LANDSKAPSSTYRELSENS FRAMSTÄLLNING till Landstinget med förslag om utverkande hos Ålandsdelegationen av extraordinarie anslag för landskapets elkraftsförsörjning.

Ålands Kraftverksaktiebolag är ett allmännyttigt företag vars huvudsakliga verksamhet är el- och värmeverksdrift samt med denna och övrig energiförsörjning förknippad verksamhet. Bolaget skall på allmännyttig bas och utan vinstavsikt försälja el på enhetliga villkor för Mariehamns stads och Ålands Elandelslags distributionsområden.

Bolagets ägare är:

Mariehamns stad	50,00 %
Ålands landskapsstyrelse	35,44 %
Ålands elandelslag	10,47 %
Övriga	4,09 %
	100,00 %

Aktiekapitalet är numera 20.400.000 mark fördelat på 204.000 aktier.

Ålands Kraftverksaktiebolag handhar elanskaffningen till Åland som utgöres dels av import från Sverige över egen 70 kilovolt ledning, oljebaserad kraftproduktion med egna maskiner samt från hösten 1991 inköp från Lounais-Suomen Sähkö Oy över den 45 kilovolt ledning som färdigställes under år 1991. Bolaget äger och driver transmissionsledningar på 45 kilovolt och högre spänningar samt transformatorstationer som utgör leveransgräns gentemot distributionselverken. Leveransspänningen är normalt 10 kilovolt.

Ålands Kraftverksaktiebolag säljer även fjärrvärme i betydande omfattning och vissa därtill hörande tjänster samt tung brännolja till några industrier och inrättningar.

Försäljningsintäkternas fördelning år 1990 beräknas bliva:

Elförsäljning	46.140.000 mark
Värmeförsäljning	5.018.000 mark
Bränsleförsäljning	2.525.000 mark
Tjänster	1.000.000 mark
	54.683.000 mark

Bolaget sysselsätter 32 personer på heltid och två på deltid.

Elförbrukningen på Åland

Under år 1990 hade elförbrukningen följande sammansättning:

Elförsäljning till	MWh
- Mariehamns stads elverk	74.092
- Ålands Elandelslag	100.711
Egen förbrukning	3.369
Elpannedrift	4.452
Förluster i sverigekabeln	4.616
Nätförluster och mätfel	4.152
TOTALT ELBEHOV	191.392

Elinköp från	
- Statens vattenfallsverk, Sverige	159.335
- Lounais-Suomen Sähkö Oy	1.171
Egen elkraftproduktion	30.886
TOTAL ANSKAFFNING	191.392

Den högsta noterade effekten under år 1990 var 36,2 MW.

Elförbrukningen visade en ökning med 4,9 % jämfört med år 1989. Det finns i det åländska elnätet en stor förbrukningspotential som på grund av de tre senaste årens milda vintrar ej har framträtt. Den långsiktiga ökningstrenden förväntas vara 3,5 - 4 % per år under 1990-talet.

Elpriset

Ålands Kraftverksaktiebolag tillämpar i elförsäljningen till distributionselverken en tariff som är anpassad till den speciella uppbyggnaden av elkraftanskaffningen. Den kraftiga tidsdiffrentieringen i inköpstariffen från Vattenfall återspeglas tydligt i försäljningspriserna emedan den andelen utgör merparten av anskaffningen. Målsättningen är att hålla en prisnivå som är jämförbar med den nivå som Imatran Voima Oy skulle ha i medeltal för motsvarande elförsäljning.

Avgifterna för distributionselverken var under år 1990:

fast avgift	540.000 mk/a
abonnemangseffekt	42.000 mk/MW
högbelastningseffekt	290.000 mk/MW

	jan-mar,nov-dec	apr,sep-okt	maj-aug
högprisenergiavgift p/kWh vardagar kl 07-23	29,0	22,0	15,0
lågprisenergiavgift p/kWh övrig tid	17,0	14,0	11,0

Totalt blir medelpriset 26,6 p/kWh för år 1990.

Utgående från Imatran Voima Oy:s tariffsystem H85 har motsvarande elpris i slutet av år 1990 konstaterats vara 22,8 p/kWh för Mariehamns stads elverk respektive 23,8 p/kWh för Ålands Elandelslag om dessa skulle köpa sin råkraft enligt H85-tariffsystemets villkor. Utredning över beräkningen av råkraftpriserna bifogas, bilaga 1. Skillnaden om ca 3 p/kWh gentemot prisnivån i riket är således till åländsk nackdel. Denna kan möjligen reduceras genom att i högre grad än vad som hittills varit möjligt utnyttja flexibilitet i råkraftanskaffningen och optimera denna genom att utnyttja leveransmöjligheterna från Statens vattenfallsverk, Lounais-Suomen Sähkö Oy och den egna kraftvärme-

produktionen.

Råkraftimporten från Statens vattenfallsverk har fördyrats avsevärt under de senaste åren. Denna trend tenderar att fortsätta och sannolikt förstärkas. Elpriset på Åland är härmed utsatt för ett kraftigare kostnadstryck än vad som kan antas gälla i riket.

Ekonomisk ställning

Under år 1990 har ett mycket omfattande investeringsprogram genomförts viket lett till att skuldsättningen ökat kraftigt. Vid slutet av år 1990 är de långfristiga lånen 30,1 miljoner mark utgörande 76 % av omsättningen medan de kortfristiga skulderna uppgår till 39 miljoner mark.De kortfristiga skulderna torde kunna avkortas i början av år 1991 medelst eo-anslg om totalt 30,0 miljoner mark som beviljats men ej ännu utanordnats. Den höga upplåningen medför en räntekostnad som under år 1991 motsvarar 2,5p/kWh. Under år 1990 uppgår investeringarna exklusive omsättningsskatteavdrag till ca 51 miljoner mark och under 1991 planeras investeringar för totalt 14,1 miljoner mark.

Under år 1990 har bolagets aktiekapital ökats från 3,6 miljoner mark till 20,4 miljoner mark med en nyemission om 9,6 miljoner mark och en fondemission om 7,2 miljoner mark.

Tidigare anslag för elkraftutbyggnad

De anslag som hittills erhållits har i betydande grad medfört att elprisskillnaden mellan Åland och riket har kunnat minskas men dock ej elimineras.

Från år 1973 t.o.m 1989 har bolaget gjort utbyggnader för 132,8 miljoner mark och för dessa har följande bidrag beviljats:

1973	Sverigekabeln	6.500.000 mark
1973	Stamledningsnätet	2.054.000 mark
1976	Tillägg för sverigekabeln och stam-	

	ledningsnätet	4.300.000 mark
1976	45-kV ledning till Sottunga	3.100.000 mark
1976	Byggande av bränslelager	800.000 mark
1977	Tillägg för Sottungaledningen	552.000 mark
1977	Ersättning för kabelskada	936.000 mark
1978	Dieselkraftverk	7.000.000 mark
1982	Tillägg för dieselkraftverk	520.000 mark
1985	45-kV ledning Sottunga-Kumlinge	2.200.000 mark
1985	Gasturbin, Tingsbacka	3.000.000 mark
1986	Tillägg 45-kV ledning Sottunga-Kumlinge	1.785.000 mark
1987	45-kV ledning från Kumlinge till Lappo	3.400.000 mark
1988	45-kV friledning på Kumlinge resp. Lappo	1.395.000 mark
1989	45-kV ledning från Lappo till Brändö station	4.167.000 mark

Därutöver har beviljats, men ej lyfts, ett anslag om 9.553.000 mark motsvarande 90 % av godtagbara kostnader för 45-kV ledningar mellan Brändö station och Gustafs Kyrkby station i riket. Ytterligare har beviljats ett bidrag motsvarande 50 % av de godtagbara kostnaderna för dieselkraftvärmeverket och värmeackumulatorn, dock högst 20.500.000 mark. De sistnämnda två bidragen bör kunna utanordnas i början av år 1991 då de båda projekten färdigställts.

Den direkta prissänkande effekten av de bidragsmedel som beviljats är ca 4,3 p/kWh beräknat på 1990-års elkraftförsäljning jämfört med att motsvarande medel skulle ha upplånats mot 10 % ränta under 10 år.

Reaktiva effektens kompensering för 45-kV matarledning

Det har i ett relativt sent skede klargjorts från Lounais-Suomen Sähkö Oy att i den blivande matningspunkten i Gustafs Kyrkby 110 kV/45 kV transformatorstation måste det reaktiva effektuttaget styras så att det antingen är lika med noll eller att reaktiv effekt konsumeras. Inmatning av reaktiv effekt som genereras i sjökabelsystemet tillåtes ej. Ett utlåtande från Imatran Voima Oy bifogas, bilaga 2.

Även för ledningens överföringsförmåga är en kompenseringsanläggning en förutsättning för att uppnå den dimensionerade effekten. En omfattande specialistutredning över detta har gjorts varur ett sammandrag bifogas, bilaga 3.

Kompenseringsanläggningen uppbyggs av en trefasig shuntreaktor över vilken parallellkopplas fyra kondensatorer för att erhålla en reglermöjlighet. Utrustningarna placeras i transformatorstationen i Gustafs Kyrkby. Det behövliga markutrymmet är ca 11 x 20 m, vilket hyres av Lounais-Suomen Sähkö Oy. Även en s.k. nollpunktsreaktor anslutes i Gustafs Kyrkby för att kunna indikera jordfelsströmmar längs ledningen.

Den 1 oktober 1991 skall 45-kV matarledningen stå redo att tas i bruk. Den abonnerade effekten kommer successivt att höjas till högst 15 MV beroende på kostnadsutvecklingen för den från Sverige importerade råkraften respektive den egna kraftvärmeproduktionen. Hela ledningssystemet från Svinö till Gustafs Kyrkby har byggts med stöd av bidrag. Hittills har ledningen använts för att distribuera elkraft från fasta Åland till östra skärgården. Efter att inmatning av effekt i Gustafs Kyrkby inleds underställes ledningssystemet andra kriterier genom att effektriktningen ändras och 45-kV nätet separeras i en del som är anslutet till det finska stamnätet och en del som är sammankopplat med Sverige. Det är i detta sammanhang uppenbart att en kompenseringsanläggning för reaktiv effekt utgör en nödvändig del av matarledningen för att denna skall kunna användas på sådant sätt som avsetts.

Kostnaderna för kompenseringsanläggningen beräknas uppgå till 1.890.000 mark. En redogörelse för kostnaderna har sammanställts i bilaga 4. Utgående från de principer som tillämpats bör ett bidrag om 90 % av kostnaderna eller 1.701.000 mark kunna beviljas för detta delprojekt.

Med hänvisning till det ovan anförda får landskapsstyrelsen vördsamt föreslå

att Landstinget skulle ingå till

Ålandsdelegationen med en sålydande framställning

"Till Ålandsdelegationen

från Ålands Landsting

Ålands Kraftverksaktiebolag ...

... för detta delprojekt.

Med hänvisning till ovanstående får Ålands Landsting vördsamt anhålla

att Ålandsdelegationen måtte bevilja landskapet Åland ett extraordinarie anslag om 1.701.000 mark att utges åt Ålands Kraftverksaktiebolag för kostnaderna för en kompenseringsanläggning för 45-kV matarledningen från Gustafs Kyrkby till Åland.

Mariehamn, den

Talman

Vicetalman

Vicetalman

Bilagor: 1. Utredning över beräkning av råkraftpriser
2. Utlåtande från Imatran Voima Oy
3. ABB Power Systems, utlåtande
4. Kostnadsuppskattning"

Mariehamn, den 10 januari 1991

På landskapsstyrelsens vägnar:

L a n t r å d Sune Eriksson

Finanschef Dan E Eriksson

KOSTNADSBERÄKNING VID KÖP FRAN IVO 1990-11-27 10.28

MSE90.IVO

Topp 16.0 MW

Fastavgift			a'	69 700.32 mk/mån	=	836.40 kmk
Grundeffekt	P1	7.50 MW	a'	89.22 mk/MW,h	=	5 861.52 kmk
Mellaneffekt	K1	5.50 MW	a'	48.79 mk/MW,h	=	2 350.71 kmk
Toppeffekt	H1	3.00 MW	a'	26.49 mk/MW,h	=	696.06 kmk
Summa effektavgifter						9 744.69 kmk
Bottenenergi						
Vinter dag		14 732.50 MWh	a'	70.50 mk/MWh	=	1 038.59 kmk
Vinter natt		11 922.00 MWh	a'	59.55 mk/MWh	=	709.97 kmk
Sommar dag		20 303.50 MWh	a'	70.50 mk/MWh	=	1 431.32 kmk
Sommar natt		13 298.50 MWh	a'	59.55 mk/MWh	=	791.95 kmk
Summa bottenenergiavgifter						3 971.82 kmk
Medelenergi						
Vinter dag		7 716.00 MWh	a'	149.44 mk/MWh	=	1 153.10 kmk
Vinter natt		1 635.00 MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	205.97 kmk
Sommar dag		3 871.50 MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	487.72 kmk
Sommar natt		274.50 MWh	a'	88.92 mk/MWh	=	24.41 kmk
Summa medelenergiavgifter						1 871.19 kmk
Toppenergi						
Vinter dag		437.00 MWh	a'	605.18 mk/MWh	=	264.46 kmk
Vinter natt		5.00 MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	0.63 kmk
Sommar dag		2.00 MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	0.25 kmk
Sommar natt		0.00 MWh	a'	88.92 mk/MWh	=	0.00 kmk
Summa toppenergiavgifter						265.35 kmk
Summa avgifter						15 853.06 kmk

Summa energi 74 198. MWh

Medelenergiavgift 213.7 mk/MWh

Inklusive oms 16.5% ,utjämningsskatt 2 mk/MWh på bottenenergi och 2% rabat

T = 1421 (1396.8) , H = 36.2 , U = 1.02

Tilläggspriser för flere matningsp. o. transform. till 10 kV

Avgift för tilläggspunkter
2 tilläggspunkter a' 153 898.30 mk = 307.80kmk

Medelenergiavgift 217.9 mk/MWh

Transformering till 10 kV
3 punkter a' 58 799.19 mk = 176.40 kmk
16 MW a' 34 070.08 mk = 545.12 kmk

Medelenergiavgift 227.6 mk/MWh

KOSTNADSBERÄKNING VID KÖP FRÅN IVO 1990-11-27 11:33

AEA90.IVO

Topp 22.5 MW

Fastavgift			a'	69 700.32 mk/mån	=	836.40 kmk
Grundeffekt	P1	10.00 MW	a'	89.22 mk/MW,h	=	7 815.36 kmk
Mellaneffekt	K1	7.00 MW	a'	48.79 mk/MW,h	=	2 991.82 kmk
Toppeffekt	H1	5.50 MW	a'	26.49 mk/MW,h	=	1 276.10 kmk
Summa effektavgifter						12 919.68 kmk

Bottenenergi						
Vinter dag	19 636.50	MWh	a'	70.50 mk/MWh	=	1 384.30 kmk
Vinter natt	15 713.50	MWh	a'	59.55 mk/MWh	=	935.76 kmk
Sommar dag	27 222.00	MWh	a'	70.50 mk/MWh	=	1 919.05 kmk
Sommar natt	18 086.00	MWh	a'	59.55 mk/MWh	=	1 077.05 kmk
Summa bottenenergiavgifter						5 316.16 kmk

Medelenergi						
Vinter dag	9 573.00	MWh	a'	149.44 mk/MWh	=	1 430.61 kmk
Vinter natt	1 953.00	MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	246.03 kmk
Sommar dag	5 767.50	MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	726.57 kmk
Sommar natt	475.00	MWh	a'	88.92 mk/MWh	=	42.24 kmk
Summa medelenergiavgifter						2 445.45 kmk

Toppenergi						
Vinter dag	657.00	MWh	a'	605.18 mk/MWh	=	397.60 kmk
Vinter natt	15.50	MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	1.95 kmk
Sommar dag	52.00	MWh	a'	125.98 mk/MWh	=	6.55 kmk
Sommar natt	0.00	MWh	a'	88.92 mk/MWh	=	0.00 kmk
Summa toppenergiavgifter						406.11 kmk

Summa avgifter 21 087.39 kmk

Summa energi 99 151. MWh

Medelenergiavgift 212.7 mk/MWh

Inklusive oms 16.5% ,utjämningsskatt 2 mk/MWh på bottenenergi och 2% b

T = 1421 (1396.8) , H = 36.2 , U = 1.02

Tilläggspriser för flere matningsp. o. transform. till 10 kV

Avgift för tilläggspunkter
8 tilläggspunkter a' 153 898.30 mk = 1 231.19kmk

Medelenergiavgift 225.1 mk/MWh

Transformering till 10 kV
9 punkter a' 58 799.19 mk = 529.19 kmk
23 MW a' 34 070.08 mk = 766.58 kmk

Medelenergiavgift 238.2 mk/MWh

Bilaga 2

ÖVERSÄTTNING FRÅN FINSKA:

IMATRAN VOIMA OY
Energiförsäljning

UTLÅTANDE

Avsändare:
Avdelningen för nätteknik

Datum
22.11.1990

Vår referens
M Lahtinen

Ålands Kraftverk Ab
Ing. T Brunberg
Pb 15
22101 MARIEHAMN

GUSTAFS-KUMLINGE SJÖKABELFÖRBINDELSE

Emedan Ålands Kraftverks Ab söker statligt stöd för byggandet av ovannämnda sjökabelförbindelse, redovisar vi på begäran vår uppfattning behovet av till ledningen ansluten kompensering och s k avstämningsspole.

Baserat på nätschema enligt bilaga 1 och per telefon erhållna förtydliganden enligt bilaga 2, kan man konstatera att på ledningssträckan Svinö-Gustafs genereras ca 6 MVAr vid den nominella spänningen 45 kV.

Enligt rekommendation av Elproducenternas Samarbetskomitté, skall ej reaktiv effekt överföras mellan nätbolagen d v s att varje nätbolag kompenserar sin egen reaktiva effekt. Tillämpning av denna princip förutsätter att ledningen i Gustafsänden förses med en ca 6 MVAr stor trefasig reaktor för att kompensera för den kapacitiva reaktiveffekt som genereras av ledningen under låglastförhållanden.

Jordfelsskyddet i Ålands Kraftverk Ab:s nät baseras på s k avstämt system. För att ledningssträckan Svinö-Gustafs samtidigt skall kunna kopplas till det åländska och rikets nät, bör den ovannämnda ledningssträckans skydd förverkligas baserat på principen om släckt nät. För detta behövs en enfasreaktor som kopplas till Gustafstransformatorns nollpunkt och som momentant klarar ovannämnda effekt (6 MVAr/26 kV).

IMATRAN VOIMA OY
Avdelningen för nätteknik

Timo Toivonen

IMATRAN VOIMA OY
Energian myynti
Lähettäjä
Verkkotekniikan osasto

LAUSUNTO

Päivämäärä
22.11.1990

Viitteemme
M Lahtinen

Ålands Kraftverks AB
Ins. T Brunberg
PB 15

22101 MARIEHAMN

GUSTAVS-KUMLINGE MERIKAAPELIYHTEYS

Ålands Kraftverks AB:n hakiessa valtion tukea yllämainitun merikaapeliyhteyden rakentamiseen pyynnöstä esitämme käsityksemme johtoon liittyvän kompensoinnin ja ns. sammutuskelan tarpeellisuudesta.

Liitteenä 1 olevan verkkokaavion ja puhelimitse saamamme liitteen 2 tarkennusten perusteella voidaan todeta johtovälin Svinö-Gustavs varaustehon olevan nimellisjännitteellä 45 kV n. 6 Mvar.

Sähköntuottajain Yhteistyövaltuuskunnan suosituksen mukaisesti verkkoyhtiöiden välillä ei siirretä loistehoa eli kukin verkkoyhtiö kompensoi omat loistehonsa. Tämän periaatteen noudattaminen vaatii sijoittamaan Gustavsin päähän johtoa n. 6 Mvar suuruisen kolmivaiheisen reaktorin kompensoimaan johdon pienen kuorman aikana tuottama kapasitiivinen loisteho.

Ålands Kraftverk AB:n verkon maasulkusuojaus perustuu ns. sammutettuun järjestelmään. Jotta johto-osuus Svinö-Gustavs olisi kytkettävissä samanaikaisesti Ahvenanmaan ja Suomen verkkoon tulee mainitun johto-osuuden suojaus toteuttaa sammutetun verkon periaatteella. Tätä varten tarvitsee Gustavsin muuntajan tähtipisteeseen sijoittaa hetkellisesti em. tehon kestävä yksivaihereaktori (6 Mvar/26 kV).

IMATRAN VOIMA OY
Verkkotekniikan osasto

Timo Toivonen

8

Postiosoite
PL 138
00101 HELSINKI

Katuosoite
ANNANKATU 34—36
00100 HELSINKI

Puhelin
(90) 60901

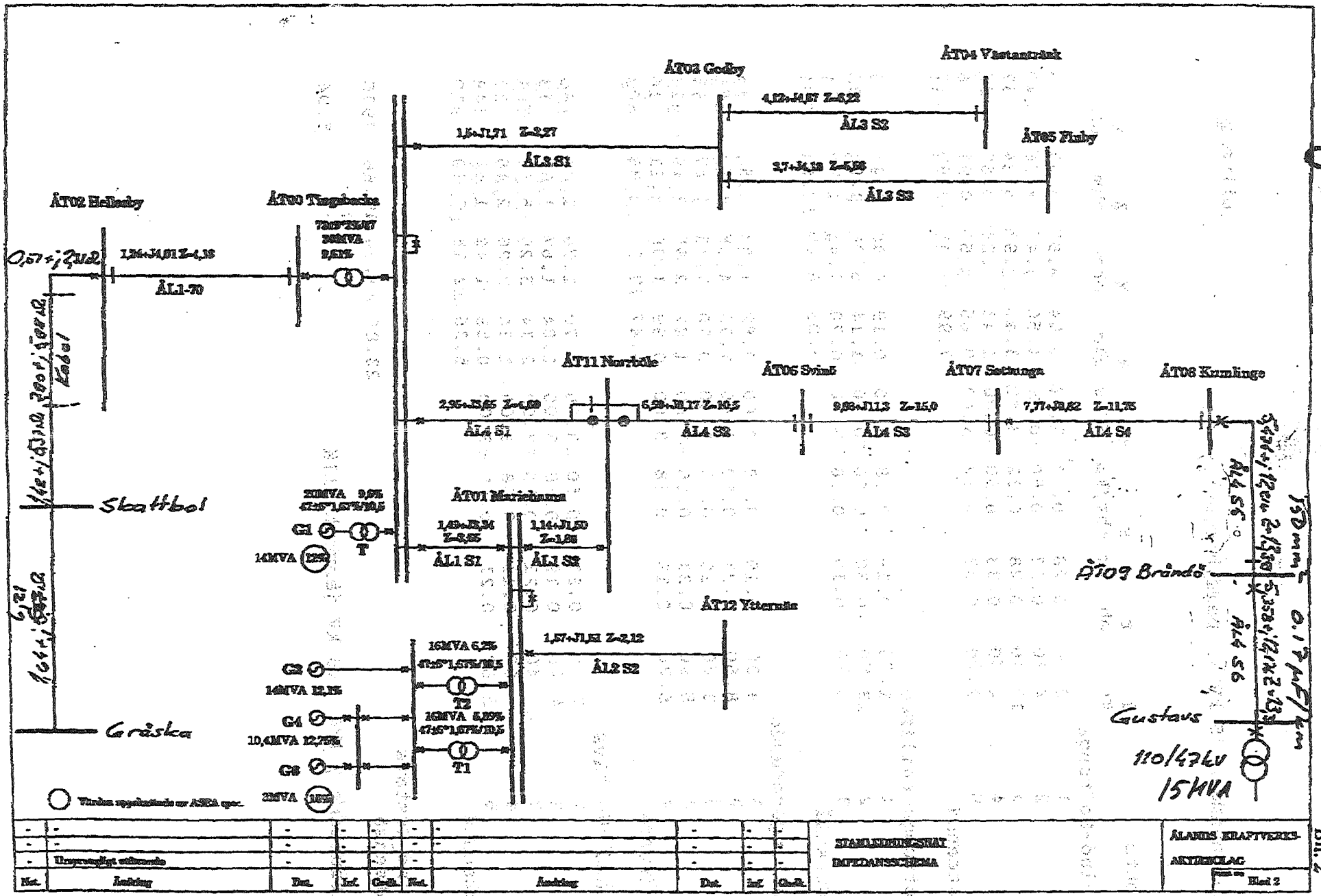
Telefax
(90) 694 0119
(90) 694 4393

Telex
124608 voima sf

Teletex
1000953 IVOMY

Pankit
PSP 2118 440
KOP-HKI-Keskusta 157430-10486
SYP-HKI-Kampintori 204418-72417
OKO 500001-252419
SKOP 400020-14602
Lvv rek.

A3:01-ENEM 90-06


ÅT03 Godby
ÅT04 Västantrask
4,12+J4,87 Z=6,22
ÅL3 S2
1,6+J1,71 Z=2,27
ÅL2 S1
ÅT05 Finby
3,7+J4,18 Z=5,58
ÅL3 S3
ÅT02 Hellsby
ÅT00 Tingshuset
1,36+J4,01 Z=4,18
ÅL1-70
ÅT11 Norrböle
ÅT06 Svinö
ÅT07 Sottunga
ÅT08 Kumlinge
2,95+J5,65 Z=6,00
6,29+J8,17 Z=10,5
9,88+J11,3 Z=15,0
7,71+J9,62 Z=11,75
ÅL4 S1
ÅL4 S2
ÅL4 S3
ÅL4 S4
Skattbol
ÅT01 Mariehamn
G1
T
14MVA
1,49+J2,34
Z=2,85
1,14+J1,50
Z=1,88
ÅL1 S1
ÅL1 S2
ÅT09 Brändö
ÅT12 Ytterneån
1,57+J1,52 Z=2,12
ÅL2 S2
16MVA 6,2%
G2
14MVA 12,1%
T2
16MVA 5,89%
G4
10,4MVA 12,75%
T1
G6
22MVA
Gråska
Gustavs
110/47kV
15MVA
Vinkler uppskattade av ASEA spec.
STAMLEDNINGSNÄT
IMPEDANSSCHEMA
ÅLANDS KRAFTVERKS-
AKTIEBOLAG
Blad 2
Ändring
Ändring

Bil. 2

Liite 2

Ahvenanmaan 45 kV kaapeliyhteys

Johto	l km	r ohm/km	x ohm/km	b uS/km	R ohm	X ohm	Z ohm	Y uS
Svinö-Sottunga								
1	3.00	0.28	0.32	3.00	0.84	0.95	1.27	9
2	4.80	0.33	0.50	50.00	1.56	2.40	2.86	240
3	12.40	0.28	0.32	3.00	3.47	3.93	5.24	37
4	4.50	0.33	0.50	50.00	1.46	2.25	2.68	225
5	2.00	0.33	0.32	3.00	0.66	0.63	0.91	6
yhteensä					7.99	10.17	12.93	517
Sottunga-Kumlinge								
1	1.00	0.19	0.38	3.00	0.19	0.38	0.42	3
2	13.80	0.30	0.50	50.00	4.14	6.90	8.05	690
3	3.70	0.19	0.38	3.00	0.70	1.41	1.57	11
yhteensä					5.03	8.69	10.04	704
Kumlinge-Brändö								
1	4.30	0.19	0.38	3.00	0.82	1.63	1.83	13
2	8.50	0.21	0.50	53.00	1.75	4.25	4.60	451
3	3.70	0.19	0.38	3.00	0.70	1.41	1.57	11
4	5.90	0.21	0.50	53.00	1.22	2.95	3.19	313
5	5.20	0.19	0.38	3.00	0.99	1.98	2.21	16
yhteensä					5.47	12.22	13.39	803
Brändö-Gustavs								
1	3.40	0.21	0.50	53.00	0.70	1.70	1.84	180
2	4.40	0.19	0.38	3.00	0.84	1.67	1.87	13
3	10.40	0.21	0.50	53.00	2.14	5.20	5.62	551
4	5.80	0.19	0.38	3.00	1.10	2.20	2.46	17
5	2.80	0.21	0.50	53.00	0.58	1.40	1.51	148
yhteensä					5.36	12.18	13.30	910
Svinö_Gustavs								
yhteensä					23.86	43.24	49.66	2935

Latausteho / Mvar 45 kV jännitteellä 5.94

ABB Power Systems

Technical Report

TR H 90-832		
Dept POW/H	Date 1990-08-17	Page 1

Title

Ålands Kraftverksaktiebolag
Egenskaper och prestanda hos kraftsystemet på Åland vid anslutning med både Finland och Sverige

Ref

Author
T. Adielson

Reviewed by

Approved by
S.Torseng

Reg
S 53.645.222-832-0100

No. of pages of text
12

No. of supplem pages
97

Summary

Den elektriska belastningen på Åland tillgodoses f.n. med egen produktion i Mariehamnsområdet och import från Sverige via en 70 kV kabel. Ålands Kraftverksaktiebolag har byggt ut sitt 45 kV-nät österut och avser att ansluta det till ett 110 kV-nät på finska fastlandet samt importera kraft även därifrån. Anslutningen kan göras med en vanlig transformator, i vilket fall systemet på Åland sektioneras, eller med en fasvridningstransformator, då systemet på Åland kan drivas hopkopplat. I en tidigare studie har problemen med spontana ändringar av fasvinkeln mellan Finland och Sverige för alternativet med fasvridare behandlats. De effektändringar genom systemet på Åland, som då kan erhållas, verifieras här med en något tillförlitligare systemmodell. Denna studie avser att ge ytterligare underlag för valet mellan de två alternativen.

Problemen med styrningen av spänningen och den reaktiva effekten i anslutningspunkten i Gustafs på finska fastlandet behandlas. P.g.a. ett krav att reaktiv effekt från Åland till finska fastlandet inte tillåts, måste en shuntreaktor installeras. Med en vanlig transformator i Gustafs, behöver reaktorn ha en märkeffekt på 6.6 MVAr vid 47 kV. För att utnyttja överföringens kapacitet, 15 MW, måste sektioneringen av Ålandssystemet göras så att en del av produktionen ingår och ge spänningssupport i Norrböle. Med en fasvridningstransformator behövs en märkeffekt på 4. MVAr om reaktorn installeras i Gustafs och 5. MVAr om den placeras i Brändö.

För att få en uppfattning om systemets prestanda har några större störningar simulerats. Vid avbrott på förbindelsen med Finland kan effekten tas upp på förbindelsen med Sverige praktiskt taget momentant, förutsatt att någon komponent inte löses ut pga överbelastning, vilket bör kontrolleras. Vid avbrott på förbindelsen med Sverige sjunker spänningen på Åland snabbt och maskinerna i Mariehamn förlorar synkronismen med systemet i Finland vid hög effektimport. Bortfall av produktionsenheter på Åland är jämförbart med bortfall av förbindelsen med Sverige. Vid en 3-fasig kortslutning följd av bortkoppling av en ledning i Mariehamnsområdet förblir maskinerna i synkronism med fastlandet, förutsatt att feltiden begränsas till ca 0.2 sek. Det tycks inte vara uppfyllt för ledningen mellan Mariehamn och Tingsbacka. Vid sådan driftläggning att maskinerna efter bortkopplingen av den felbehäftade ledningen endast är anslutna till finska fastlandet via 45 kV-förbindelsen på östra Åland finns uppenbar risk för att maskinerna förlorar synkronismen med fastlandet. För att bibehålla synkronismen behöver feltiderna hållas korta.

Rev Ind	Revision	Date	Author	Reviewed	Approved

Distribution
Ålands Kraftaktiebolag, SETFO/FO, SETFO/TS Å. Carlsson, POW/H

Page 1 only

SEPOW-0033 '90 Västra Aros 88-10

ABB
ASEA BROWN BOVERI

Bilaga 4. 1990-12-04 TB

Kostnadsuppskattning för reaktoranläggning i Gustavs.

1.Löner:		
Bolagets löner	15.000	
		15.000
2.Kostnader för resor och arbetsredskap:		
Dagtraktamenten, resor, logiers. och hotell	10.000	
		10.000
3.Skäliga materialkostnader:		
Reaktoranläggning enl.offert	1.309.000	
Omsättningsskatt tull etc.	303.000	
Skensystem	50.000	
Betong	10.000	
Fyllnadsmassor	10.000	
		1.682.000
4.Transport och arbetsmaskinkostnader:		
Lyftkran	15.000	
Grävmaskin	5.000	
Diverse transporter	5.000	
		25.000
5.Kostnader för utomstående tjänster:		
Montage av anläggningen	90.000	
Byggnadsarbeten	18.000	
Specialistutredning	50.000	
		158.000
TOTALKOSTNADER	FIM	1.890.000