexibilitet i elnätet

Som nämnts i tidigare kapitel är hypotesen att ett energilagrar tillsammans med en öppen och lokal marknadsplats för handel med systemtjänster för elnät kan bidra till att balans mellan elproduktion och elkonsumention kan hållas inom ramarna för tillgänglig kapacitet och bidra till god frekvenshållning under den tid som HVDC-förbindelsen är ur funktion. Vidare kan en marknadsplats hantera lokal kapacitetsbrist med hjälp av effektflexibla konsumenter och producenter.

### 4.1. Marknadsplats för flexibilitet

Marknadsplatsen som ska upprättas avser en storskalig demonstrationsanläggning på Gotland och i tre andra områden i Sverige inom EU:s Horizon 2020-projekt CoordiNet [20], är tänkt att vara öppen för alla elkonsumenter och elproducenter. Via marknadsplatsen kan elkonsumenter och elproducenter handla med sin flexibilitet av elkonsumention och elproduktion.

En öppen och lokal marknadsplats för systemtjänster för elnät är nytt och finns inte i Sverige idag. Vattenfall Eldistribution har arbetat systematiskt med systemtjänster för nätnyttä genom att ingå bilaterala avtal med elnätskunder under senaste året. Reservkraften på Gotland är ett exempel på en sådan systemtjänst. Ett energilagrar kan också bidra med systemtjänster för elnätet, liksom vindkraftsproducenter som reglerar ned sin elproduktion.

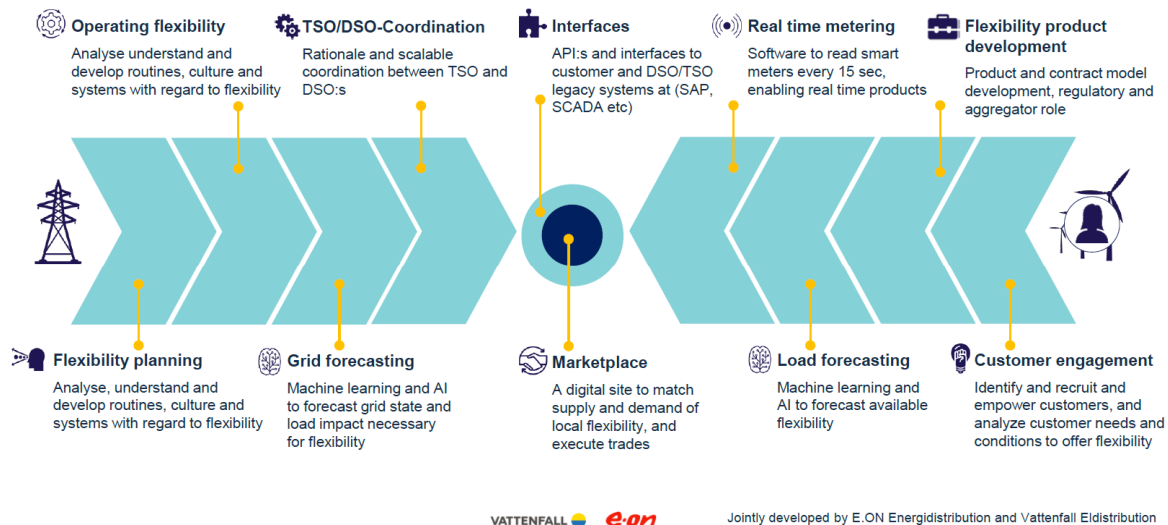
På en öppen och lokal marknad kommer elnätsbolagen informera om behoven genom att definiera krav för systemtjänster. Kraven kan handla om när tjänsten ska vara tillgänglig, hur lång svarstiden ska vara och om elförbrukningen behöver vara fjärrstyrd. Alla elnätskunder som vill erbjuda dessa systemtjänster har möjligheten att göra det, vilket skapar såväl ekonomiska som miljömässiga skäl för alla privat- och industrikunder att sälja sin effektflexibilitet. Erfarenheten visar däremot att många kunder behöver en annan motivation än enbart lönsamhet för att frigöra sin effektflexibilitet

Att använda sig av systemtjänster för elnät på en öppen och lokal marknad kan bidra till ett mer effektivt användande av elnät, men ställer samtidigt krav på en koordinering mellan kund, lokalnät, regionnät och stamnät och ett förändringsarbete hos både kund och elnätsbolag är också nödvändigt, se Figur 4.1. Denna koordinering finns inte idag därför ska förmågan hos elnätsbolag att kunna nätplanera och verkställa den här typen av komplex flexibilitet utvecklas inom ramen för utvecklingsprojektet CoordiNet.

### 4.2. Analys av Gotlands flexibla marknad

Flexibilitet finns både hos privatkunder och industrikunder. Stora industrikunder har större potential att hjälpa systemet vid behov då effekterna per enhet är större. Desto fler kunder som är involverade i flexibilitetsmarknaden desto viktigare blir det att kunderna själva med automatiskt styrsystem kopplar till eller från sin förbrukning.

För att kartlägga en flexibilitetsmarknad är det viktigt att klargöra när effektstyrningen behöver ske, hur mycket effekt som måste styras bort, krav på responstid, repeterbarhet och tiden för lastflyttningen. För att kunna utvärdera om kunderna har möjlighet till effektstyrning behöver syftet med effektstyrningen specificeras. Möjlig flexibilitet kan exempelvis finnas i industrier, värmepumpar i villor och flerbostadshus, kraftvärmeverk samt stora värmekällor så som badhus etcetera.



Figur 4.1 Koordinering mellan kund, lokalnät, regionnät och stamnät för att upprätta en marknadsplats för systemtjänster.

### 4.2.1. Stora effektkunder

Gotland har flera industrier som skulle kunna bidra med förbrukningsflexibilitet. Stora enheter som förbrukar mycket effekt, så som bland annat av/på-lastning i hamnar, stenkrossar och fläktar, skulle kunna koordineras mot en lokal marknad. Det är viktigt att kartlägga både när systemet behöver effektstyrning samt huruvida det är möjligt för kunden att förhålla sig till tiden för effektstyrning. Det är de stora effektkunderna som har störst potential att bidra med flexibilitet.

En uppskattning av mängden flexibel effekt från stora effektkunder som i dagsläget finns tillgänglig på Gotland är i viss mån spekulativ, men skulle kunna vara i storleksordningen 10 MW. Effektkunderna måste kartläggas, och likaså kundernas processer för att utröna hur mycket förbrukarflexibilitet som finns tillgänglig, hur länge flexibilitet kan användas och hur ofta den kan användas. Uppfattningen är att kunderna är öppna för effektstyrning om tillräckliga incitament finns.

### 4.2.2. Värmepumpar i flerbostadshus

Värmepumpars elförbrukning i bostadshus kan kontrolleras under vissa perioder utan att inomhustemperaturen ligger utanför önskvärda gränser. Detta beror på byggnadens termiska tröghet som gör att värmen bevaras. När värmepumparna slås av måste de slås på vid given signal för att säkerställa att temperaturen inte sjunker under de givna gränserna och tvärtom. Detta kräver införande av ett precist kontrollsystem med individuell mätning. När värmepumparna exempelvis behöver regleras ned för att frigöra den elektriska effekten skickas en kontrollsignal till pumparna. Efter att värmepumparna erhållit kontrollsignalen sker synkronisering [28]. Synkroniseringen leder till att den aggregerade effekttoppen efter en effektstyrning blir större än vad den hade varit utan styrning. Det beror på att i situationen utan styrning hade färre pumpar erhållit effekttoppen samtidigt. Det är alltså viktigt att prediktionen för styrningen är korrekt för att inte motverka styrningens syfte och istället skapa

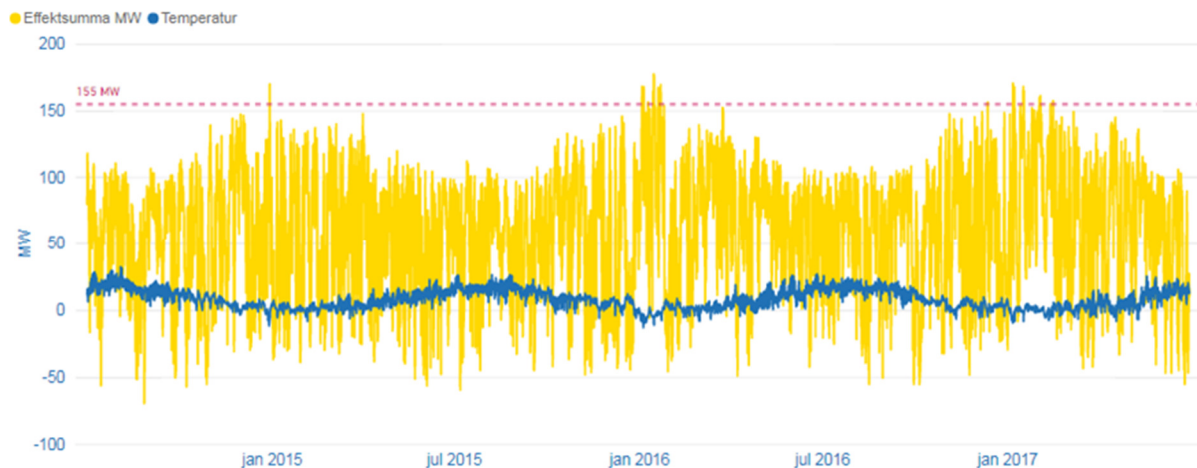
större problem i elnätet. Villakunder med värmepumpar har undersökts och slutsatsen är att det finns cirka 5 MW att tillgå, med viss variation för respektive årstid, se [29] och [30].

I [28] undersöktes två nätområden i Sverige, ett med 174 flerbostadshus och ett med 10 146 flerbostadshus. I resultaten visas att nätområdet med 174 flerbostadshus kan bidra med maximalt en flexibilitet om 10 MW i en timme, medan nätområdet med 10 146 flerbostadshus kan frigöra 169 MW i en timme. I snitt motsvarar detta 0,017 MW och 0,057 MW per flerbostadshus. Vid lägre utomhustemperaturer finns mest effekt att styra genom värmepumparna. Men det betyder också att styrningen kan ske under en kortare tid än vid varmare temperaturer när mindre effekt finns att styra. Repeterbarheten är som lägst vid kalla utomhustemperaturer. I det undersökta nätområdet och vid en utomhustemperatur på  $-20^{\circ}\text{C}$  kan styrning i 4,8 timmar ske var 30:e timme. Vid  $-5^{\circ}\text{C}$  kan styrning på 5,8 timmar ske var 15:e timme [31].

Gotland har 83 flerbostadshus med uppvärmning av värmepump [31]. Baserat på datamängden ovan kan det antas att det finns 1,4 MW - 4,7 MW tillgänglig effekt från värmepumpar i flerbostadshus på Gotland under en timme, vilket korrelerar med resultaten i [29]. Värmepumparna och husbestånden har inte undersökts, varför detta resultat är högst preliminärt. Enligt [27] påverkas resultaten av byggnadens termiska egenskaper, så som isolation och termisk transmittans. Detta påverkas av byggnadens ålder. Baserat på modellen i [28] utfördes en simulering av Gotlands 83 flerbostadshus med värmepumpar [31]. Resultatet indikerar att vid en utomhustemperatur på  $-20^{\circ}\text{C}$  kan styrning ske i cirka 3 timmar för att frigöra en effekt om 0,75 MW.

### 4.2.3. Fjärrvärme

Gotlands fjärrvärmesystem består bland annat av en 20 MW elpanna samt en 10 MW värmepump. En ackumulatortank på 240 MWh planeras inför framtiden och skall stå klar år 2019 [32]. Elpannan om 20 MW utnyttjas vid extrema behov. Det är en dyr komponent i fjärrvärmenätet som endast körs vid nödfall. Det finns därmed förbrukarflexibilitet att utnyttja framförallt som ökning av elkonsumention. Värmepumpen om 10 MW värme körs vid behov och höga laster. Den är driftsatt ungefär fem till sex månader om året och körs generellt på full effekt dygnet runt då värmebehovet är stort, dvs under december till slutet av mars. Vid andra tillfällen utnyttjas den vid behov. Värmepumpen är en avkopplingsbar last på elnätet. Den maximala effektbesparingen vid avstängning av värmepumpen är 4 MW elektrisk effekt [32]. Vid icke extrema temperaturer är det uppskattningsvis möjligt att stänga av lasten ett dygn. Däremot minskar flexibiliteten till under ett dygn vid höglast. Dock kan värmepumpen stängas av kortare tidpunkter även vid höglast och samtidigt bibehålla acceptabel temperatur på vattnet. Hur länge pumpen kan stängas av under höglast beror på belastning och utomhustemperatur. Om pumpen skall stängas av längre perioder krävs alternativa uppvärmningssätt och då eldas olja. Efter år 2019 när ackumulatortanken installerats kommer främst flis utnyttjas för att värma ackumulatortanken dagtid. Utnyttjandet av värmepumpen kommer minska och kommer vid behov endast behöva utnyttjas på natten då elen är billigare, se [32].



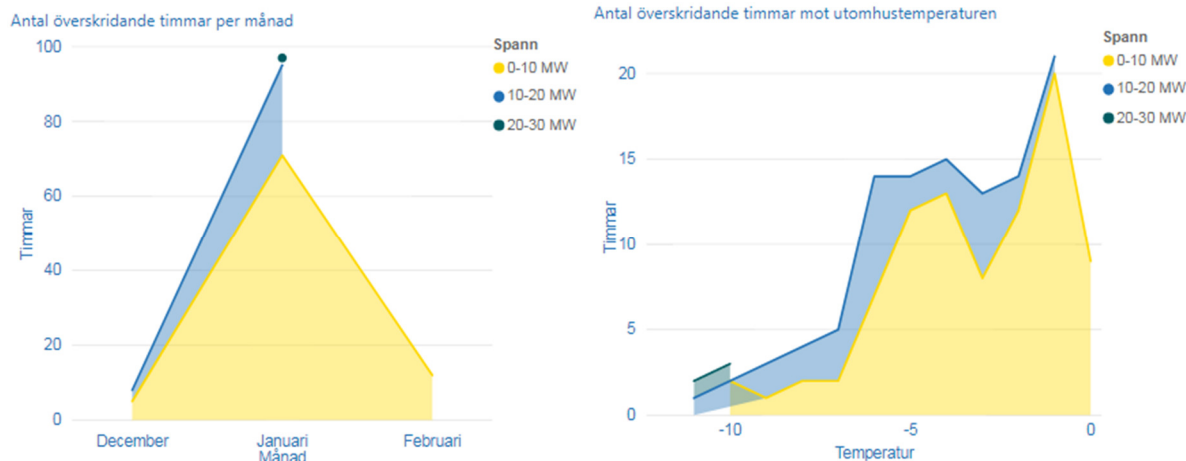
Figur 4.2. Effektflöde på HVDC-kabeln i referensfallet

### 4.3. Effektstyrningsbehov vid höglast

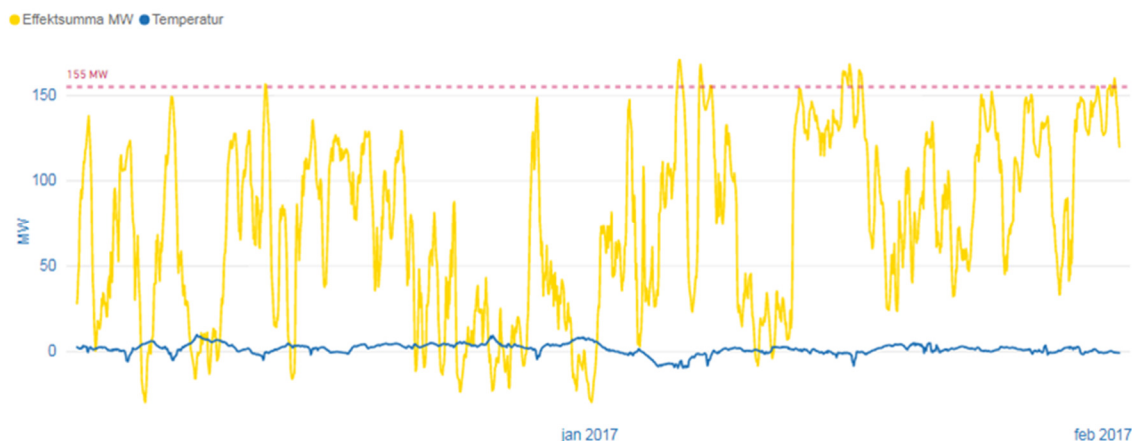
De framtida scenarierna som återfinns i Tabell 2.1 tillsammans med temperaturdata från SMHI ligger till grund för följande analyser. Temperaturen modifieras för att passa dataserierna i projektet [27]. Nedan studeras två av dessa scenarier, referensscenariot för 2020 samt det framtida scenariot för 2035. I analyserna antas effektbegränsning för HVDC-förbindelsen vara 155 MW. Begränsningen som anges i stycke 2.3 är i verkligheten inte ett konstant värde. Effekten 155 MW är möjlig att överföra vid fel på en pol vid utetemperaturer 5°C och ett trasigt kylsystem. Inga effekter över 145 MW har uppmätts vid temperaturer varmare än 5°C, varför 155 MW är ett rimligt antagande.

#### 4.3.1. Scenario 2020

Effektflödet i referensfallet som baseras på timvärden 2014 – 2017 visas i Figur 4.2, där den gula linjen representerar effektflödet på HVDC-förbindelsen och den blå kurvan representerar temperatur under samma period. Det största överskridandet över 155 MW under denna period är 22 MW. Under dessa år har 118 timmar med överskridanden inträffat totalt, vilket motsvarar 0,5% av tiden. Flest antal överskridanden skedde årsskiftet 2015/2016 med 60 timmar, vilket motsvarar 0,7% av ett år. Överskridanden fungerar bra under normal drift, men om ett fel inträffar på en av polerna under denna tid kommer effektflödet att begränsas. Resultatet av detta blir att frekvensen på Gotland sjunker och lastbortkoppling kommer ske för att återställa frekvensen.



**Figur 4.3. Vänster: Antal överskridande timmar varje månad uppdelat i effektspann**  
**Höger: Antal överskridanden för olika utomhustemperaturer uppdelat i effektspann**



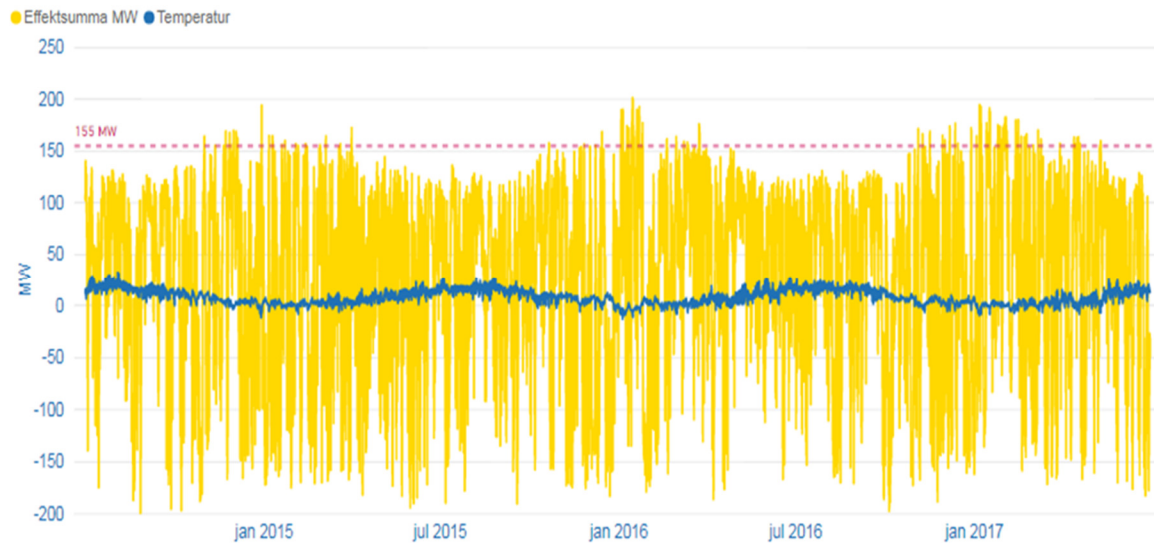
**Figur 4.4. Effektkurva för HVDC-kabeln under december 2016 till februari 2017.**

Antalet överskridande timmar uppdelat på effektstorleken på överskridandet är plottat mot månader i den vänstra bilden i Figur 4.3. Som förväntat infaller både flest antal överskridanden samt de största överskridanden under vinterperioden och överskridandena infaller endast under perioden december till februari. I den högra bilden i ses också att de största överskridanden sker vid kallare temperaturer. Inga överskridanden har skett vid varmare temperaturer än 0°C. Desto kallare det är ute, desto större risk för överskridanden.

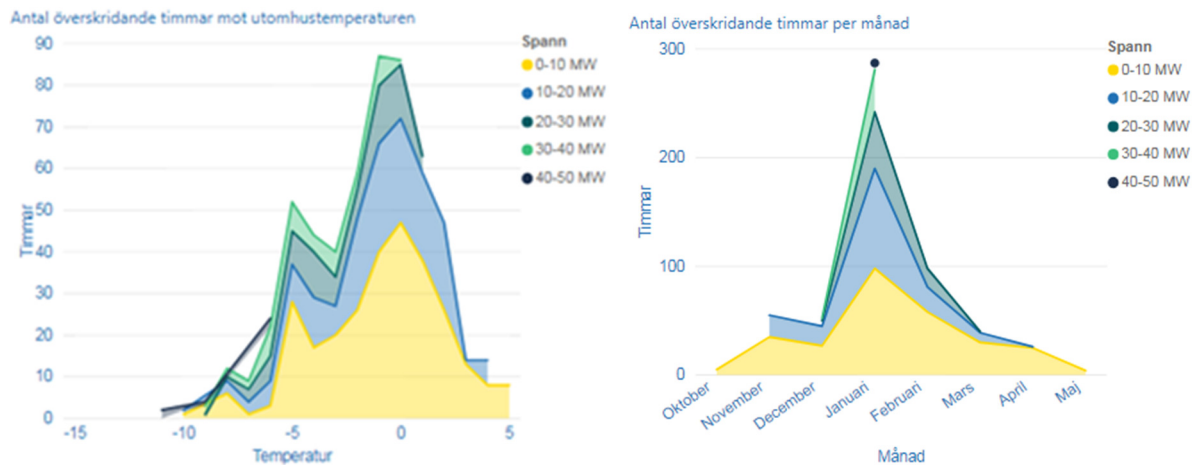
Då överskridanden undantagslöst sker under vinterhalvåret är en marknad för detta ändamål endast nödvändig under den givna tiden. I Figur 4.4 visas därför effekten på HVDC-förbindelsen mellan 1 december 2016 till 1 februari 2017. Under denna tidsperiod uppstod 45 timmar med överskridanden, vilket är 3% av totala antalet timmar under denna period.

### 4.3.2. Scenario 2035

I scenario 2035 antas en högre mängd förnybar energi samtidigt som förbrukningen ökas med 25 MW som följd av elektrifiering av industrier. Effektflödet på HVDC-förbindelsen visas i Figur 4.5, där x-axeln visar datamängden extrapolerad från årtal 2014 – 2017, men representerar möjliga utfall år 2035. Det maximala överskridandet är nu 46 MW, vilket är en fördubbling jämfört med 23 MW i referensfallet.



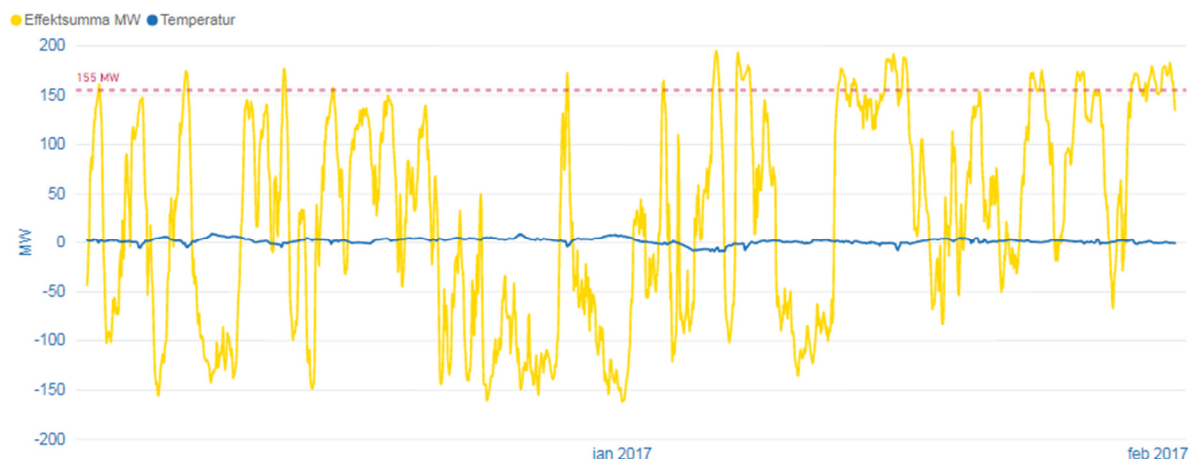
Figur 4.5. Effektflöde på HVDC-kabeln i scenario 4 (2035).



Figur 4.6. Vänster: Antal överskridande timmar varje månad uppdelat i effektspann  
 Höger: Antal överskridanden för olika utomhustemperaturer uppdelat i effektspann

I detta höglastsscenario har totalt 570 överskridande timmar uppkommit under den treåriga perioden, vilket är 2,2% av den totala tiden, där 300 överskridanden var de två sista åren, vilket motsvarar 3,4% av hela året. Risken för överskridanden har därmed ökat. Antal överskridande timmar uppdelat på effektstorleken på överskridandet är plottat mot månader i respektive temperatur i Figur 4.6. Högra figuren visar att överskridanden sker mellan oktober – maj vilket är en större del av året än tidigare, då överskridanden i referensscenariot bara skedde mellan december och februari. Vidare sker överskridanden vid varmare temperaturer jämfört med referensfallet på grund av den ökade lasten. De flesta överskridandena sker runt 0°C, medan de högsta överskridandena sker för temperaturer under 0°C.





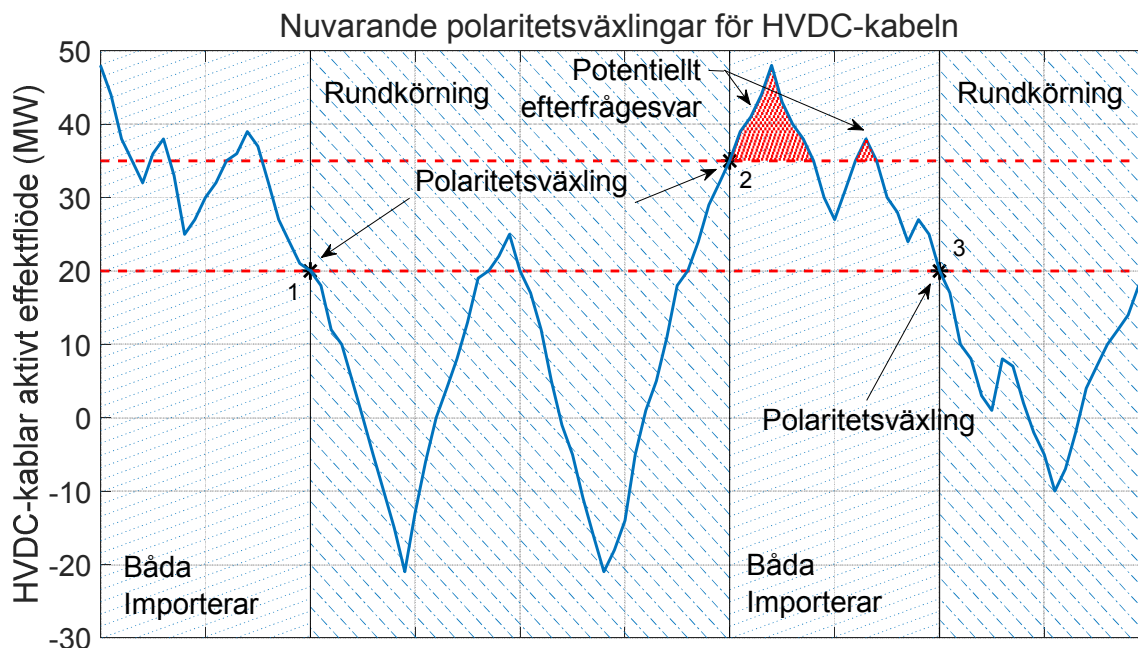
Figur 4.7. Antal överskridanden för olika utomhustemperaturer uppdelat i effektspann.

I Figur 4.7 visas effekten år 2035 på HVDC-kabeln med modifierade värden från första december 2016 till första februari 2017. Under denna tidsperiod uppstod 170 timmar med överskridanden. Detta motsvarar 12% av totala antalet timmar under denna period. Om förbrukningen skall styras ned vid normal drift eller inte måste ställas i förhållande till risken. Kunder som har möjlighet att vara med och reglera sin förbrukning måste få ersättnings för detta, samtidigt som det måste också måste vara till nytta för Vattenfall Eldistribution och Gotlands Elnät. Risken och konsekvensen att få ett fel vid en höglastsituation måste värderas mot ersättningen som skall betalas till kunden för att bidra med flexibilitet under normal drift. Om ett energilager installeras kan lagret ta över den överskjutande delen av effekten vid vissa felfall. Detta kan ske momentant vilket resulterar i att kunderna inte upplever felet. Detta skulle göra att kunder inte behöver styras ned i normal drift.

#### 4.4. Effektstyrning för reducering av polaritetsväxlingar

I Figur 4.8 visas hur effektstyrning kan nyttjas för att reducera antalet polaritetsväxlingar för kabeln. Den röda linjen vid 20 MW visar när systemet övergår från import till Gotland med båda poler vända mot ön till rundkörning. Den röda linjen vid 35 MW visar när systemet går från rundkörning till att båda polerna är vända mot Gotland igen. För att minska antalet polaritetsväxlingar krävs styrning av elkonsumenter antingen genom att minska elkonsumention för att kapa effekttoppar eller genom att öka elkonsumention för att motverka dalar.

Vid det rödmarkerade området krävs att de styrbara kunderna kan minska sin elkonsumention. Vid nedreglering kan effekttoppen reduceras för att motverka polaritetsväxlingen. Denna funktion går att utnyttja såvida kunderna har möjlighet att styra ner tillräckligt med last under tillräckligt lång tid. I detta fall reduceras då polaritetsväxlingen, men systemet befinner sig längre tid i rundkörning.



Figur 4.8. Polaritetsväxlingar för HVDC-kabeln.

Vid den första polaritetsväxlingen, se asterisk 1 i Figur 4.8, krävs istället att kunder kan öka sin elkonsumtion för att motverka dalen och polaritetsväxlingen och därmed hålla systemet kvar med båda polerna vända mot Gotland. Om det utnyttjas, så att den första tiden i rundkörning motverkas, finns heller ingen anledning att reglera ner kunderna vid det som i Figur 4.8 visas som den andra polaritetsväxlingen (asterisk 2). Om elkonsumtionen i den tillgängliga dataserien som undersökts redan är avstängd under dessa tider skulle det finnas en möjlighet att utnyttja denna funktion. Om elkonsumtionen i dataserien redan körs på maximal effekt finns ingen möjlighet till styrning genom ökning av befintlig elkonsumtion. För att påvisa potentiell styrbarhet med startbar last måste en lastanalys och simulering på den styrbara komponenten utföras tillsammans med beaktande av effektöverföring på HVDC-kabeln.

### 4.5. Sammanställning av flexibilitet

Flexibiliteten hos kunder är inte konstant över tid eftersom lasten varierar. Vidare minskar flexibiliteten om den nyss varit utnyttjad, eftersom behovet av till exempel ny energi till värmesystemet efter hand måste tillföras. Flexibilitet finns både som av- och tillkopplingsbar last, men här har fokus varit på avkopplingsbar last. Påkopplingsbar last är även intressant, särskilt om det finns överskott av förnybar elproduktion. Tabell 4.1 visar en grov sammanställning av möjlig flexibilitet.

Tabell 4.1. Sammanställning av ungefärlig potential för flexibilitet på Gotland.

Typ av anläggning	Maximal flexibilitet (MW)
Industrikunder	10
Värmepumpar	5
Fjärrvärme	4

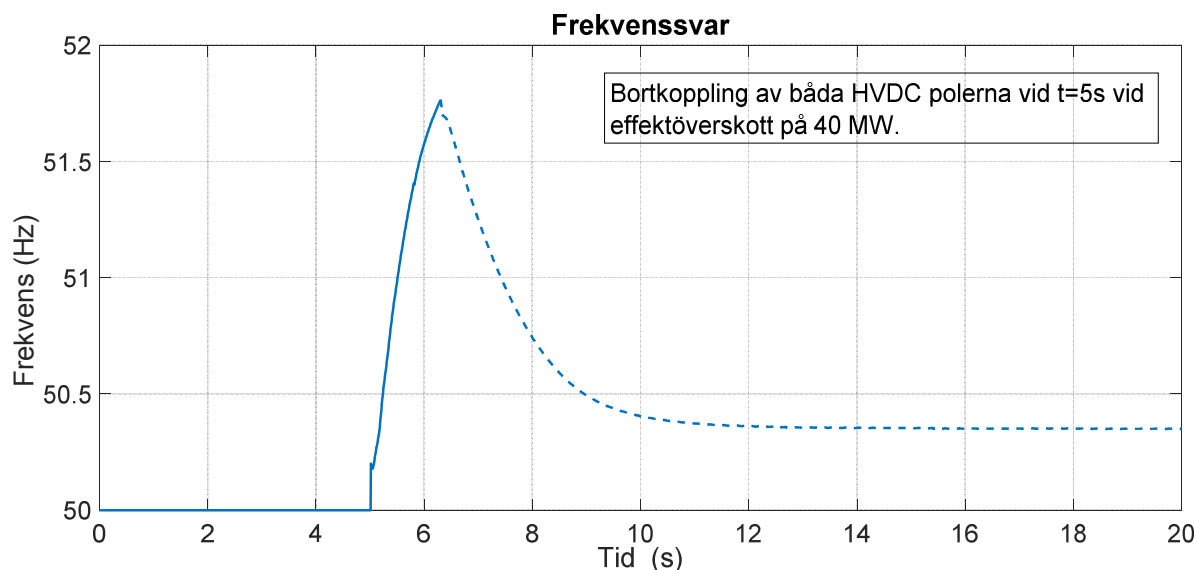
## 5. Simuleringsresultat för energilagring

Följande kapitel redovisar resultaten från simuleringar i PSS/e med den gotländska nätmodellen som finns mer beskriven i bilaga B. Scenarierna som studeras är 2025 och energilagring 50 och 120 MW samt möjlighet att reglera vindkraften har inkluderats. Inledningsvis presenteras frekvenssvar och krav på energilagret för tre olika scenarier vid bortkoppling av HVDC-kabeln under rådande elproduktion och elkonsument på Gotland. Därefter presenteras resultat vid bortkoppling av HVDC-förbindelsen när det istället råder 20 MW underskott på Gotland. Slutligen presenteras frekvenssvar och krav på energilagret för tre olika scenarier för ett framtida fall där den totala elproduktionen på Gotland har ökat till totalt 270 MW.

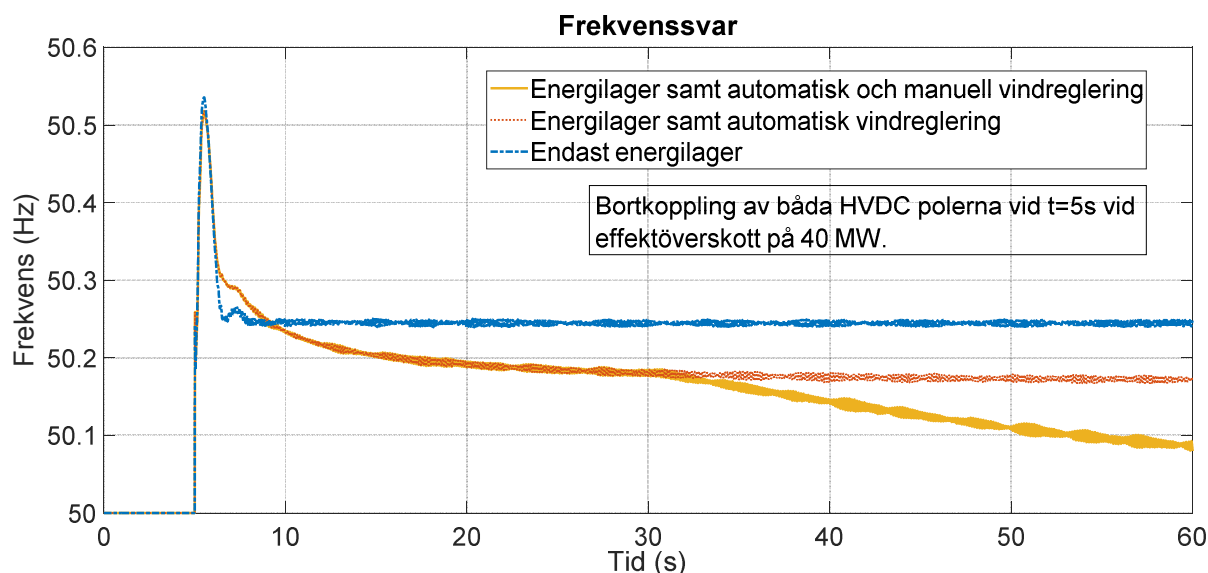
### 5.1. Nettoexport av effekt från Gotland

Simuleringen nedan baseras på förutsättningarna som presenteras i kapitel 0, det vill säga att energilagret är 50 MW och ska kunna hantera en bortkoppling av den exporterande polen då denna överför upp till 40 MW. I Figur 5.1 illustreras frekvenssvaret vid bortkoppling av 40 MW export på HVDC-kabeln utan införandet av energilagret eller styrning av aktiv effekt från vindkraftverken. Frekvensen stiger kraftigt och efter en stund reagerar några av överfrekvensskydden i vindkraftverken, vika får dem att koppla ifrån nätet. Eftersom frekvensskydden är inställda att reagera vid olika frekvensnivåer samt med varierande tidskonstant kopplas fler vindkraftverk bort succesivt så länge frekvensen fortsätter att stiga.

I Figur 5.2 illustreras liknande händelse som ovan, skillnaden är att energilagret har implementerats i modellen samt att vindkraftverkens aktuella elproduktion delvis reduceras om frekvensen ökar. Kurvorna i Figur 5.2 representerar frekvenssvaren för tre olika scenarier. I det första fallet (blå kurva) finns endast energilagret till förfogande. Initialt sker en översläng som beror av de aktuella inställningarna för PI-regulatorn, därefter stabiliseras effekten på samma nivå som effekten för den bortkopplade polen. Av denna anledning behöver energilagret dimensioneras för en högre effekt än själva störningen. Överdimensioneringen kan dock minskas genom att optimera parameterinställningarna för PI-regulatorn. I det andra fallet (röd kurva) finns både energilagret och möjlighet att automatisk reducera vindkraftverken och i det sista fallet (gul kurva) inkluderas även möjligheten för driftcentralen att efter 30 sekunder manuellt reglera ner vindkraftverken för att återgå till 50 Hz.



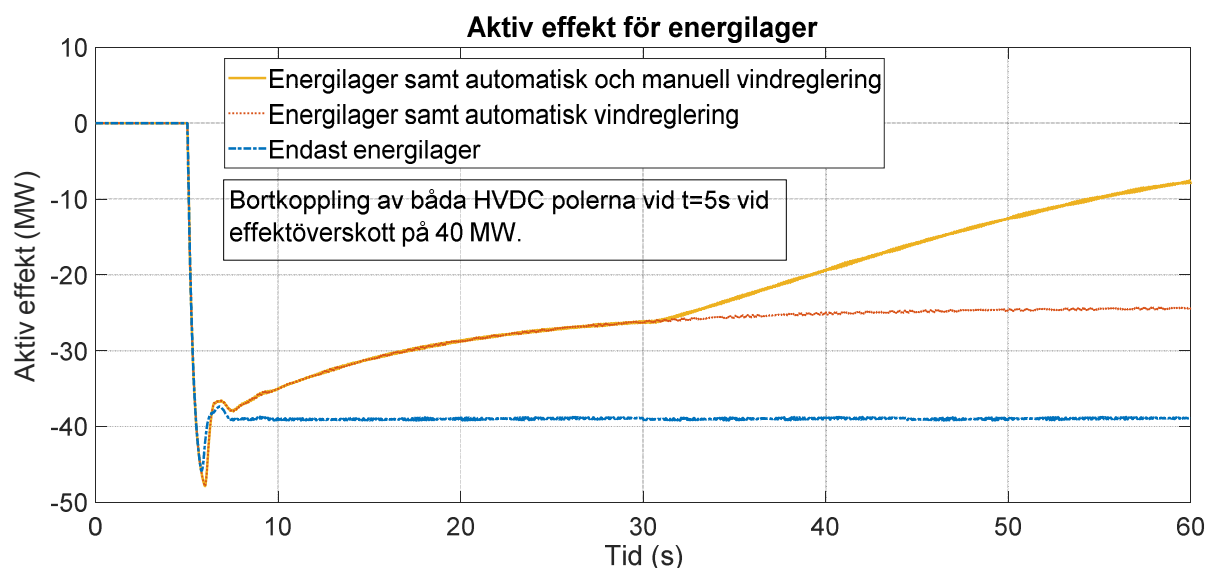
Figur 5.1. Frekvenssvar vid bortkoppling av 40 MW utan energilager.



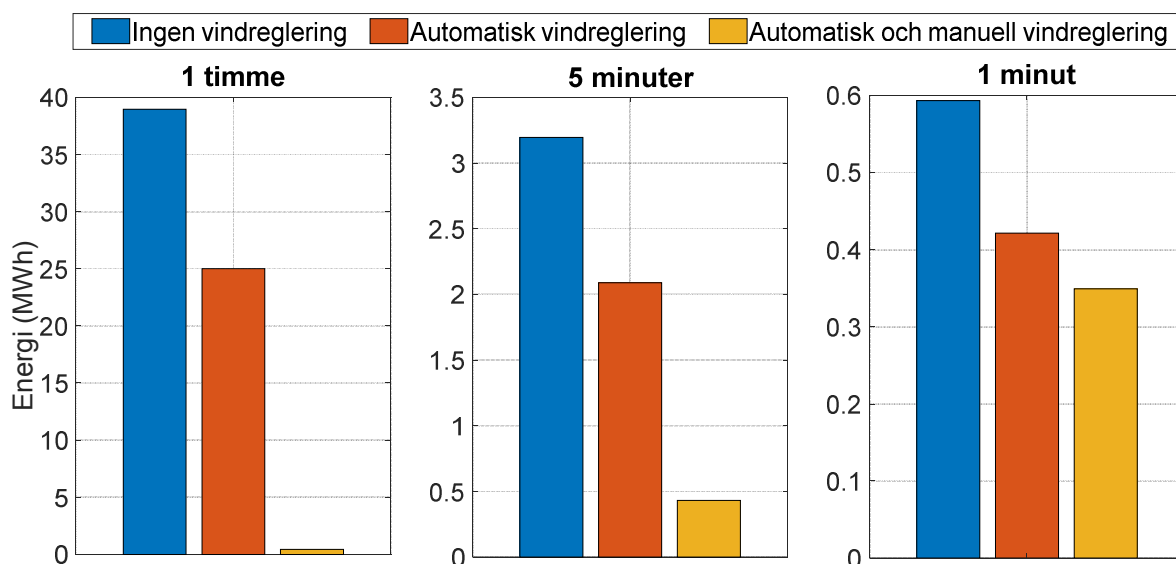
Figur 5.2. Frekvenssvar vid bortkoppling av 40 MW export.

Figur 5.3 visar effekten från energilagret för respektive fall vid bortkoppling av 40 MW export. Eftersom automatisk effektreglering tillämpas i fallet som illustreras av den röda kurvan i Figur 5.3 reduceras även effekten vid stationär drift för energilagret. Därmed reduceras även behovet av att kunna lagra energi jämfört med fallet där endast energilagret används (blå kurva). I det sista fallet i Figur 5.3 (gul kurva) reduceras behovet av att lagra energi ytterligare genom manuell reglering av vindkraften. Därmed kan vindkraftens elproduktion reduceras så att det slutligen uppstår jämvikt mellan elproduktion och elkonsument.

Energilagringens kapaciteten för tre olika tidshorisonter för de olika fallen illustreras av staplarna i Figur 5.4. Det är tydligt att möjligheten att reglera vindkraften är helt avgörande gällande energilagringens kapacitet om den felande polen inte kan tas tillbaka i drift kort efter bortfallet.



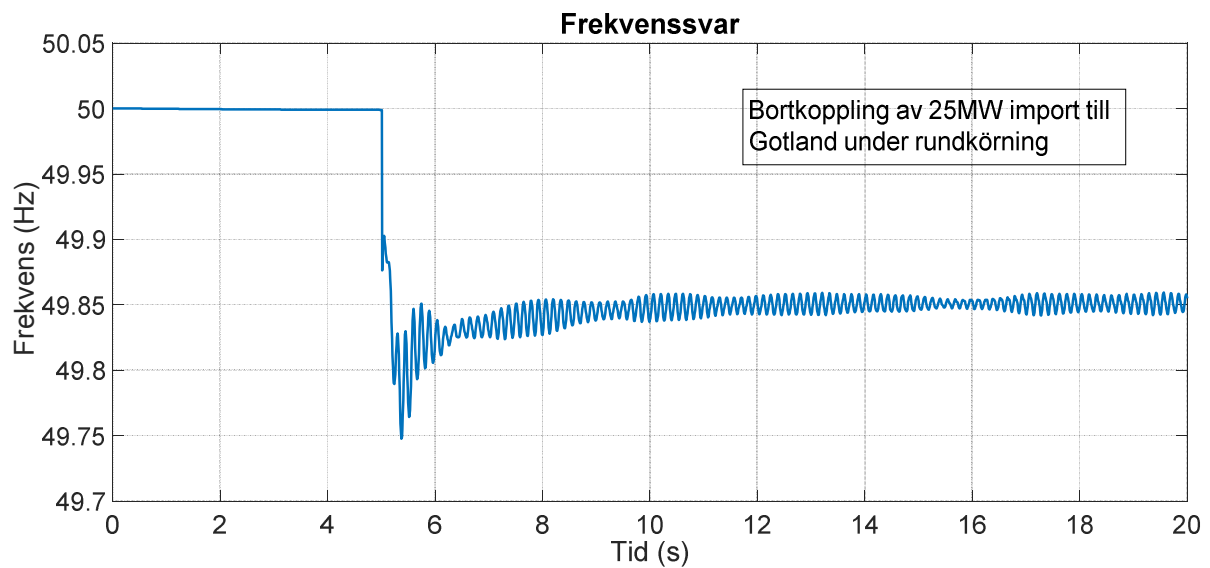
Figur 5.3. Respons energilager vid bortkoppling av 40 MW export.



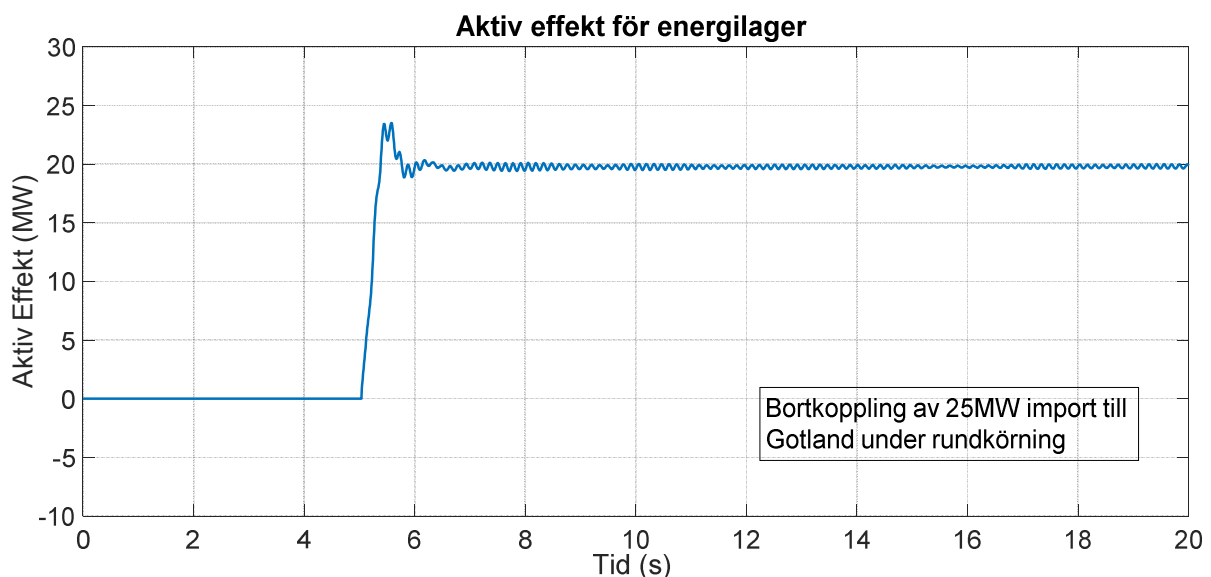
Figur 5.4. Energilagringens behov för tre olika tidshorisonter.

## 5.2. Nettoimport av effekt till Gotland

Ett ytterligare fall att studera är när det istället råder underskott av effekt på Gotland men polerna befinner sig i rundkörning. Maximalt underskott inträffar när en polaritetsväxling precis har skett och den exporterande polen överför minimal effekt, 25 MW till Gotland samtidigt som 5 MW överförs från Gotland. Frekvens- samt effektsvaret från energilagret vid bortkoppling av HVDC-kabelns ena pol vid 25 MW import till Gotland illustreras i Figur 5.5 och Figur 5.6. Anledningen till att energilagrets stationära effekt blir 20 MW beror på att den andra polen exporterar 5 MW och således blir underskottet på Gotland 20 MW. Även i detta fall riskerar vindkraftverken att kopplas bort av reläskydden på grund av låg frekvens, men till skillnad från fallet med effektöverskott kommer ett bortkopplande av vindkraften att förvärra situationen ytterligare eftersom det råder brist på effekt på Gotland i detta läge.

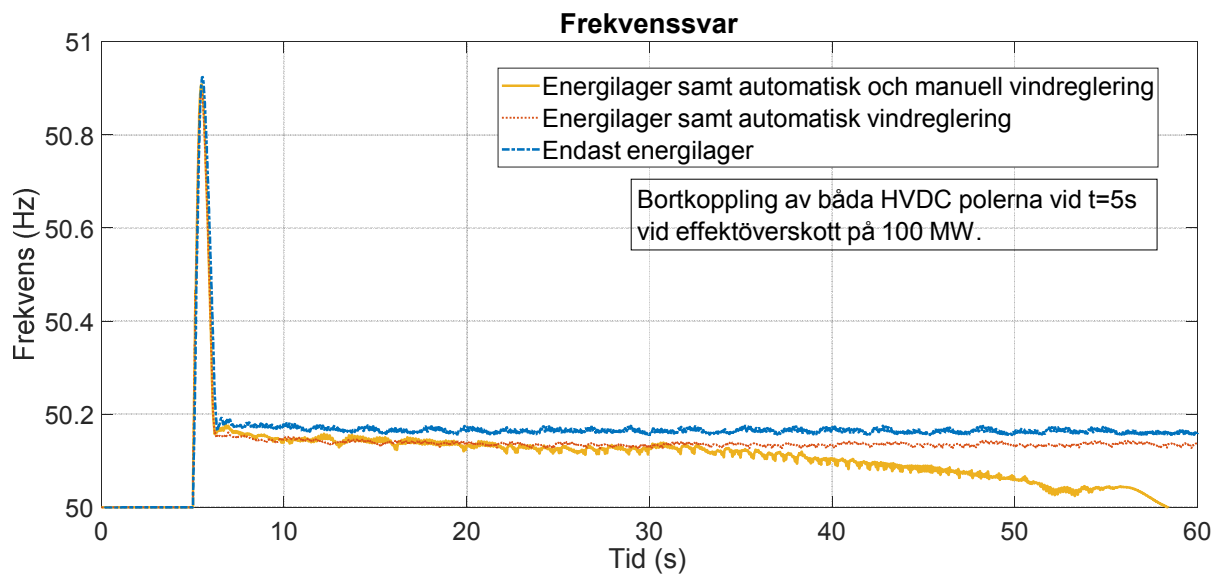


Figur 5.5. Frekvenssvar vid bortfall 25 MW import.

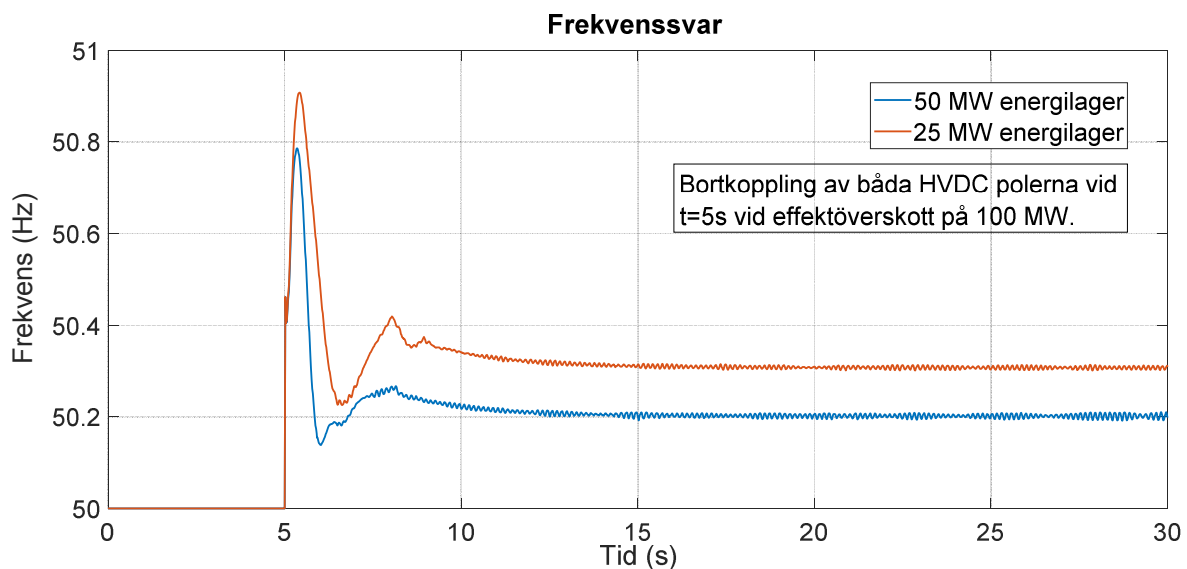


Figur 5.6. Respons energilagrar under rundkörning då importerande pol kopplas bort.

Energibehovet från energilagret beror på hur stort effektunderskottet är samt hur lång tid det dröjer innan HVDC-kabelns andra pol kan vändas tillbaka och börja importera effekt. Möjligheten att snabbt kunna övergå till reservkraft i form av dieselgeneratorer och gasturbiner eller att koppla bort flexibel elförbrukning är möjliga alternativ för att minska energilagringsbehovet. Till skillnad från föregående fall antas det att vindkraftverken i denna studie inte kan reducera kravspecifikationen på energilagret, eftersom det i detta fall råder underskott av effekt på Gotland. Det är dock viktigt att frekvensen inte blir så låg att vindkraftverkens reläskydd kopplar bort produktionen, vilket skulle förvärra underfrekvensen ytterligare. Om vindkraftverken utrustas med funktionen att tillföra syntetisk tröghet kan det vara ett möjligt alternativ att under ett kort tag öka sin elproduktion och på så sätt avlasta energilagret gällande kapacitet för både effekt och energi.



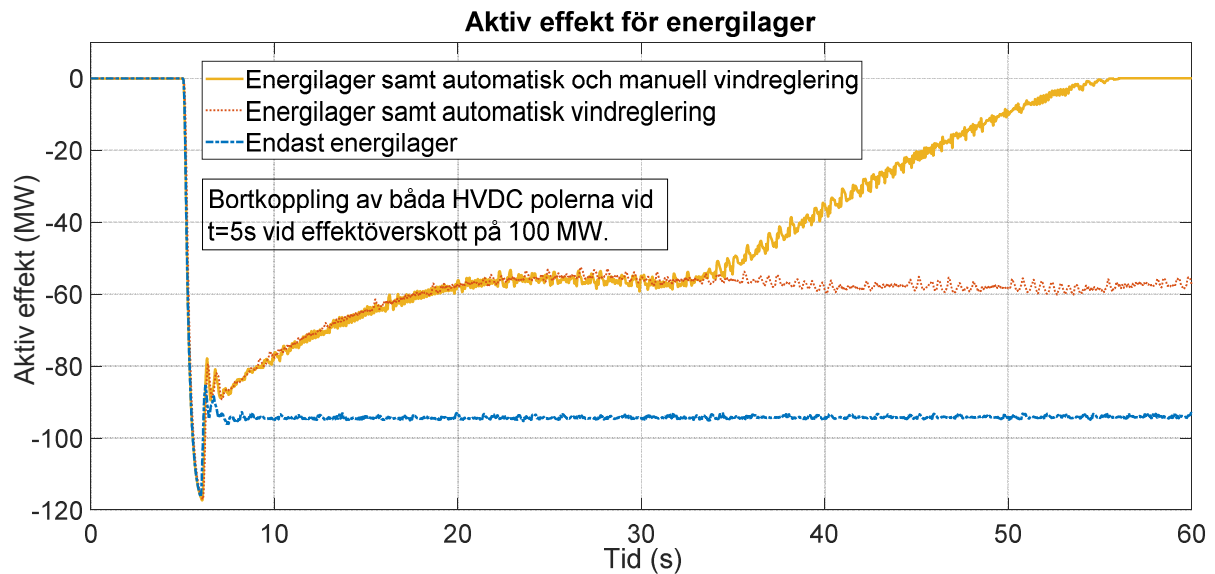
Figur 5.7. Frekvenssvar vid bortkoppling av 100 MW export med 120 MW energilager.



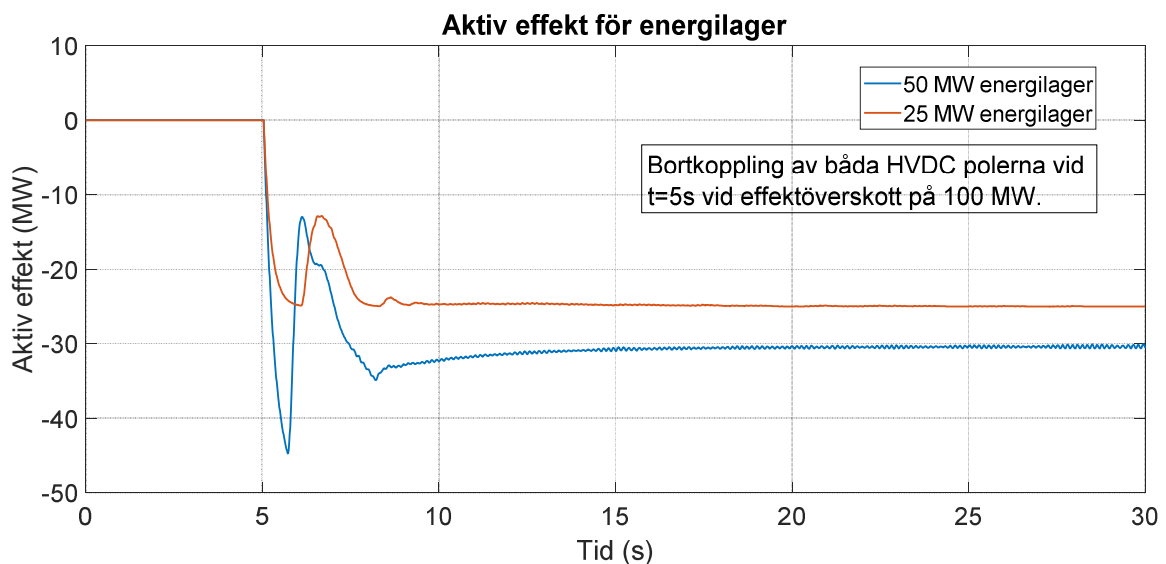
Figur 5.8. Frekvenssvar vid bortkoppling av 100 MW export med 25 och 50 MW energilager och automatisk vindkraftsreglering.

### 5.3. Framtida ökning av vindkraft år 2025

Figur 5.7 illustrerar frekvenssvaret för tre fall vid bortkoppling av cirka 100 MW export på HVDC-förbindelsen vid införande av energilager 120 MW och styrning av aktiv effekt från vindkraftverken. Detta energilager motsvaras också av en kombination av energilager, ex 25 MW och ex. dumplast/efterfrågefleksibilitet 95 MW. I det första fallet (blå kurva) finns endast energilagret till förfogande, i det andra fallet (röd kurva) finns både energilagret och automatisk reduktion av vindkraftverken och i det sista fallet (gul kurva) inkluderas även möjligheten för driftcentralen att efter 30 sekunder manuellt reglera ner vindkraftverken ytterligare för att återgå till 50 Hz. Figur 5.8 visar samma situation men med mindre energilager, vilket ger större överslängar och mer spilld vindkraft.



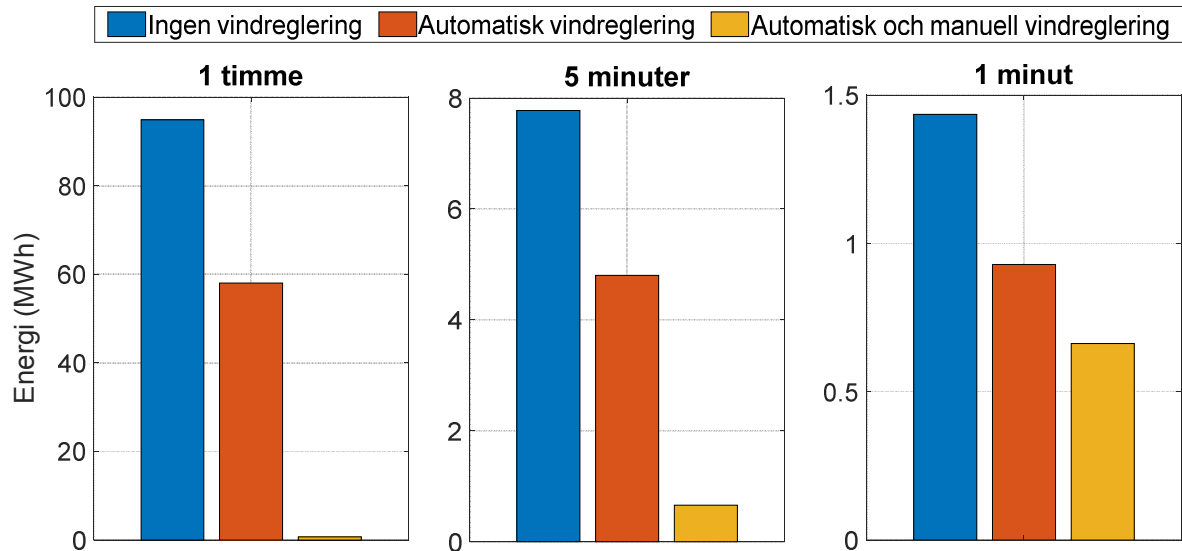
Figur 5.9. Respons energilager vid bortkoppling av 100 MW export med 120 MW energilager.



Figur 5.10. Respons energilager vid bortkoppling av 100 MW export med 120 MW energilager.

Effektsvaret från energilagret om 120 MW för de tidigare beskrivna fallen vid bortkoppling av cirka 100 MW export visas i Figur 5.9. I likhet med tidigare simuleringar sker initialt en översläng som beror av de aktuella inställningarna för PI-regulatorn. Återigen representerar den blåa kurvan i figuren effektsvaret då endast energilagret finns till förfogande. Den röda kurvan inkluderar även automatisk reglering av aktiv effekt från vindkraftverken och den gula kurvan inkluderar dessutom införande av manuell effektreglering av vindkraftverken efter 30 s. Effektsvaret från energilagret om 25 och 50 MW visas i Figur 5.10, vilket visar att även mindre energilager fungerar för en sådan situation. Lägre lagringskapacitet medför dock att mer vind behöver spillas, vilket är försumbart på årsbasis.





Figur 5.11. Energilagringsbehov för framtidsscenarioet för tre olika tidshorisonter.

Energilagrets kapacitet för tre olika tidshorisonter för de olika fallen illustreras av staplarna i Figur 5.11. I likhet med de tidigare resultaten i denna rapport har möjligheten att reglera vindkraftverkens aktiva effekt stor betydelse för det totala energilagringsbehovet. Desto större obalansen mellan elproduktion och elkonsumtion är desto viktigare är det att snabbt kunna reglera ner vindkraften för att motverka behovet av att lagra stor mängd energi.



## 6. Känslighetsanalys

Detta kapitel presenterar känslighetsanalyser för hur val av energilagrets storlek påverkas samt hur sannolikheten för export ökar då vind- och solkraften på Gotland ökar. Inledningsvis presenteras resultat då antingen vindkraften eller solkraften ökar. Därefter visas en översikt om det sker en kombinerad ökning av båda kraftslagen. Slutligen presenteras en undersökning som baseras på framtida förväntade prognoser för nyinstallation av sol- och vindkraft för givna årtal.

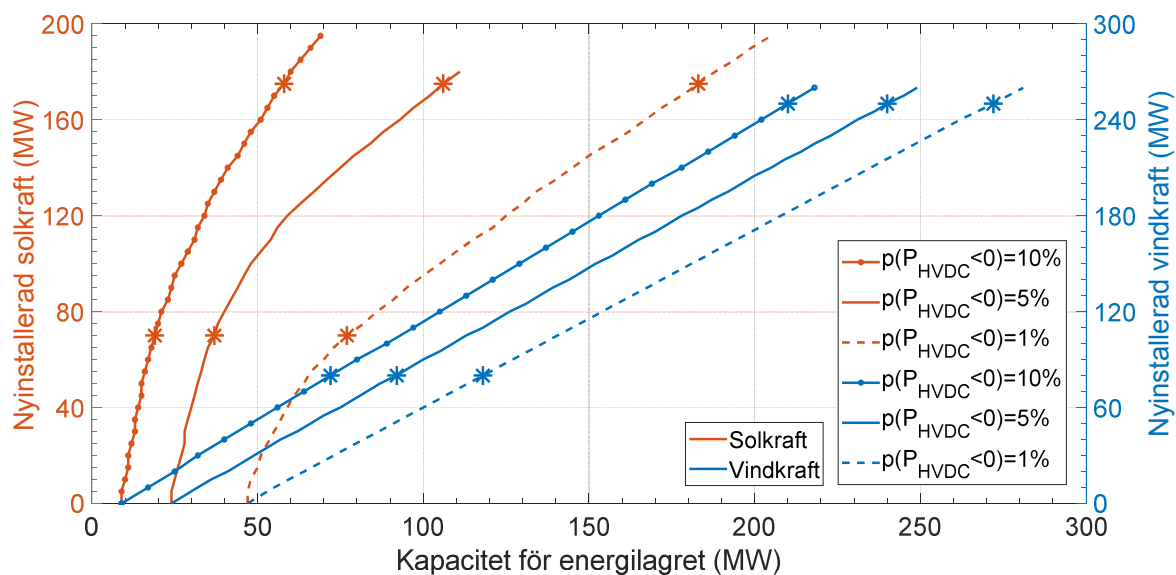
Observera att y-axlarna i figurerna i detta kapitel endast avser nyinstallerad vind- respektive solkraft, vid nollnivån i respektive figur är således befintlig installerad elproduktion redan inkluderad. Vidare indikerar asteriskerna när överföringsbegränsningarna på 130 MW och 260 MW har uppnåtts för en respektive två av HVDC-kabelns poler.

### 6.1. Ökad mängd installerad vind- och solkraft

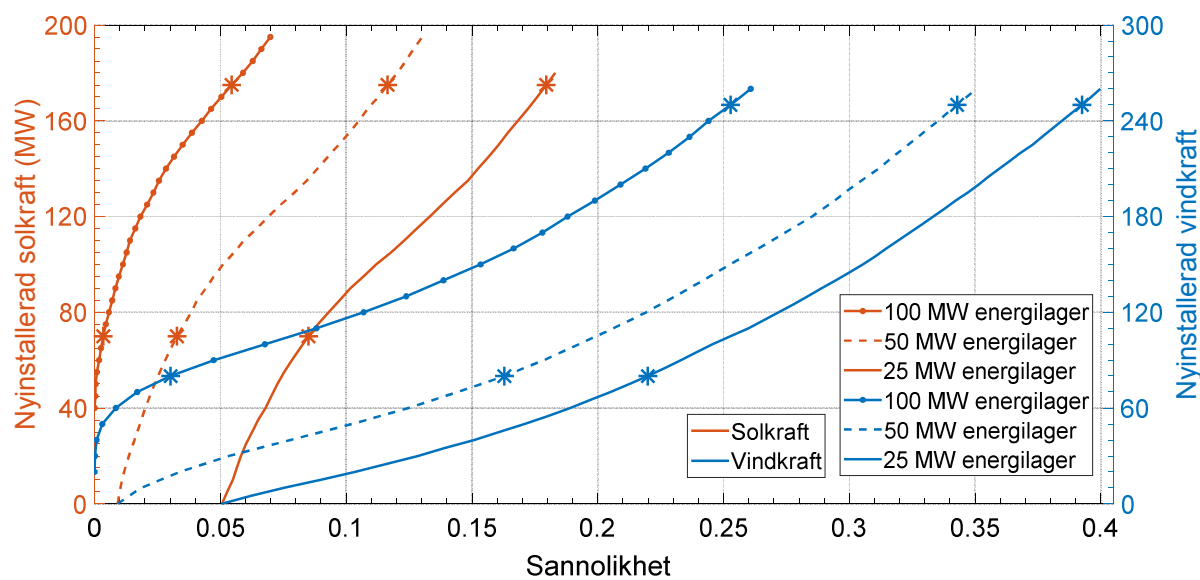
Figur 6.1 visar utvecklingen av energilagrets storlek för att kunna hantera överfrekvens vid 99% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$ ), 95% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 5\%$ ) respektive 90% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 10\%$ ) av alla fall då en av HVDC-kabelns poler kopplas bort. För att energilagret ska klara av att hantera eventuella effektöverslängar överdimensioneras det med 20%, i förhållande till effektbortfallen som studeras. I Figur 6.2 undersöks istället tre givna lagerstorlekar på 25 MW, 50 MW och 100 MW. På x-axeln kan sannolikheten att **inte** klara överfrekvens avläsas för en given mängd vind- eller solkraft. Notera att elproduktionsökningen i Figur 6.1 och Figur 6.2 endast visar en ökning av enbart vind- eller solkraft, inte en kombination av dessa. Det innebär att mängden solkraft är konstant på dagens nivå i fallen då vindkraften ökar och tvärtom. En undersökning med en kombinerad ökning av båda sol- och vindkraft redovisas senare i detta kapitel.

Det är tydligt att en större effektkapacitet hos energilagret ökar sannolikheten att hantera överfrekvenser. Med en ökad mängd vindkraft minskar sannolikheten att ett lager med en given storlek kan hantera överfrekvens. En följd av detta innebär att lägre tillåten sannolikhet att hantera överfrekvens innebär lägre krav på energilagrets effektkapacitet.

Med konstant lagerstorlek kommer en ökning av solkraft inte att påverka sannolikheten att hantera överfrekvens i lika stor omfattning som om motsvarande mängd vindkraft installeras. Jämför de blå (vindkraft) och röda (solkraft) kurvorna i Figur 6.2, se speciellt den röda kurvan med 100 MW energilager. Det beror på att solkraftens produktionsmönster korrelerar med kundernas konsumtionsmönster. Det betyder att en ökning av solkraft orsakar mindre påverkar på exportbehovet på HVDC-kabeln. Vidare kan ses att kurvorna för solkraft i Figur 6.2 är konkava medan kurvorna för vindkraft är konvexa. För de utbyggnadsnivåer av vind- och solkraft som visas in denna studie innebär det att sannolikheten för att klara överfrekvens är större för nyinstallation av solkraft jämför med motsvarande mängd vindkraft.



Figur 6.1. Utveckling av effektkapacitet för energilagret när mängden vind- eller solkraft ökar.

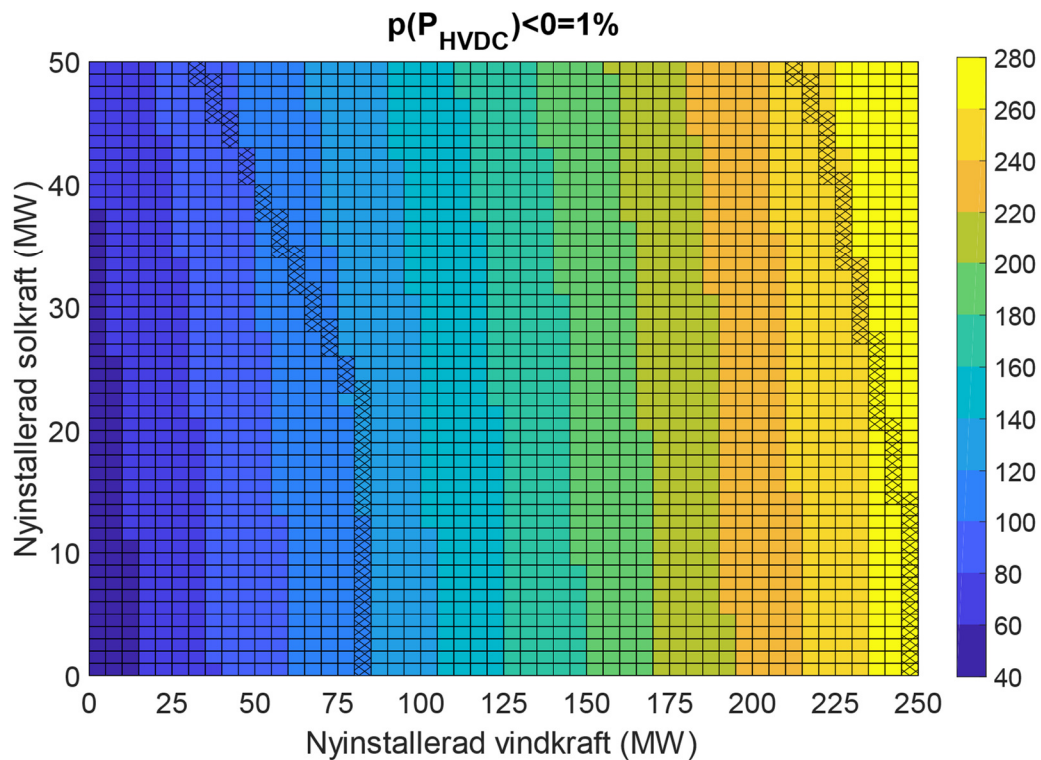


Figur 6.2. Sannolikhet att exportera effekt för tre olika storlekar på energilagret när mängden vind- eller solkraft ökar.

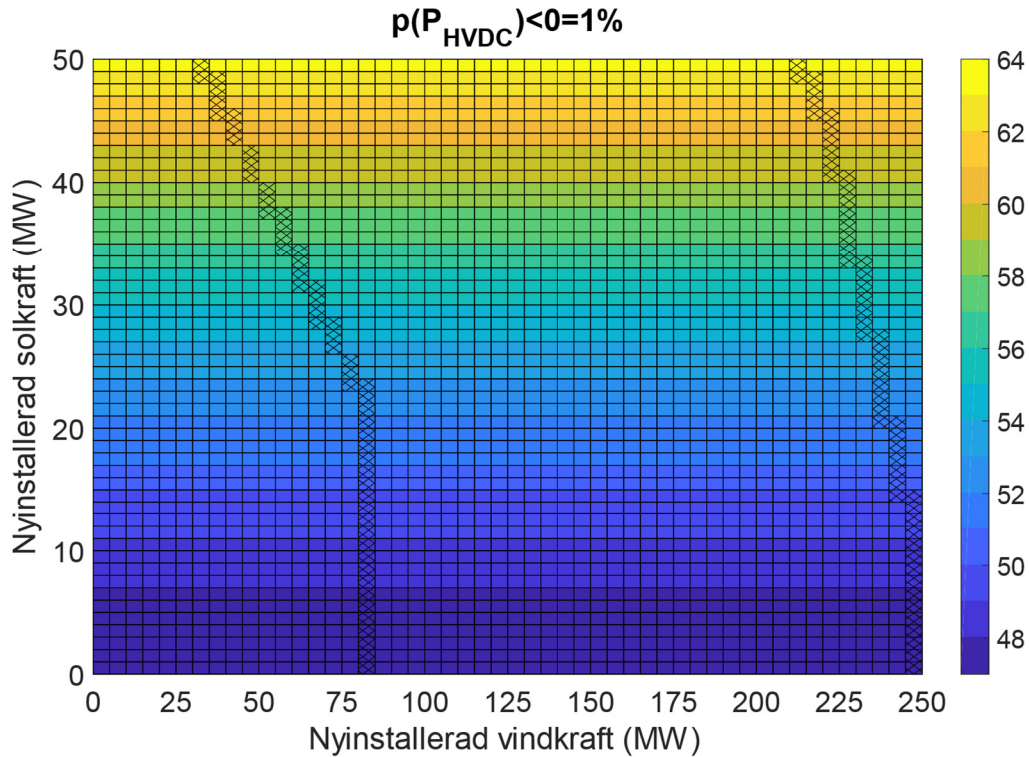
## 6.2. Kombinerad ökning av både sol- och vindkraft

Nedan redovisas energilagrets storlek vid en kombinerad ökning av både vind- och solkraft. Kravet på sannolikhet att klara överfrekvens är 99% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$ ). Varje fält i Figur 6.3 och Figur 6.4 är färgat enligt skalan på högersidan i varje figur. Färgen indikerar således vilken lagringsstorlek som är nödvändig för respektive kombination av sol- och vindkraft. Observera att färgskalan för lagerstorleken i högra delen av respektive figur inte är identisk i alla figurer. I den övre figuren, Figur 6.3, kan inte vindkraftverken automatiskt reglera den aktiva effekten. Denna funktion är däremot inkluderad i Figur 6.4. Det kan tydligt ses eftersom lagerstorleken inte ökar när mängden installerad vindkraft ökar utan är helt beroende av installerad solkraft. Kryssen i figurerna indikerar när exportkapaciteten på 130 MW för en respektive två av HVDC-kabelns poler har uppnåtts. Det ska därför nämnas att driftläget i det övre högra hörnet, till höger om kryssen, inte kan tillåtas i dagsläget eftersom exportkapaciteten inte är tillräcklig med befintlig kabel även om båda poler samtidigt tillåts exportera effekt från Gotland.

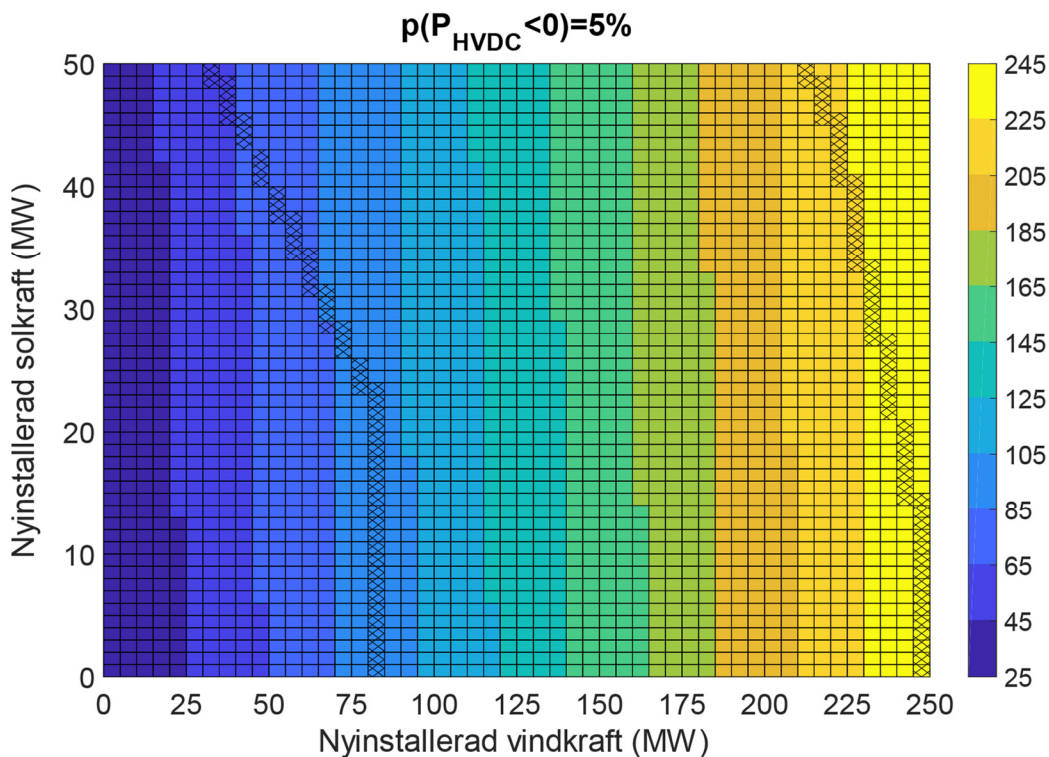
Figur 6.5 och Figur 6.6 redovisar krav på energilagrets storlek då sannolikheten att klara överfrekvens istället har minskats till 95% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 5\%$ ). I likhet med figurerna för 99% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$ ) kan inte vindkraftverken automatiskt reglera den aktiva effekten i Figur 6.5, men denna funktion är däremot inkluderad i Figur 6.6. Observera återigen att färgskalan för lagerstorleken i högra delen av respektive figur inte är identiska, därför kan inte andelen av respektive färg i respektive figur jämföras.



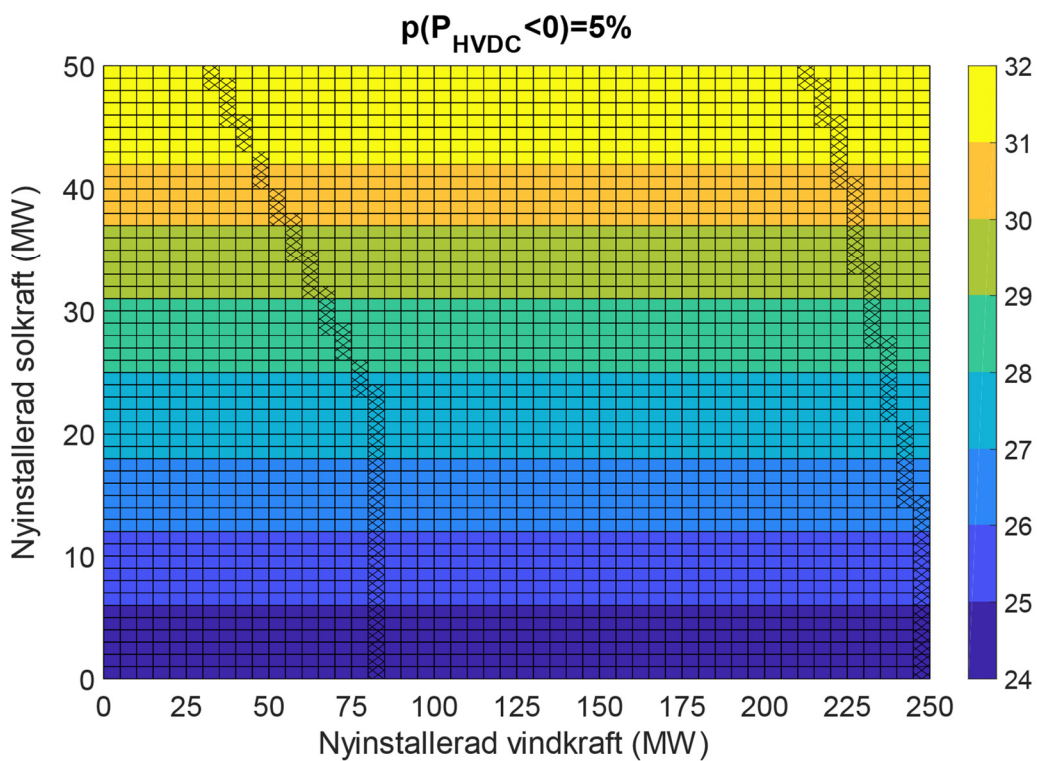
Figur 6.3. Energilagerstorlek för en kombinerad ökning av både sol- och vindkraft utan automatisk effekreglering av vindkraften. Sannolikhet att klara överfrekvens är 99% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$ ).



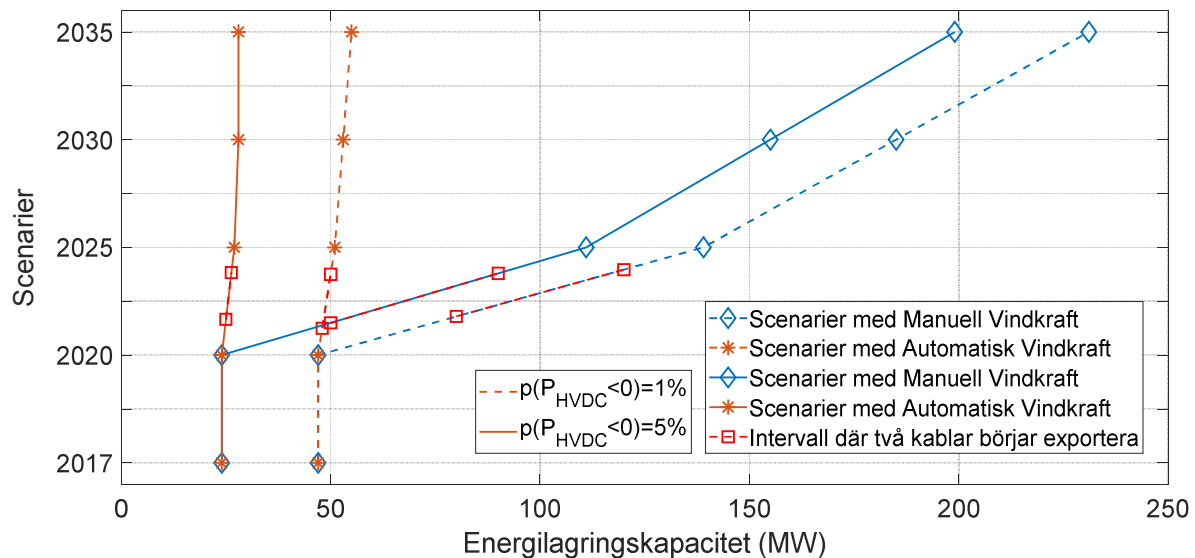
Figur 6.4. Energilagerstorlek för en kombinerad ökning av både sol- och vindkraft med automatisk effekreglering av vindkraften. Sannolikhet att klara överfrekvens är 99% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 1\%$ ).



Figur 6.5. Energilagerstorlek för en kombinerad ökning av både sol- och vindkraft utan automatisk effekreglering av vindkraften. Sannolikhet att klara överfrekvens är 95% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 5\%$ ).



Figur 6.6. Energilagerstorlek för en kombinerad ökning av både sol- och vindkraft med automatisk effekreglering av vindkraften. Sannolikhet att klara överfrekvens är 95% ( $p(P_{HVDC} \leq 0) = 5\%$ ).



Figur 6.7. Energilagringskapacitet för givna scenarier med manuell och automatisk reglering av effekt från vindkraften. De röda kvadraterna indikerar när två poler börjar exportera effekt från Gotland.

### 6.3. Olika lagerstorlekar för givna framtida scenarier

I analysen nedan studeras de framtida scenarierna som presenteras i Tabell 2.1. Figur 6.7 illustrerar två grupper av kurvor som representerar fallen då automatisk effektreglering av vindkraften inkluderas (röd kurva) respektive exkluderas (blå kurva). På x-axeln anges storleken på energilagret. De två kurvorna i respektive grupp representerar fallen med 99% och 95% sannolikhet att klara överfrekvens om en pol kopplas bort. De röda fyrkanterna på kurvorna indikerar när exportkapaciteten på båda poler på HVDC-kabeln krävs. Även dessa analyser visar tydligt betydelsen av att införa automatisk effektreglering för vindkraftverken för att reducera både effekt- och energikapacitet för energilagret. Brytpunkten för en lagerstorlek på cirka 50 MW utan automatisk reglering av vindkraften inträffar mellan år 2020 – 2025. Därefter behöver energilagrets storlek utökas för att bibehålla sannolikheten 99% att klara fall med överfrekvens.



**Tabell 6.1. Sannolikhet att överfrekvens uppstår vid fel på en av polerna för varierad storlek på energilagret för framtida prognosticerade elproduktionsökningar. Vindkraften regleras *inte* automatiskt.**

Lagerstorlek [MW]	År				
	2017	2020	2025	2030	2035
0	13%	14%	32%	38%	42%
12,5	9%	9%	28%	34%	39%
25	5%	5%	25%	31%	36%
50	1%	1%	20%	26%	31%
120	0%	0%	3%	12%	19%

**Tabell 6.2. Sannolikhet att överfrekvens uppstår vid fel på en av polerna för varierad storlek på energilagret för framtida prognosticerade elproduktionsökningar. Vindkraften regleras automatiskt.**

Lagerstorlek [MW]	År				
	2017	2020	2025	2030	2035
0	13%	14%	14%	15%	15%
12,5	9%	9%	10%	10%	10%
25	5%	5%	6%	6%	6%
50	1%	1%	1%	2%	2%
120	0%	0%	0%	0%	0%

I Tabell 6.1 och Tabell 6.2 visas en sammanställning för sannolikheten att överfrekvens uppstår vid fel på en av polerna (dvs risk att den andra kabeln inte hinner ta över) när energilagrets storlek varierar i diskreta steg från 0 – 120 MW. En lagerstorlek på 0 MW representerar fallet utan energilager. Observera att vindkraften inte regleras automatiskt vid beräkning av värdena i Tabell 6.1 men att denna funktion finns inkluderad vid beräkning av värdena i Tabell 6.2.



## 7. Fastlandsförbindelsens framtid efter 2035

Som beskrivs i tidigare kapitel är Gotland förbundet till fastlandet via två HVDC-kablar som används till att överföra elenergi till och från Gotland samt reglera frekvensen på ön genom att kontrollera effektöverföringen mellan fastlandet och Gotland. När stationen byggdes om 1983 lades en ny kabel mellan omriktarstationen på fastlandet och stationen på Gotland. Ökande behov och oro beträffande säker försörjning ledde till ett beslut 1985 att bygga ytterligare en HVDC-förbindelse. Nominella spänning är 150 kV och överföringskapaciteten 130 MW per kabel. Tack vare detta kunde Gotlands kraftgenerering med fossila bränslen upphöra och används endast som reserv.

Under 2018 genomförs ett byte av kontrollanläggningen till HVDC-stationen för att höja leveranssäkerheten och även möjliggöra viss kapacitetshöjning genom att båda poler kan exportera [34], [35]. Framtidsscenarierna indikerar på fortsatt expansion av vindkraft med 380 MW vindkraft och 30 MW solkraft installerat år 2035. Bostadsbyggandet på Gotland är begränsat och ökning av elkonsumention i bostäder bedöms vägas upp av energieffektivisering, vilket gör att förändringen bedöms vara försumbar. Den totala elförbrukningen kan dock komma att fördubblas då företaget Cementa undersöker möjligheten att bygga en fabrik med elektrifierad cementtillverkning för att minska koldioxidutsläppen. Det sker med hjälp av samarbetsprojektet CemZero som drivs tillsammans av Cementa och Vattenfall och denna ombyggnad kan minska Sveriges koldioxidutsläpp med 5%.

I dagsläget är det svårt att se en teknisk möjlighet att hantera elbehovet på Gotland helt utan koppling till fastlandsnätet. En sådan situation kräver ett enormt stort energilager samt att det skulle omöjliggöra Gotland som nettoexportör av elproduktion, vilket inträffar vid drygt 300 MW förnybar produktion med dagens elförbrukning. Det är dock långt ifrån Region Gotlands mål om 2,5 TWh vindkraft. Elsystemet saknar viktig flexibilitet utan förbindelse till fastlandet eftersom varje utbyggnad av ökad elförbrukning skulle behöva mötas av samma mängd elproduktion. Trenden över världen är att bygga samman elsystemen mellan länder för att möjliggöra mer integrering av förnybart, så att över- och underproduktionen kan delas mellan regioner och därmed utnyttjas mer optimalt.

Dimensionering av en ny förbindelse är en utmaning, då det finns osäkerheter både kring framtida vindkraftsutbyggnad på Gotland och kring ökad förbrukning. Då avståndet mellan Gotland och fastlandet är cirka 100 km och effekten relativt stor blir kostnaden någon till några miljarder kronor beroende på val av effekt och spänningsnivå. Som referensvärde kan nämnas att Svenska Kraftnäts planerade växelströmsförbindelse till Gotland om 300 MW beräknades kosta cirka 2 miljarder kronor. Fördelen med växelström är att även den tekniken har blivit billigare och kan numera överföras via kabel under vatten på längre avstånd än tidigare, varpå likriktar- och omriktarstationer inte behövs.

Eftersom den tekniska livslängden inte är exakt bör en ny förbindelse stå klar några år innan 2035. Vidare kan kapaciteten byggas ut i steg och då nuvarande förbindelse har två poler som är oberoende av varandra kan man ta dem ur drift vid olika årtal. Man kan tänka sig att först bygga en ny växelströmsförbindelse på 130 kV på omkring 200 MW från en punkt med ledig kapacitet, till exempel Ekhyddan, som Svenska Kraftnät föreslagit, och några år senare komplettera med ny förbindelse från fastlandet. Val av spänning kan med fördel göras till samma spänning som den spänning som används på Gotland, vilket minskar kostnad för transformering. HVDC-förbindelsen kan köras parallellt under den tid som den fungerar för att skapa ytterligare redundans. Med två förbindelser till fastlandet fås en mycket tillförlitlig

anslutning till ön samtligt som anslutning av förnybar energi, nya industrier och elektrifiering av befintliga industrier och transporter möjliggörs.

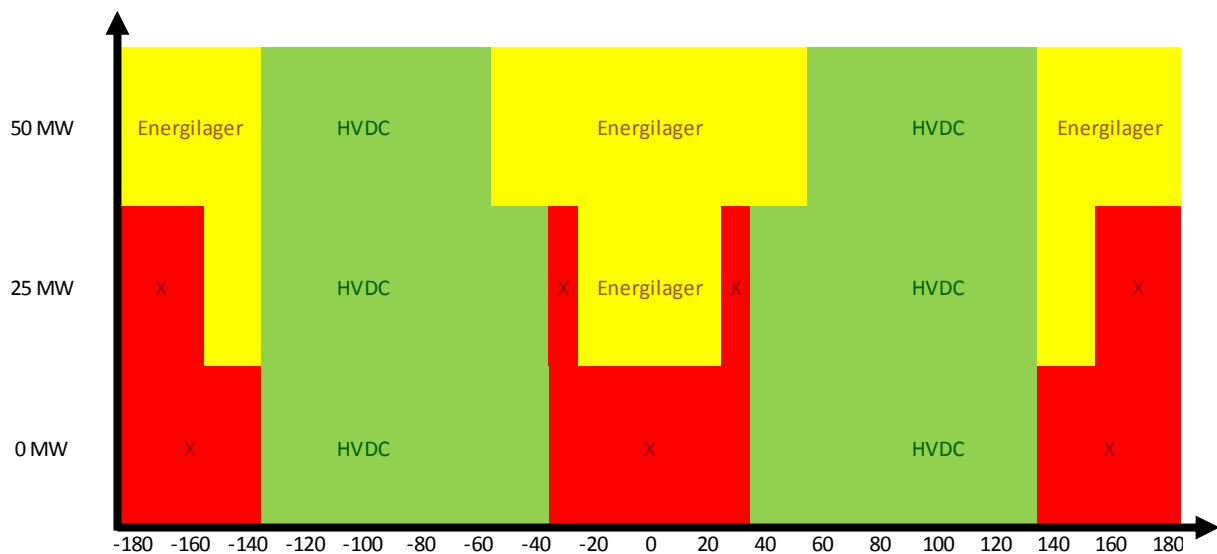
## 8. Diskussion

I förstudien analyseras flera olika funktioner för ett centraliserat energilagret med syfte att öka leveranssäkerheten och kapaciteten för utökad installation av förnybar elproduktion på Gotland. Funktionerna som studeras är flexibel elkonsument, frekvensreglerande vindkraft, reducering av antal polaritetsväxlingar för HVDC-förbindelsen, hantering av överfrekvens vid förlust av exporterande pol samt hantering av underfrekvens vid förlust av importerande pol under rundkörning.

Effektreglering av elkonsumenter är en företeelse som har börjat introduceras i elnäten som till exempel inom projektet VäxEI [36], samt vidare med introduktionen av smarta elnät är effektstyrning ett välkommet inslag. Regleringen av konsumenter är teoretiskt möjligt, men lönsamheten och potentialen är osäker och omogen. För att önskat resultat ska erhållas måste prediktionsmodellen vara säker. För flera kundtyper är det dessutom viktigt att indikationen på reglerbehovet kommer tidigt så att kundernas processer kan anpassas för att uppfylla behovet. Om många kunder skall delta på marknaden för effektstyrning måste styrningen automatiseras för att både vara snabb och tillförlitlig för den som efterfrågar den samt enkel och icke tidskrävande för kunden. Om regleringen skall tillämpas i de nämnda fallen som rapporten behandlar är det viktigt att nätföretaget har kännedom om exakt vilken effekt som kommer regleras. Ett dynamiskt system där flera parter reglerar sin elkonsument mot olika elmarknader kan både bli en möjlighet och en komplicerande faktor att ta hänsyn till vid framtida nätplanering. Storleken på elförbrukningen och vilken typ av last som skall regleras kan ha stor påverkan på elnätet, där stora och snabba variationer av elkonsumenterna kan medföra försämrade elkvalitet.

Behovet av effekt från energilagret är lika stort under import och export då rundkörningsområdet är symmetriskt, se Figur 8.1. Det betyder att om energilagret är dimensionerat för att klara ett visst överskott av effekt kommer det även att hantera en situation med ett visst underskott av effekt, under förutsättning att lagrets aktuella energinivå medger uppladdning eller urladdning av den aktuella effekten. Det innebär att det är händelsen som orsakar den största obalansen mellan elproduktion och elkonsument som är dimensionerande för effektkapacitet. Det rosa området illustrerar kritiska områden som kan hanteras med marknadsplatsen med antingen nedreglering av vindkraft, ned- eller uppreglering av förbrukning samt reservkraft, men om detta inte finns tillgängligt tillräckligt snabbt så kan totalavbrott uppstå.

Kravet på energilagringkapacitet kommer däremot att se helt olika ut beroende på om det råder överskott eller underskott av effekt. Med underskott av effekt vid fel på importerande pol finns möjligheten att vända tillbaka den exporterande polen då rundkörning råder. Det betyder att energilagret i detta fall endast behöver upprätthålla acceptabel frekvens under tiden det tar att vända tillbaka den fungerade polen. Det gäller under förutsättningen att den andra polen inte kopplas bort på grund av följdfel. Vid överskott av effekt kan frekvensen regleras genom att minska effekten genom automatisk och manuell effektreglering av vindkraftverken alternativt öka flexibel elkonsument (rosa område för export). Automatisk reglering av effekten med hjälp av kraftelektronik kan ske mycket snabbt. Manuell reglering sker däremot betydligt långsammare jämfört med en polaritetsväxling. Så länge endast manuell reglering av vindkraften tillämpas behöver energilagret således kunna lagra större mängd energi för att hantera fel på exporterande pol jämfört med importerande pol.

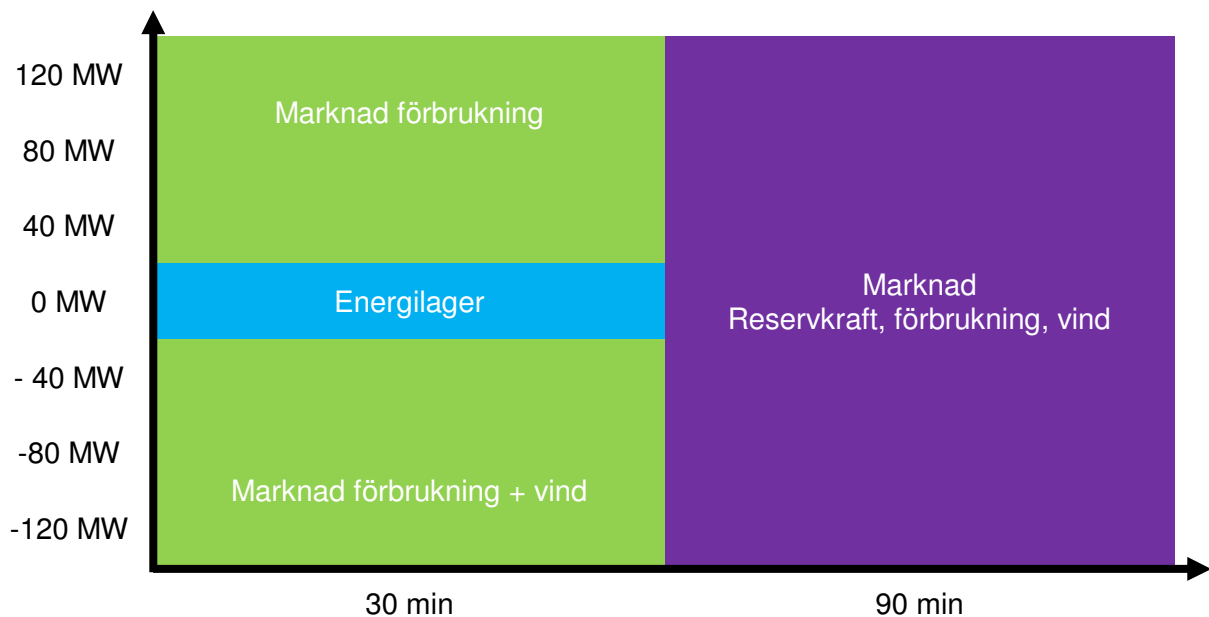


**Figur 8.1. Energilagret arbetsområde vid fel på en kabel/pol, där grön = arbetsområde för kvarvarande kabel, gul = arbetsområde för energilagring, rosa = kritiskt område som måste hanteras av marknaden och riskerar leda till avbrott.**

Den totala energilagringsskapaciteten kan dock inte begränsas till endast lagringsbehovet för fel på exporterande pol. Om energilagret ska kunna hantera båda typerna av fel utan framförhållning behöver det alltid vara laddat med minst energimängden som behövs vid fel på importerande pol samt ha tillräckligt med utrymme kvar för att kunna laddas vid fel på exporterande pol.

Målsättningen är att energilagret dimensioneras för att samverka med en öppen och lokal marknadsplats för handel med systemtjänster för elnät och ska uppfylla nästan alla studerade händelser och funktioner, vilket illustreras i Figur 8.2. Effektmässigt har förlust av exporterande pol under rundkörning varit det dimensionerande felet för energilagret. Gällande lagringsskapaciteten har funktionen att reducera antal polaritetsväxlingar varit dimensionerande. Därmed föreslås ett energilagring med effekten 25 – 50 MW och lagringsskapacitet på åtminstone 25 MWh. Det motsvarar en uthållighet för energilagret på en timme om laddningseffekten är 25 MW. Den lägre effekten i det angivna intervallet innebär att sannolikheten att hantera situationer med överfrekvens minskar men istället blir kostnaden för energilagret lägre. Det är även möjligt att seriekoppla flera energilagring för att i framtiden öka kapaciteten för ett redan etablerat energilagring. Det betyder att ett beslut i dagsläget gällande lagrets kapacitet inte behöver begränsa eventuella framtida användningsområden, under förutsättning att exempelvis anslutningen till elnätet, likriktare och växelriktare är dimensionerade för kapacitetshöjningen.

En möjlig energilagringsteknologi för denna studie kan vara batterier, exempelvis litiumjonbatterier. Denna teknologi är både beprövad samt förhållandevis kostnadseffektiv jämfört med andra lagringssalternativ. Det är dock inte nödvändigt att hela energilagret konstrueras av enbart batterier. Eftersom både snabbhet och stor energilagringsskapacitet efterfrågas kan en kombination av teknologier användas. Exempelvis kan superkondensatorer, på grund av dess snabbhet, och batterier med hög energilagringsskapacitet kombineras. Även svänghjul kan vara ett komplement till batterier.



Figur 8.2. Förutsättningar för hur olika teknologier arbetar med avseende på effekt och tid vid totalavbrott.

Emellertid är endast litiumjonbatterier den mest beprövade tekniken på marknaden, resterande tekniker ingår i ett flertal pilotprojekt men är inte lika vanliga i kommersiella tillämpningar. En fördel med litiumjonbatterier är den reducerade kostnadsutvecklingen som skett de senaste åren allteftersom tekniken blir vanligare och vanligare i tillämpningar på marknaden.

På vindkraften bör det ställas krav att nyinstallerade vindkraftverk har en funktion för automatisk nedreglering av effekt som beror av nätfrekvensen med viss styrka, det vill säga som ett visst antal MW/Hz. Denna funktion skulle kraftigt minska behovet av ett större energilager, både effekt- och energimässigt, när vindkraften ökar. Som nämns i rapporten är detta redan en funktion som finns utvecklad hos vindkraftleverantörerna. Däremot måste det tillses att det inkluderas vid upphandlingar. Vindkraftverken måste då betraktas som en snabb och effektiv möjlighet att reducera frekvensen. Flera frekvensreglerande enheter som introduceras i elnätet medför behov av att samordna frekvensregleringen inbördes. Risken är annars stor att de arbetar emot varandra vilket kan orsaka oönskade effekt- och frekvenspendlingar i elnätet.

## 8.1. Utvärdering av nyckeltal

I Tabell 8.1 utvärderas de nyckeltal som visas i det inledande stycket 2.10 och som utreds i denna rapport. Utvärderingen sker utifrån perspektivet att ett energilager med storleken 25 MW alternativt 50 MW, och i båda fallen med 25 MWh lagringskapacitet installeras tillsammans med införandet av reglerbar vindkraft samt en lokal och öppen marknadsplats för systemtjänster för elnätet på Gotland. Gemensamt för utlåtandena om möjlig nyanslutning av förnybar elproduktion innebär att det lokala elnätet på Gotland behöver förstärkas och uppgraderas från 70 kV till exempelvis 130 kV. Eftersom elektrifiering av fordon och industri är övergångar som förväntas ske i takt med samhällets föränderliga behov och krav, och därmed inte beror av lösningsförslagen i denna rapport, har dessa nyckeltal exkluderats i utvärderingen.

**Tabell 8.1. Utvärdering av behov och nyckeltal som identifierats i projektet.**

Nyckeltal	Nuläge	Mål	Energilager 25 MW	Energilager 50 MW
Ökad förnybar elproduktion	50%	100% förnybar elproduktion	Underlättar utvecklingen att bli nettoexportör av el	Underlättar utvecklingen att bli nettoexportör av el
Ökad mängd installerad vindkraft	180 MW	200 MW ökning till år 2035 (Vision: 2,5 TWh, 600 MW)	250 MW ökning är möjlig med reglerbar vindkraft samt en lokal marknadsplats	250 MW ökning är möjlig med reglerbar vindkraft samt en lokal marknadsplats
Ökad mängd installerad solkraft	3 MW	30 MW till år 2035	30 MW ökning är möjlig med lokal marknadsplats	30 MW ökning är möjlig med lokal marknadsplats
Kortare tid i "rundkörning" för HVDC-förbindelsen	20 – 25%	15%	16 – 21%	16 – 18%
Undvika bortkoppling av vindkraft vid störd drift		Reducerad risk	5% risk att överfrekvens uppstår vid förlust av exporterande pol	1% risk att överfrekvens uppstår vid förlust av exporterande pol
Färre antal strömavbrott	1 – 4 st	Reduceras med en faktor 4	Risken minskar med faktor 5	Risken minskar med faktor 10
Kortare tid för strömavbrott	60 – 240 min	Reduceras med en faktor 4	Reduceras sannolikt med faktor 5	Reduceras sannolikt med faktor 10
Kortvarig ö-drift	0 min	60 min	60 – 120 min	30 – 90 min
Ökad livslängd på HVDC-förbindelsen	300 st	Halvering av polaritetsväxlingar	< 120 st,	< 100 st
Flexibel elproduktion	0 MW	Reglera produktion vid överskott av kapacitet	All nyinstallerad vindkraft, oberoende av givna lagerstorlekar	All nyinstallerad vindkraft, oberoende av givna lagerstorlekar
Flexibel elkonsumtion	0 MW	Reglera effektbehov vid brist/överskott av kapacitet	19 MW, oberoende av storlek på energilager	19 MW, oberoende av storlek på energilager

Tabellen visar att samtliga nyckeltal uppfylls helt eller nära helt med båda alternativen av energilager, men det är tydligt att det större lagret åstadkommer mer. Vidare så är vissa nyckeltal motverkande, till exempel om tiden i rundkörning minskas så ökar antalet polaritetsväxlingar. Vidare är det möjligt att minska polaritetsväxlingar även med marknadsplatsen, genom att minska förbrukningen vid vissa tider, men detta bedöms som krångligt och ej troligt att det implementeras. Behovet av frekvensreglering är dels att hålla sig inom elnätets möjliga arbetsområde som är relativt stort, men också för att vindkraftverk inte ska kopplas bort. Med det stora energilagret är risken för att frekvensen avviker med 0.5 Hz endast 1% och med det mindre energilagret 5%. Det behöver i sig inte leda till avbrott om fel kan åtgärdas i tid, eller om nödvändig reservkraft kan aktiveras vid behov.



## 9. Slutsatser

Vindkraftsutbyggnaden på Gotland har pågått under flera decennier och har ökat relativt snabbt till 180 MW då det finns goda förutsättningar för vindkraft eftersom medelvinden är mycket god på Gotland. Sedan år 2017 begränsas utbyggd elproduktion huvudsakligen av förbindelsen till fastlandet via den högspända likströmsförbindelsen för att inte äventyra leveranssäkerheten. Begränsningen är bekymmersam då framtidsscenarierna i förstudien prognostiserar en möjlig fördubbling av vindkraften till 380 MW och omkring 30 MW solkraft till år 2035 om det åter blir möjligt att nyansluta elproduktion.

Vid fel på någon av kablarna eller tillhörande system finns risk för att obalans mellan produktion och konsumtion uppstår då kvarvarande pol ej alltid har möjlighet att kompensera för bortfallet inom nödvändig tid, vilket kan leda till totalavbrott. För att reducera risken för obalans föreslås ett energilager som kan överbrygga tiden för att åtgärda kortvariga fel. En möjlig och kostnadseffektiv lösning är ett frekvensstyrt (primärreglerande) energilager som samverkar med reglerbar vindkraft och styrbar elkonsumtion via en lokal marknadsplats. Energilagret bör vara i storleksordningen 25 – 50 MW och med åtminstone 25 MWh energi för att klara tiden för att åtgärda fel, men medför också en potential att reducera åldringen av likströmskablarna genom att halvera antalet polaritetsväxlingar. Under förutsättning att krav på snabb frekvensreglering för nyanslutningar av elproduktion införs i nätföreskrifterna möjliggörs i ett första steg ytterligare 80 MW installerad vindkraft så att maximal export om 130 MW fås. Med båda poler som exporterande fås full redundans för kablarna. Att införa krav i nätföreskrifterna är mer samhällsekonomiskt lönsamt än att bygga ett dubbelt så stort energilager när kapaciteten för vindkraft ökar.

Det finns utöver nämnda 80 MW möjlighet att nyansluta ytterligare 70 MW reglerbar elproduktion (dvs 150 MW nytt) i ett andra steg. Då kommer exporten att understiga 180 MW, vilket ryms inom den kapacitet som finns i mottagarstationen på fastlandet. Dock bör nämnas att det lokala elnätet på ön kommer att behöva förstärkas och uppgraderas från 70 kV till exempelvis 130 kV för att möjliggöra den mängden nyansluten elproduktion.

En lokal marknadsplats där handel med systemtjänster för effektflexibilitet, frekvensreglering och reservkraft från tillhandahållen av konsumenter och elproducenter skapar möjligheter för ett effektivt utnyttjande av elnätets kapacitet och frekvenshållning vid såväl normal som störd drift. Handelsplatsen bedöms öka möjligheten för anslutning av ytterligare 100 MW (utöver nämnda 150 MW) reglerbar elproduktion, vilket innebär 430 MW installerad vindkraft på ön. Potentiell effektflexibilitet från konsumenter är i nuläget modest, men är ej heller nödvändig för att klara stabiliteten i de flesta fall. Utan flexibel konsumtionsökning skulle endast ungefär 2% av energin från vindkraften behöva spillas på årsbasis vid nivån 430 MW totalt installerad vindkraft. Handelsplatsen bedöms också öka leveranssäkerheten ytterligare, då flexibla kunder blir en virtuell dynamisk förlängning av energilagrets kapacitet som varierar med utbud och efterfrågan. Potentialen för att reglera effekten med vindkraften är betydligt större än för konsumenterna då mer flexibilitet finns hos vindkraften och kan enkelt hanteras och prissättas.

Ett dynamiskt system där flera parter reglerar sin elkonsumtion mot olika elmarknader kan både bli en möjlighet och en komplicerande faktor att ta hänsyn till vid framtida nätplanering. Storleken på elförbrukningen och vilken typ av last som skall regleras kan ha stor påverkan på elnätet, där stora och snabba variationer av elkonsumtionen kan medföra försämrade elkvalitet.

Den fulla potentialen med flexibilitet är inte helt klarlagd och ytterligare nyttor tros komma när en marknadsplats väl finns, såväl hos nätägare som kunder. Nätägaren kan eventuellt minska överföringsförluster i elnätet och öka livslängden på transformatorer. Kunder kan reducera sina kostnader genom att gå igenom sina processer och anpassa dem till att utnyttja elnätet när det är mindre belastat, möjligheten finns till och med att erhålla inkomster från marknadsplatsen när det råder kapacitetsbrist.

Energilagrets uppgift vid fel i HVDC-förbindelsen är att överbrygga dessa med hjälp av frekvensreglering som stöd till kvarvarande pol eller till kortvarig ö-drift vid fel på båda polerna. Vid normal drift används energilagret för tre ändamål givna i prioritetsordning; a) vara redo för ö-drift, b) minska antalet polaritetsväxlingar så att åldring av HVDC-kablarna reduceras och c) lösa kapacitetsproblem på handelsplatsen. Vidare bör energin i lagret uppgå till minst 25 MWh för att klara tiden att återansluta HVDC-förbindelsen samt möjliggöra en halvering av antalet polaritetsväxlingar. Det är även en fördel om energilagret är skalbart så att det kan byggas ut vid behov.

Då den befintliga HVDC-förbindelsen har en bedömd återstående teknisk livslängd till cirka 2035, samt att ett nyinstallerat energilagret också troligen har en livslängd till 2035, passar detta väl fram till dess att en framtida ersättning av HVDC-förbindelsen byggs. Nuvarande HVDC-förbindelse behöver ersättas med en ny förbindelse innan år 2035 och då tekniken för långa lik- och växelströmsöverföringar har förbättrats så är det oklart vilket teknikval som kommer göras med avseende på lik- eller växelströmsteknik, men mycket tyder på att växelström är billigare. Den överföringseffekt som en ny förbindelse skall klara är en utmaning att dimensionera då det finns osäkerheter vad gäller utbyggnaden av förnybar elproduktion och projekt som CemZero, men bör vara i storleksordningen 200 – 400 MW som en eller två anslutningar till fastlandet, vilket kan göras stegvis.

Eftersom den tekniska livslängden för den befintliga HVDC-förbindelsen inte är exakt bör en ny förbindelse stå klar mellan 2030 och 2035. Vidare kan kapaciteten byggas ut i steg och då nuvarande förbindelse har två poler som är oberoende av varandra kan man ta dem ur drift vid olika årtal. En tänkbar lösning är att först bygga en ny växelströmsförbindelse på omkring 200 MW från en punkt med ledig kapacitet, till exempel Ekhyddan som SvK föreslagit, och några år senare komplettera med ny förbindelse från fastlandet. HVDC-förbindelsen kan köras parallellt under den tid som den fungerar för att skapa ytterligare redundans. Med två förbindelser till fastlandet erhålls en mycket tillförlitlig anslutning till ön samtligt som anslutning av förnybar elproduktion och nya industrier möjliggörs.

## 9.1. Rekommendationer

Förstudien har sammanställt ett antal rekommendationer som samtliga intressenter i frågor kring utvecklingen av Gotlands energiförsörjning såsom staten, regionen Vattenfall, GEAB etc bör beakta, och redovisas nedan.

- Storleken på ett energilager på Gotland bör vara skalbart med kapaciteten 25 – 50 MW med åtminstone 25 MWh för att möjliggöra stöd vid störd drift upp till en timme.
- Inför krav på snabb frekvensreglering för nyanslutningar av elproduktion i nätföreskrifterna och anslutningsavtal.
- Primärregleringsförmågan för energilager, vindkraftverk och flexibel konsumtion bör specificeras som nödvändig reglerstyrka i MW/Hz.
- Reservkraft bör aktiveras snarast efter att energilagret körs i ö-drift om situationen bedöms så att åtgärdandet av fel kommer att ta lång tid eller att mer kapacitet behöver tillföras så att totalavbrott undviks.
- Elnätet på 70 kV på Gotland bör planeras för att ersättas med högre spänning förslagsvis 130 kV, vilket också förenklar framtida anslutning till fastlandet om den byggs med 130 kV.
- Inför en lokal marknadsplats med systemtjänster för kostnadseffektivt utnyttjande av befintligt elnät. Systemtjänsterna bör innehålla upp- och nedregleringsbud för att hantera kapacitet, frekvensreglering för störd drift, reservkraft för störd drift respektive kapacitetsbrist, samt spänningshållning alternativt reaktiv effekt för bättre elkvalitet.
- Ny fastlandsförbindelse bör planeras vara i drift något år innan nuvarande nått sin tekniska livslängd (2035) och ansluts då med fördel med växelströmsteknik på 130 kV i annan punkt på fastlandet för att skapa ytterligare redundans.

## 9.2. Fortsatta studier

De simuleringar och analyser som gjorts i förstudien är delvis förenklade och har förutsatt snabb kommunikation mellan driftcentral, HVDC-station, energilager och vindkraft. Hur detta ska implementeras i verkligheten är inte föremål för analys i denna förstudie och därför behöver det studeras hur detta samverkar: Vidare behöver vissa val göras som hur den automatiska effektkontrollen av vindkraften ska utformas. Ska den aggregeras på parknivå uppstår fördröjning på grund av kommunikationen. Samordningen mellan olika enheter i elnätet som reglerar effekten utifrån frekvensen behöver även samordnas. Det finns annars stor risk att det uppstår effektskattningar mellan dessa enheter som orsakar pendlande frekvens. I detta fall är det responsen från HVDC-kabeln, energilagret och vindkraftverken som behöver koordineras.

Ytterligare en funktion för energilagret kan vara att bibehålla spänningen på Gotland vid tillfällena då hela Gotland annars skulle bli strömlöst vid fel som omfattar båda polerna. Energilagret behöver då ha kapaciteten att förse det totala elbehovet på Gotland under tiden det tar att få en eller båda HVDC-polerna åter i drift alternativt under uppstartstiden för reservkraften. Avbrottstiden vid ett totalt strömavbrott består till stor del av att det tar tid att succesivt återansluta alla kunder, men om dessa redan är anslutna till elnätet tack vare ett energilager kommer övergången till reservkraft eller normal drift att kunna ske betydligt snabbare och utan ett avbrott. Dock skulle effektbehovet vara betydligt högre för denna funktion jämfört med de typer av fel som studeras i denna rapport. Däremot behöver inte energimängden vara stor eftersom reservkraften startas inom några minuter.

För att tillgodose regeringens mål med förnybar energi på Gotland måste det undersökas huruvida båda polerna skall tillåtas att vändas mot fastlandet. Det lokala elnätet på Gotland bör också undersökas, då flaskhalsar kan uppkomma med förändrade effektflöden. Vidare bör det undersökas hur en ökad mängd förnybar energi påverkar elkvaliteten i Gotlands elnät, och bland annat hur snabbt spänningsändringar kan ske med den ökade intermittenta energin.

För en framtida behovsformulering bör mer tillförlitliga prognoser för framtida elproduktion och elkonsumention tas fram där fler möjliga scenarier analyseras. Det behövs en kartläggning över möjliga effektstyrningskunder på Gotland där responstid, repeterbarhet, styrningstid och möjlig styrbar effekt klargörs. Vidare måste behovet av effektstyrningen konkretiseras och den tekniska möjligheten till effektstyrning måste analyseras.

## 10. Referenser

- [1] "Smart och förnybart energisystem på Gotland", Energimyndigheten, ER 2018:5, 2018
- [2] Energimyndigheten, <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2018/sa-ska-gotland-visa-vagen-i-energiomstallningen/>, senast ändrad april 2018
- [3] Svenska Kraftnät: Samrådsunderlag Planerad stamnätsförbindelse mellan fastlandet och Gotland
- [4] Svenska kraftnät, <https://www.svk.se/om-oss/press/Svenska-kraftnat-bygger-ingen-ny-elforbindelse-till-Gotland-2571120/>, senast ändrad maj 2017
- [5] Sveriges television, <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/ost/stopp-for-ny-elproduktion-pa-gotland>, publiceras september 2017
- [6] Region Gotlands information om vindkraft: <https://www.gotland.se/1729>
- [7] B. Normark, A. Saleem, V. Limshyn, L. Sani, A. Gustafsson, "Energy storage at Gotland: Key to a sustainable energy system", InnoEnergy & Energimyndigheten, 2018
- [8] Energiföretagen, <https://www.energiforetagen.se/statistik/elstatistik/leveranssakerhetdarwin/darwin-arsstatistik/>, 2017
- [9] Scenarier över Sveriges energisystem 2016, ER 2017:6  
<https://www.energimyndigheten.se/globalassets/statistik/prognoser-och-scenarier/scenarier-over-sveriges-energisystem.pdf>
- [10] A. Vikman, "Rutiner vid start och stopp av gasturbiner på Gotland", 2003
- [11] M. Jeroense, NKT cables, "Polarity reversals and MI cables", powerpoint- presentation, 2018
- [12] W. Arvidsson, ABB, "HVDC kontrollfunktioner", 2017
- [13] E. Ela et al, "Active power controls from wind power: Bridging the gaps", National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5D00-60574 , 2014
- [14] H. Ibrahim, A. Ilinca och J. Perron, "Energy storage systems—characteristics and comparisons", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol.12, no.5, pp. 1221–1250, 2008
- [15] SBC Energy Institute, Electricity Storage, 2013
- [16] B. Kroposki, National Renewable Energy Laboratory, "Energy Storage Possibilities for Expanding Electric Grid Flexibility", Tech. Rep., 2016
- [17] A. Nordling, R. Englund, A. Hembjer, A. Mannberg, "Energilagring - Teknik för lagring av el", IVA, IVA-R 482, 2015
- [18] T. Dumrese, Feasibility study of an electrode boiler breaking system for large hydropower units, Vattenfall AB intern rapport, 2015.
- [19] M. Gidstedt, Turbine discharge – A case study of a small hydropower plant and a high flow, Uppsala Universitet, 2015
- [20] Energiforsk, <http://www.energiforsk.se/nyhetsarkiv/nytt-samarbete-for-att-losa-effektbristen/>, publicerad september 2018
- [21] D. Wall, "Modellering av Gotlands elsystem i PSS/E upp till 170MW", Vattenfall Research and Development, U 12:56, 2012
- [22] M. Hrag, "Validation of the pss/e model for the gotland network", KTH Royal Institute of Technology, 2010
- [23] F. Daraiseh, "Gotland as a microgrid", Uppsala Universitet och Vattenfall AB, 2018
- [24] "Wecc wind plant dynamic modeling guidelines," Western Electricity Coordinating Council, Tech. Rep. 2014

- [25] P. Pourbeik, "Simple model specification for battery energy storage system," The Electric Power Research Institute - EPRI, Tech. Rep., 2015
- [26] S. Johansson, Gotlands Elnät AB, 2018
- [27] Sveriges Hydrologiska och hydrologiska institut, SMHI, Öppna Data, Meteorologiska observationer. 2014-07-01 till 2017-09-30, Visby flygplats.
- [28] S. Oehme, "Demand flexibility potential from heat pumps in multi-family residential buildings", 2018
- [29] D. Brodén, Analysis of demand-response solutions for congestion management in distribution networks, Vattenfall AB intern rapport, U 13:89, 2013
- [30] G. Ryckebusch, Analysis of demand-response participation strategies for congestion management in an island distribution network, Vattenfall AB intern rapport, VRD-R04:2015, 2015
- [31] Boverket. Excelfil extraherad från energideklarationsregistret, 2018
- [32] T. Larsson, Tillförordnad Chef Värme, Gotlands Energi AB, intervju, 2018
- [33] ABB, <https://new.abb.com/se/temasidor/hvdc-60-ar/hvdc-gotland>, besöktes augusti 2018
- [34] Vattenfall Eldistribution: Vattenfall Eldistribution investerar för säkrare elleverans på Gotland, <https://www.vattenfalleldistribution.se/om-oss/press-och-media/vara-nyheter/nyhetsarkivet/prm/vattenfall-eldistribution-investerar-for-sakrare-elleverans-pa-gotland/>
- [35] ABB pressmeddelande: ABB uppgraderar världens första HVDC-länk på Gotland, <http://www.abb.se/cawp/seitp202/db54bfc4085de965c1257f480037ee49.aspx>
- [36] Upplands Energi Pressmeddelande 2016: Sveriges smartaste elnät utökas med solel, lagring och laddning: [https://www.upplandsenergi.se/omoss/39897.sveriges\\_smartaste\\_elnat.html](https://www.upplandsenergi.se/omoss/39897.sveriges_smartaste_elnat.html)
- [37] Vattenfall: ENERGILAGER KAN GE MER FÖRNYBART PÅ GOTLAND, pressmeddelande: <https://news.vattenfall.com/sv/article/energilager-kan-ge-mer-fornybart-pa-gotland>



## Bilaga B Nätmodellen av Gotland i PSS/E

Det gotländska 70 kV-nätet med en individuell generator för respektive vindturbin samt synkronkompensator, inklusive HVDC-kabeln till fastlandet, är modellerat i programvaran *Power System Simulation for Engineering* (PSS/E). I modellen utgör elkonsumtionen 125 MW, vilket motsvarar ett medellastfall. Den totala mängden elproduktion är 170 MW och utgörs helt av vindkraft. Det innebär att det initialt finns ett överskott på 40 MW som överförs till fastlandet via HVDC-kabeln. Eftersom elproduktionen under normal drift endast består av vindkraft utgör HVDC-förbindelsen den enda frekvensreglerande enheten i nätet. Synkronkompensatorerna, som även är anslutna i vid HVDC-stationen på Gotland, bidrar inte med någon aktiv effekt utan motverkar endast frekvensderivatan på grund av tröghetsmomentet vid en frekvensavvikelse genom att tillföra svängmassa till systemet. Arbetet med att bygga upp modellen samt efterföljande uppdateringar har skett genom ett samarbete mellan Vattenfall R&D och GEAB [21] och [22].

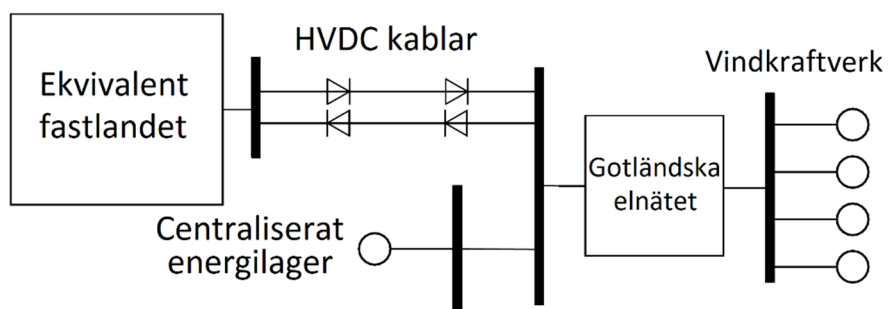
I denna studie har ett frekvensreglerande energilagret med PI-regulator adderats till den befintliga nätmodellen. Modellen är hämtad från modellbiblioteket i PSS/E för att skapa generella resultat som inte beror av en specifik tillverkare eller typ av energilagret. Modellen har tagits fram av Western Electricity Coordinating Council (WECC) och är validerad av The Electrical Power Research Institute (EPRI). Energilagrets frekvenssvar är dock beroende av PI-regulatorns parameterinställningar, vilket betyder att stigtid, överslängens storlek och eventuella oscillationer bör optimeras efter eventuella prestandaönskemål. Resultatet i detta arbete representerar ett förslag på parameterinställningar.

Energilagret representeras av en enskild generator som ansluts till den befintliga nätmodellen under stationär drift. Under dynamiska förlopp specificeras energilagrets funktion av ett flertal moduler som tillsammans representerar dess egenskaper vid störningar. Ytterligare beskrivning av modellerande av energilagret återfinns i [23], [24] och [25]. Figur B1 visar en schematisk bild av hur det gotländska nätet tillsammans med energilagret har modellerats i PSS/E.

Den befintliga nätmodellen av Gotland innehåller reläskyddsmodeller som kopplar bort vindkraftverken om frekvensen överstiger eller understiger vissa värden. Däremot finns det ingen funktion implementerad i de ursprungliga modellerna för vindkraft som reglerar den producerade effekten inom detta frekvensintervall. Det beror på att det idag inte finns någon funktion som stödjer detta i de befintliga vindkraftverken på Gotland. Dock är det en betydelsefull funktion som tillverkare har implementerat i nyare turbiner.

Möjligheten att reglera vindkraftens effekt en viktig funktion att inkludera i denna studie eftersom det kommer att påverka dimensioneringen av energilagret. Därför kompletterades de befintliga vindkraftmodellerna av typ 3 (dubbelmatad asynkrongenerator) och typ 4 (fulleffektomriktare) med funktionen att reglera den aktiva effekten vid händelse av en frekvensstörning. För ytterligare beskrivning av vindkraftverkens effekthereglering refereras till [23]. Vindkraftverken av typ 1 och typ 2 i modellen behålls oförändrade eftersom dessa är äldre och därför inte kan reglera den aktiva effekten.





Figur B1. Schematisk illustration av den gotländska nätmodellen i PSS/E.