

RAFORKUMÁLASTJÓRI
OR KUDEILD

VIRKJUN HVÍTÁR VIÐ HESTVATN

**4 ORKUMAGN HESTVATNSVIRKJUNAR
OG SAMREKSTUR RAFSTÖÐVANNA
Á SUÐVESTURLANDI**

eftir

Jakob Björnsson

Reykjavík, marz 1961

RAFORKUMÁLASTJÓRI

ORKUDEILD

5 VIRKJUN HVÍTÁR VIÐ HESTVATN

4 ORKUMAGN HESTVATNSVIRKJUNAR

OG SAMREKSTUR RAFSTÖÐVANNA

Á SUÐVESTURLANDI

eftir

Jakob Björnsson

Reykjavík, marz 1961

E F N I S Y F I R L I T

	Bls.
4.0 Niðurstöður	1
4.1 Orkuveitusvæðið og orkupörf þess	3
4.2 Rennsli og miðlun	5
4.2.1 Rennsli	5
4.2.2 Miðlun	5
4.3 Fallhæðir	5
4.3.1 Meðalfallhæð	5
4.3.2 Minnsta fallhæð	6
4.4 Athugun á samrekstri vatnsaflsstöðvanna á Suðvesturlandi og fánlegri orku frá þeim í þurru vatnsári	7
4.4.1 Inngangur	7
4.4.2 Forsendur samrekstrarathugananna	8
4.4.3 Niðurstöður samrekstrarathugananna	10
4.4.4 Orkumagn Sogs- og Hestvatnsvirkjunar	13
4.5 Uppsett afl Hestvatnsvirkjunar	18
4.6 Áhrif aurburðar inn í veituskurðinn á orkuvinnslugetu Hestvatnsvirkjunar	19
4.7 Hækkun á vatnsborði Hvítár við mynni veituskurðar umfram 49,5 m y. s.	21
4.8 Frekari athuganir sem gera þarf	22

TÖFLUR

	Bls.
Tafla 4-1 : Spá um raforkupörf Suðvesturlands árin 1960-70, GWh/ári	4
Tafla 4-2 : Spá um mesta álag á raforkukerfi Suðvesturlands 1960-70, MW	4
Tafla 4-3 : Einkennisstærðir stöðva í samrekstrinum	8
Tafla 4-4 : Samrekstur rafstöðva á Suðvesturlandi 1960-70	11

MYNDIR

Mynd 4-1 :	Raforkukerfi Suðvesturlands
Mynd 4-2 :	Raforkupörf á Suðvesturlandi 1954-59 og áætluð þörf 1960-70
Mynd 4-3 :	Áætlað mesta álag á raforkukerfi Suðvesturlands 1960-70
Mynd 4-4 :	Miðlunarrými í Hestvatni og Hvítá ofan Árhraunsstíflu
Mynd 4-5 :	Miðlunarrými í Hestvatni og Hvítá þegar tekið er tillit til aurburðar

VIÐHANGI 4-1: Athugun á samrekstri rafstöðva á Suðvesturlandi
(eftir Helga Sigvaldason, verkfræðing)

ORKUMAGN HESTVATNSVIRKJUNAR OG

6 SAMREKSTUR RAFSTÖÐVANNA Á SUÐVESTURLANDI

4.0 Niðurstöður

Hér á eftir er tekinn til athugunar samrekstur vatnsaflsstöðva á Suðvesturlandi og orkumagn það, sem fáanlegt er frá hverri um sig inn á raforkukerfið í þurru vatnsári eins og 1950/51, sem er hið þurrasta, sem komið hefur síðan reglubundnar vatnsrennslismælingar hófust. Bendir margt til að svo þurrt vatnsár komi ekki oftar en einu sinni á 20 árum til jafnaðar.

Athugun þessi er gerð með sérstöku tilliti til virkjunar Hvítár við Hestvatn og þess hve lengi slík virkjun myndi "endast" til að sjá fyrir vaxandi raforkuþörf Suðvesturlands, og er þá gengið út frá spá um þessa raforkuþörf áratuginn 1960-70, sem gerð var s.l. ár á vegum raforkumálastjóra. Svárið fer eftir því hve mikil hjálparorkuvinnsla með eldsneyti telst leyfileg í svona vatnsári, áður en þörf er talin á nýrri vatnsaflsstöð. Upplýsingar um þetta atriði má finna í töflu 4-4, 10. dálki.

Virkjunin við Hestvatn, sem gert er ráð fyrir að sé 38,4 MW að uppsettu afli, myndi nýta um 15,8 m nettofallhæð að meðaltali, sem gæti farið niður í um 11,7 m, þegar ís truflar vatnsborðshæð við frárennsli, þó aðeins mjög skamman tíma í senn (fáir dagar). Dægurmiðlun er fáanleg í Hestvatni sjálfu, en miðlun, sem nægir yfir lengra tímabil, er ekki fáanleg nema ofar í ánni svo sem í Hvítárvatni, sem er stærsti miðlunarmöguleikinn, eða í vötnum í þverám Hvítár, svo sem í Sandvatni eða Apavatni.

Samrekstrarathugunin, sem gerð var með dönsku rafeindareiknivél-inni DASK, bendir til að örðugleikum sé bundið að nýta til álags alla þá orku, sem fáanleg væri úr vatnsaflsstöðvunum með því að gjörnýta vatnið, jafnvel í þurru ári eins og 50/51. Veldur því fyrst og fremst skortur á miðlunarrými á kerfinu. Það er ekki nema að mjög takmörkuðu leyti unnt að geyma vor- og sumarvatn til orku-

vinnslu að vetrinum, en þá er þörfin mest. Þetta hefur í för með sér, að eldsneytisstöðvar þurfa að vinna 8-10% heildarorkuvinnslunnar (fyrst og fremst að vetrinum), ef unnt á að vera að nýta nokkurn veginn alla orku vatnsaflsstöðvanna til álags, eða á hinn bóginn, að orka vatnsaflsstöðvanna nýtist ekki nema að ca. 85%, jafnvel í svona þurru vatnsári, ef komast á alveg hjá vinnslu með eldsneyti þennan áratug, sem auðvitað gerir nauðsynlegar örari virkjunarframkvæmdir. Hér er um að ræða hjálparvinnslu vegna vatnsskorts í ekki topporkuvinnslu. Hún kemur svo þar að auki, ef álagið fer fram úr uppsettu afli vatnsaflsstöðvanna.

Hér er miðað við, að ekkert sé dregið úr orkuafhendingu til Áburðarverksmiðjunnar, jafnvel í svona þurru vatnsári.

Teknar voru til athugunar mismunandi aðgerðir í virkjunarmálum, þar á meðal virkjun jarðgufu. Niðurstöðurnar sjálfar eru sýndar í töflu 4-4.

Telja má, að vatnsaflsstöðvarnar á Suðvesturlandi gætu, í þurru vatnsári, gefið sem næst eftirfarandi orkumagn (ávalaðar tölur):

Steingrímsstöð	150 GWh
Ljósafoss	110 "
<u>Írafoss</u>	<u>240 "</u>
Sog samtals	500 GWh
Andakill	10 GWh
<u>Elliðaár</u>	<u>25 "</u>
Núv. vatnsaflsstöðvar samtals	535 GWh
<u>Hestvatn</u>	<u>200 GWh</u>
Vatnsaflsstöðvar samtals	735 GWh
<u>Jarðgufustöð</u>	<u>120 GWh</u>
Samtals	855 GWh

Þessi orka verður ekki öll nýtanleg til álags á þessum áratug með núverandi miðlunarmöguleikum á kerfinu, enda þótt orkuþörfin árið

1970 skv. spánni sé nokkurn veginn nákvæmlega þessi tala. Þótt gert sé ráð fyrir, að jarðgufa sé virkjuð fyrir 1. sept. 1964 og Hestvatn til viðbótar fyrir 1. sept. 1966, yrði hjálparvinnslan með eldsneyti síðasta árið, 69-70, orðin 34,4 GWh. Miðað við sömu virkjanaröð ætti ekki að koma til aflsskorts, en varaafli á kerfinu hins vegar mjög lítið.

Hafa verður í huga, hve sjaldgæf svona vatnsár eru, þegar meta skal niðurstöðurnar.

Með tilliti til þessa er það spurning, hvort ekki ætti beinlínis að reikna með vissri hjálparvinnslu í svona ári, þegar gerðar eru áætlanir um tímaröð virkjunarframkvæmda.

Athugun hefur enn eigi verið gerð fyrir meðalvatnsár, en er áformuð. Ætla má, að orkumagnstölurnar fyrir slíkt ár séu 10-20% hærrí en fyrir þurrt ár eins og 50/51.

4.1 Orkuveitusvæðið og orkupörf þess

Virkjun við Hestvatn myndi senda orku sína inn á raforkukerfi Suðvesturlands, annað hvort í Elliðaáárnnum eða við Sog, auk þess sem nokkur hluti hennar færi beint frá virkjuninni til notenda á Suðurlandsundirlöndinu. Raforkukerfi þetta er sýnt í meginráttum á mynd 4-1.

Á síðasta ári (1960) var á vegum raforkumálastjóra gerð spá um orkupörf þessa landssvæðis árin 1960-1970. Niðurstöður þeirrar orkuspár eru sýndar í töflum 4-1 og 4-2. Þessi orkuspá liggur til grundvallar samrekstrarathugunum þeim, sem hér fara á eftir. Myndir 4-2 og 4-3 sýna einnig niðurstöðurnar af spá þessari. Tölurnar eiga við brúttóvinnslu í orkuveri; öll töp og eigin notkun stöðva er meðtalin.

Tafla 4-1

Spá um raforkubörf Suðvesturlands árin
1960-70, GWh/ári

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Almenn notkun	290	313	338	365	395	426	460	497	537	580	626
Áburðarverksmj.	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Sementsverksmj.	14,2	14,9	15,5	16,2	16,9	17,7	18,5	19,3	20,4	21,4	22,5
Keflavíkurlugv.	33,0	39,6	42,3	44,0	45,6	47,3	48,9	50,6	52,2	53,9	55,5
Samtals	472	503	531	560	593	626	662	702	745	790	839

Tafla 4-2

Spá um mesta álag á raforkukerfi Suðvesturlands
1960-70, MW

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Árl. nýtingartími 6000 h	79	84	89	93	98	104	110	117	124	132	140
Árl. nýtingartími 5500 h	86	92	97	102	108	114	120	128	136	144	152
Álag það sem reiknað er með í samrekstrarathugunum 1)		84	90	96	103	110	118	127	136	146	156

1) Sbr. töflu 4-4

4.2 Rennsli og miðlun

4.2.1 Rennsli

Í 2. hluta þessarar greinargerðar, "Vatnafræði" eftir S. Rist, er gerð nánari grein fyrir rennslisháttum Hvítár við Árhraun og verður það ekki endurtekið hér, en vísað til þess, sem þar er sagt, einkum töflu 2-3.

4.2.2 Miðlun

Hér verður ekki gert ráð fyrir annarri miðlun en þeirri, sem fáanleg verður í Hestvatni sjálfu og uppistöðu þeirri, sem myndast í farvegi Hvítár ofan stíflunnar við Árhraun. Hugsanlegt er að auka miðlunina síðar meir með uppistöðum ofar á vatnasviði Hvítár, svo sem við Hvítárvatn, við Sandvatn, Apavatn og e. t. v. í farvegi Stóru-Laxár. Af þeirri er einungis hin fyrsta, Hvítárvatn, í farvegi Hvítár sjálfrar, en hinar eru allar í þverám. Þær eru einnig allar minni að rúmmáli. Er því eigi að efa, að þýðingarmesta miðlunin á Hvítársvæðinu verður í Hvítárvatni.

Slíkar miðlanir ofar á vatnasviði Hvítár myndu gera mögulegt að nýta meira af orku vatnsaflsstöðvanna á kerfinu til álags en fært er án þeirra og draga þannig verulega úr orkuvinnslu með eldsneyti. Um þetta verður nánar rætt síðar í þessari greinargerð.

Í orkumagnsútreikningum þeim, sem gerðir hafa verið, er gert ráð fyrir 12 GJ miðlun. Hægt er að fá nokkru meiri miðlun með meiri niðurdrætti í uppistöðulóninu í farvegi Hvítár og í Hestvatni (sbr. mynd 4-4). Ávinningur af slíkri miðlun yrði þó eigi verulegur að því er orkuvinnslugetuna varðar, þar eð 12 GJ er meira en nóg vegna dægurmiðlunar, en ársvatnið í vatnsári eins og 50/51 á hinn bóginn hagnýtt að 95% með þessum 12 GJ geymi. Helzt væri ávinningur að því, ef hækka mætti vatnsborðið yfir 49,5 m, þar eð þá yrði niðurdrátturinn og þar með lökkunin í fallhæð minni. Þetta er atriði, sem þarf nánari athugunar við fyrir fullnaðaráætlun.

4.3 Fallhæðir

4.3.1 Meðalfallhæð

Í ætlun Sigurðar Thoroddsen, verkfræðings, er gert ráð fyrir, að

vatnsborði Hvítár ofan stíflunnar við Árhraun sé að jafnaði haldið í hæðinni 49,5 m, þannig að það sé eigi hærra nema í flóðum eða þegar ís truflar vatnsborðshæðina, í því skyni að hækka ekki grunnvatnsborð á Skeiðum. Í orkumagnsútreikningunum var gert ráð fyrir 12 Gl geymi, sem nægir vel til dægurmiðlunar, en ekki til rennslisjöfnunar yfir lengri tímabil. Geymisrými þetta liggur þá allt neðan við 49,5 m vatnsborðshæð og samsvarar 1,3 m niðurdrætti, eða niður í 48,2 m. Falltap í veituskurðinum er hverfandi, þannig að þessar vatnsborðshæðir gilda einnig með góðri nákvæmni fyrir vatnsborð Hestvatns sjálfs.

Venjuleg vatnsborðshæð Hvítár við mynni frárennslisskurðar er talin 33,0 m. Úr því fást eftirtaldar fallhæðir :

Brúttófallhæð 49,5 - 33,0		16,5 m
+ ca. 25% af mesta niðurdrætti í lóni	ca. 0,3 m	
+ falltap í aðrennslisskurði við 25% niðurdrætti í lóni	<u>ca. 0,4 m</u>	<u>0,7 m</u>
Meðal nettófallhæð		15,8 m

Þetta er sú fallhæð, sem ákvarðandi er fyrir orkuvinnslugetuna.

Í athugun þeirri á samrekstri stöðvanna á Suðvesturlandi, sem gerð var í dönsku rafeindareiknivélinni DASK á s.l. hausti og lýst er í viðhanga hér að aftan, var reiknað með meðal-nettófallhæðinni 16,0 m og eru niðurstöður þeirrar athugunar því miðaðar við þá fallhæð.

4.3.2 Minnsta fallhæð

Minnsta fallhæð virkjunarinnar verður, þegar ís hækkar frávatnið við Kiðjaberg og jafnframt er dregið niður í lóninu eins og mest verður. Skv. 2. hluta greinargerðar þessarar, "Vatnafræði", getur ís hækkað vatnsborðið við Kiðjaberg upp í ca. 36,0 m.

Að óbreyttu rennsli um skurðinn finnst þá minnsta nettófallhæð þannig :

Brúttófall við íshækkun 49,5-36,0		13,5 m
+ mesti niðurdráttur í lóni	1,3 m	
+ falltap í aðrennslisskurði við mesta niðurdrátt í lóni	<u>0,5 m</u>	<u>1,8 m</u>
Minnsta nettófallhæð		11,7 m

eða um 74% af venjulegri nettófallhæð.

Ef ekki er fyrir því séð í vélum og aðrennslisskurði að unnt sé að auka rennslid gegnum vélarnar, þýðir þetta, að einungis 70-75% af ástimpluðu afli vélanna er tryggt hvenær sem er. Aflið er hægt að tryggja með því að ætla vatnsvélunum að skila fullu afli þrátt fyrir þessa lækkun í fallhæð, sem auðvitað þýðir stærri og þar með dýrari vatnsvélar; og með því að auka flutningsgetu aðrennslisskurðarins tilsvarendi, sem einnig þýðir, að hann kostar meira. Hvort það telst svara kostnaði að tryggja þannig fullt afl virkjunarinnar er atriði, sem athuga þarf áður en fullnaðaráætlun er gerð. Verður, þá að sjálfsgöðu að taka tillit til þess, að íshækkun þessi mun vera mjög sjaldgæf og ekki standa lengi í einu.

4.4 Athugun á samrekstri vatnsaflsstöðvanna á

Suðvesturlandi og fánlegri orku frá þeim í þurru vatnsári

4.4.1 Inngangur

Á síðastliðnu sumri var athugaður samrekstur vatnsaflsstöðvanna á Suðvesturlandi í vatnsári eins og 1950/51, sem er hið þurrasta, sem komið hefur á Suðvesturlandi síðan mælingar hófust. Gert var ráð fyrir, að kerfið væri komið í það horf, sem mynd 4-1 sýnir, þ.e. að fyrirhuguðum viðbótum væri lokið. Af núverandi vatnsaflsstöðvum á Suðvesturlandi voru þessar teknar með í samreksturinn:

Steingrímsstöð	26,40 MW
Ljósafoss	14,60 "
Írafoss	31,00 "
Andakíll	3,52 "
Elliðaárstöð	3,16 "
	<hr/>
	78,68 MW

eða 98,8% afis þeirra vatnsaflsstöðva, sem nú eru á kerfinu.

Af vatnsaflsstöðvum voru Rjúkandi og vatnsaflsstöðin í Vik í Mýrdal ekki teknar með í samrekstrarathuganirnar. Eldsneytisstöðvarnar eru teknar með á þann hátt, að mismunur orku og aflsparfar kerfisins skv. orkuspá þeirri, sem áður var minnst á, og þess sem vatnsaflsstöðvarnar gefa, var sett á þær. Með því að bera þann mismun saman við stærð núverandi eldsneytisstöðva á kerfinu, sem eru samtals 10,65 MW að uppsettu afli, má sjá, hvort þær anna mismun þessum, eða hvort stækkunar þeirra er þörf.

Athuganir þessar voru framkvæmdar með dönsku rafeindareiknivél-
inni DASK í Regnecentralen í Kaupmannahöfn. Þetta er í fyrsta
sinni að slík athugun hér á landi er framkvæmd með rafeindareikni-
vél og var því um eins konar tilraun að ræða. Forstjóri Regne-
centralen, N.I. Bech, verkfræðingur, var hér á ferð í fyrravor og
bauð hann okkur þá m.a. að gera þessa tilraun án endurgjalds.
Var það góða boð þegið með þökkum og tilraunin gerð. Tókst hún
í alla staði þrýðilega og verður vafalaust upphafið að fleiri sam-
rekstrarathugunum íslenskra rafstöðva með rafeindareiknivélum.

Til fróðleiks má geta þess, að samrekstrarathugun fyrir eitt ár tók
um 1/2 klst. á vélina. Sams konar athugun, gerð á "venjulegan"
hátt, myndi taka fullan starfstíma eins manns í 5 ár og myndi hún
því að sjálfsögðu aldrei verða framkvæmd án slíkra véla.

Full greiðsla fyrir reiknivélina er um 480 d.kr/klst.

Gerð prógrammsins, sem athuganirnar voru gerðar eftir, annaðist
Helgi Sigvaldason, verkfræðingur. Í viðhanga hér aftan við gerir
Helgi nánari grein fyrir prógramminu.

4.4.2 Forsendur samrekstrarathugananna

Stöðvar þær, sem gert var ráð fyrir að Hestvatnsvirkjun starfaði
með, og helztu einkennisstærðir hvernarr um sig, eru sem hér segir:

Tafla 4-3. Einkennisstærðir stöðva í samrekstrinum

Stöð	Meðal- nettó- fall m	Meðal- nýtni %	Orka í vatni		Uppsett afl MW	Geymisstærð	
			MWh/Gl	MW/kl/s		Gl	MWh
Steingrímsst.	20,5	88	49,1	0,177	26,4	124,0 ¹⁾	6100 ²⁾
Ljósafoss	16,6	79	35,7	0,129	14,6	1,36	160
Írafoss	36,8	84	82,0	0,303	31,0		
Ellliðaár	80,6	0,300	3,16	2,3	187
Andakíll	115,8	0,417	3,52	10,2	1180
Hestvatn	16,0	81	35,3	0,127	33,0	12,0	424
Jarðgufustöð	15,0	.	.

1) Miðað við 1,5 m vatnsborðsbreytingu í Þingvallavatni.

2) Miðað við nýtingu vatnsins í Steingrímsstöð einni. Séu allar þrjár
stöðvarnar teknar með, er orkuinnihaldið 20700 MWh = 20,7 GWh

Eins og að framan getur var vatnsárið 1950/51 lagt til grundvallar útreikningunum. Það er hið þurrasta vatnsár, sem komið hefur síðan reglubundnar mælingar hófust í Hvítá, árið 1950. Mælingar í Sogi ná aftur til 1939 og er þetta sama vatnsár hið þurrasta, sem þar hefur komið á mælingatímabilinu. Tímabil mælinganna er ennþá of stutt til þess að sagt verði með sémilegri vissu, hve algeng svona þurr vatnsár séu í Hvítá, á löngu tímabili reiknað, en lauslegar athuganir benda þó til, að svona þurrt vatnsár eða þurrara ætti varla að koma oftar en einu sinni á 20 árum, til jafnaðar; jafnvel enn sjaldnar. Sama ár er lagt til grundvallar fyrir allar vatnsaflsstöðvarnar, enda benda mælingarnar til, að þurrt vatnsár komi yfirleitt sama árið hjá þeim öllum. Það ber því að hafa í huga, þegar niðurstöðurnar eru athugaðar, að í langflestum árum gæti orkuvinnslan verið meiri. Enn hefur ekki verið athugað, hve mikil hún gæti orðið í meðalári, en slík athugun er áformuð og verður framkvæmd bráðlega. Ætla má, að orkuvinnslugetan í meðalári sé milli 10 og 20% hærrí en árið 50/51.

Þessi forsenda, hvaða vatnsár er lagt til grundvallar, skiptir mjög miklu máli, t. d. þegar gera skal samanburð á orkumagni Hestvatnsvirkjunar og jarðgufuvirkjunar og þá ekki síður við samanburð á vinnslukostnaði orkunnar í þessum tveim orkuverum. Í 19 ár af hverjum 20, og jafnvel enn oftar, getur Hestvatnsvirkjun og aðrar vatnsaflsstöðvar gefið meiri orku en hér er talið, en orka jarðgufustöðvarinnar er hins vegar hin sama frá ári til árs. Á hitt er þó jafnframt að líta, að þessi umframorka vatnsaflsstöðvanna flest ár er ekki jafn verðmæt og hin, sem fáanleg er jafnvel í þurrustu vatnsárum, einmitt vegna þess, að ekki er hægt að reiða sig á hana, hún er ekki "trygg". Hún er þó engan veginn einskis virði, og sérstaklega skal bent á, að auðvelt er að auka verðmæti hennar upp í verðmæti "tryggrar" orku með því að hafa eldsneytisstöðvar til að hjálpa til í þurrustu vatnsárunum. Það má sýna fram á að slíkt sé mjög hagkvæmt, en ekki skal frekar farið út í það hér.

Um jarðhitastöðina, sem tekin er með í samreksturinn, er sú forsenda lögð til grundvallar, að hvor vélasamstæða sé tekin úr rekstri í 1 mánuð að sumri til, til viðhalds og eftirlits, en þó aðeins önnur í senn.

Nokkrar fleiri forsendur samrekstrarathugananna eru ræddar í við-

hanganum hér aftan við. Þar eru einnig teknar til athugunar tvær hugsanlegar virkjanir í Brúará, við Dynjandi og í nánd við Brúarfoss. Þar eð þessar tvær virkjanir eru utan við ramma þessarar greinargerðar um orkumagn Hestvatnsvirkjunar, og þar eð engar áætlanir liggja fyrir um þær, verður eigi um þær rætt hér.

4.4.3 Niðurstöður samrekstrarathugananna

Niðurstöður athugana þessara eru sýndar í töflu 4-4. Þar eru teknir fyrir 4 möguleikar í virkjunarmálum, eftir 1964, svo sem taflan ber með sér. Fram til 1964 er reiknað með núverandi stöðvum, nema hvað gert er ráð fyrir viðbótarvél í Írafossi frá og með árinu 62-63. Til samræmis við niðurstöður vatnamælinga er reiknað í svonefndum vatnsárum, þ. e. tímabilinu 1. sept. - 31. ágúst. Árið 62-63 er því tímabilið 1. sept. 1962 - 31. ágúst 1963.

Í dálkunum 2 til 8 er sýnt hver orkuvinnsla einstakra rafstöðva yrði í samrekstrinum. Dálkur 10 sýnir orkuvinnslu eldsneytisstöðvanna, vegna aflsskorts, þ. e. orkuvinnsluna á þeim hluta álagslínunnar, þegar heildarálag á kerfið er meira en samanlagt uppsett afl vatnsaflsstöðvanna og jarðhitastöðvarinnar. 11. dálkurinn sýnir hins vegar orkuvinnslu eldsneytisstöðvanna vegna vatnsskorts hjá vatnsaflsstöðvunum. Í þessum dálki segir það til sín, að athuginin er gerð fyrir þurrt vatnsár, en tölurnar í 10. dálki, sem háðar eru aflinu eingöngu, eru hins vegar hinar sömu, hvort sem vatnsárið er þurrt eða ekki. 12. dálkur sýnir heildarorkuvinnsluna á hverju ári, skv. orkuspánni, sem náttúrulega er summan af tölunum í fyrri dálkunum. Tveir síðustu dálkarnir sýna svo mesta álag á kerfið og á eldsneytisstöðvarnar. Álagið á eldsneytisstöðvarnar er fundið með því að draga uppsett afl vatnsaflsstöðvanna og jarðhitastöðvarinnar frá heildarálaginu á kerfið.

Tölurnar í 3. dálki töflunnar, orkuvinnsla Írafoss og Ljósafossstöðvanna, sem í athugininni eru meðhöndlaðar sem ein stöð, þar eð svo til enginn vatnsgeymir er á milli þeirra, eru mjög breytilegar, til muna breytilegri en fyrir hinar stöðvarnar. Orsök þessa liggur í prógrammi því fyrir samreksturinn, sem útreikningarnir á DASK fóru fram eftir. Þar er gert ráð fyrir því, að vatnsaflsstöðvarnar séu settar inn í þeirri röð, að framhjárennsli eigi sér stað fyrst og fremst hjá Írafossi og Ljósafossi, ef það á sér stað á kerfinu á annað borð. Að sjálfsögðu hefði prógrammið getað verið öðru vísi

TAFLA 4-4

Samreksur rafstöðva á Suðvesturlandi 1960-70

(NB: Árið talið 1. sept. - 31. ág. til samræmis við vatnsárið)

1. Núverandi stöðvar + vél í Írafossi frá og með 62-63

Ár	Orkuvinnsla GWh											Mesta álag MW	
	S O G			Anda- kíll	Elliða- ár	Hest- vatn	Jarð- gufa	Eldsneytisstöðvar			Árs- orku- vinn- sla	Á- kerfi	Á elds- neytis- stöðvar
	Stein- gríms- stöð	Írafoss + Ljósaf.	Sam- tals					Vegna afls- skorts	Vegna vatns- skorts	Sam- tals			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
60-61	142,8	311,4	454,2	19,2	8,5	.	.	-	13,1	13,1	495,0	83,5	-
61-62	143,1	323,9	467,0	19,4	8,4	.	.	1,0	26,2	27,2	522,0	89,5	4,1
62-63	144,9	342,2	487,1	20,5	8,6	.	.	-	34,8	34,8	551,0	95,9	-
63-64	147,0	349,0	496,0	20,7	8,7	.	.	0,2	56,4	56,6	582,0	102,7	1,8

2. Hestvatn virkjað fyrir 1. sept. 1964

64-65	142,8	244,3	387,1	18,5	8,4	201,0	.	-	-	-	615,0	110,0	-
65-66	142,8	271,3	414,1	19,0	8,4	203,2	.	-	6,3	6,3	651,0	117,9	-
66-67	142,8	290,6	433,4	19,4	8,4	204,5	.	-	24,3	24,3	690,0	126,6	-
67-68	142,9	309,8	452,7	19,6	8,5	205,4	.	0,1	44,7	44,8	731,0	135,6	1,9
68-69	143,3	324,1	467,4	19,8	8,5	206,4	.	0,9	73,0	73,9	776,0	145,5	11,6

3. Jarðgufa virkjuð fyrir 1. sept. 1964

64-65	142,8	316,5	459,3	19,3	8,6	.	120,4	-	7,4	7,4	615,0	110,0	-
65-66	143,3	334,2	477,5	19,9	8,4	.	120,4	0,1	24,7	24,8	651,0	117,9	2,0

4. Hestvatn virkjað fyrir 1. sept. 1964 og jarðgufa fyrir 1. sept. 1967

64-65	142,8	244,3	387,1	18,5	8,4	201,0	.	-	-	-	615,0	110,0	-
65-66	142,8	271,3	414,1	19,0	8,4	203,2	.	-	6,3	6,3	651,0	117,9	-
66-67	142,8	290,6	433,4	19,4	8,4	204,5	.	-	24,3	24,3	690,0	126,6	-
67-68	142,7	243,7	386,4	18,4	8,3	197,5	120,4	-	-	-	731,0	135,6	-
68-69	142,8	271,6	414,4	19,2	8,4	201,6	120,4	0	12,0	12,0	776,0	145,5	-
69-70	142,8	294,3	437,1	19,4	8,4	204,1	120,4	0,2	34,4	34,6	824,0	156,1	7,2

5. Jarðgufa virkjuð fyrir 1. sept. 1964 og Hestvatn fyrir 1. sept. 1966

64-65	142,8	316,5	459,3	19,3	8,6	.	120,4	-	7,4	7,4	615,0	110,0	-
65-66	143,3	334,2	477,5	19,9	8,4	.	120,4	0,1	24,7	24,8	651,0	117,9	2,0
66-67	142,8	206,8	349,6	18,4	8,3	193,3	120,4	-	-	-	690,0	126,6	-
67-68	142,7	243,7	386,4	18,4	8,3	197,5	120,4	-	-	-	731,0	135,6	-
68-69	142,8	271,6	414,4	19,2	8,4	201,6	120,4	0	12,0	12,0	776,0	145,5	-
69-70	142,8	294,3	437,1	19,4	8,4	204,1	120,4	0,2	34,4	34,6	824,0	156,1	7,2

og framhjárennslið verið annars staðar, en orkuvinnsla vatnsaflsstöðvanna á kerfinu sem heild hefði orðið hin sama fyrir því. Prógrammið var gert þannig, að útreikningarnir sýna mestu fánlegu orkuvinnslu vatnsaflsstöðvanna í heild í vatnsári eins og því, sem lagt var til grundvallar. Hins vegar er innbyrðis skipting orkuvinnslunnar milli vatnsaflsstöðvanna að sjálfsögðu alltaf óákveðin, meðan eitthvert vatn rennur framhjá einhvers staðar á kerfinu, enda skiptir hún þá ekki máli fyrir heildarorkuvinnsluna.

Efsti hluti töflunnar sýnir samrekstur núverandi stöðva fram til '63-'64, með viðbótarvél í Írafossi frá '62-'63. Þessi viðbótarvél hefur fyrst og fremst áhrif á 9. og 14. dálk töflunnar, þ.e. aflíð, en lítil á orkuvinnsluna. Dálkur 10 sýnir þá, að orkuvinnsla eldsneytisstöðvanna vegna vatnsskorts er komin upp í 56,4 GWh síðasta árið. Þess ber þá að geta, að draga má úr þessari orkuvinnslu með því að

1. draga úr orkuafhendingu til Áburðarverksmiðjunnar
2. haga orkuafhendingunni til Áburðarverksmiðjunnar eins mikið eftir rennslinu við vatnsaflsstöðvarnar og fært er.

Einkum er síðari möguleikinn athyglisverður. Prógramm útreikningsins gerir ráð fyrir jafnri orkuafhendingu til Áburðarverksmiðjunnar alla daga ársins (en að sjálfsögðu misjafnri eftir klukkustundum dagsins). Með því að draga úr orkuafhendingu til verksmiðjunnar að vetri til, þegar tappa þarf úr vatnsgeyminum í Þingvallavatni en auka hana svo aftur að vorinu, meðan leysingar standa, og e.t.v. að sumrinu líka, má væntanlega draga mjög úr orkuvinnslu eldsneytisstöðvanna vegna vatnsskorts. Þetta þarf nánari athugunar við; bæði hve miklar breytingar í orkuafhendingu verksmiðjan þolir án þess að dregið sé úr ársafköstum hennar, og svo hitt, hve mikil áhrifin af slíkum breytingum eru.

Jafnframt ber að hafa í huga, að niðurstöðurnar gilda fyrir vatnsár, sem líkur benda til að ekki komi til jafnaðar nema einu sinni á 20 árum, svo að fyrri möguleikinn, að draga hreinlega úr orkuafhendingunni til verksmiðjunnar og þar með náttúrulega úr framleiðslu hennar, svo sem eitt ár af hverjum 20, kemur vissulega einnig til greina.

Í næsta hluta töflunnar er þróunin rakin áfram eftir 1963-64, ef

gert er ráð fyrir, að Hestvatn yrði virkjað fyrst. Eins og áður segir er gert ráð fyrir, að framhjárennslið verði við Írafoss og Ljósafoss og er orkuvinnsla þeirra því allbreytileg, en Hestvatns hins vegar tiltölulega jöfn. Í 10. dálki sést, að árið 1966-67 er orkuvinnsla eldsneytisstöðvanna komin upp í 24,3 GWh, enda þótt Sogið vinni aðeins 433,4 GWh, sem þýðir talsvert framhjárennsli þar. Orsökinn er hve geymirinn í Þingvallavatni er lítill. Hann tæmist að vetrinum, svo að eldsneytisstöðvarnar verða að grípa inn, en hins vegar fyllist hann svo fljótt að vorinu, að framhjárenneli er langtímum saman að sumrinu. Þessi þróun er rakin allt fram til '68-69. Það ár er vatnsskorturinn orðinn 73 GWh, og er þó Sogið eigi fullnýtt, sbr. það sem sagt verður hér á eftir um orkuvinnslugetu Sogsstöðvanna.

Þá er rakið á sama hátt frá 1964-65 ef gert er ráð fyrir jarðgufu-
virkjun. Því miður nær yfirlitið ekki nema til 1965-66, þar eð þetta tilfelli var ekki athugað lengra fram í tímann með reiknivélinni. Í 10. dálki sést, að orkuskorturinn á kerfinu er orðinn svipaður árið '65-66 ef jarðhitinn er virkjaður og árið '66-67, ef Hestvatn er virkjað, eða m.ö.o., að Hestvatn eitt endist aðeins einu ári lengur en jarðhitastöðin ein. Þetta kann að virðast furðuleg niðurstaða, þar eð 7. og 8. dálkur sýna, að Hestvatn gefur um 200 GWh en jarðhitinn aðeins 120, þ.e. 80 GWh minna, en aukning heildarorkuvinnslunnar á þessu eina ári er hins vegar ekki nema $731-690 = 41$ GWh. En ef litið er á 4. dálk sést, að munurinn liggur í minni orkuvinnslu Sogsins í samvinnu við Hestvatn en í samvinnu við jarðhitann. Það á aftur rót sína í takmörkuðum miðlunarmöguleikum Sogsins. Ætla má, að miðlun í Hvítá myndi hafa veruleg áhrif á þetta atriði í því að í þeim samrekstri, sem hér var athugaður, er Þingvallavatn meginmiðlunaruppistaðan á kerfinu öllu og er nýtt til að tryggja sem mesta vatnsorkuvinnslu á kerfinu sem heild en ekki í Sogi sérstaklega, svo sem áður er á drepið.

Tveir neðstu hlutar töflunnar sýna þróunina ef bæði jarðgufan og Hestvatn eru virkjuð, en í mismunandi röð. Þessi yfirlit eru sett saman úr þeim fyrri og þarfnast því ekki skýringa sérstaklega.

4.4.4 Orkumagn Sogs- og Hestvatnsvirkjunar

Svo sem að framan er getið er skipting orkuvinnslunnar milli vatns-

aflsstöðvanna á kerfinu innbyrðis óákveðin á meðan vatn rennur framhá einhverri þeirra. Þetta kemur greinilega í ljós af niðurstöðum samrækstrarathugananna hér að framan, að því er Ljósafoss og Írafoss varðar, en þar er framhjárennslið látið eiga sér stað. Það er því nokkuð örðugt að tilgreina ákveðna tölu sem orkuvinnslugetu þessara tveggja stöðva í samrækstrinum í vatnsári eins og 50/51. Sama gildir auðvitað um hinar vatnsaflsstöðvarnar líka; umframrennslið hefði alveg eins getað verið þar. Niðurstaðan er því óhjákvæmilega sú, að ekki er hægt að tileinka hverri vatnsaflsstöð um sig ákveðna orkumagnstölu á þann hátt að leggja megi þær saman til þess að finna, hve mikla orku stöðvarnar geta samanlagt sent inn á kerfið. Orkumagn það, sem vatnsaflsstöð getur látið frá sér út á kerfið í tilteknu vatnsári, er ekki skilgreinanlegt á sama hátt og magn af olíu í olíugeymi til dæmis. Það takmarkast á tvennan hátt :

- 1) Af innri orsökum, þ. e. orsökum, sem bundnar eru stöðinni sjálfri, svo sem fallhæð, virkjuðu rennsli, rennsli um stöðina og miðlun þeirri, sem fyrir hendi er.
- 2) Af ytri orsökum, þ. e. kerfi því, sem stöðin sendir orku sína inn á (kerfi er notað hér í víðtækri merkingu; það getur t. d. verið aðeins einn notandi).

Af þessum sökum liggur beint við að tileinka vatnsaflsstöð ekki eina heldur tvær orkumagnstölur (1), svonefnda innri orku, sem takmarkast af fyrrnefndu orsökunum og (2) ytri orku eða orku, sem er álagstrygg (firm on load), og takmarkast hún af þeim síðarnefndu orsökunum. Ytri orkan getur vitanlega aldrei orðið meiri en sú innri (nema stöðin hafi aðstöðu til dælimiðlunar - pumped storage - og geti þannig nýtt sama vatnið oftár en einu sinni) og hún verður eigi skilgreind nema álagið á kerfið sé þekkt og nákvæmlega sé tilgreint, hvernig stöðin starfi með öðrum stöðvum á kerfinu. Einungis með því að leggja saman ytri orku stöðvanna fæst hve mikið þær geta í samvinnu sent inn á kerfið, og það er þessi orka, sem ákveður, hve lengi ný vatnsaflsvirkjun, sem kemur inn á kerfið "endist", en það er spurning, sem oft kemur upp, þegar rætt er um væntanlegar aðgerðir í virkjunarmálum.

Lítum nú snöggvast á innri orkuna. Hún er óháð kerfinu en takmarkast af orsökum, sem bundnar eru stöðinni sjálfri. Auk fallhæðar,

sem að sjálfsögðu hefur hér áhrif, fer hún eftir rennslinu um stöðina hið tiltekna vatnsár, eftir virkjuðu rennsli og eftir stærð þeirrar miðlunaruppistöðu, sem fyrir hendi er við virkjunina. Hún getur mest orðið jöfn orkuinnihaldi ársvatnsins við stöðina, að viðbættri þeirri nettó töppun úr miðlunargeymi, sem leyfileg telst í hinu tiltekna vatnsári. Stærð hins virkjaða rennslis getur lækkað hana nokkuð frá þessu, ef geymirinn er ekki nægilega stór til að safna í sig öllu rennsli, sem umfram er virkjað rennsli og geyma það þar til náttúrulegt rennsli fellur undir virkjað rennsli. Sé einungis dægurmiðlun fyrir hendi, má ákveða innri orkuna út frá langæislínu rennslisins um stöðina hið tiltekna vatnsár með því að skera af toppinn ofan við hið virkjaða rennsli. Athugandi er, að því aðeins má nota langæislínu náttúrulegs rennslis í þessu augnamiði, að engar stöðvar séu við sama vatnsfall eða þverár þess ofan stöðvar þeirrar, sem til athugunar er.

Sé gert ráð fyrir að fært þætti að geymirinn í Þingvallavatni sé tómur í lok jafn lélegs vatnsárs og 1950/51 ("tómur" í þessu sambandi þýðir 1,5 m lægra vatnsborð á Þingvallavatni) er innri orka Sogsins í vatnsárin eins og 50/51 :

Ársvatn, 2906, 39 Gl, nýtt í öllum	
þremur stöðvunum	484, 8 GWh
Geymisinnihald, 124 Gl, nýtt í öllum	
þremur stöðvunum	<u>20, 7 "</u>
Samtals	<u>505, 5 GWh</u>

Hér má reikna allt ársvatnið; geymirinn er nægilega stór til þess að taka alla rennslistoppa ofan hins virkjaða rennslis, 150 kl/s. (Hér er miðað við Sogið fullvirkjað. Í svona lélegu vatnsári breytir það þó engu, þar eð meðalrennslið 50/51, 92 kl/s, er undir lágsta virkjaða rennslinu í núverandi stöðvum, 100 kl/s í Írafossi.)

Í Hestvatni er aðeins dægurmiðlun. Þar má því finna innri orkuna út frá langæislínu náttúrulegs rennslis :

Ársvatn 50/51, 6151, 75 Gl, svarar til	214, 5 GWh
+ þar af ofan virkjaðs rennslis,	
260 kl/s, skv. langæislínu 50/51, 5%	<u>10, 7 "</u>
Innri ársorka 50/51	<u>203, 8 GWh</u>

Þetta er miðað við meðal-nettófallhæð 15,8 m, en í samrekstrarathugunum var reiknað með 16,0 m, svo sem áður er sagt. Hæsta talan fyrir Hestvatn í töflu 4-4 er 206,4 GWh, fyrir Hestvatn eitt í samvinnu við núverandi stöðvar árið '68-69. Sé nú þessi tala umreiknuð í fallhæðina 15,8 fæst

$$206,4 \cdot \frac{15,8}{16,0} = 203,8 \text{ GWh}$$

þ.e. nákvæmlega innri orkan. Við þessar aðstæður á kerfinu og með því að láta framhjärennslu allt lenda hjá Írafossi og Ljósafossi, tekst þannig að nýta alla innri orku Hestvatns. Í þessu ákveðna tilviki er því ytri orka virkjunarinnar jöfn innri orku hennar.

Sé hins vegar Hestvatn og Sogið tekið saman, er samanlögð ytri orka þeirra í nefndu tilviki (sbr. töflu 4-4)

$$467,4 + 203,8 = 671,2 \text{ GWh}$$

en innri orkan samtals

$$505,5 + 203,8 = 709,3 \text{ GWh}$$

þ.e. ytri, nýtanlega orkan er um 94,5% af innri orkunni í þessu tilviki, en þá ber þess að gæta, að svona góð nýting innri orkunnar kostar 73 GWh vinnslu með eldsneyti eða 8,5% af heildarorku kerfisins. Orsökina er, eins og áður er sagt, að miðlunargeymirinn í Þingvallavatni er tiltölulega lítill.

Sé aftur tekið árið '66-67, með Hestvatn eitt í samvinnu við núverandi stöðvar, er ytri orka Sogs og Hestvatns

$$433,4 + 204,5 \cdot \frac{15,8}{16,0} = 635,3 \text{ GWh}$$

eða 89,5% af samanlagðri innri orku þeirra.

Sé enn tekið árið '64-65 í þessum sama samrekstri, en það ár er enginn orkuvinnsla með eldsneyti vegna vatnsskorts, er ytri orkan samtals

$$387,1 + 201,0 \cdot \frac{15,8}{16,0} = 585,6 \text{ GWh}$$

eða 82,6% af innri orkunni.

Þessi dæmi, sem hér hafa verið tekin, sýna, að ef komast á alveg hjá orkuvinnslu með eldsneyti vegna vatnsskorts, nýtist innri orka Sogs og Hestvatns illa, vegna skorts á miðlunarrými á kerfinu.

Hér skal eigi farið út í að ræða hver sé innri orka Elliðaárstöðvarinnar og Andakíls, en séu teknar hæstu orkutölur þessara stöðva úr töflu 4-4, 8, 7 og 20, 7 GWh, væri samanlögð innri orka núverandi vatnsaflsstöðva og Hestvatns

$$709,3 + 8,7 + 20,7 = 738,7 \text{ GWh}$$

Sé jarðhitastöðinni bætt hér við, fæst

$$738,7 + 120,4 = 859,1 \text{ GWh}$$

Væri öll þessi orka álagstrygg sem ytri orka, þyrfti enga orkuvinnslu með eldsneyti vegna vatnsskorts þennan áratug og sáralitla árið '70-71.

Niðurstaðan af þessum hugleiðingum er því sú, að því aðeins nýtist orka vatnsaflsstöðvanna á kerfinu vel í vatnsári eins og 50/51, að talsverð viðbótarorka sé unnin með eldsneyti. Hér er einungis um eldsneytisorku vegna vatnsskorts að ræða, en ekki topporkuvinnslu, því að hún er óháð því, hvort vatnsár er þurrt eða ekki. Til þess að komast hjá þessari orkuvinnslu með eldsneyti þarf að auka miðlunarrými á kerfinu frá því sem það yrði að lokinni virkjun Hestvatns. Með tilliti til þess, hve sjaldgæf svona þurr vatnsár eru, þarf það þó nánari athugunar við, hvort aðgerðir í því augnamiði borga sig.

En hvert er þá orkumagn Hestvatnsvirkjunar? Svo sem ljóst mun vera af framansögðu er ekki hægt að svara þessari spurningu án þess að nánari tilgreining fylgi á því við hvað er átt. Hins vegar er hagkvæmt í umræðum um þessi mál að tileinka hverri vatnsaflsstöð vissa orkumagnstölu, eins konar nafnorku stöðvarinnar. Til þess að fá sæmilega ótvíræða skilgreiningu verður nafnorkan reiknuð hér sem innri orka stöðvarinnar, og samkvæmt framansögðu má telja að

nafnorka Hestvatnsvirkjunar sé um 200 GWh/þurru ári.

Á sama hátt mætti telja nafnorku Sogsins um 500 GWh/þurru vatnsári. En stöðugt verður að hafa í huga, að ekki er öll nafnorkan að jafnaði nýtanleg til álags, nema með hjálparvinnslu með eldsneyti, auk topporkuvinnslunnar. Hversu mikill hluti er nýtanlegur þarfnast sérstakrar athugunar í hverju einstöku tilviki.

Framangreindur aðskilnaður í innri og ytri orku hefur ekki þýðingu nema á kerfum, sem fá orku sína að langmestu leyti frá vatnsaflsstöðvum, og þá einkum ef miðlunarrými á kerfinu er takmarkað. Að öðrum kosti má reikna með, að öll innri orkan sé trygg til álags, og þar með jöfn ytri orku stöðvarinnar. Í varmaafslöndum, þar sem orkuvinnslan með vatnsafl er ekki nema 20-30% af heildinni eða jafnvel minna, er öll innri orka vatnsaflsstöðvanna nýtileg til þess að spara eldsneyti og þar hefur þessi aðgreining því engan tilgang.

4.5 Uppsett afl Hestvatnsvirkjunar

Í samrekstrarathugunum var gert ráð fyrir, að uppsett afl Hestvatnsvirkjunar væri 33 MW, sem samsvarar 6000 h/ári nýtingartíma, miðað við nafnorku í þurru vatnsári. Hér er um normalafköst vatnsvéla að ræða, en þar eð gera má ráð fyrir, að þær geti skilað ca. 10% umfram ástimplað afl, er málafli rafala haft nokkru herra eða 38,4 MW, og miðað við það yrði nýtingartími uppsetts afli rúmlega 5200 stundir í þurru vatnsári. Þess ber að geta, að ekki er rétt að miða við svona þurrt vatnsár, þegar meta skal nýtingartímann, sökum þess, hve sjaldgæft það er, heldur miklu fremur normalár. Eins og áður segir hafa samrekstrarathuganir enn eigi verið gerðar fyrir meðalvatnsár, en sé reiknað með 20% meiri orku í slíku ári, svarar ástimplað afl rafala til 6250 h/ári nýtingartíma uppsetts afli, sem - að svo komnu máli a.m.k. - getur talizt nokkuð hæfilegt.

Í kostnaðaráætluninni eru tvær tilhaganir teknar með; önnur með 38,4 MW afli rafala í tveim vélum; hin með 50% meira afli, 55,6 MW, í þremur vélasamstæðum. Þetta er gert til þess að finna "inkremental" afkkostnað virkjunarinnar, en hann hefur að sjálf-sögðu áhrif á endanlegt val á vélastærðum.

Áhrifin af uppsettu afli á orkuvinnslugetuna í þurru vatnsári eins og 50/51 eru ekki mikil eftir að komið er upp fyrir ca. 30 MW. Eins og að framan segir er innri orka virkjunarinnar 203,8 GWh í ári eins og 50/51, miðað við 33 MW uppsett afl. Sé reiknað með málafli, 38,4 MW, hækkar þessi tala í um 206 GWh og í um 214 GWh, eða alla orku ársvatnsins við 55,6 MW afl. Áhrif virkjunarstærðarinnar í slíku vatnsári eru þannig sáralítill. Í meðalvatnsári hefur aflið að vísu meira að segja um orkuvinnslugetuna, en þó varla veruleg eftir að komið er upp fyrir ca. 35 MW. Þetta kemur betur í

ljós, þegar samrekstrarathugunum fyrir meðalvatnsár er lokið. Þessi áhrif í meðalvatnsári hverfa, þegar miðlun kemur ofar í Hvítá (rennlistoppunum haldið eftir í geymum). Það má því ætla, að ákvörðuninni um virkjunarstærð ráði önnur atriði en orkuvinnslugetan og þá fyrst og fremst kostnaðarsjónarmiðið; samanburður á "inkrementalkostnaði" virkjunarinnar og t.d. varmaafli.

Um hæfilega virkjunarstærð verður því ekki frekar sagt á þessu stigi málsins, annað en að gera má ráð fyrir, að hún sé á bilinu 35-45 MW, miðað við ástimplað afl rafala.

4.6 Áhrif aurburðar inn í veituskurðinn á orkuvinnslugetu Hestvatnsvirkjunar

Hingað til hefur ekki verið tekið tillit til þess möguleika að aurburðinn berst inn í veituskurðinn, og falltap í honum því talið hverfandi lítið (innan við 10 cm). Í samræmi við þetta var hæsta vatnsborð Hestvatns við ótruflaðar aðstæður (hvorki hækkun af völdum flóða né ísa) talið 49,5 m í kafla 4.3 hér að framan, eða hið sama og vatnsborð Hvítár við mynni veituskurðarins. Öll miðunin, 12 Gl var síðan talin neðan við þetta. Út frá því fengust svo fallhæðir þær, sem rætt er um í kafla 4.3

Hér verður athugað hvaða áhrif það myndi hafa, ef aurburðinn berst inn í veituskurðinn, þannig að fall þurfi að vera nokkuð í honum. Er þá eftir sem áður gengið út frá 49,5 m hæð á vatnsborði Hvítár við mynni veituskurðarins. Skv. upplýsingum vatnamælinga má þá gera ráð fyrir, að venjulegt vatnsborð Hestvatns þurfi að vera 0,5 m lægra, eða í hæðinni 49,0 m y.s. Í kringum þá vatnsborðshæð má þá vatnsborðið sveiflast við daglega notkun miðlunargeymisins í Hestvatni. Hér er, eins og áður (4.3), reiknað með 12 Gl miðlun og að meðalvatnsborðið sé 1/4 af niðurdrættinum í lóninu neðan við hæsta (ótruflaða) vatnsborðið. Við það að aurburðinn fyllir farveg Hvítár við skurðsmynnið minnkar miðlunarrýmið frá því sem sýnt er á mynd 4-4. Mynd 4-5 sýnir rúmmálið í þessu tilviki. Eins og sú mynd sýnir er nú vatnsborðsbreytingin fyrir 12 Gl miðlun frá 49,5 m niður í 47,6, eða 1,9 m í stað 1,3 áður. Skv. því fást þessar fallhæðir :

1. Meðal-nettófallhæð		
Brúttófall	49,5 - 33,0	16,5 m
+ 25% af mesta niðurdrætti í lóni	0,5	
+ falltap í aðrennslisskurði við 25% niðurdrátt í lóni	0,4	<u>0,9 m</u>
Meðal-nettófallhæð		15,6 m
2. Minnsta nettófallhæð við íshækkun hjá Kiðjabergi		
Brúttófall við íshækkun,	49,5 - 36,0	13,5 m
+ mesti niðurdráttur í lóni	1,9 m	
+ falltap í aðrennslisskurði við mesta niðurdrátt í lóni (að óbreyttu rennsli)	<u>0,6 m</u>	<u>2,5 m</u>
Minnsta nettófallhæð við íshækkun eða 71% af meðal-nettófallhæð.		11,0 m
3. Minnsta nettófallhæð án íshækkunar		
Brúttófall	49,5 - 33,0	16,5 m
+ mesti niðurdráttur í lóni	1,9 m	
+ falltap í aðrennslisskurði við mesta niðurdrátt í lóni (að óbreyttu rennsli)	<u>0,6 m</u>	<u>2,5 m</u>
Minnsta nettófallhæð án íshækkunar eða 90% af meðal-nettófallhæð.		14,0 m

Í ástimpluðu afli rafala, 38,4 MW er, eins og tekið er fram í kafla 4.5, meðreiknað 10% umframafli vatnsvéla, umfram ástimplað afli þeirra. Það er því hæpið að reikna með, að vatnsvélarnar geti skilað meira afli en sem svarar 38,4 MW frá rafölum, eða að þær geti haldið því afli við lækkaða fallhæð. Skv. því félli afl virkjunarinnar í 71% af 38,4 MW, eða í 27,3 MW við fullan niðurdrátt í lóni og íshækkun frávatns, og í 90% eða 34,5 MW við fullan niðurdrátt án íshækkunar. Eins og minnst var á áður (4.3) má hins vegar halda fullu afli virkjunarinnar þrátt fyrir lökkun í fallhæð með því að velja vatnsvélarnar fyrir meira rennsli og þá jafnframt að stækka aðrennslis- og frárennslismannvirki, þannig að þau geti flutt þetta aukna rennsli sem vatnsvélarnar þurfa til að geta haldið fullum afköstum rafala, einnig við lækkaða fallhæð.

Eins og áður er sagt er orkumagn Hestvatnsvirkjunar miðað við 15,8 m meðalfall. Við þá fallhæð var innri ársorka virkjunarinnar 203,8 GWh í þurru vatnsári. Ársorkan við 15,6 m meðal-nettófallhæð yrði þá :

$$203,8 \cdot \frac{15,6}{15,8} = 201,2 \text{ GWh/þurru ári}$$

þannig að eftir sem áður má reikna virkjuninni

$$200 \text{ GWh nafnorku í þurru ári}$$

4.7 Hækkun á vatnsborði Hvítár við mynni veituskurðar umfram 49,5 m y. s.

Í umræðum um Hestvatnsvirkjun hefur stundum borið á góma þann möguleika að reka virkjunina með hærra vatnsborði en 49,5 við mynni veituskurðar.

Slíkt myndi þýða, að nokkurt land á vestasta hluta Skeiða fer undir vatn, en ef hækkunin er ekki mjög mikil, er þar ekki um veruleg landssvæði að ræða. Þessi möguleiki þarf nánari athugunar við, en við lauslega athugun virðist mér, að meiri hækkun en um 1 m við mynni skurðarins, þ.e. úr ca. 49,3 m y. s. eins og vatnsborðið er þar nú, í ca. 50,3 m komi tæplega til greina. Nú má gera ráð fyrir, að meðalhæð Hestvatns þurfi að vera um 0,5 neðan við þetta, eða í hæðinni 49,8 m y. s. Falltöpin í aðrennslisskurðinum eru reiknuð 0,4 m eins og áður, svo að meðal-nettófallhæðin yrði

$$49,8 \div 33,0 \div 0,4 = 16,4 \text{ m}$$

og ársorkan

$$203,8 \cdot \frac{16,4}{15,8} = 211,5 \text{ GWh/þurru ári}$$

þ.e. ársorkan eykst úr 201,2 í 211,5 eða um 5,1% við þessa hækkun.

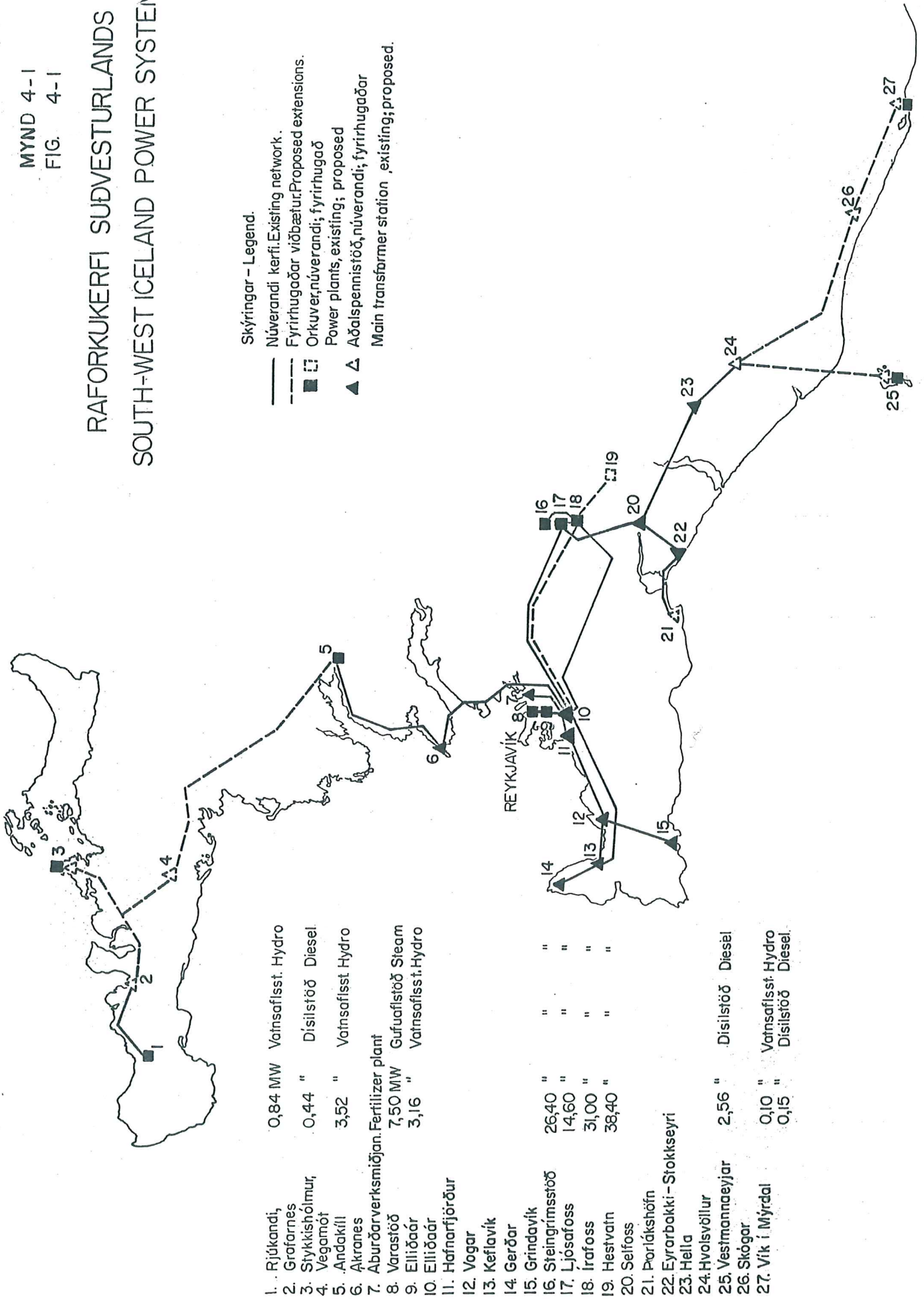
Hún myndi varla hafa annan kostnað í för með sér en bætur fyrir land, sem fer undir vatn við þessa tilhögun, þar eð virkjunarmannvirkin ættu sama og ekkert að breytast.

4.8 Frekari athuganir sem gera þarf

Frekari athuganir varðandi orku Hestvatnsvirkjunar og samreksturinn almennt, sem gera þarf áður en fullnaðaráætlun er gerð og tilhögun virkjunarinnar og vélastærðir eru endanlega ákveðnar, eru :

1. Athuga samreksturinn í meðalvatnsári.
2. Athuga áhrif geymisstærðar í Hestvatni á orkuvinnsluna í meðalvatnsári.
3. Athuga áhrif vélastærðar á orkuvinnsluna í meðalvatnsári.
4. Athuga áhrif miðlunar ofar í Hvítá á orkuvinnsluna, bæði í meðalvatnsári og lélegu vatnsári.
5. Athuga, hvort það borgar sig að tryggja fullt afl virkjunarinnar þegar ís truflar frávatnshæðina.
6. Athuga áhrif þess að breyta orkuafhendingu til Áburðarverksmiðjunnar eftir vatnsrennsli ána, að svo miklu leyti sem unnt er.

RAFORKUKERFI SUDVESTURLANDS
SOUTH-WEST ICELAND POWER SYSTEM.

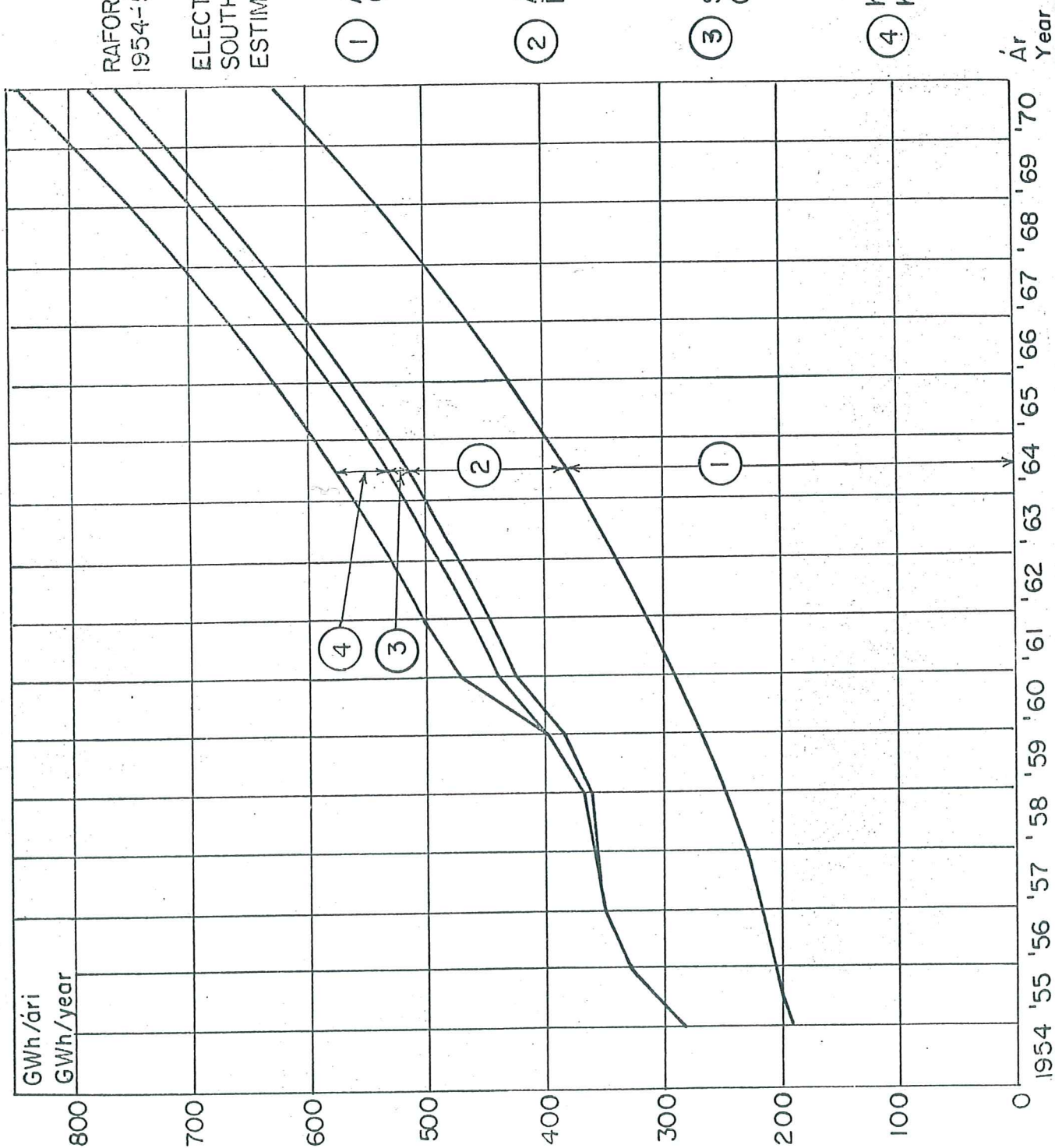


MYND 4-2
FIG 4-2

RAFORKUÞÖRF Á SUDVESTURLANDI
1954-59 OG AÆTLUÐ ÞÖRF 1960-1970.
(Öll töl meðtalin)

ELECTRIC ENERGY REQUIREMENTS IN
SOUTH-WEST ICELAND 1954-'59 and
ESTIMATED REQUIREMENTS 1960-1970
(All losses included)

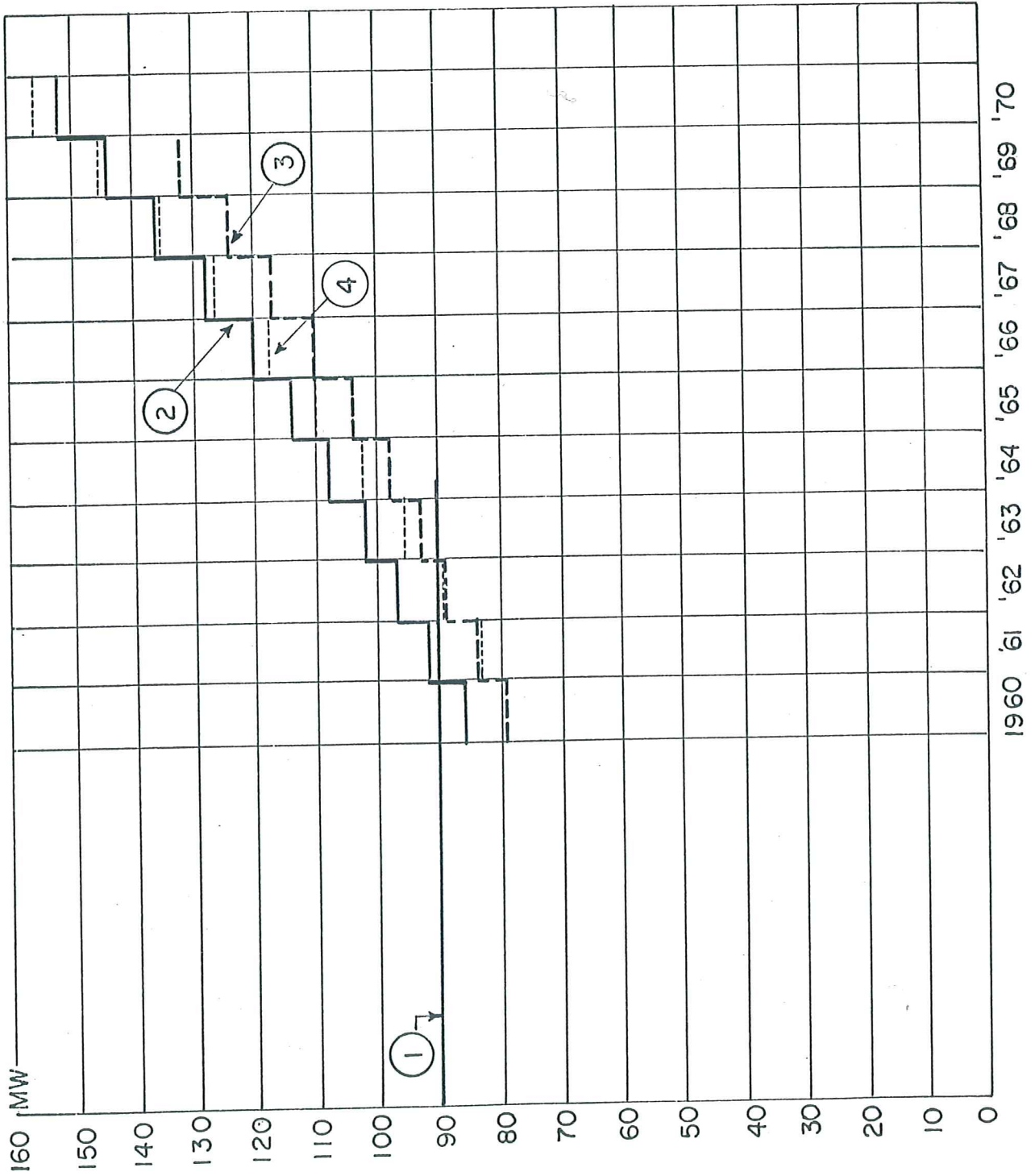
- ① Almenn notkun
General Load
- ② Áburðarverksmiðjan
Fertilizer Plant
- ③ Sementsverksmiðjan
Cement Plant
- ④ Keflavíkurflugvöllur
Keflavík Airport



MYND 4-3
FIG. 4-3

ÁÆTLAÐ MESTA ÁLAG Á
RAFORKUKERFI SUÐVESTUR-
LANDS 1960-1970.

ESTIMATED MAXIM.DEMAND
IN THE SOUTH-WEST ICELAND
POWER SYSTEM 1960-1970.



① Núverandi upps. afl í kerfinu,
90,12 MW
Present System Capacity
90,12 MW

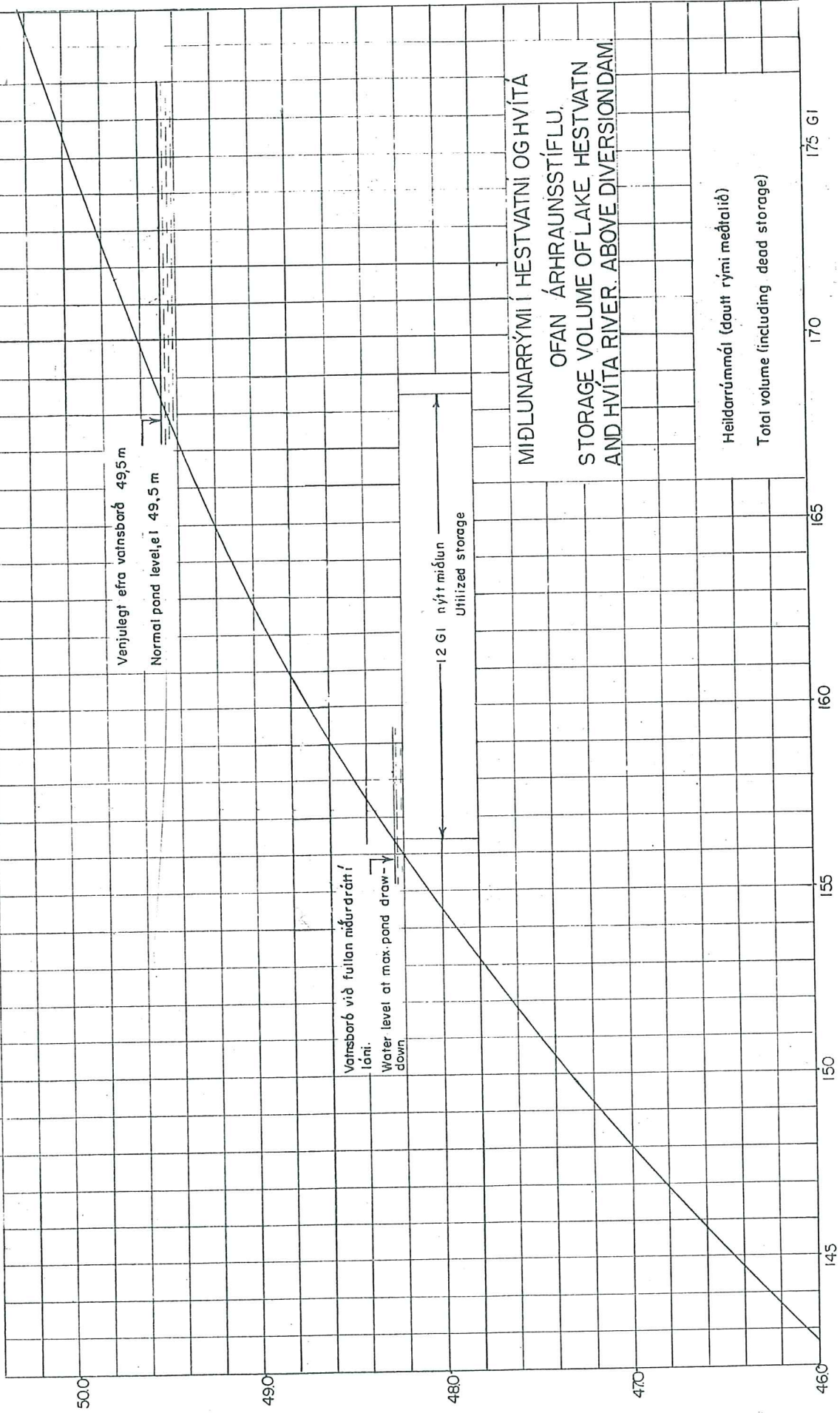
② Árlegur nýtingartími 5500h
Annual utilization time
5500h (Load Factor 63%)

③ Árlegur nýtingartími 6000 h
Annual utilization time
6000h (Load Factor 68.5%)

④ Reiknað með þessu í
samrekstrarathugun
Assumed in Power Study

Vatnsborðshæð í löni, m. y. s.
Pond level elevation, metres

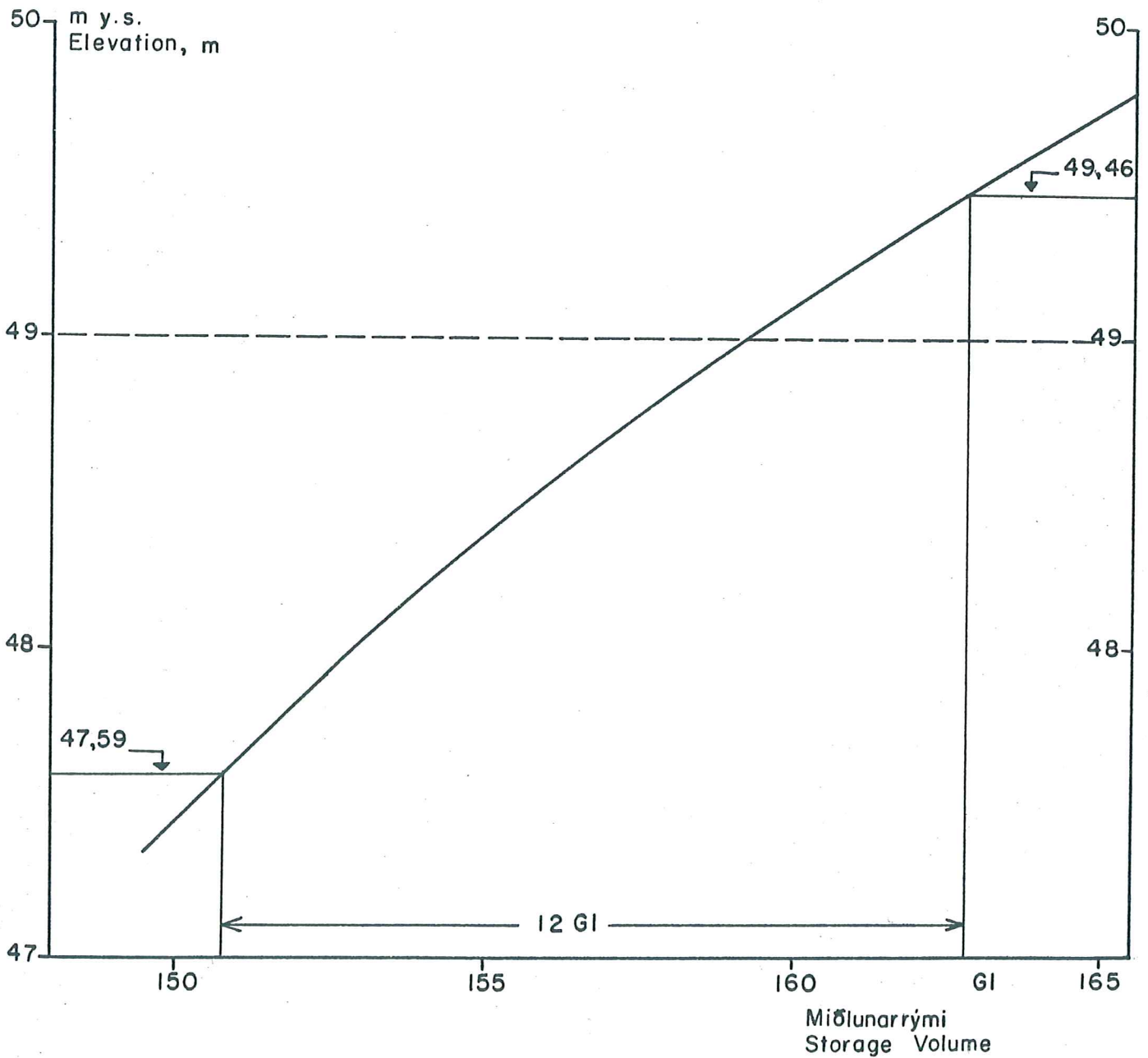
MYND 4-4
FIG. 4-4



B-274 TNR 252 FNR - 5315

Miðlunarrými í Hestvatni og Hvítá þegar tillit er tekið til aurburðar

Storage Volume in Lake Hestvatn and Hvítá River, after Reduction by Sedimentation



VIÐHANGI 4-1ATHUGUN Á SAMREKSTRI RAFSTÖÐVAÁ SUÐVESTURLANDI

Eftir Helga Sigvaldason, verkfræðing

1. Skýringar á táknum

q	fjöldi daga, sem líður á milli prentana.	
n	fjöldi stöðva (starfsrás gerð fyrir $n = 10$).	
n_1	fjöldi stöðva, sem ekki hafa fullan geymi viðkomandi klst.	
E_a	almenn orkunotkun yfir árið GWh/ári.	
$E_d = \alpha_a \cdot E_a$	almenn orkunotkun yfir dag MWh/dag.	
α_a	hlutfallsleg almenn orkunotkun dags í o/oo af ársnotkun.	
$P = E_d \cdot \alpha_d + P_{Ab}$	álag á kerfið viðkomandi klst.	MW
α_d	hlutfallsleg orkunotkun yfir klst. af dagsnotkun.	
P_{Ab}	álag vegna Áburðarverksmiðjunnar	MW
P_{jmax}	vélaafl í j -tu stöð	MW
P_j	álag á " "	MW
E_{Qjmax}	geymisstærð við j -tu stöð	MWh
E_{Qj}	vatn í geymi við " "	MWh
P_{Qj}	rennsli við " "	MW
$\sum^t P_j$	orkuvinnsla í q daga við j -tu stöð	MWh
$\sum^{\text{ár}} P_j$	orkuvinnsla yfir ár við " "	MWh
P_{T1}	álag á toppstöð vegna aflskorts	MW
P_{T2}	álag á toppstöð vegna vatnsskorts	MW
$j = 1(1)n$	númer á stöð	
(p.e.a.s. j er breytileg stærð, sem tekur gildin 1, 2, 3 n)		
$i = 1(1)n_1$	númer á stöð, þar sem geymir er ekki fullur.	

2. Tölulegar forsendur samrekstrarathugananna

2.1 Röð stöðva og einkennisstærðir þeirra

Tafla V4-1; 1

Stöð	Nr.	Nettófall m	Meðalnýtni %	Orka í vatni		Uppsett afl MW	Geymisstærð		Ending geymis d
				MWh/Gl	MW/kl/s		Gl	MWh	
Steingrst.	1	20,5	88	49,1	0,177	27,0	124,0**	6100	9,4
Jarðgufa	2					15,0		0	0
Andakíll	3	brúttó 50,0	brúttó 85	115,8	0,417	3,5	10,2	1180	14,0
Dynjandi	4	9,7	85	22,5	0,081	5,25	15,0	337	2,67
Ellidáár	5			80,6	0,300	3,16	2,3	187	2,46
Hestvatn	6	16,0	81	35,3	0,127	33,0	12,0	424	0,54
Efri Brúará	7	60,5	85	140,0	0,505	17,7	1,0	140	0,33
Ljósafoss	8	16,6	79	35,7	0,129	14,6	1,36	160	0,146
Írafoss		36,8	84	82,0	0,303	31,0 (46,5)*			

* frá og með 1962-63

** 1,5 m munur á hæsta og lægsta vatnsborði í Þingvallavatni

2.2 Rennsli

Gengið er út frá lakasta vatnsári, sem mælingar ná yfir, þ.e. 1. sept. 1950-31. ág. 1951. Við jarðgufustöð er reiknað eins og rennsli væri konstant, samsvarandi 15 MW. Undantekning er þó tímabilið 16. júní - 15. ágúst. Þá er reiknað hálf t rennsli (7,5 MW) vegna upptöku véla. Við Efri Brúará er reiknað konstant rennsli 25 kl/s (12,6 MW) vegna skorts á mælingum. Ljósafoss og Írafoss eru reiknaðar sem ein stöð. Vegna raðtengingar þeirra við Steingrímsstöð er rennsli fyrir Ljósafoss + Írafoss reiknað sem framleiðsla Steingrímsstöðvar næstu klst. á undan, margfölduð með stuðli.

Þessi stuðull ætti að vera 2,45 MW/MW, en vegna þess að eins og núverandi uppsett afl er, rennur fram hjá á Írafossi, sé stöðin við Ljósafoss fullnotuð og eftir viðbótarvél í Írafossi ('62-'63) rennur fram hjá á Ljósafossi, sé stöðin við Írafoss fullnotuð, þótti ráðlegt að reikna með 3% tapi og stuðullinn því reiknaður 2,38.

2.3 Orkunotkun sem funktion af tímanum

2.3.1 Ársnotkun

Farið er eftir raforkuspá fyrir Suðvesturland 1960-1970, sem gerð var af orkudeild raforkumálastjóra árið 1960. Þar er reiknað með almanaksári, en hér er því breytt yfir í vatnsár (1. sept. - 31. ág.). Orkunotkun er skipt niður í almenna notkun og notkun Áburðarverksmiðjunnar. Notkun Áburðarverksmiðjunnar er reiknuð 135 GWh á ári, óháð ártali.

Almenn notkun er reiknuð 360 GWh vatnsárið '60-'61, vaxandi um 7,5% á ári, þ.e. tvöföldun á tæpum 10 árum (sýnt á mynd V4-1; 1).

2.3.2 Dagsnotkun

Dagsnotkun Áburðarverksmiðju er alltaf reiknuð jöfn, 370 MWh/dag. Almenn dagsnotkun er reiknuð þannig, að hlutfallsleg (relativ) ársveifla sé konstant og er hlutfallstala dags (α_a) reiknuð í o/oo, þannig að almenn ársnotkun í GWh margfölduð með α_a gefur almenna dagsnotkun í MWh. α_a fyrir hvern dag ársins (sjá mynd V4-1; 2) er fengið sem meðaltal fyrir árin 1956/57 - 59/60, þó þannig, að meðaltalið er tekið fyrir sömu vikudaga öll árin (sunnudagar eru teknir saman o. s. frv.).

2.3.3 Skipting á klukkustundir

Grundvallareining tímans við reikningana er klst. og álag reiknað konstant yfir klst. Notkun Áburðarverksmiðju er reiknuð mest yfir nóttina (18 MW) og minnst um hádegi (4 MW) (sjá mynd V4-1; 4). Áburðarverksmiðjan er þannig notuð til útjöfnunar á álaginu yfir sólarhringinn. Fyrir almenna notkun er notuð konstant hlutfallsleg sveifla α_d (sjá mynd V4-1; 3).

2.4 Álagsdreifing á stöðvar

Athugað er fyrst, hvort geymir fyrir hverja stöð er fullur. Sé svo, er lagt fullt álag á hana meðan orku vantar. Sé geymir ekki fullur, er stöðin geymd þangað til í annarri umferð, en þá takmarkast álagið á hana annað hvort af uppsettu afli eða rennsli, sé geymir tómur, ef orku vantar. Röð stöðva, sem álag er lagt á, er gefið upp

í töflu V4-1; 1. (þess ber þó að geta, að ekki eru allar þessar stöðvar inni í einu).

Reikningarnir eru þannig miðaðir við að fá sem mesta orku út, án þess þó að keyrsla stöðvanna sé miðuð við spá um vatnsrennsli fram í tímann. Vanti uppsett afl, er afgangur settur á toppstöð (P_{T1}) og vanti vatn, er sá afgangur settur á toppstöð (P_{T2}). Við athugun niðurstaða ber sérstaklega að hafa tvennt í huga :

1) Geymar eru látnir tæmast alveg, sem tæplega mundi vera gert raunverulega, þannig að mesta álag toppstöðvar er óeðlilega hátt, en hins vegar vinnsla hennar sízt of há. 2) Sökum röðunar stöðva rennur helzt vatn fram hjá á síðustu stöð (Ljósafoss + Írafoss). Þannig að vinnsla hennar er óeðlilega lág miðað við hinar stöðvarnar fyrr en vatnsskortur er orðinn mjög áberandi. Hins vegar hefur þetta ekki áhrif á heildarframleiðslu, þar sem vatn mundi annars renna fram hjá á hinum stöðvunum.

Vaxi ársnotkun meira eða minna en gert er hér ráð fyrir, ættu niðurstöður að halda gildi sínu, ártalið færast aðeins til.

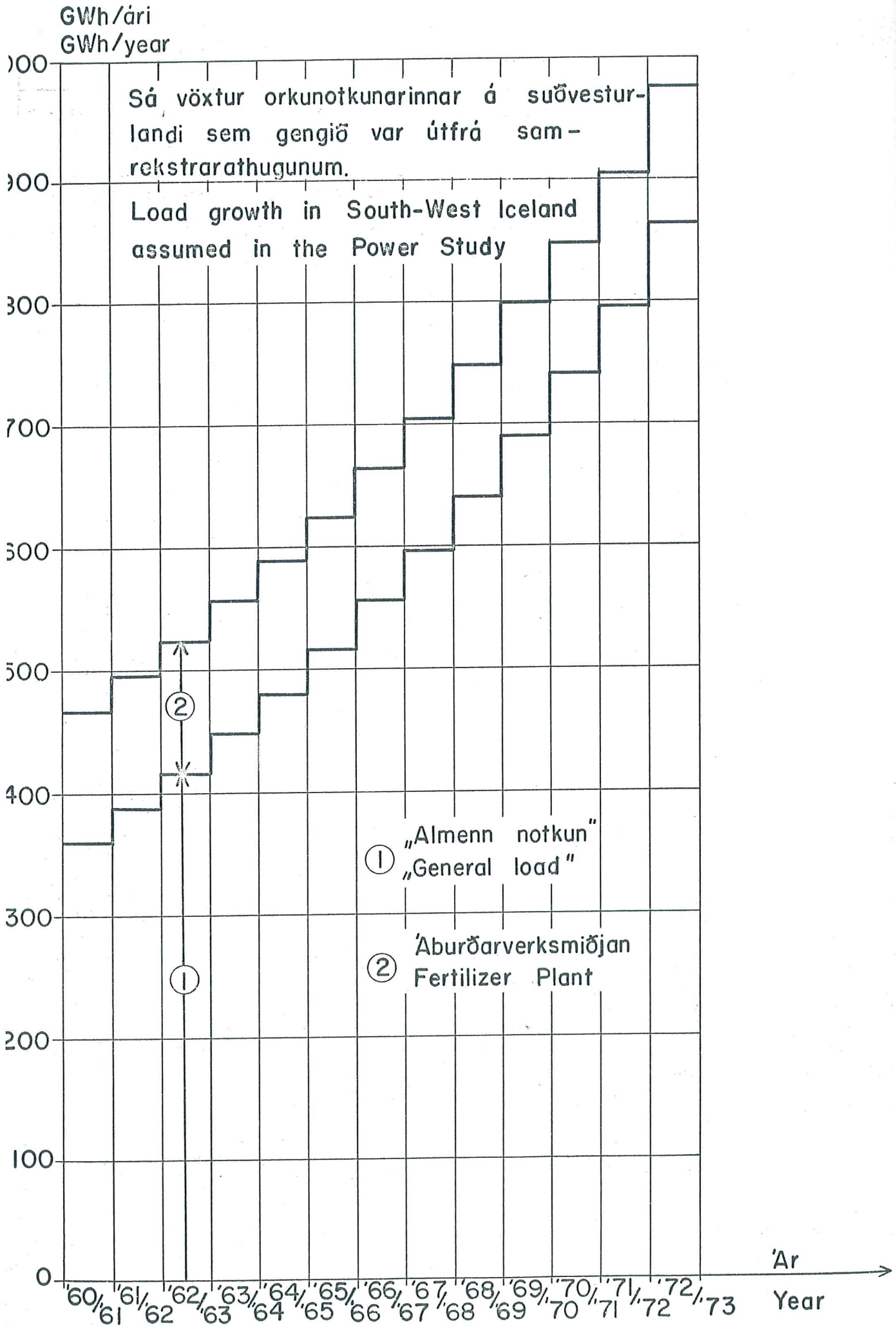
Um nánari upplýsingar um reikningsgang vísast til starfsrásar fyrir orkuvinnslureikninga.

Tafla V4-1; 2

Niðurstöður samrekstrarathugana
stöðvanna á Suðvesturlandi

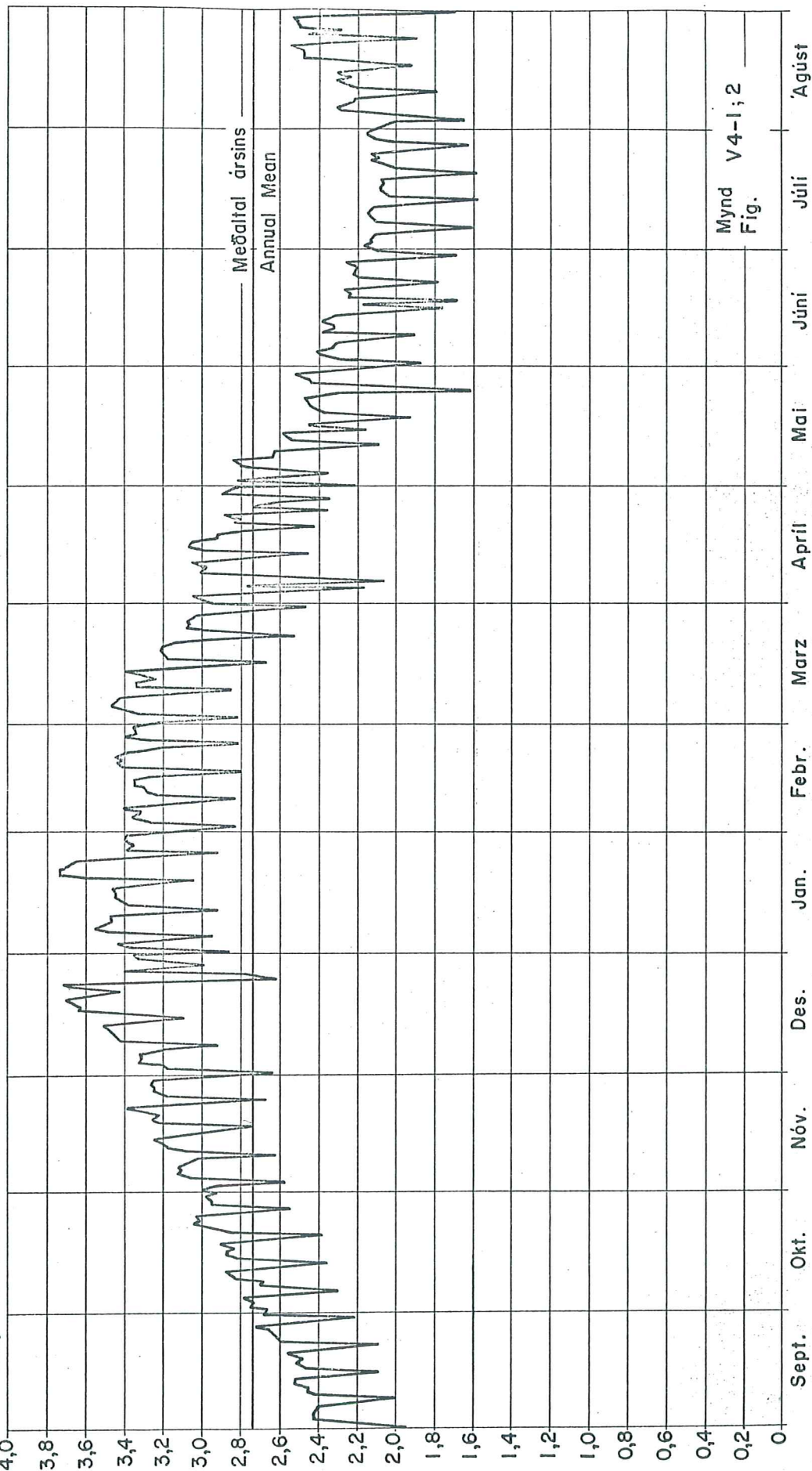
Orkuvinnsla GWh Viðbótarvél í Írafossi frá og með '62-'63

Ár	Steingr. stöð	Ljósaf. + Íraf.	Sog samt.	Anda- kíll	Elliða- ár	Jarð- gufa	Hest- vatn	Efri Brúará	Dynj- andi	Topp- stöð v. aflsk.	Topp- stöð v. orkusk.	Árs- vinnsla	Mesta álag, Vegna aflsk.	toppst. MW Alls
60-61	142,8	311,4	454,2	19,2	8,5					0,1	13,0	495,0	4,2	21,7
61-62	143,1	323,9	467,0	19,4	8,4					1,0	26,2	522,0	10,2	33,4
62-63	144,9	342,2	487,1	20,5	8,6					0,2	34,8	551,0	1,1	39,8
63-64	147,0	349,0	496,0	20,7	8,7						56,4	582,0	7,9	48,5
64-65	142,8	316,5	459,3	19,3	8,6	120,4				0	7,4	615,0	0,2	29,5
65-66	143,3	334,2	477,5	19,9	8,4	120,4				0,1	24,7	651,0	8,1	38,2
64-65	142,8	244,3	387,1	18,5	8,4		201,0					615,0	0,0	0,0
65-66	142,8	271,3	414,1	19,0	8,4		203,2				6,3	651,0	0,0	33,7
66-67	142,8	290,6	433,4	19,4	8,4		204,5				24,3	690,0	0,0	47,2
67-68	142,9	309,8	452,7	19,6	8,5		205,4			0,1	44,7	731,0	8,0	57,4
68-69	143,3	324,1	467,4	19,8	8,5		206,4			0,9	73,0	776,0	17,7	66,5
64-65	146,2	345,8	492,0	20,5	8,6				40,2	0,3	53,4	615,0	9,9	50,5
65-66	145,3	345,4	490,7	20,7	8,6				40,7	2,3	88,0	651,0	17,8	58,5
64-65	142,8	318,1	460,9	19,5	8,5			110,3			15,8	615,0	0,0	33,1
65-66	143,2	333,2	476,4	19,7	8,4			110,3			36,2	651,0	5,4	49,3
66-67	142,8	206,8	349,6	18,4	8,3	120,4	193,3					690,0	0,0	0,0
67-68	142,7	243,7	386,4	18,4	8,3	120,4	197,5					731,0	0,0	0,0
68-69	142,8	271,6	414,4	19,2	8,4	120,4	201,6				12,0	776,0	2,7	46,4
69-70	142,8	294,3	437,1	19,4	8,4	120,4	204,1			0,2	34,4	824,0	13,3	61,4
66-67	143,1	331,5	474,6	19,9	8,6	120,4			39,8	0,3	26,4	690,0	11,5	50,3
67-68	145,5	343,5	489,0	19,8	8,4	120,4			40,2	2,2	51,0	731,0	20,5	59,5
66-67	142,8	289,7	432,5	18,5	8,4	120,4		109,8			0,4	690,0	0,0	21,3
67-68	142,8	312,0	454,8	19,4	8,5	120,4		110,2		0,1	17,6	731,0	8,1	41,5
68-69	143,2	331,7	474,9	19,8	8,5	120,4		110,3		0,9	41,2	776,0	18,0	61,8



Sveiflur almennrar notkunar frá degi til dags, $\alpha\alpha$
 Annual Variations in General Load, $\alpha\alpha$

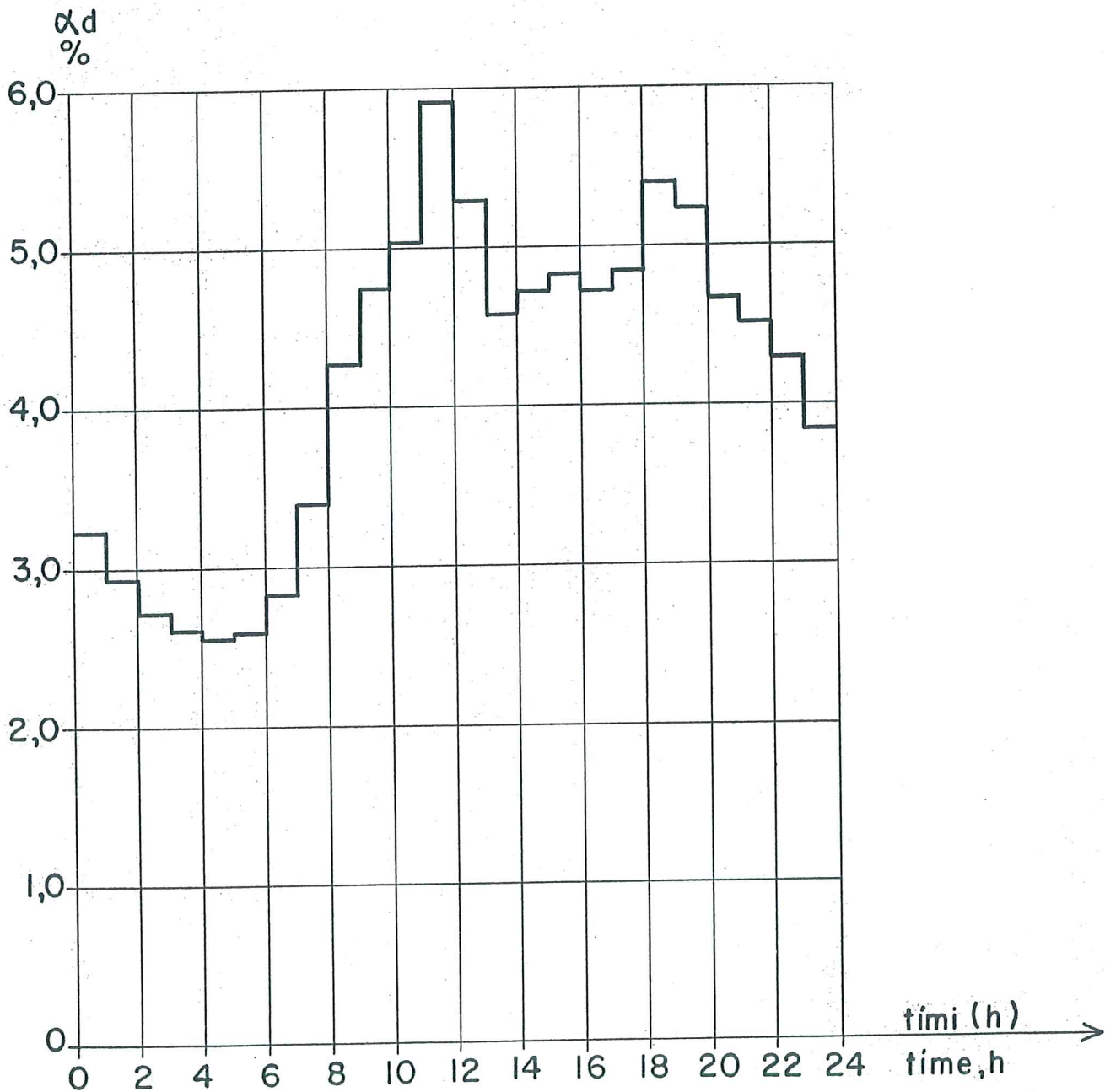
$\alpha\alpha$ Orkuvinnsla dags í $\%$ af orkuvinnslu ársins
 Daily Generation in $\%$ of Annual Generation



Dægurálagslína almennrar notkunar, α_d
Daily Load Curve, General Load, α_d

Orkuvinnsla klukkustundar i %
af orkuvinnslu dagsins.

Hourly Generation in %
of Daily Generation.



Dægurálagslina fyrir Áburðarverksmiðju, MW
Daily Load Curve ; Fertilizer Plant , MW

Álag
Demand MW

Ath: Konstant dagsnotkun 370 MWh = 135 GWh/ári
Note: Constant Daily Load 370 MWh = 135 GWh/yea

