

Kraftnät Åland AB Reservkraftförsörjning Tekniska möjligheter

Claes Malcolm

2006-03-24



Dokumenttyp	Dokumentidentitet	Rev. nr.	Rapportdatum	Uppdragsnummer
RAPPORT			2006-03-24	2241300
Författare Claes Malcolm		Uppdragsnamn Reservkraftförsörjning		
Beställare Kraftnät Åland AB		Granskad av		
		Godkänd av		
Delgivning				Antal sidor 13
				Antal bilagor

Kraftnät Åland AB Reservkraftförsörjning – delrapport 2 Tekniska möjligheter

SAMMANFATTNING

Denna rapport skall ses som en kartläggning av de mest rimliga alternativen att täcka Ålands behov av reservkraft för framtiden. Delrapport 1 visade på nuvarande situation samt förväntad utveckling av energibehovet fram till år 2030.

Fyra grundalternativ ingår i detta avsnitt: Att göra ingenting, att Ålands Energi AB gör nyinvesteringar i sina anläggningar, att Kraftnät Åland AB investerar i en ny gasturbin och slutligen att Kraftnät Åland AB investerar i en liten HVDC-länk mot riket.

Vad Ålands Energi AB avser att göra i framtiden ligger utanför ramarna för denna studie, rekommendationen blir därför att gå vidare med en fördjupad ekonomisk analys av de åtgärder som Kraftnät Åland AB kan ansvara för:

1. En ny gasturbin, installerad av Kraftnät Åland AB, tillräckligt stor att möta behovet.
2. En HVDC-länk med 67 MW märklast, samt behållande av befintlig gasturbin
3. En HVDC-länk med 100 MW märklast, samt avveckling av befintlig gasturbin

Konsekvenserna av att hyra en mindre gasturbin för perioden från år 2008 fram till 2010-2013 för att garantera återstart av nätet under vinterperioden bör också ingå i den fortsatta studien.

Den ekonomiska analysen kommer att behandlas i delrapport 3.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1	INLEDNING	3
1.1	Syfte.....	3
1.2	Bakgrund	3
2	SAMMANSTÄLLNING AV TÄNKBARA LÖSNINGAR.....	3
2.1	Nollalternativ	3
2.2	Ny gasturbin.....	3
2.3	Ny förbindelse mot riket.....	4
3	NOLLALTERNATIVET	4
3.1	Tekniska förutsättningar	4
3.2	Konsekvenser för reservkraftförsörjningen	5
4	NY GASTURBIN	5
4.1	Tekniska förutsättningar	5
4.2	Konsekvenser för reservkraftförsörjningen	6
5	NY FÖRBINDELSE MOT RIKET	7
5.1	Tekniska förutsättningar	7
5.2	HVDC och dödnätsstart.....	8
5.3	Konsekvenser för reservkraftförsörjningen	9
6	SVERIGEKABELN	9
7	NÄTSTRUKTUR	10
7.1	Möjliga anslutningspunkter för reservkraft	10
7.2	Rekommenderade anslutningspunkter	10
7.3	Anslutning av HVDC i Tingsbacka för spänningsstabilisering	11
7.4	Anslutning av HVDC i Norrböle	11
8	KOMMENTARER OCH SLUTSATSER	12
8.1	Kommentarer	12
8.2	Tidsaspekter	13
8.3	Rekommendation.....	13

1 INLEDNING

1.1 Syfte

I slutet av januari 2006 fick SwedPower AB i uppdrag av Kraftnät Åland AB att göra en detaljerad studie över reservkraftförsörjning till Ålands elnät i framtiden.

Studien utförs i flera steg, denna rapport utgör det andra steget, en presentation av möjliga tekniska lösningar.

1.2 Bakgrund

Se rapport nummer 1 (analys av behov) för beskrivning av dagens situation och bedömd utveckling av förbrukningen.

I denna rapport presenteras först en sammanställning av tänkbara lösningar, varefter dessa presenteras närmare var för sig. Därefter ges en sammanfattning av fördelar och nackdelar med de olika alternativen. Investeringsanalyser kommer att presenteras i nästa delrapport.

Ett särskilt problem vid egen produktion är tiden för återstart efter en störning. Arbets- och tidsåtgång för detta redovisades i rapport 1.

2 SAMMANSTÄLLNING AV TÄNKBARA LÖSNINGAR

2.1 Nollalternativ

I detta alternativ görs ingen nyinvestering. Kontraktet med Ålands Energi AB förlängs med tio år när det löper ut år 2013. En förnyad översyn av alla produktionsenheter görs dock innan kontraktet förlängs.

2.2 Ny gasturbin

I utredningen antar vi att de två äldre gasturbinerna avvecklas när nuvarande kontrakt löper ut. En ny gasturbin installeras i deras ställe. Den nya gasturbinen ges en effekt som är stor nog att täcka behovet av last fram till år 2030. Det vill säga, tillsammans med den befintliga gasturbinen och en eller flera av de av Ålands Energi AB ägda dieselgeneratorerna, uppgår tillgänglig produktionskapacitet till cirka 100 MW. Den nya gasturbinen ges därför en nettoeffekt inom området 50 – 75 MW. Om Ålands Energi AB väljer att avveckla även dieselgeneratorerna, måste dessa ersättas med ytterligare en gasturbin i storleksordningen 25 MW.

2.3 Ny förbindelse mot riket

Med planerad drifttagning omkring år 2010 installeras en HVDC-länk mellan Åland och riket. Förbindelsen dimensioneras för att ensam eller tillsammans med den befintliga gasturbinen, täcka behovet fram till år 2030. Länken dimensioneras därför inom området 50 – 100 MW.

3 NOLLALTERNATIVET

3.1 Tekniska förutsättningar

I dagsläget görs ingenting. När avtalet med Ålands Energi AB löper ut, förlängs det för ytterligare en tioårsperiod. I samband med detta görs en översyn av anläggningarna och eventuella mindre kompletteringar och reinvesteringar utförs.

Tillgänglig kapacitet för att uthålligt upprätthålla energiförsörjningen är:

- 45 kV ledning från riket 9 MW
- Gasturbin GT100 24,9 MW
- Gasturbin GT00 + GT01 19,9 MW
- Dieselkraftvärmeverk G1 12,4 MW
- Dieselkraftvärmeverk G4 6,1 MW
- Dieselkraftverk G6 2 MW

Totalt 74,3 MW

Maximalt tillgänglig effekt för återstart av nätet:

- 45 kV ledning från riket 9 MW
- Gasturbin GT100 29,3 MW
- Gasturbin GT00 + GT01 22,4 MW
- Dieselkraftvärmeverk G1 15,5 MW
- Dieselkraftvärmeverk G4 7,6 MW
- Dieselkraftverk G6 2,5 MW

Totalt 86,3 MW

3.2 Konsekvenser för reservkraftförsörjningen

Beroende hur förbrukningen utvecklas i framtiden, kommer brist på kapacitet att uppstå under perioden 2010 – 2020. Med en normal förbrukningsökning och en temperatur under – 20 °C kommer brist att kunna uppstå från år 2015 för drift under de första tio dagarna.

Vid drift längre än tio dagar anger reservkraftavtalet att Ålands Energi reducerar sin produktion till 75% av den maximalt abonnerade (avser alla aggregat). I detta läge kommer det att finnas risk för att brist på kapacitet skall uppstå från år 2010 under kallare perioder.

Problem kan uppstå vid återstart av nätet vintertid vid temperaturer under -20°. Gränsen när återstart kan garanteras ligger inom perioden 2008 till 2010 beroende på lastutvecklingen.

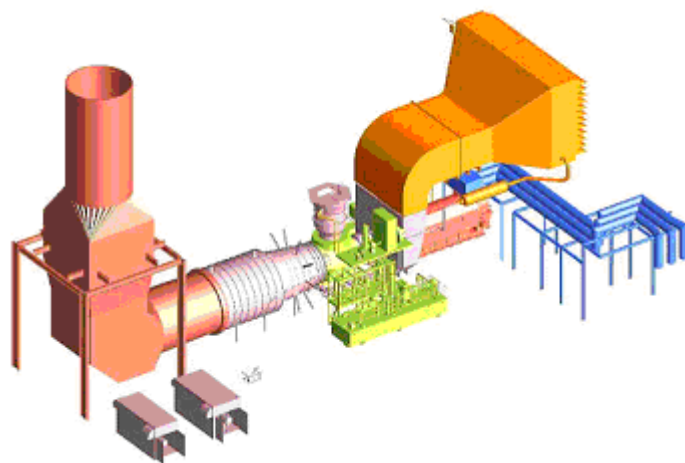
Avbrottstiden ligger inom intervallet 30m till 2h15m, beroende på årstid och tid på dygnet när felet inträffar.

4 NY GASTURBIN

4.1 Tekniska förutsättningar

Vi utgår ifrån att de två äldre gasturbinerna som ägs av Ålands Energi AB avvecklas efter 2013 och ersätts av en större gasturbin. Storleken på denna anpassas till att täcka behovet av produktion fram till 2030.

En gasturbin med lägre effekt än 50 MW är inte meningsfull. Som visades i avsnittet ovan behövs ungefär 50 MW för att det skall räcka. Gasturbiner tillverkas i standardiserade dimensioner, så någon exakt anpassning blir det inte. För den här utredningen har vi tagit som exempel en konstruktion från Alstom, ALS GT 8C2. Den har en maximal nettoeffekt om 57,5 MW och för längre tids körning med frekvenshållning kan effekten ligga runt 49 MW.



Gasturbin från Alstom, tänkt att byggas in i en byggnad

I detta alternativ finns en viss osäkerhet om vad Ålands Energi AB avser att göra med sina dieselkraftverk. Eventuellt kan dessa också komma att avvecklas och ersättas av en anläggning för ren värmeproduktion utan generering av elenergi. Om detta inträffar måste Kraftnät Åland arrangera motsvarande produktion i egen regi. Då den samlade produktionen från dieselgeneratorerna uppgår till ungefär 25 MW, måste ytterligare en gasturbin ungefär lika GT100 installeras. I denna rapport antar vi att så sker, för den senare ekonomiska utredningen jämför vi konsekvenserna av båda alternativen.

Tillgänglig kapacitet för att upprätthålla energiförsörjningen blir då:

- 45 kV ledning från riket 9 MW
- Gasturbin GT100 25 MW
- Gasturbin GTny 1 49 MW
- Gasturbin GTny 2 25 MW

Totalt 108 MW

Maximalt tillgänglig effekt för återstart av nätet:

- 45 kV ledning från riket 9 MW
- Gasturbin GT100 29,3 MW
- Gasturbin GTny 1 57,5 MW
- Gasturbin GTny 2 29,3 MW

Totalt 125,1 MW

4.2 Konsekvenser för reservkraftförsörjningen

Produktionen kommer att räcka till under hela perioden fram till 2030, även med den högsta tänkbara förbrukningsökningen. Endast kombinationen av mycket kallt väder och mycket hög konsumtionsutveckling kan leda till problem med återstart och då först omkring 2024 – 2028.

Det finns dock ett problem med en sådan här lösning. En gasturbin måste belastas med cirka 60 – 70 % av märklasten för att hålla en rimlig verkningsgrad. Med stora gasturbiner om 25 respektive 55 MW kan det vara svårt att balansera alla lastsituationer på ett ekonomisk sätt. Å andra sidan kan behovet alltid mötas relativt snabbt. Det är framför allt vid avbrott sommartid och när det samtidigt finns vindkraftproduktion som den minsta gasturbinen kan vara ”för stor”.

Avbrottstiden blir i genomsnitt kortare eftersom det i de flesta situationer är färre aggregat som skall startas. Det tar fortfarande minst cirka en halvtimme att starta den första gasturbinen, hela nätet kan alltid vara återstartat inom en timme och 15 minuter.

5 NY FÖRBINDELSE MOT RIKET

5.1 Tekniska förutsättningar

Kraftnät Åland AB har under åren studerat olika alternativ. Det första förslaget har varit att bygga ut den befintliga förbindelsen från 45 till 110 kV. Att göra så har visat sig vara svårt av tillståndsskäl. Möjligheterna att få en koncession för en bredare ledningsgata över de öar som måste korsas, samt större transformatorstationer längs sträckningen, är i det närmaste obefintliga.

Sträckan mellan den närmsta punkten på Åland och den möjliga anslutningspunkten i riket, station Gustafs blir drygt 100 km och därmed lite för lång för att man skall kunna lägga en växelspanningskabel. Kabeln mot Sverige är med sina 60 km nära gränsen till vad som går att hantera på ett säkert sätt.

Det enda praktiska alternativet är därför en likspänningsförbindelse. För att täcka behovet behöver den ges en märkeffekt inom området 60 – 100 MW (se övriga alternativ). 2001 när den förra utredningen om reservkraft genomfördes var det enbart ABB som hade en produkt inom detta område, Alstom (numera Areva) höll på att utveckla ett koncept. I dagsläget har fortfarande ABB en färdig produkt, Siemens har nu också en färdig konstruktion medan Areva av någon anledning har avbrutit sin satsning.



Den första provstationen som byggdes av ABB

Dimensioneringen styrs i praktiken av de kraftelektroniska komponenterna, i fallet med ABB:s alternativ kommer dessa i steg om ungefär 33 MW. År 2001 lämnade ABB ett anbud baserat på dubbla transistorer, 67 MW. Som alternativ har ABB nu också lämnat uppgifter på 100 MW.

Det mest ekonomiska alternativet är den mindre storleken om 67 MW. Vintertid måste då någon produktionskälla startas som komplement. Tillgänglig kapacitet för att upprätthålla energiförsörjningen blir då:

- 45 kV ledning från riket 9 MW
- Gasturbin GT100 25 MW
- HVDC-länk mot riket 67 MW

Totalt 101 MW

När det gäller att möta återvändande last blir förutsättningarna annorlunda. Rent teoretiskt kan en HVDC-länk gå från noll till full effekt inom en period. I praktiken kan det ta lite tid att gå över. Se mer under avsnittet dödnätsstart nedan.

5.2 HVDC och dödnätsstart

HVDC-anläggningen kan befinna sig i tre drifttillstånd när störningen i nätet inträffar:

1. HVDC-anläggningen är i drift och kablarna är spänningssatta.
2. HVDC-anläggningen är i drift för reaktiv effektkompensering, kablarna är inte spänningssatta
3. HVDC-anläggningen är inte i drift.

Om HVDC-anläggningen redan är i drift med anslutande kablar spänningssatta, kan den i princip ta över omedelbart (omedelbart = inom en period).

Används anläggningen enbart för att balansera reaktiv effekt, utan att kablarna är spänningssatta, måste dessa först spänningssättas, vilket tar några sekunder.

Om anläggningen inte är i drift kommer det att ta längre tid. Först måste en hjälpkraftdiesel startas för att strömförsörja kylsystemet för kraftelektroniken. Därefter kan omriktaren startas upp och lastas på. Även här startar man med en lägre spänning än normalt, för att efterhand öka spänning och effekt enligt en rampfunktion.

Skillnaden i förutsättningarna ligger i hjälpkraftförsörjningen. Under drift försörjs anläggningen via en egen hjälpkrafttransformator. I och för omkoppling mellan intern och extern matning, tillåts ett avbrott i matning till kylsystemet på maximalt 15 sekunder. Vid längre avbrott stängs omriktarventilerna ner. Automatiken tillåter inte att man startar upp ventilerna utan att det finns hjälpkraft.

Är lasten i nätet högre än vad likspänningslänken är dimensionerad för, kommer den att sänka spänningen tills balans uppnås. Man skall dock komma ihåg att starten, om länken är spänningssatt, går så snabbt att eventuell vindkraftproduktion bibehålls. Riskerna är därför mindre att det blir ett avbrott innan annan produktion kan sättas in, även om länken inte är dimensionerad för full kapacitet.

För att undvika en längre period med sänkt spänning bör styrautomatiken kompletteras med en möjlighet att automatiskt sektionera nätet. En sådan funktion skulle innebära att om anläggningen når sin maximala strömgräns, så kopplas automatiskt ett visst segment av nätet

bort. Då kan spänning och frekvens upprätthållas i resten av nätet. När sedan väl en produktionskälla startats, kan hela nätet återställas. Om en HVDC-länk med märkeffekten 67 MW väljs, måste i princip alltid gasturbinen också startas om avbrottet inträffar vintertid när temperaturen understiger $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Är alltså omriktaren redan i drift, kan den mer eller mindre omedelbart ta över lasten, eventuellt med en initial spänningsdipp, varefter full effekt nås inom någon sekund. Är den inte i drift, måste först den lokala dieselgeneratoren startas, hela förloppet fram till full effekt kommer då att ta några minuter.

5.3 Konsekvenser för reservkraftförsörjningen

Även med en stark utveckling av belastningen, kommer behovet att kunna mötas fram till år 2030. Eftersom avbrottstiden kan hållas mycket kort, blir det inte heller några problem med återvändande last under perioden.

Om HVDC-länken ges en automatisk startfunktion, kommer avbrotten att kunna hållas mycket korta, så länge inget aggregat behöver startas. Från omkring år 2013 och framåt måste gasturbinen också startas under kalla perioder, då kommer det att ta upp till 45 minuter innan hela nätet är spänningssatt igen.

Alternativet är att välja en större dimension av omriktare, 100 MW. Då kommer HVDC-länken, tillsammans med 45 kV-förbindelsen mot riket att ensamma kunna täcka hela behovet över perioden, återstarten kan då också hela tiden hållas kort.

6 SVERIGEKABELN

En faktor som man dessutom måste ta hänsyn till är märkdata på de fasta förbindelserna. Sverigekabeln har en märklast av 80 MW och förbindelsen mot riket kan maximalt överföra cirka 9 MW. Den maximala lasten utan att någon produktionskälla startas är därför omkring 85 MW (det går inte att helt balansera så att man får ett maximalt utnyttjande).

Denna gräns nås vintertid omkring 2020 eller något senare, beroende på hur lasten utvecklas. Vad som skall göras då ingår inte i denna utredning. Däremot kan man se hur olika alternativ kan återverka på till exempel återstart av nätet.

1. Om effekttoppar möts med att någon produktionskälla startas, kommer tiden för återstart av nätet att minskas något, det blir ett aggregat mindre som skall startas.
2. Om HVDC-länk installeras och denna används för topplast, säg att den för över 15 MW, kommer man att kunna få en avbrottsfri övergång. Vid val av 67MW länk måste dock en del av nätet sektioneras bort och återstartas via gasturbin.
3. Sverigekabeln kan bytas ut till en ny med lite större area, som kan klara 100 MW. I det fallet påverkas frågan om återstart inte alls.

7 NÄTSTRUKTUR

7.1 Möjliga anslutningspunkter för reservkraft

I dagsläget är produktionen fördelad mellan två platser, Tingsbacka (ÅT00) och Mariehamn (ÅT10). Om all produktion är i drift matas 36,2 MW in i Tingsbacka och 36,8 MW i Mariehamn. I reservdriftläge kan förbindelsen från riket täcka behovet fram till och med station Svinö (ÅT06).

I de presenterade förslagen kan maximal inmatning bli:

	Tingsbacka	Mariehamn
0	36 MW	37 MW
1	99 MW	0 MW
2	92 MW	0 MW

I alla lösningarna matas dessutom nätet till och med station Svinö från riket (cirka 9 MW).

För de två sista alternativen har även andra möjliga anslutningspunkter studerats tidigare. Under den utredning om reservkraft som gjordes 2001 undersöktes möjligheten att placera en ny större gasturbin vid Långnäs och som alternativ en anslutning av en HVDC-länk till station Finby (ÅT05).

Motiven för och emot var ungefär följande:

Att lokalisera en gasturbin till Långnäs underlättar framför allt transporter av bränsle. Nackdelen är att den närmaste anslutningspunkten till Ålands 45 kV nät är station Svinö (ÅT06). Det begränsar möjligheten att utnyttja förbindelsen mot riket fullt ut vid behov av reservkraft. Förbindelsen mot riket måste i så fall öppnas efter Sottunga, vilket gör att bara mellan 4 och 5 MW kan utnyttjas. För att komma runt detta måste station Svinö byggas om till att få dubbla samlingsskenor, med möjlighet att sektionera nätet i stationen, vidare måste ledningen förstärkas fram till Norrböle om en större gasturbin installeras.

Fördelen med att ansluta en HVDC-länk i Finby är att kabeln får den kortaste möjliga längden och att priset därmed hålls nere. Nackdelen är att det befintliga nätet inte klarar av att ta emot hela lasten (67 – 100 MW) i denna punkt.

7.2 Rekommenderade anslutningspunkter

För alternativet med HVDC-länk rekommenderas en anslutning i Tingsbacka eller Norrböle. Visserligen blir kabeln cirka 30 km längre jämfört med Finby men båda alternativen har stora fördelar ur nätsynpunkt. En anslutning i Finby kräver stora ombyggnader av nätet.

Vid alternativen med en eller två nya gasturbiner kommer anslutningspunkten till viss del styras av vem som skall vara ägare av dessa. Om gasturbiner byggs av Kraftnät Åland AB,

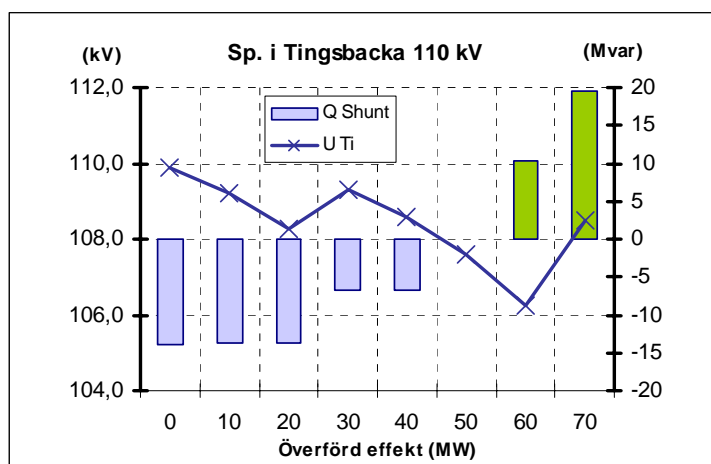
rekommenderas en placering intill den befintliga anläggningen i Ringsböle. Anledningen är att detta blir mest praktiskt med avseende på underhåll och tillsyn.

Det kan dock finnas anledning att igen titta på alternativet med placering vid Långnäs för den större av de två nya gasturbinerna. Det går att installera en gasturbin till på den befintliga tomten i Ringsböle, men det ryms inte två. Att placera den större i Långnäs innebär visserligen att station Svinö måste byggas om och ledningen Svinö – Knutsboda – Norrböle förstärkas, men det ger fördelen av att sprida riskerna. Om alla gasturbiner ansluts i Tingsbacka, kan man helt förlora möjligheten till reservmatning vid ett fel i denna station.

7.3 Anslutning av HVDC i Tingsbacka för spänningsstabilisering

I Tingsbacka är det möjligt att ansluta på 110 kV sidan. Det finns ett par fördelar med att göra så, dels blir båda omriktarstationerna lika, men framför allt kan HVDC-anläggningen användas för att stabilisera spänningen på kabeln mot Sverige.

När sverigekabeln används balanseras den reaktiv effekten med hjälp av två reaktorer och två kondensatorbatterier. Detta ger stegvisa språng i spänningen, som i viss omfattning återspeglas på 45 kV nätet.



Bilden visar hur spänningen varierar med överförd effekt

En "HVDC-light"-anläggning kan användas för att balansera reaktiv effekt steglöst inom ett givet intervall, detta kan ske utan att någon aktiv effekt behöver föras över.

I en installation i Tingsbacka kan styrningen av de fasta reaktorerna och kondensatorbatterierna tas över av kontrollutrustningen för omriktaren. Resultatet blir då en i det närmaste rak spänningskurva, oavsett mycket effekt som för tillfället förs över på kabeln.

7.4 Anslutning av HVDC i Norrböle

Att ansluta i Norrböle har vissa fördelar gentemot Tingsbacka. Framför allt ur ren säkerhets-synpunkt, med en anslutning i Tingsbacka kommer all energiinmatning att ske på ett ställe. En skada i Tingsbacka kommer då att helt släcka nätet tills felet åtgärdats.

Man förlorar visserligen möjligheten att styra reaktiv effekt på anslutningen mot Sverige, men det går fortfarande att styra spänningen på 45 kV nätet och det är det viktigaste för konsumenterna på Åland. Det ger dessutom bättre möjligheter att balansera spänningen i anslutningen mot den vindkraftpark som planeras vid Båtskär (ansluts till station Ytternäs).

Det går dock inte att ansluta direkt i den befintliga stationen i Norrböle, det finns inte tillräckligt utrymme. HVDC-anläggningen och framför allt dess övertonsfilter ger ljud ifrån sig, så stationen bör helst inte ligga omedelbart intill bostadsbebyggelse. Det går att ljuddämpa bort det mesta, men vissa högfrekventa toner kan vara svåra att få bort helt.

En ny station kan placeras närmare vattnet och därigenom förkorta kabellängden och därmed även förlängningen. Detta kan i viss mån kompensera kostnaderna för anskaffning av extra tomtmark.

8 KOMMENTARER OCH SLUTSATSER

8.1 Kommentarer

Tre alternativ till lösning av reservkraftbehovet presenterades ovan. Det första, noll-alternativet, är egentligen ingen lösning. Om inget görs kommer inte reservkraften att vara säkrad mer än cirka 10 år framåt, med svårigheter att återstarta nätet under vinterperioden redan inom de närmsta fem åren.

Vidare beror det första alternativet givetvis på vad Ålands Energi AB har för planer och hur bolaget ser på sin roll i framtiden. Förmodligen kommer det av miljöskäl vara omöjligt att placera en större gasturbin på den befintliga platsen i Mariehamn. Dessutom kanske kraftvärmeproduktionen från dieselaggregaten också ersätts och det är då ovisst om en ny anläggning kommer att producera enbart värme eller även elenergi. Som en jämförelse kan man ta värmeverket i Uppsala, där ägaren vid den senaste renoveringen helt avvecklade sin elproduktion och nu enbart producerar för fjärrvärmånätet. Planerna för Ålands Energi AB ligger inte inom ramarna för denna utredning, och kommer därför inte att analyseras närmare.

Alternativ två innebär att Kraftnät Åland AB investerar i nya gasturbiner, stora nog att möta behovet fram till omkring år 2030. Reservkraftförsörjningen blir därigenom tryggad, däremot kommer man inte ifrån den långa avbrotts tiden fram till återstart, även om den blir kortare. I stället för som nu upp till två timmar och femton minuter, kommer tiden att kunna begränsas till drygt en timme när det bara är tre gasturbiner som skall startas.

Kvar står också problemet att Kraftnät Åland AB inte är bemannat för att kunna köra reservkraftproduktion under en längre period än några dagar. För att det skall vara möjligt att upprätthålla drift med tre gasturbiner under en längre tid, måste driftcentralen kompletteras med programvara för produktionsplanering och automatisk lastbalansering mellan aggregaten.

Lösning nummer tre innebär att en HVDC-länk byggs mot riket. Fördelen är att återstart sker automatiskt och att det i de flesta fall kommer att kunna ske helt avbrottsfritt. Nackdelen är kostnaden, detta ger de högsta investeringskostnaderna. Det finns två tänkbara

underalternativ till denna lösning. I till exempel den utformning som ABB har, tillverkas kraftelektroniken i storlekssteg om drygt 33 MW. Att installera enbart 33 MW är inte motiverat av kostnadsskäl. Nästa steg, 67 MW, innebär att den nya gasturbinen måste behållas för att täcka behovet av reservkraft under vinterperioden. Installerar man istället 100 MW omriktare, kommer den nya gasturbinen att bli helt obehövlig. Det finns dock en möjlighet att sälja den vidare, så att lite av den tidigare investeringen kan räddas.

8.2 Tidsaspekter

Oavsett vilket alternativ som väljs, kommer det att ta tid innan en ny anläggning är driftklar. Både för gasturbiner och HVDC-länkar tar det ungefär två år från kontraktets undertecknande tills anläggningen är helt klar för kommersiell drift.

Innan man kan börja med upphandling måste miljöprovning och beredning av tillstånd klaras av, detaljprojektering krävs också för att ge bra upphandlingsunderlag. Tiden för detta är i bästa fall två år, i fråga om HVDC-länk bör man nog räkna med minst tre år.

Tas ett beslut att gå vidare med endera alternativet under hösten 2006, kan därför nya gasturbiner stå helt klara tidigast omkring 2010 och en HVDC-länk 2011. I utredningens första rapport visades att det redan från 2008 kan bli svårt att garantera återstart av nätet under alla tänkbara förhållanden.

En möjlig lösning på detta problem kan vara att Kraftnät Åland AB hyr en mindre gasturbin med en storlek i området 10 – 15 MW. Om den till exempel har en nettoeffekt på 12 MW, kommer återstart att kunna garanteras fram till år 2015 (eller tills de anläggningar som ägs av Ålands Energi avvecklas).

Att på detta sätt hyra en gasturbin ger lite rådrum fram till dess en permanent lösning är klar. Avtalet med Ålands Energi löper ut 2013, ett beslut om handlingsväg måste tas senast under år 2007.

Väljs alternativet med två nya gasturbiner, bör man börja med den mindre. Om denna placeras bredvid GT100 på samma tomt, kan den inledande processen kortas. Vid ett beslut under hösten 2006 kan denna anläggning stå klar tidigast hösten 2009. Att det sedan tar ett par år längre med den större gasturbinen blir inte lika kritiskt, den kommer inte att behövas förrän år 2013.

8.3 Rekommendation

För nästa delstudie, investerings- och kostnadsanalys, rekommenderas tre alternativ:

1. Nya gasturbiner, installerade av Kraftnät Åland AB.
2. En HVDC-länk med 67 MW märklust, samt behållande av befintlig gasturbin
3. En HVDC-länk med 100 MW märklust, samt avveckling av befintlig gasturbin

Dessutom rekommenderas studien innefatta möjligheten att hyra en mindre gasturbin för perioden 2008 – 2013. En sådan hyra gör det möjligt att senarelägga investeringarna något år utan att äventyra driftsäkerheten i nätet.