

# Kerfisáætlun

## 2007

5 ára áætlun  
2008 – 2012

Langtímaáætlun  
til árs 2022



Október  
2007



# **Kerfisáætlun**

## **2007**

5 ára áætlun  
2008 – 2012

Langtímaáætlun  
til árs 2022

September  
2007





## Upplýsingablað

Skýrsla nr: Landsnet-07009

Dags: 12.10.2007

Fjöldi síðna: 61    Upplag: á vef    Dreifing:  Opin     Lokuð til

Titill: Kerfisáætlun - 2007 - 5 ára áætlun 2008 - 2012 - Langtímaáætlun til árs 2022

Höfundar: Eyrún Linnet, Íris Baldursdóttir, Magni Þór Pálsson

Verkefnisstjóri: Íris Baldursdótti

Unnið fyrir: Landsnet hf

Samvinnuaðilar: Verkfræðistofan Afl

Útdráttur: Landsnet gefur árlega út kerfisáætlun til fimm ára í senn. Auk þess er það markmið Landsnets að skoða á a.m.k. fjögurra ára fresti þróun flutningskerfis fimmtán ár fram í tímann. Að þessu sinni er Kerfisáætlun því tvískipt, annars vegar inniheldur hún áætlun fyrir árin 2008-2012 og hins vegar er fjallað um áætlaða þróun flutningskerfisins til ársins 2022. Tilgangur skýrslunnar er að gefa yfirlit yfir þær framkvæmdir í flutningskerfi Landsnets sem ráðgerðar eru næstu árin. Auk þess er gerð grein fyrir helstu eiginleikum flutningskerfisins, s.s. aflgetu, áreiðanleika, töpum, styrkleika á afhendingastöðum, líkum á aflskorti og helstu takmörkunum flutningskerfisins

Lykilorð: Kerfisáætlun 2007

ISBN nr:

ISSN nr:

Undirskrift verkefnastjóra



# Efnisyfirlit

<b>EFNISYFIRLIT</b> .....	<b>3</b>
<b>MYNDAYFIRLIT</b> .....	<b>5</b>
<b>TÖFLUYFIRLIT</b> .....	<b>7</b>
<b>1. KERFISÁÆTLUN LANDSNETS 2007</b> .....	<b>8</b>
1.1. SAMANTEKT OG HELSTU NIÐURSTÖÐUR .....	9
1.1.1. 5 ára áætlun .....	10
1.1.2. Langtímaáætlun, til árs 2022 .....	11
<b>2. FORSENDUR</b> .....	<b>13</b>
2.1. TÍMABIL ÁÆTLUNARINNAR .....	13
2.2. ÁLAGSFORSENDUR .....	13
2.2.1. Þróun álags fram til ársins 2007 .....	13
2.2.2. Þróun álags árin 2008-2012 .....	14
2.2.3. Þróun álags til ársins 2022 .....	14
2.3. FORSENDUR FRAMLEIÐSLU .....	17
2.3.1. Þróun markaðar fram til ársins 2007 .....	17
2.3.2. Árin 2008-2012 .....	18
2.3.3. Árin 2012-2022 .....	19
2.4. TRUFLANAREKSTUR – ATBURÐIR .....	21
2.5. KOSTNAÐARGRUNDVÖLLUR .....	22
2.6. ÓVISSA OG ENDURSKOÐUN .....	22
<b>3. NÚVERANDI FLUTNINGSKERFI</b> .....	<b>23</b>
3.1. SVÆÐISSKIPTING RAFORKUKERFISINS .....	23
3.1.1. Svæði I – Þjórsár-Tungnaásvæðið .....	24
3.1.2. Svæði II – Faxaflóasvæðið .....	24
3.1.3. Svæði III – Vesturland og Vestfirðir .....	24
3.1.4. Svæði IV – Norðurland .....	24
3.1.5. Svæði V – Austurland .....	24
<b>4. NIÐURSTAÐA KERFISRANNSÓKNA ÁRIN 2008-2012</b> .....	<b>25</b>
4.1. ÁLAGSFLÆÐI Á ÁRUNUM 2008-2012 .....	25
4.2. TÖP FLUTNINGSKERFISINS .....	27
4.3. SKAMMHLAUPSAFL AFHENDINGASTAÐA .....	28
4.4. FLÖSKUHÁLSAR OG TENGINGAR MILLI SVÆÐA .....	29
4.5. ÁREIÐANLEIKI OG TRUFLANIR Í FLUTNINGSKERFINU .....	31
4.6. AFLGETA OG LÍKUR Á AFLSKORTI 2008-2012 .....	34
4.7. SV-LANDSKERFIÐ 132/220 KV .....	35
4.8. 220 KV KERFI Á AUSTURLANDI .....	37
4.9. BYGGÐALÍNUHRINGURINN 132 KV .....	38
4.10. 66 KV KERFI LANDSNETS .....	39
4.10.1. 66 kV Austurlandi .....	40
4.10.2. 66 kV og 33 kV Suðurlandi .....	40
4.10.3. 66 kV Vesturlandi .....	41

4.10.4.	66 kV Vestfjörðum.....	41
4.10.5.	66 kV og 33 kV Norðurlandi.....	42
<b>5.</b>	<b>YFIRLIT VERKEFNA TIL ÁRSINS 2012 .....</b>	<b>43</b>
5.1.	TENGIVIRKI VIÐ KOLVIÐARHÓL.....	45
5.2.	LAGARFOSSLÍNA 1, STYRKING.....	45
5.3.	NESJAVALLALÍNA 2 .....	45
5.4.	ÞÉTTAVIRKI Á BRENNIMEL.....	45
5.5.	SÆSTRENGIR TIL VESTMANNAEYJA.....	45
5.6.	SUÐURNESJALÍNA 2 .....	45
5.7.	REYKJANESLÍNA 2 .....	46
5.8.	FLUTNINGI EFTIR BRENNIMELSLÍNU 1 HAGRÆTT .....	46
5.9.	STYRKING BYGGÐALÍNUNNAR .....	46
5.10.	NÝR SPENNIR Í SIGÖLDU .....	47
5.11.	ÞÉTTAVIRKI Í RIMAKOTI .....	47
5.12.	NÝ 66 KV TENGING MILLI GLERÁRSKÓGA OG VOGASKEIÐS .....	47
<b>6.</b>	<b>LANGTÍMASPÁ – TIL ÁRSINS 2022 .....</b>	<b>48</b>
6.1.	ÁLAGSFLÆÐI ÁRIÐ 2022.....	48
6.2.	TÖP FLUTNINGSKERFISINS.....	52
6.3.	SKAMMHLAUPSAFL AFHENDINGASTAÐA.....	53
6.4.	AFLGETA OG LÍKUR Á AFLSKORTI ÁRIÐ 2022 .....	53
6.5.	ÁHRIF NÝRRAR STÓRIÐJU Á KERFIÐ ÁRIÐ 2022 .....	54
6.5.1.	<i>Svæði I – Þjórsár-Tungnaárvæðið.....</i>	<i>55</i>
6.5.2.	<i>Svæði II – Faxaflóasvæðið.....</i>	<i>55</i>
6.5.3.	<i>Svæði III – Vesturland og Vestfirðir.....</i>	<i>56</i>
6.5.4.	<i>Svæði IV - Norðurland.....</i>	<i>56</i>
6.5.5.	<i>Svæði V – Austurland.....</i>	<i>57</i>
6.6.	MIKIL AUKNING JARÐVARMVIRKJANIR.....	57
<b>7.</b>	<b>YFIRLIT MÖGULEGRA VERKEFNA TIL ÁRSINS 2022 .....</b>	<b>59</b>
<b>8.</b>	<b>HEIMILDASKRÁ .....</b>	<b>60</b>
<b>9.</b>	<b>YFIRLIT YFIR VIÐAUKA.....</b>	<b>61</b>
VIÐAUKI – A	FORSENDUR .....	61
VIÐAUKI – B	PV ÚTREIKNINGAR .....	61
VIÐAUKI – C	SKAMMHLAUPSAFL AFHENDINGASTAÐA .....	61
VIÐAUKI – D	YFIRLIT YFIR LÍNUR OG SPENNISTÖÐVAR LANDSNETS.....	61
VIÐAUKI – E	KKS MERKINGAR HÁSPENNULÍNA.....	61
VIÐAUKI – F	LANGTÍMAÁÆTLUN – SKIPTING FRAMLEIÐSLU OG ÁLAGS EFTIR SVÆÐUM OG LESTUN LÍNA Í 220 KV OG 132 KV KERFUNUM.....	61
VIÐAUKI – G	KORT AF FLUTNINGSKERFI LANDSNETS ÁSAMT SVÆÐASKIPTINGU ...	61



# Myndayfirlit

Mynd 1-1: Ferli kerfispróunar í stórum dráttum.....	9
Mynd 2-1: Mánaðarleg orkunotkun og framleiðsla [MWh], 1996-2006. ....	13
Mynd 2-2: Framtíðarspá um orkunotkun árin 2008-2012. ....	14
Mynd 2-3: Áætluð aukning almenns álags frá 2012 til 2022 .....	15
Mynd 2-4: Framtíðarspá um orkunotkun árin 2008-2022. Samkvæmt raforkuspá.....	15
Mynd 2-5: Áætluð aflþörf vetnisvæðingar bíla um allt land.....	16
Mynd 2-6: Skipting varaafis eftir landshlutum, 1. janúar 2007.....	18
Mynd 2-7: Skipting uppsetts afis í jarðhita og vatnsafl, fyrrihluti árs 2008 annars vegar og 1. janúar 2012 hins vegar.....	19
Mynd 3-1: Flutningskerfi Landsnets eins og það er í upphafi árs 2008.....	23
Mynd 4-1: Framleiðsla og álag eftir svæðum við háálag.....	26
Mynd 4-2: Lestun 220 kV lína í kerfi Landsnets árið 2012 við truflanir .....	26
Mynd 4-3: Lestun 132 kV lína í kerfi Landsnets árið 2012 við truflanir .....	27
Mynd 4-4: Áætluð heildartöþ í kerfinu frá árinu 2005 til 2012.....	28
Mynd 4-5: Hlutfallsleg töþ í flutningskerfinu frá árinu 2005 til 2012.....	28
Mynd 4-6: Skilgreind snið sem í gildi eru á tímabili 5 ára áætlunar í flutningskerfinu.....	29
Mynd 4-7: Flutningur um snið II árið 2012, niðurstöður hermunar sem sýnir róf aflflutnings frá minnsta í mesta áætlaða flutning á hverjum tímamarkti ársins miðað við 40 ára rennslisraðir.....	29
Mynd 4-8: Flutningur um snið IIIb árið 2012, niðurstöður hermunar sem sýnir róf aflflutnings frá minnsta í mesta áætlaða flutning á hverjum tímamarkti ársins miðað við 40 ára rennslisraðir.....	30
Mynd 4-9: Straumleysismínútur vegna fyrirvaralausra rekstrartruflana í flutningskerfinu 1997-2006. ....	33
Mynd 4-10: Áreiðanleikastuðull kerfisins 1997-2006.. ..	33
Mynd 4-11: Líkur á aflskorti í kerfinu árin 2008-2012.....	34
Mynd 4-12: Flutningskerfi Landsnets á Suðvesturlandi .....	35
Mynd 4-13: 220 kV flutningskerfi Landsnets á Austurlandi .....	37
Mynd 4-14: Byggðalínuhringurinn .....	38
Mynd 6-1: Mynd af einfölduðu kerfislíkani sem notað er við gerð langtímakerfisáætlunar....	48
Mynd 6-2: Framleiðsla og álag eftir svæðum við álagsaukningu skv. raforkuspá. Ár 2022. ...	49
Mynd 6-3: Lestun 220 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grunntilfelli (skv. töflu 2-5) og álagsaukning skv. raforkuspá. ....	50

Mynd 6-4: Lestun 132 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grunntilfelli (skv. töflu 2-5) og álagsaukning skv. raforkuspá. ....	50
Mynd 6-5: Hlutfallsleg breyting á töpum miðað við grunntilvik. Álagsaukning skv. raforkuspá. 53	
Mynd 6-6: Líkur á aflskorti í kerfinu árin 2008-2022 .....	54
Mynd 6-7: Framtíðarspá – Möguleg skipting jarðvarma og vatnsafls tengt flutningskerfi Landsnets. Áætluð staða m.v. 1. janúar hvers árs. ....	58

# Töfluyfirlit

Tafla 1-1: Yfirlit yfir allar framkvæmdir Landsnets á tímabilinu 2008-2012, flokkaðar eftir stöðu framkvæmdar.....	10
Tafla 1-2: Áætlun framkvæmda í flutningskerfi Landsnets ásamt kostnaðaráætlun fyrir tímabilið 2008-2012.....	11
Tafla 1-3: Yfirlit yfir tillögur að framkvæmdum Landsnets á tímabilinu 2012-2022.....	12
Tafla 2-1: Þróun stóriðjuálags árin 2008-2012 .....	14
Tafla 2-2: Uppsett afl tengt kerfi Landsnets 1. janúar 2007.....	17
Tafla 2-3: Viðbætur í raforkuframleiðslu tengt kerfi Landsnets á árinu 2007. ....	17
Tafla 2-4: Virkjanakostir í umhverfisflokki A, raðað með tilliti til hagkvæmni og arðsemi. ...	20
Tafla 2-5: Framleiðsluleiðir til að anna aukningu almenns álags. ....	21
Tafla 4-1: Afl- og orkuflæði auk líkinda þess skv. hermun á orkuflæði um snið miðað við 40 ára rennslisraðir. ....	31
Tafla 4-2: Afhendingaröryggi – rauntölur, útreiknað og markmið Landsnets.....	32
Tafla 5-1: Yfirlit yfir allar framkvæmdir Landsnets á tímabilinu 2008-2012, flokkaðar eftir stöðu framkvæmdar.....	43
Tafla 5-2: Áætlun framkvæmda í flutningskerfi Landsnets ásamt kostnaðaráætlun fyrir tímabilið 2008-2012.....	44
Tafla 6-1: Hlutfallsleg breyting tapa miðað við grunntilvik. Almenn álagsaukning, mismunandi framleiðsluforsendur. ....	52
Tafla 7-1: Yfirlit yfir tillögur að framkvæmdum Landsnets á tímabilinu 2012-2022.....	59

## 1. Kerfisáætlun Landsnets 2007.

Landsnet gefur árlega út kerfisáætlun til fimm ára í senn. Auk þess er það markmið Landsnets að skoða á a.m.k. fjögurra ára fresti þróun flutningskerfis fimmtán ár fram í tímann. Að þessu sinni er Kerfisáætlun því tvískipt, annars vegar inniheldur hún áætlun fyrir árin 2008-2012 og hins vegar er fjallað um áætlaða þróun flutningskerfisins til ársins 2022.

Tilgangur skýrslunnar er að gefa yfirlit yfir þær framkvæmdir í flutningskerfi Landsnets sem ráðgerðar eru næstu fimm árin. Auk þess er gerð grein fyrir helstu eiginleikum flutningskerfisins, s.s. aflgetu, áreiðanleika, töpum, styrkleika á afhendingastöðum, líkum á aflskorti og helstu takmörkunum flutningskerfisins. Skýrslunni er ætlað að gefa markaðsaðilum heildarsýn yfir þróun og áætlanir Landsnets næstu árin.

Markmið skýrslunnar og þeirra áætlana sem hún byggir á eru að sýna fram á hvernig Landsnet hyggst uppfylla meginmarkmið sín á komandi árum. Helstu markmið Landsnets eru:

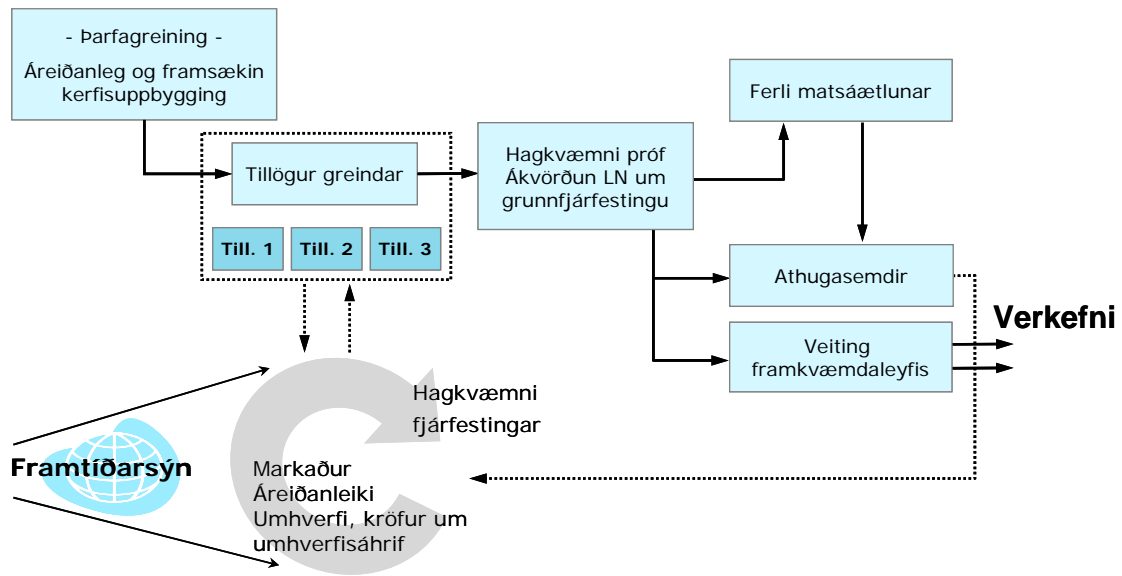
- Mæta þörfum viðskiptavina
- Sjá til að geta kerfisins sé nægjanleg til þess að standa undir þeim lágmarkskröfum sem til þess eru gerðar
- Taka tillit til hagkvæmni- og þjódhagslegra sjónarmiða sem fram koma í raforkulögum.

Við gerð kerfisáætlunar er gengið út frá þeim kröfum sem gerðar eru til Landsnets og annarra raforkufyrirtækja í Reglugerð nr. 1048 um gæði raforku og afhendingaröryggi. Auk þess er gengið út frá kerfislegum hönnunarforsendum sem Landsnet miðar við. Sú uppbyggingaþörf sem kynnt er í skýrslunni tekur eingöngu mið af þeim orkuflutningi sem þegar hefur verið samið um<sup>1</sup>. Nánari umfjöllun um forsendur bæði fimm ára og langtíma kerfisáætlunar er að finna í Kafla 2 þessarar skýrslu og er sá kafli talsvert umfangsmeiri en áður hefur verið. Er það m.a. nýjung í ár að við gerð framleiðsluforsenda langtímaáætlunar hefur verið tekið mið af skýrslu nefndar iðnaðarráðherra sem ber heitið *Framtíðarsýn um verndun og nýtingu auðlinda í jörðu og vatnsafls auk Niðurstöðum 1. áfanga rammaáætlunar um nýtingu vatnsafls og jarðvarma*<sup>2</sup>.

Á mynd 1-1 er dregið upp gróft yfirlit yfir ferli kerfisþróunar, frá þarfagreiningu og tillögugerð að endanlegri ákvörðun um fjárfestingu og veitingu framkvæmdaleyfis þegar það á við. Í samræmi við það eru allar framkvæmdir flokkaðar í tvo megin flokka. Í þeim fyrri eru framkvæmdaverkefni á áætlun, sum þeirra hefur Landsnet fengið framkvæmdaleyfi fyrir og önnur eru jafnvel hafin. Í þeim síðari eru tillögur að verkefnum tengdum ákveðnum úrlausnarefnum sem fram koma á því 5 ára tímabili sem þessi kerfisáætlun nær til. Verkefni sem falla undir síðarnefnda flokkinn eru enn á tillögustigi og eiga eftir að fara í nánari greiningu sem og hagkvæmnimat áður en ákvörðun er tekin um endanlega útfærslu verkefnis. Rétt er að benda á að hreinar endurnýjunarframkvæmdir á núverandi flutningsvirkjum og fyrirspurnir viðskiptavina sem eru í afgreiðslu eru ekki kynntar hér nema að þær sem nú þegar eru á áætlun.

<sup>1</sup> 1. mars 2007

<sup>2</sup> Sjá heimildaskrá



Mynd 1-1: Ferli kerfisþróunar í stórum dráttum.

Landsnet stefnir að nánu samstarfi við dreifiveitur, vinnslufyrirtæki og sölufyrirtæki, sem nýta sér flutningskerfi Landsnets, og það er vilji Landsnets að áætlunin komi öllum viðskiptavinum að gagni.

Áætlunin hefur verið unnin af Landsneti auk ráðgjafa sem gerðu einstaka athuganir.

## 1.1. Samantekt og helstu niðurstöður

Ef taka á saman niðurstöður Kerfisáætlunar 2007 í stuttu máli ber helst að nefna þær úrbótatillögur sem fram koma bæði í 5 ára sem og langtímaáætluninni og bera stærstan hluta af heildarkostnaði allra framkvæmda í þeim flokki. Þetta eru framkvæmdir sem tengjast styrkingu byggðalínunnar vegna þeirra takmarkana til álagsaukningar sem til staðar eru í dag og fyrirséð er að munu aukast enn frekar með tímanum. 132kV byggðalínan, sem tengir alla afhendingastaði Landsnets frá Brennimel að Sigöldu, mætir naumlega þeim kröfum sem lagðar eru á Landsnet varðandi rafmagnsgæði og afhendingaröryggi og frekari álagsaukning er ekki möguleg nema að mjög takmörkuðu leyti víða. Einnig þarfnast stórir hlutar hennar endurnýjunar sökum aldurs. Á þeim grundvelli er hér lögð fram tillaga að því bæta afhendingu og auka flutningsgetu til þeirra afhendingastaða er tengjast byggðalínunni. Tillagan er tvíþætt, annars vegar með endurnýjun byggðalínunnar og spennuhækkun í 220 kV og hins vegar með byggingu hálendislínu auk spennuhækkunar núverandi byggðalínu að hluta. Í frumathugun er endurnýjun eða styrking Kröflulínu 2 (Krafla – Fljótisdalur), ný lína milli Blöndu og Rangárvalla sem og styrking milli Rangárvalla og Kröflu. Áætlað er að byggja allar nýjar flutningsleiðir tengdu þessu verkefni fyrir rekstur á 220 kV þó til greina kæmi að hefja rekstur á 132 kV fyrst um sinn.

## 1.1.1. 5 ára áætlun

Tafla 1-1 sýnir yfirlit yfir þær framkvæmdir sem áætlaðar eru árin 2008 til 2012, miðað við forsendur áætlunarinnar. Verði ekki frávik frá þeim forsendum sem hér er lagt upp með, er ekki talin þörf á öðrum framkvæmdum í flutningskerfinu en lagt er til í þessari skýrslu. Tafla 1-2 sýnir áætlaðan kostnað vegna þeirra framkvæmda sem áætlaðar eru árin 2008 til 2012.

Úrlausnarefni	Flokkur	Úrlausn	Staða
Stækkun Hellisheiðarvirkjunar	Tenging viðskiptavina	Framkvæmdir í tengivirki við Kolviðarhól á lokastigi	Í framkvæmd
Stækkun Lagarfossvirkjunar	Tenging viðskiptavinar	Styrking Lagarfosslínu og aukin flutningsgeta hennar.	Í framkvæmd
Of mikil vinnsluskerðing við einfalda línubilun frá Nesjavöllum	Áreiðanleiki, flutningsgeta	132 kV jarðstrengur frá Nesjavöllum að Geithálsi	Á áætlun
Of lág spenna á Brennimel í truflanatilvikum eftir 5. áfanga hjá Norðuráli	Rafmagnsgæði	50 MVar þéttir	Á áætlun
Sæstrengir til Vestmannaeyja í lélegu ásigkomulegi	Endurnýjun Áreiðanleiki	66 kV sæstrengir frá Rimakoti til Vestmannaeyja	Á áætlun
Of mikil vinnsluskerðing við einfalda línubilun frá Rauðamel að Hamranesi	Áreiðanleiki	220 kV loftlína frá Rauðamel að Hamranesi	Tillaga
Of mikil vinnsluskerðing við einfalda línubilun frá Reykjanesvirkjun að Rauðamel	Áreiðanleiki	220 kV loftlína frá Reykjanesvirkjun að Rauðamel	Tillaga
Yfirlestun á BR1 í bilunum á SU3 við ákveðin rekstrarskilyrði	Áreiðanleiki, flutningsgeta	(i) Kerfisvarnir á Brennimel (ii) Raðþéttir í SU1 (iii) Endurbygging BR1	Tillaga
Byggðalínan þolir í mörgum tilvikum illa truflanir og þolir litla álagsaukningu á afhendingarstöðum.	Stöðugleiki, áreiðanleiki	(i) Bygging hálendislínu ásamt endurbyggingu RA1 og spennuhækkun á KR2 (ii) Undirbúningur spennuhækkunar byggðalínunnar	Tillaga
220/132 kV spennir í Sigöldu yfirlestast í truflanatilvikum	Áreiðanleiki, flutningsgeta	Annar 220/132 kV spennir í Sigöldu	Tillaga
Spenna undir gæðamörkum á Suðurlandi í truflanatilvikum	Rafmagnsgæði	5 MVar, 66 kV þéttir á Rimakoti og 10 MVar, 66 kV þéttir á Selfossi	Tillaga
Spenna of lág við truflanir í 66 kV kerfi á Snæfellsnesi	Rafmagnsgæði, áreiðanleiki	66 kV tenging milli Glerárskóga og Vogaskeiðs	Tillaga

Tafla 1-1: Yfirlit yfir allar framkvæmdir Landsnets á tímabilinu 2008-2012, flokkaðar eftir stöðu framkvæmdar.

Framkvæmd	Áður áfallið	2008	2009	2010	2011	2012	Heildar Kostnaður [MISK]	Staða
Tengivirki við Kolviðarhól	1792	470	30	-	-	-	2292	Í framkvæmd
Lagarfosslína 1, styrking	80	110	-	-	-	-	190	Í framkvæmd
Nesjavallalína 2	260	600	100	-	-	-	960	Á áætlun
Þéttavirki á Brennimel	50	175	30	-	-	-	255	Á áætlun
Sæstrengir til Vestmannaeyja	-	10	25	170	625	30	860 <sup>3</sup>	Á áætlun
Suðurnesjalína 2	40	50	210	690	60	-	1.050 <sup>3</sup>	Tillaga
Reykjaneslína 2	-	-	7	20	136	494	682 <sup>3</sup>	Tillaga
i) Kerfisvarnir á Brennimel	-	-	-	-	-	1	1	Tillaga
ii) Raðþéttir í SU1	-	-	17	42	136	212	424 <sup>3</sup>	
iii) Endurbygging BR1	-	-	24	73	488	1770	2.441 <sup>3</sup>	
i) Hálandislína, spennuhækkun KR2 og styrking RA1	-	-	150-200	420-560	2300-3200	7400-10800	10.700-15.300 <sup>3</sup>	Tillaga
ii) Spennuhækkun byggðalínunnar	-	-	60-110	180-320	1200-2100	4300-7700	6.000-10.600 <sup>3</sup>	
Nýr spennir í Sigöldu	-	25	62	199	311	25	622 <sup>3</sup>	Tillaga
Þéttavirki í Rimakoti og á Selfossi	-	-	12	29	45	4	90	Tillaga
Vogaskeið - Glerárskógar	-	21	59	307	948	50	1.385 <sup>3</sup>	Tillaga

Tafla 1-2: Áætlun framkvæmda í flutningskerfi Landsnets ásamt kostnaðaráætlun fyrir tímabilið 2008-2012.

### 1.1.2. Langtímaáætlun, til árs 2022

Tafla 1-1 sýnir yfirlit yfir þær framkvæmdir sem lagt er til að verði lokið fyrir árið 2022, miðað við forsendur áætlunarinnar, ásamt áætluðum kostnaði vegna þeirra. Hér skal tekið fram að niðurstöður kerfisrannsókna miða við einfaldað hermilíkan af kerfi Landsnets og sýnir því ekki áhrif álagsbreytinga á allar einingar flutningskerfisins heldur eingöngu á meginlínur og tengingar. Frekari upplýsingar um líkanið má sjá í Kafla 6.

<sup>3</sup> Áætlaður framkvæmdakostnaður getur breyst með verkhönnun.

Úrlausnarefni	Flokkur	Tillaga að úrlausn	Áætlaður kostnaður [MISK]	Staða
Núverandi byggðalína þolir í mörgum tilvikum illa truflanir og er orðin yfirlestuð jafnvel í almennum rekstri <sup>4</sup>	Áreiðanleiki, stöðugleiki	Ljúka spennuhækkun byggðalínu í 220 kV	17.000 – 28.000	Tillaga
Auka flutningsgetu til og áreiðanleika afhendingar á SV-landi <sup>5</sup>	Áreiðanleiki, stöðugleiki	400 kV flutningskerfi, BUR-SUL-BRE-GEI-HAM-BUR	18.000 – 20.000	Tillaga

Tafla 1-3: Yfirlit yfir tillögur að framkvæmdum Landsnets á tímabilinu 2012-2022

<sup>4</sup> Í töflu 5-1 eru settar fram tvær tillögur til lausnar á þessu úrlausnarefni. Í langtímaáætluninni er lagt til að áfram verði haldið og spennuhækkun byggðalínunnar lokið á áætlunartímabilinu. Það þýðir, auk hækkunar mastra, að skipta þarf út 132/(lægri spenna) kV spennum í aðveitustöðvum Landsnets á byggðalínuhringnum. Að auki þarf að skipta út vélaspennum Landsvirkjunar í Kröflu og Blöndu.

<sup>5</sup> Nú þegar er nokkur hluti flutningskerfisins á SV-landi byggður fyrir 400 kV flutningsspennu. Þar er um að ræða Sultartangalínu 3 og Búrfellslínur 3A og 3B. Fyrsta skref í framhaldinu væri að endurnýja Brennimelslínu 1 (eða byggja nýja línu).



## 2. Forsendur

### 2.1. Tímabil áætlunarinnar

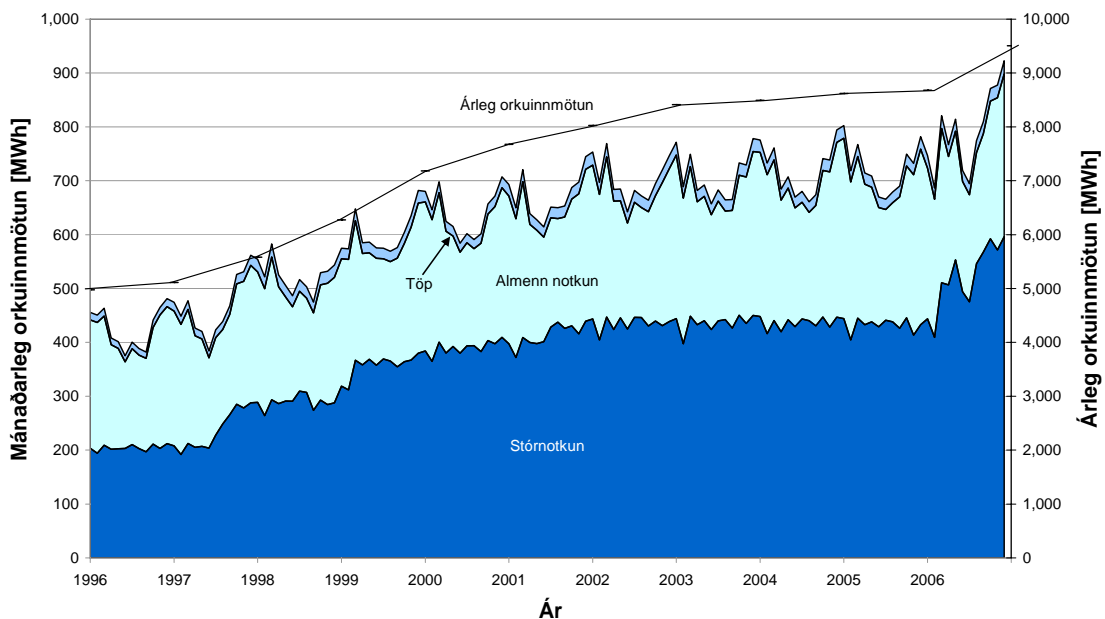
Áætlunin nær yfir fimm ára tímabil, frá janúar 2008 og til desember 2012. Að auki inniheldur kerfisáætlun í ár langtímaáætlun þar sem horft er 15 ár fram í tímann, eða til árs 2022.

### 2.2. Álagsforsendur

Kerfisáætlun gerir áætlanir út frá hámarksafnotkun landsins frekar en heildarorkunotkun þar sem orkunotkun dreifist ekki jafn yfir daga, vikur eða mánuði. Álagsþróun almenns álags er áætluð út frá raforkuspá [1] sem unnin er af raforkuhópi Orkusparnefndar ásamt gildandi stóriðjusamningum á tímabilinu sem áætlunin nær yfir.

#### 2.2.1. Þróun álags fram til ársins 2007

Á mynd 2-1 má sjá þróun heildarálags íslenska raforkumarkaðsins á tímabilinu 1996 – 2006. Auk notkunar sjást þar einnig flutningstöpin í raforkukerfinu. Eins og sést á Mynd 2-2 eykst almenn notkun hægt og rólega á meðan stóriðjunotkunin eykst í þrepum þegar ný stóriðja er tekin í rekstur eða aukið er við þá stóriðjuviðskiptavinum sem nú þegar eru í rekstri.



Mynd 2-1: Mánaðarleg orkunotkun og framleiðsla [MWh], 1996-2006.

Árið 2006 var heildarinnmötun inn á kerfi Landsnets 9.505 GWh, þar af fóru 2.970 GWh til almenningsnota og 6.266 GWh til stórnotenda.

Vegna almennrar notkunar eru eftirfarandi viðskiptavinir sem tengjast kerfi Landsnets: RARIK hf., Orkuveita Reykjavíkur, Hitaveita Suðurnesja hf., Norðurorka hf. og Orkubú Vestfjarða hf.

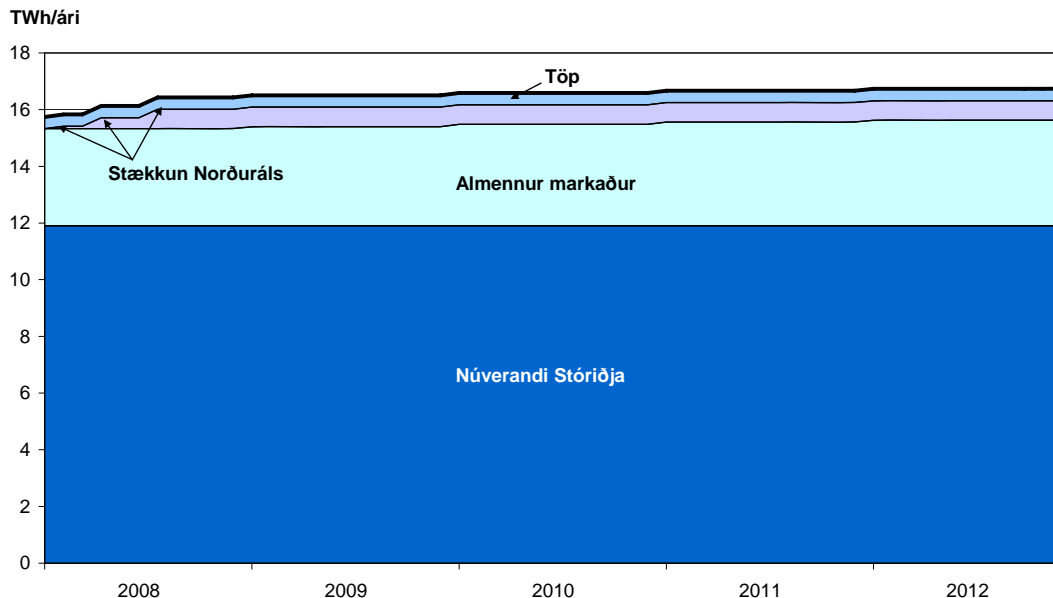
Stóriðjunotendur árið 2006 voru eftirfarandi: ALCAN á Íslandi hf., Íslenska járnblendifélagið hf. og Norðurál hf. Árið 2007 verður Fjarðaál tekið í rekstur með aflnotkun upp á 537 MW með áætlaðri orkunotkun 4704 GWh á ári með minni orkunotkun fyrsta árið.

### 2.2.2. Þróun álags árin 2008-2012

Útreikningar þessarar kerfisáætlunar byggja á áætlaðri þróun í notkun raforku. Almenn álag breytist samkvæmt endurreiknaðri raforkuspá og gerir sú áætlun ráð fyrir 2,1% álagsaukningu á ári. Gert er ráð fyrir að stóriðjuálag aukist líkt og Tafla 2-1 og Mynd 2-2 sýna. Í byrjun árs 2008 er áætlað að síðasti hluti 4. áfanga Norðuráls upp á 10 MW verði tekinn í notkun. 5. áfangi Norðuráls upp á samtals 70 MW verður keyrður upp í tvennu lagi, annars vegar 35 MW þann 1. september 2008 og hins vegar önnur 35 MW þann 1. nóvember 2008. Árið 2012 er því áætlað hámarksálag í kerfinu 2062 MW og áætluð heildarraforkunotkun ársins er 16.643 TWh.

	Uppkeyrsla	Stóriðja	Samningsbundin álagsaukning
2008	1. janúar	Norðurál, 4. áfangi	10 MW
	1. september og 1. nóvember	Norðurál, 5. áfangi	70 MW (2x35 MW)
2009			
2010			
2011			
2012			

Tafla 2-1: Þróun stóriðjuálags árin 2008-2012

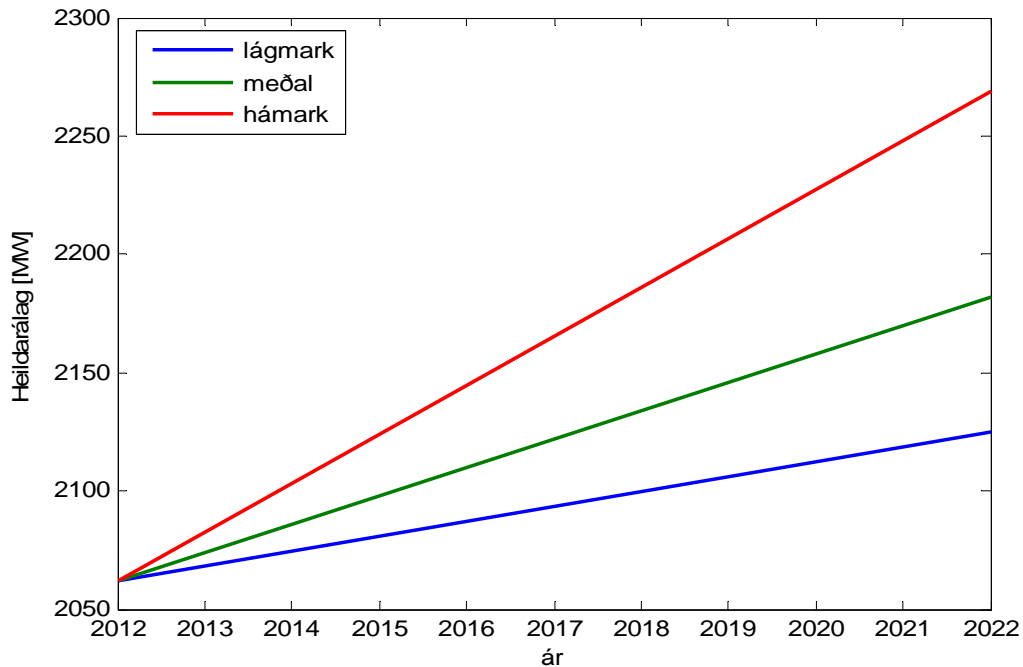


Mynd 2-2: Framtíðarspá um orkunotkun árin 2008-2012.

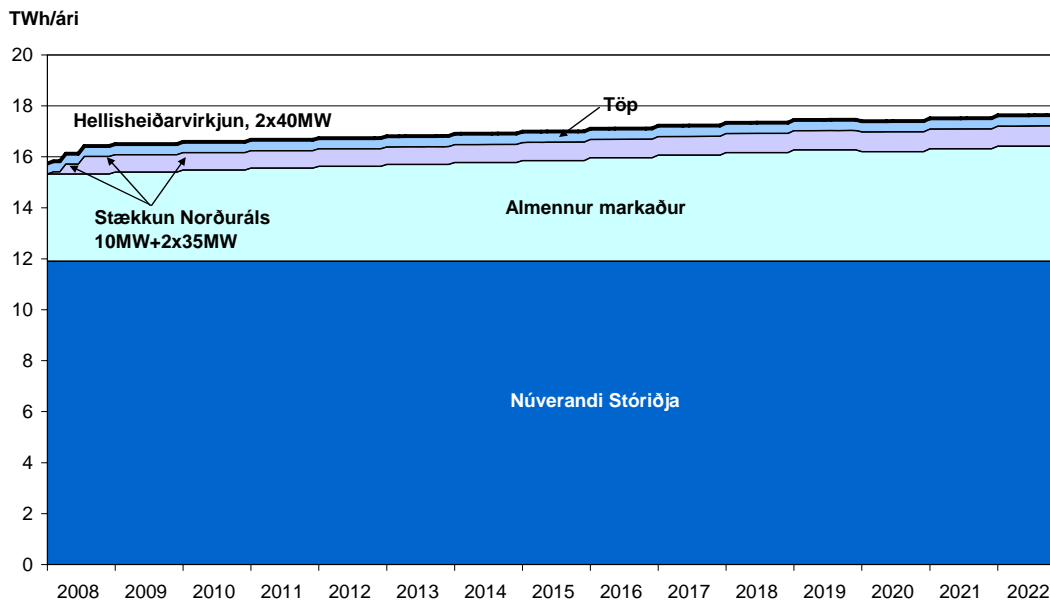
### 2.2.3. Þróun álags til ársins 2022

Árið 2012 er áætluð hámarksaflnotkun á landinu 2062 MW. Á tímabilinu 2012 - 2022 er heildarálagsaukning á hámarksafli áætluð 120 MW samkvæmt raforkuspá. Sú álagsaukning er eingöngu vegna aukinnar almennrar notkunar þar sem ekki hefur verið samið um neina

stóriðju á þessu tímabili. Nokkur atriði gætu haft áhrif á þessa aukningu og mun þessi kerfisáætlun því taka mið af bæði enn meiri aukningu í raforkunotkun sem og minni álagsaukningu. Mynd 2-3 sýnir álagsaukningu tímabilsins m.v. meðalspá, lágspá og háspá.



Mynd 2-3: Áætluð aukning almenns álags frá 2012 til 2022



Mynd 2-4: Framtíðarspá um orkunotkun árin 2008-2022. Samkvæmt raforkuspá.

Áætluð orkunotkun fram til ársins 2022 er sýnd á mynd 2-4.

Ýmsar aðstæður í þjóðfélaginu gætu orðið til þess að almenn álagsnotkun yrði öðruvísi en gert er ráð fyrir í raforkuspá. Því var gerð hámarksspá og lágmarksspá umfram hina almennu raforkuspá. Samkvæmt raforkuspá er árleg aukning almenns álags áætluð 1,8%. Í

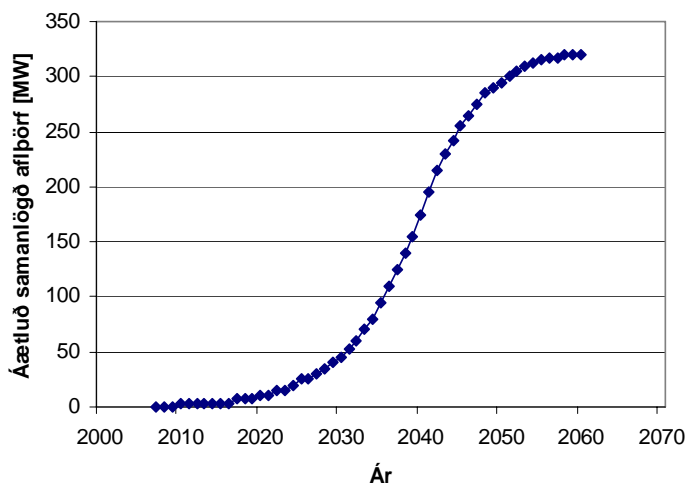
hámarksspá er gert ráð fyrir 3% árlegri aukningu almenns álags og við þær aðstæður er áætluð álagsaukning á tímabilinu 207 MW. Í lágmarksspá er hins vegar gert ráð fyrir 1% árlegri aukningu á almennu álagi og er áætluð álagsaukning á tímabilinu þá 63 MW. Helstu ástæður sem gætu haft áhrif á hve mikil aukning verður í almennu álagi eru eftirfarandi:

Hámarksspá:

- Hagvöxtur verði meiri en áætlað er, en það kallar á aukna orkunotkun fyrirtækja, aukinn fólksflutning til landsins og meiri atvinnuuppbyggingu
- Veruleg aukning í notkun rafmagnsbíla
- Veruleg aukning í notkun vetnisbíla
- Veruleg aukning í fiskvinnslu

Lágmarksspá:

- Minni hagvöxtur en áætlað er og þar með minni orkunotkun fyrirtækja, samdráttur í fólksflutningi til landsins og barneignum fækkar.
- Aukning í notkun sparneytnari ljósgjafa, t.d. díóðuljóna
- Enn meiri hitaveita á landinu þannig að hús verði að öllu leyti hituð með jarðhita
- Hækki raforkuverð á landinu gætu almennir neytendur orðið meðvitaðri um orkunotkun og dregið úr henni líkt og algengt er í öðrum löndum þar sem raforka er dýrari.
- Niðurskurður í fiskvinnslu



Innifalið í þeim forsendum sem hámarksspá byggir á er veruleg aukning í notkun vetnisbíla nefnt sem einn af þeim áhrifavöldum sem gæti valdið aukinni almennri notkun. Mynd 2-5 sýnir hvernig áætluð aflþörf vegna notkunar vetnisbíla er talin stórukast upp úr 2020.<sup>6</sup> Verði raunin sú að notkun vetnisbíla muni aukast nokkrum árum fyrr en talið er, mun aflnotkun vegna þeirra stórlega aukast.

Mynd 2-5: Áætluð aflþörf vetnisvæðingar bíla um allt land.

Aflþörf vegna notkunar rafmagnsbíla er nokkuð minni en vetnisbíla þar sem nýtingarhlutfall þeirra er hærra. Orkunýting rafmagnsbíla er tvöfalt til þrefalt betri en vetnisbíla og aflþörfin því tilsvarendi minni. Þróun rafmagnsbíla er hins vegar lengra á veg komin sem gæti flýtt áætlaðri aflþörf vegna þeirra, borið saman við áætlaða þróun vetnisvæðingar bíla.

<sup>6</sup> Samkvæmt upplýsingum frá Íslenskri Nýorku.

Verði enn frekari stóriðjuuppbygging, breytast allar forsendur verulega. Í langtímakerfisáætlun er möguleg stóriðjuuppbygging skoðuð eftir landshlutum m.v. stóriðju af stærðargráðunni 400 MW. Ekki er farið í greiningu á nákvæmri staðsetningu stóriðju. Í þeim tilfellum þar sem skoðuð er möguleg aukin stóriðjunotkun, er almennt álag í samræmi við raforkuspá (sbr. meðal álagsaukning á Mynd 2-3).

## 2.3. Forsendur framleiðslu

Forsendur framleiðslu miðast við að anna hámarksafnotkun landsins hverju sinni. Ástæðan fyrir því að miðað er við afl en ekki orku er, eins og bent er á í kaflanum um álagsforsendur, að orkunotkunin dreifist ekki jafnt yfir daga, vikur eða mánuði.

### 2.3.1. Þróun markaðar fram til ársins 2007

Uppsett afl tengt kerfi Landsnets, miðað við 1. janúar 2007, er sýnt í Töflu 2-2.

	Nafn virkjunar	Uppsett afl (MW)		Nafn virkjunar	Uppsett afl (MW)
<i>Vatnsafl</i>	Búrfell	288	<i>Jarðhiti</i>	Krafla I	60
	Sigalda	150		Hellisheiðarvirkjun	90
	Hrauneyjafoss	210		Reykjanesvirkjun	100
	Vatnsfell	95		Svartsengi	45
	Sultartangi	126		Nesjavellir	120
	Írafoss	47,8		Bjarnarflag <sup>1)</sup>	3
	Steingrímsstöð	26,4		<i>Alls</i>	
	Ljósafoff	14,6			
	Mjólka	6,8			
	Blanda	162			
	Lagarfoss	8,4			
	Laxá	34,4			
	Andakill	8			
	<i>Alls</i>		1177		

<sup>1)</sup> Bjarnarflag er ekki tengd kerfi Landsnets

Tafla 2-2: Uppsett afl tengt kerfi Landsnets 1. janúar 2007.

Eins og taflan sýnir er uppsett afl, tengt kerfi Landsnets, alls 1595 MW. Á árinu 2007 bætast fjórar vinnslueiningar við kerfið eins og sýnt er í Töflu 2-3.

Gangsetning	Nafn virkjunar	Uppsett afl (MW)
Um mitt ár	Svartsengi	30
Nóvember – fyrri hluti 2008 <sup>7</sup>	Kárahnjúkar	690
1. júlí	Lagarfoss	18
1. nóvember	Hellisheiðarvirkjun	30

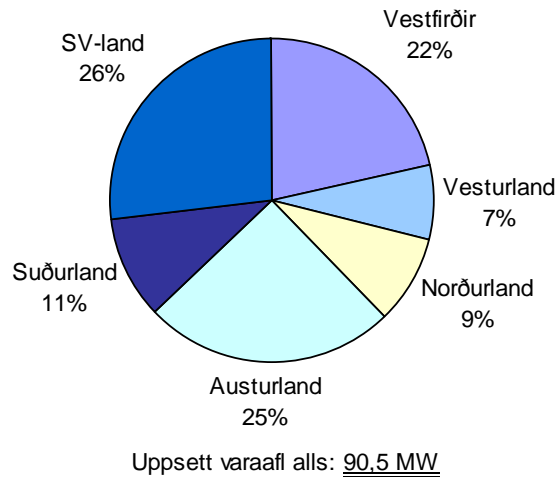
Tafla 2-3: Viðbætur í raforkuframleiðslu tengt kerfi Landsnets á árinu 2007.

<sup>7</sup> Fyrirliggjandi áætlanir gera ráð fyrir að uppkeyrsla hefjist í nóvember og að virkjunin verði að fullu komin í rekstur fyrirhluta árs 2008.

Eins og Tafla 2-3 sýnir, eykst uppsett afl í íslenska raforkukerfinu um tæp 770 MW (48%) á árinu. Munar þar mestu um Kárahnjúkavirkjun, 690 MW. Af þessum 770 MW koma 60 MW frá jarðhitavirkjunum (Svartsengi og Hellsheiði).

Uppsett afl á fyrrihluta árs 2008 er því orðið 2363 MW, þar af 478 MW í jarðhitavirkjunum.

Uppsett varaafli í kerfinu nemur 90,5 MW, m.v. 1. janúar 2007. Skipting þess milli landshluta er sýnd á mynd 2-6.



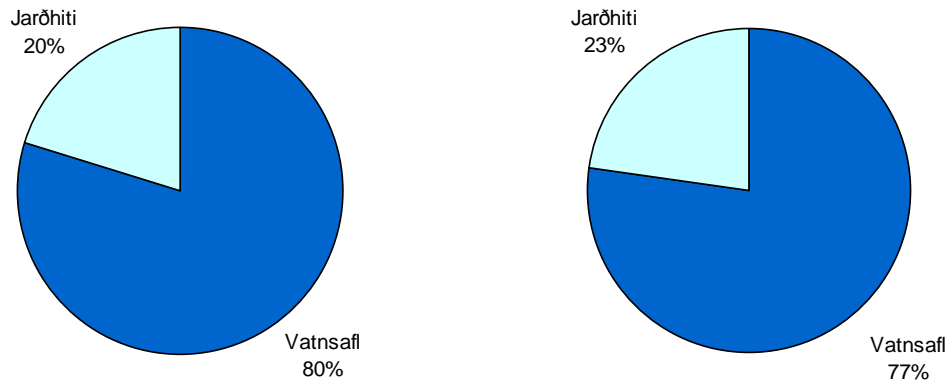
Mynd 2-6: Skipting varaafli eftir landshlutum, 1. janúar 2007.

### 2.3.2. Árin 2008-2012

Á árunum 2008 – 2012 er einungis fyrirhuguð stækkun Hellsheiðarvirkjunar um 2x40 MW á árinu 2008 (ef undan er skilinn sá hluti Kárahnjúkavirkjunar sem kemur inn í ársbyrjun). Þessi stækkun er til komin vegna stækkunar álvers Norðuráls (5. áfangi). Aðrar virkjanaf framkvæmdir eru ekki fyrirhugaðar. Í árslok 2011 er því uppsett afl í kerfinu orðið sem hér segir:

Vatnsafl:	1885 MW
Jarðhiti:	558 MW
<b>Alls:</b>	<b>2443 MW</b>

Aukning uppsetts afli á tímabilinu nemur því 3,4% miðað við fyrrihluta árs 2008. Skipting uppsetts afli í jarðhita- og vatnsafli virkjanir er sýnd á mynd 2-7.



Mynd 2-7: Skipting uppsetts afls í jarðhita og vatnsafl, fyrrihluti árs 2008 annars vegar og 1. janúar 2012 hins vegar.

Hlutfall jarðhitavirkjana eykst lítillega frá 2008 til 2012.

### 2.3.3. Árin 2012-2022

Til þess að anna álagsaukningu á ofangreindu tímabili hefur verið skoðað hvaða virkjanakostir koma til greina. Við þær athuganir hefur verið miðað við niðurstöður 1. áfanga rammaáætlunar um nýtingu vatnsafls og jarðvarma, þar sem 19 vatnsorkukostir og 24 jarðhitakostir voru vegnir og metnir eftir umhverfisáhrifum, með tilliti til hagkvæmni og arðsemi. Listi þessi er birtur í heild sinni í [2], en hér er aðeins birtur listi yfir þá virkjanakosti sem lentu í umhverfisflokki A.

Nafn virkjunarstaðar	Orkuvinnslugeta (GWh/ár)	Áætluð aflgeta (MW)	Röðun
<i>Svartsengi, stækkun <sup>1)</sup></i>	140	20	1
<i>Nesjavellir, stækkun <sup>1)</sup></i>	210	30	2
Núpsvirkjun a	1001	121	3
Núpsvirkjun b	1019	130	4
<i>Krafla I, stækkun <sup>1)</sup></i>	280	40	5
Hágöngusvæði	840	120	6
Hellisheiði	840	120	7
Sandfell (Krýsuvík)	840	120	8
Þverárdalur	840	120	9
Ölkelduháls	840	120	10
Bjarnarflag	560	80	11
Krafla – Vestursvæði	840	120	12
Austurengjar (Krýsuvík)	840	120	13
Seltún (Krýsuvík)	840	120	14
Reykjanes	840	120	15
Innstidalur	840	120	16
Trölladyngja (Krýsuvík)	840	120	17
Hólmsárvirkjun	438	73	18
<i>Búðarhálsvirkjun <sup>1)</sup></i>	630	100	19

<sup>1)</sup> Virkjanakostir sem þegar hafa verið heimilaðir af Alþingi.

Tafla 2-4: Virkjanakostir í umhverfisflokk A, raðað með tilliti til hagkvæmni og arðsemi.

### Framleiðsluaukning vegna almenns álags

Raforkuspá 2006 gerir ráð fyrir því að almennt álag muni aukast um 120 MW frá árinu 2012 til 2022, þ.e. 1,8% á ári sbr. kafla 1. Út frá listanum sem birtur er í Töflu 2-4 er nærtækast að velja Núpsvirkjun a (stækkanir á Svartsengi og Nesjavöllum verða komnar í gagnið þegar hér verður komið sögu). Sú virkjun gerir ráð fyrir að virkja fallið í Þjórsá milli bæjanna Haga og Miðhúsa í Skeiða- og Gnúpverjahreppi í einu lagi. Uppsett afl er 121 MW og áætluð orkuvinnslugeta 1000 GWh/ári. Virkjunarkostur b í Núpsvirkjun er settur einu sæti neðar en kostur a og telst því síðri. Sé kostur a valinn útilokar það kost b og öfugt. Þessir kostir eru mjög sambærilegir; reyndar er kostur b talinn heldur óhagkvæmari en kostur a. Stofnkostnaður á orkueiningu er metinn 23,1 kr/(kWh/ári) fyrir kost b en 22,7 kr/(kWh/ári) fyrir kost a [4].

Hins vegar miða áætlanir Landsvirkjunar við að Núpsvirkjun b verði fyrir valinu. Þar er um að ræða að virkja sama fall (þ.e. milli Haga og Miðhúsa) í tveimur virkjunum, Hvamms- og Holtavirkjun; alls um 130 MW uppsett afl (um það bil 80 MW í Hvammsvirkjun og 50 MW í Holtavirkjun). Áætluð orkuvinnslugeta þessara virkjana samtals er um það bil 1020 GWh/ári.



Í þessu ljósi er, í grunntilviki þessarar langtíma kerfisáætlunar, valið að nota virkjun á Suðurlandi til þess að anna almennri álagsaukningu í kerfinu frá 2012 til 2022. Þetta á við hvort heldur sem álagsaukning er samkvæmt, undir eða yfir raforkuspá.

Að auki hafa verið skilgreind svokölluð "Frávikstilvik", þar sem framleiðslan kemur frá öðrum landshlutum að hluta eða öllu leyti. Tafla 2-5 lýsir þessu.

Almenn álagsaukning - Framleiðsluleiðir	
Grunntilfelli	Álagsaukningunni er annað með virkjun á Suðurlandi
Frávik 1	Álagsaukningunni annað 50% með virkjun á Suðurlandi og 50% á Reykjanesi
Frávik 2	Álagsaukningunni er annað með virkjun á Reykjanesi
Frávik 3	Álagsaukningunni annað 50% með virkjun á Suðurlandi og 50% á NA-landi

Tafla 2-5: Framleiðsluleiðir til að anna aukningu almenns álags.

### Framleiðsluaukning vegna stóriðjuálags

Eins og áður er greint hefur ekki verið samið um neina aukningu stóriðjuálagsins á tímabilinu 2008 – 2022. Samt sem áður er það talið rétt, í langtímaáætlun eins og þessari, að setja upp eitt slíkt tilfelli. Skoðuð verður stóriðja af stærðargráðunni 400 MW ofan á almenna álagsaukningu skv. raforkuspá.

Staðsetning slíkrar stóriðju hefur talsverð áhrif á það hvaða virkjanakostir verði fyrir valinu. Telja má líklegt að stóriðja á Norðurlandi hafi í för með sér virkjanaframkvæmdir á Norðurlandi og stóriðja á Suðurlandi þarfnist virkjanaframkvæmda á Suður- og/eða Suð-Vesturlandi.

## 2.4. Truflanarekstur – atburðir

Hjá Landsneti er almennt gert ráð fyrir því að kerfið sé rekið sem N-1 kerfi sem þýðir að þó að ein eining í kerfinu fari úr rekstri hefur það ekki áhrif á afhendingu raforku til viðskiptavina Landsnets<sup>8</sup>. Þó ber að geta þess að byggðalínakerfið (132 kV) sem og stór hluti 66 kV og 33 kV kerfanna eru í mörgum tilfellum rekin sem takmörkuð N-1 kerfi, þ.e.a.s. ákveðnar truflanir valda straumleysi hjá hluta notenda ef ekki er nægt varaafli eða staðbundin framleiðsla til staðar. Þetta á við um alla geislatengda afhendingastaði í flutningskerfinu. Skerðing álags er ávallt mjög viðkvæm aðgerð og ekki framkvæmdar nema með fullu samþykki viðskiptavina. Í samningum um ótryggt afl er gengið út frá því að nýta skerðingar til að tryggja fullnægjandi rekstur flutningskerfisins.

Í þessari áætlun voru athuguð áhrif þess að helstu 220 kV og 132 kV línur flutningskerfisins fari úr rekstri. Eru það eftirfarandi línur eftir því sem við á<sup>9</sup>:

<sup>8</sup> Það þýðir hinsvegar ekki, að allar einingar séu með "varaeiningu" ef þær bila. Þetta á eingöngu við um afhendingargæði ef einhver eining í kerfinu er úr rekstri.

<sup>9</sup> Yfirlit yfir KKS skammstöfun lína má finna í viðauka E

- BR1, 220 kV lína milli aðveitustöðva á Geithálsi og á Brennimeil
- BU1, 220 kV lína milli aðveitustöðva við Búrfell og á Írafossi
- BU2, 220 kV lína milli aðveitustöðva við Búrfell og á Geithálsi
- BU3, 220 kV lína milli aðveitustöðva við Búrfell og í Hamranesi
- KH1, 220 kV lína milli aðveitustöðva á Kolvíðarhól og á Geithálsi
- HN1, 220 kV lína milli aðveitustöðva í Hamranesi og á Geithálsi
- HN2, 220 kV lína milli aðveitustöðva í Hamranesi og á Geithálsi
- HR1, 220 kV lína milli aðveitustöðva í Hrauneyjafossi og við Sultartanga
- SO3, 220 kV lína milli aðveitustöðva á Írafossi og á Geithálsi
- SU1, 220 kV lína milli aðveitustöðva við Sultartanga og á Brennimeil
- SU2, 220 kV lína milli aðveitustöðva við Sultartanga og við Búrfell
- SU3, 220 kV lína milli aðveitustöðva við Sultartanga og á Brennimeil
- SI3, 220 kV lína milli aðveitustöðva við Sigöldu og við Búrfell
- FL3, 220 kV lína milli aðveitustöðva í Fljótsdal og á Reyðarfirði
- SI4, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Sigöldu og við Prestbakka
- PB1, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Prestbakka og við Hóla
- HO1, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Hóla og við Teigarhorn
- TE1, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Teigarhorn og á Hryggstekk
- BL1, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Blöndu og við Laxárvatn
- BL2, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Blöndu og við Laxárvatn
- KR1, 132 kV lína milli aðveitustöðva í Kröflu og á Rangárvöllum
- KR2, 132 kV lína milli aðveitustöðva í Kröflu og á Hryggstekk
- FL2, 132 kV lína milli aðveitustöðva á Bessastöðum og á Hryggstekk
- VA1, 132 kV lína milli aðveitustöðva á Brennimeil og á Vatnshömrum
- HT1, 132 kV lína milli aðveitustöðva á Vatnshömrum og við Hrútatungu
- LV1, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Hrútatungu og við Laxárvatn
- SN1, 132 kV lína milli aðveitustöðva við Fitjar og í Hamranesi
- NE1, 132 kV lína milli aðveitustöðva á Nesjavöllum og í Korpu

Um álagsflæðið og truflanatilvikin er fjallað nánar í kafla 4.

Athuganir á 66 kV kerfum Landsnets hafa verið gerðar fyrir Austurland, Suðurland og nú síðast Vesturland. Eftir stendur að rannsaka 66 kV kerfi Vestfjarða sem og Norðurlands. Niðurstöður rannsókna á 66 kV kerfum eru kynntar sérstaklega í kafla 4.10.

## 2.5. Kostnaðargrundvöllur

Allar kostnaðartölur í áætluninni eru miðaðar við byggingavísitölu og gengisvísitölu frá því í júlí 2007.

## 2.6. Óvissa og endurskoðun.

Helstu óvissuþættir áætlunarinnar eru þeir að endurskoða þarf skýrsluna ef nýir stóriðjusamningar verða gerðir á áætlunartímabilinu. Þetta stafar af því að lítil stóriðja er á við 10 ára vöxt almenna markaðarins (100 MW). Svipaða sögu er að segja um rannsóknir en þær eru mjög háðar mati annarra veitufyrirtækja út frá þeim viðræðum sem eru eða hafa verið í gangi. Rannsóknir á línuleiðum þurfa t.d. að liggja fyrir, þó svo að ekkert hafi verið ákveðið um byggingu viðkomandi lína, ef líklegt er talið að á þeim þurfi að halda fyrir hugsanlega stóriðju í framtíðinni.

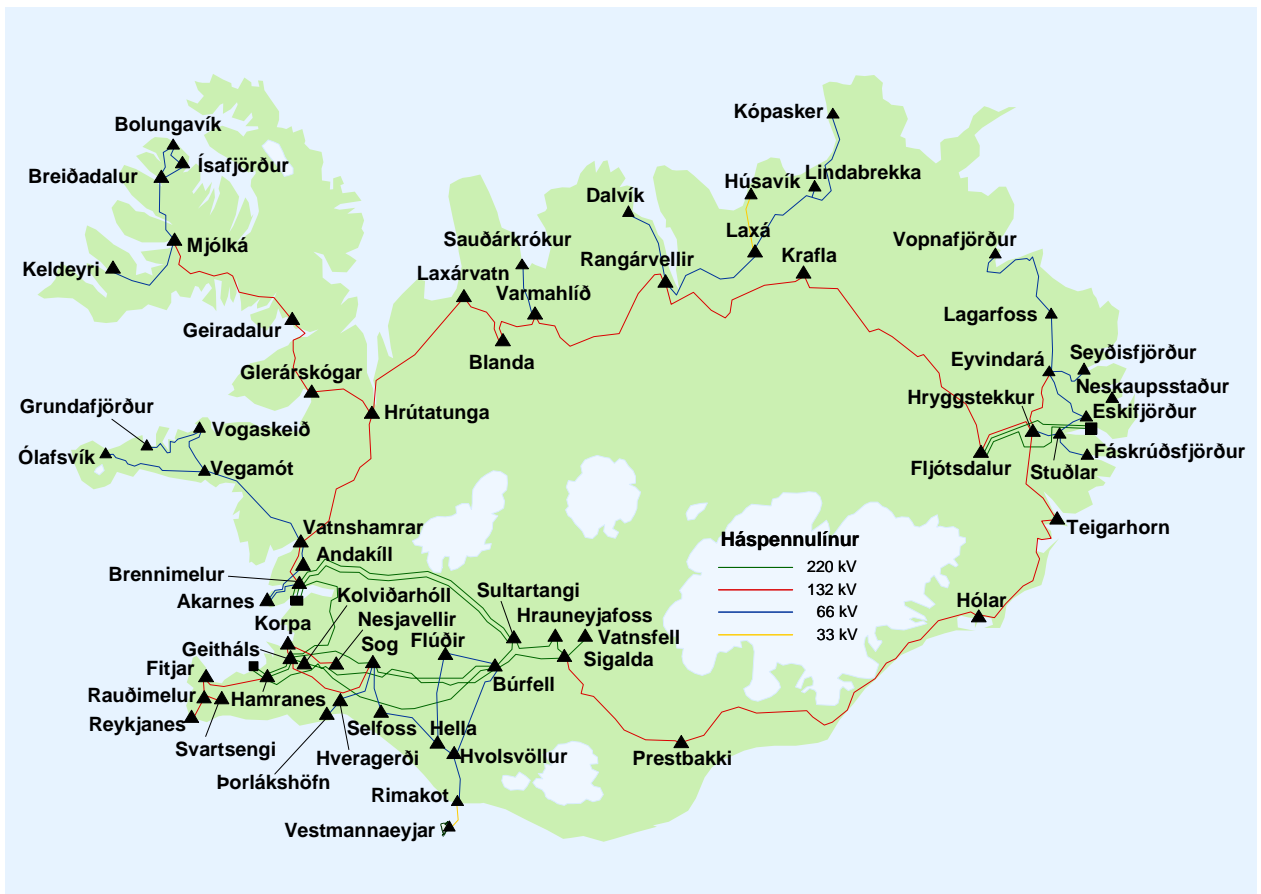
Áætlun sem þessi er því í stöðugri endurskoðun og er gefin út árlega í svipuðu formi.

### 3. Núverandi flutningskerfi

Flutningskerfi Landsnets inniheldur öll flutningsvirki á spennu sem er 66 kV og hærri ásamt flutningsvirkjum á 33 kV spennu sem tengja Vestmannaeyjar og Húsavík við hærri spennur. Hæsta spenna kerfisins er í dag 220 kV en nokkrar línur eru byggðar sem 400 kV línur þótt þær séu reknar á 220 kV. Þetta var gert með það í huga að mögulegt verði að spennuhækka þær í 400 kV þegar þörf verður á að flytja enn meira afl eftir þeim.

Allar virkjanir sem eru 7,0 MW og stærri eiga að tengjast flutningskerfinu. Flutningskerfið afhendir orkuna til dreifiveitna og stórnotenda á 56 stöðum, víðsvegar um landið. Dreifiveitur flytja rafmagnið síðan áfram um sitt dreifikerfi til afhendingar til notenda.

Stórnotendur, þ.e. þeir sem nota a.m.k. 14 MW afl með árlegan nýtingartíma 8000 stundir eða meira, fá raforkuna afhenta beint frá flutningskerfi Landsnets. Viðskiptavinir Landsnets eru því vinnslufyrirtæki, dreifiveitur og stórnotendur.



Mynd 3-1: Flutningskerfi Landsnets eins og það er í upphafi árs 2008.

#### 3.1. Svæðisskipting raforkukerfisins

Til aðgreiningar er flutningskerfinu skipt í 5 svæði og er fjallað um þau sérstaklega hér fyrir neðan. Í Viðauka G er yfirlit yfir flutningskerfið með svæðisskiptingu.

### 3.1.1. Svæði I – Þjórsár-Tungnaárvæðið

Svæði I einkennist af sterku og tiltölulega möskvuðu 220 kV kerfi sem sér um að flytja mikið afl, framleitt í fjölda vatnsaflsvirkjana á svæðinu. Aflinntak kerfisins á svæði I er mun meira en aflúttak og er því mikill aflflutningur út af svæði I og fer það afl að mestu leyti til svæðis II. Á svæðinu er einnig 132 kV kerfi sem og 66 kV kerfi.

### 3.1.2. Svæði II – Faxaflóasvæðið

Svæði II einkennist af álagi höfuðborgarsvæðisins ásamt stóriðjuálagi. Aflinntak kerfisins er hér mun minna en aflúttak og er svæðið að öllu jöfnu háð innflutningi frá svæði I sem og frá svæði IV í gegnum svæði III. Þær virkjanir sem tengjast inn á kerfið og tilheyra svæði II eru að stærstum hluta jarðgufuvirkjanir og mun það aukast á næstu árum. 220 kV kerfið nær að Hamranesi en lengra út á Reykjanesi tekur við 132 kV kerfi auk þess sem Höfuðborgarsvæðið er rekið á 132 kV spennu. 220 kV tengivirkið á Brennimeil er á jaðri svæðis II og þar tengist 132 kV byggðalínan sem heldur áfram hringinn í kringum landið sem og 66 kV kerfi tengt Akranesi. 66 kV kerfið liggur síðan áfram frá Akranesi og út á Snæfellsnes.

### 3.1.3. Svæði III – Vesturland og Vestfirðir

Svæði III einkennist af veiku 132 kV kerfi, þ.e. langri 132 kV línu sem liggur frá Hrútatungu og að Mjólka. Hér er framleiðsla af skörnum skammti og álag að mestu leyti almennt álag og er afl að mestum hluta flutt inn á svæðið frá svæði IV. Þetta veldur oft spennuvanda á Vestfjörðum sem tengist kerfinu með löngum 132 kV línunum en þar er lítið álag. Yst á Vestfjörðum er 66 kV kerfi sem tengir Ísafjörð, Bolungavík og Keldeyri við flutningskerfið. Einnig er á Snæfellsnesi 66 kV kerfi sem tengist Vatnshömrum og Brennimeil.

### 3.1.4. Svæði IV – Norðurland

Svæði IV einkennist af löngum 132 kV línunum sem ganga í kringum landið og mynda svokallaða byggðalínu. Aflgeta þessara lína er lítil, eða frá 117 til 178 MVA og því flutningsgeta takmörkuð. Á Norðurlandi er aflúttak mun minna en aflinntak inn á kerfið og er umframafli á þessu svæði ýmist flutt til austurs eða vesturs, eftir álags- og framleiðslusveiflum annars staðar á landinu. Stærsta virkjun Norðurlands er Blanda sem getur framleitt allt að 150 MW, en einnig er þar Krafla sem framleiðir u.þ.b. 60 MW.

### 3.1.5. Svæði V – Austurland

Svæði V einkennist af löngum 132 kV línunum ásamt 220 kV flutningsvirkjum í miðju 132 kV kerfi. Hér er lítið, en vaxandi almennt álag ásamt stóriðjuálagi. Stóriðjuálagið tekur að mestu leyti út það afl sem framleitt er að Kárahnjúkum en til viðbótar mun stóriðjan nýta að einhverju leyti það afl sem framleitt er í Kröflu og eru því nokkrir flutningar frá svæði IV inn á svæði V. Það er háð árstíðabundinni sveiflu í framleiðslu vatnsaflsvirkjana

## 4. Niðurstaða kerfisrannsókna árin 2008-2012

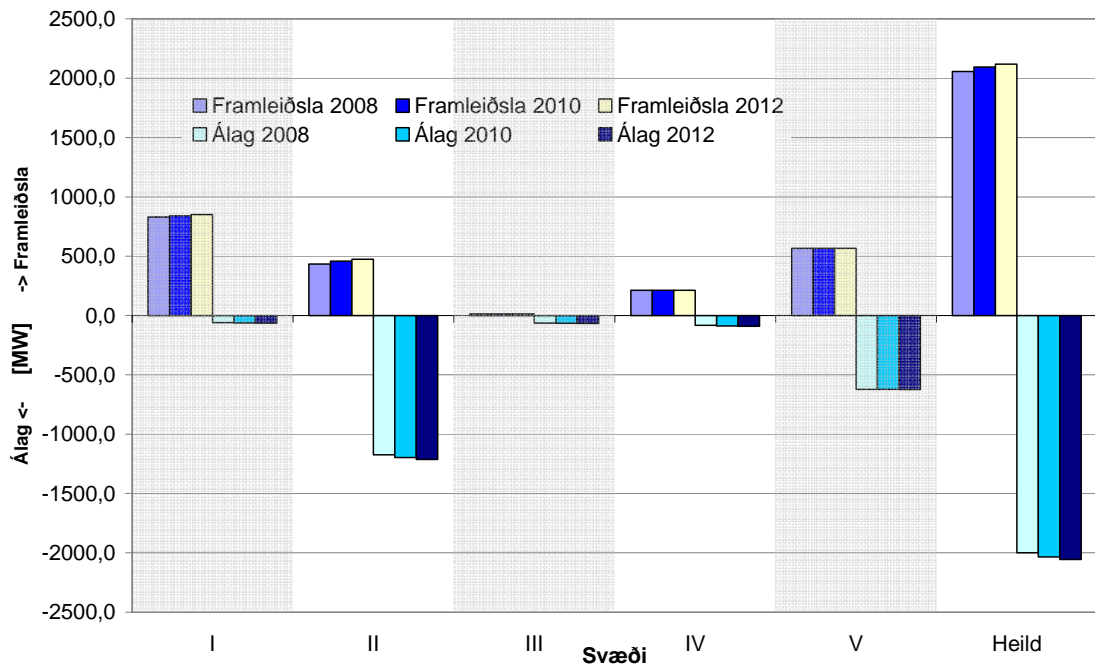
### 4.1. Álagsflæði á árunum 2008-2012

Helstu niðurstöður álagsflæðirannsókna fyrir árin 2008-2012 eru að unnt er að anna allri eftirspurn og halda rekstrarspennu/afhendingarspennu innan viðmiðunarmarka á öllum teinum að undanskildum einstökum tilvikum sem þarfnast úrlausna. Rætt er sérstaklega um þær úrlausnir sem þörf er á og lagðar fram tillögur að verkefnum í kafla 5.

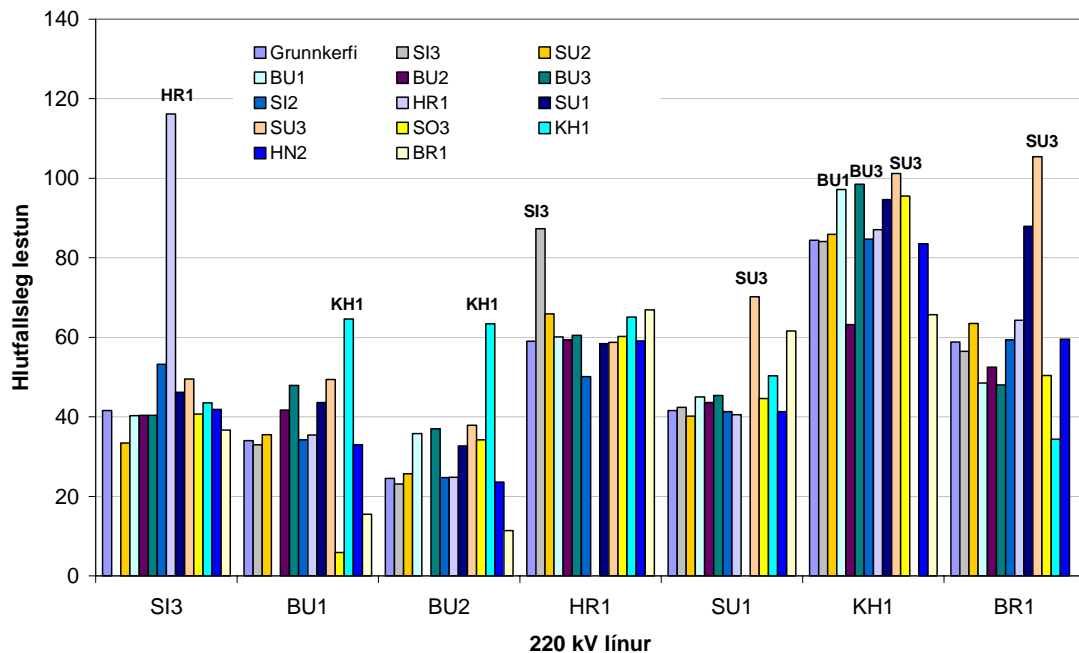
Til að meta ástand flutningskerfisins við eðlileg rekstrarskilyrði voru gerðir aflflæðiútreikningar sem byggjast á forsendum um þróun markaðarins árin 2008 til 2012, upptalin í kafla 2, og hámarksálag kerfisins á hverjum tíma við gerð útreikningana.

Skipting framleiðslu og álags milli svæða er sýnd á Mynd 4-1. Má þar sjá hvernig framleiðslan er umfram álag á svæði I og IV og ófugt á svæði II. Á svæðum III og V eru hins vegar framleiðsla og álag í nokkru jafnvægi.

Lestun 220 kV lína í mismunandi truflanatilvikum í háálagi árið 2012 er sýnd á Mynd 4-2. Eins og sést eiga fæstar línurnar á hættu að yfirlestast ef frá eru taldar Sigöldulína 3, sem yfirlestast við bilun á Hrauneyjafosslínu 1, ásamt Kolviðarhóslínu 1 og Brennimeislínu 1 sem yfirlestast við útleysingu á Sultartangalínu 3. Í truflanatilvikum er talið ásættanlegt að línur yfirlestist um allt að 20%, en í grunnkerfi skal lestun lína ekki fara yfir hitaflutningsmörkin.



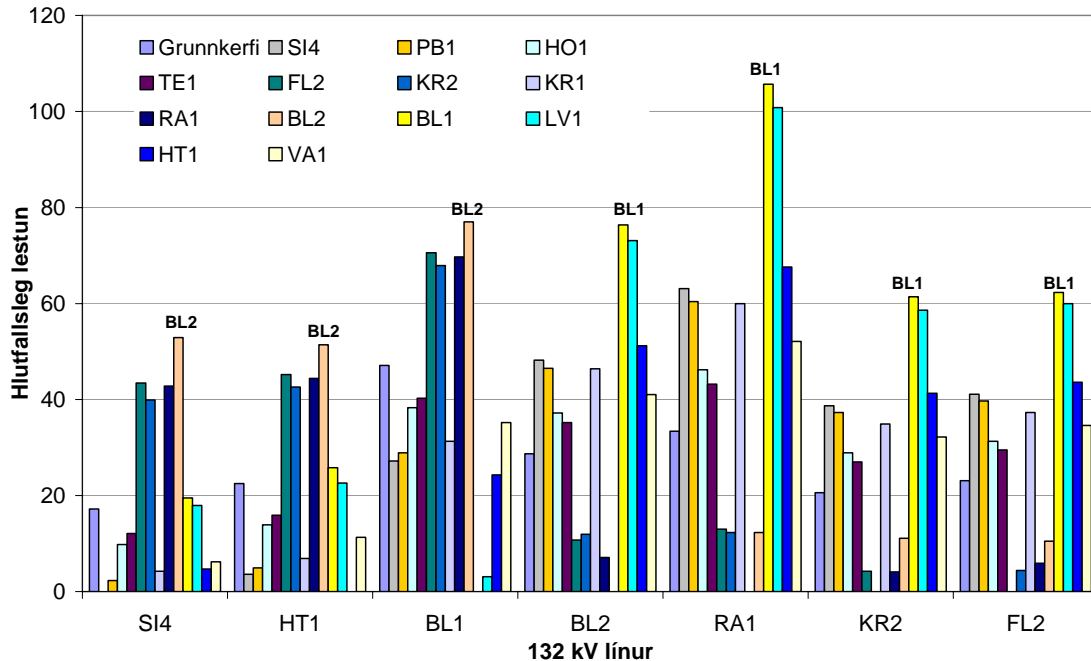
Mynd 4-1: Framleiðsla og álag eftir svæðum við háálag



Mynd 4-2: Lestun 220 kV lína í kerfi Landsnets árið 2012 við truflanir

Lestun 132 kV lína í mismunandi truflanatilvikum í háálagi árið 2012 er sýnd á Mynd 4-3. Eins og sést eiga færstar línurnar á hættu að yfirlestast með undantekningu á Rangárvallalínu 1, RA1, við truflanir á línun vestan við Blöndu, BL1 og LV1. Fyrri athuganir og rekstur raforkukerfisins hafa hins vegar sýnt að stöðugleikamörk kerfisins eru mun lægri en

hit aflutningsmörkin. Því hafa verið settar upp kerfisvarnir í Blöndu. Þær leysa út teinatengi í Blöndu þannig að teinninn skiptist í tvennt og rjúfa þar með hringtengingu byggðalínunnar. Kerfisvörnin leysir út ef aflflutningur austur fyrir Blöndu eftir Blöndulínu 2 fer yfir 100 MW eða þegar aflflutningur vestur fyrir Blöndu eftir Blöndulínu 1 fer yfir 130 MW. Þetta kemur í veg fyrir yfirlestun lína líkt og sést á Mynd 4-3 að gerist í ákveðnum truflanilvikum.

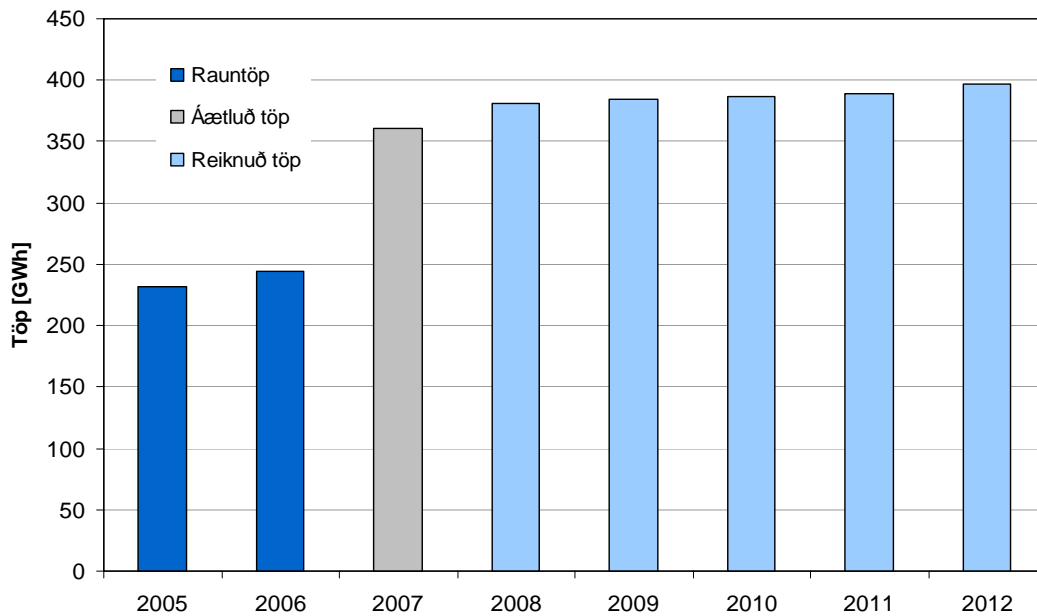


Mynd 4-3: Lestun 132 kV lína í kerfi Landsnets árið 2012 við truflanir

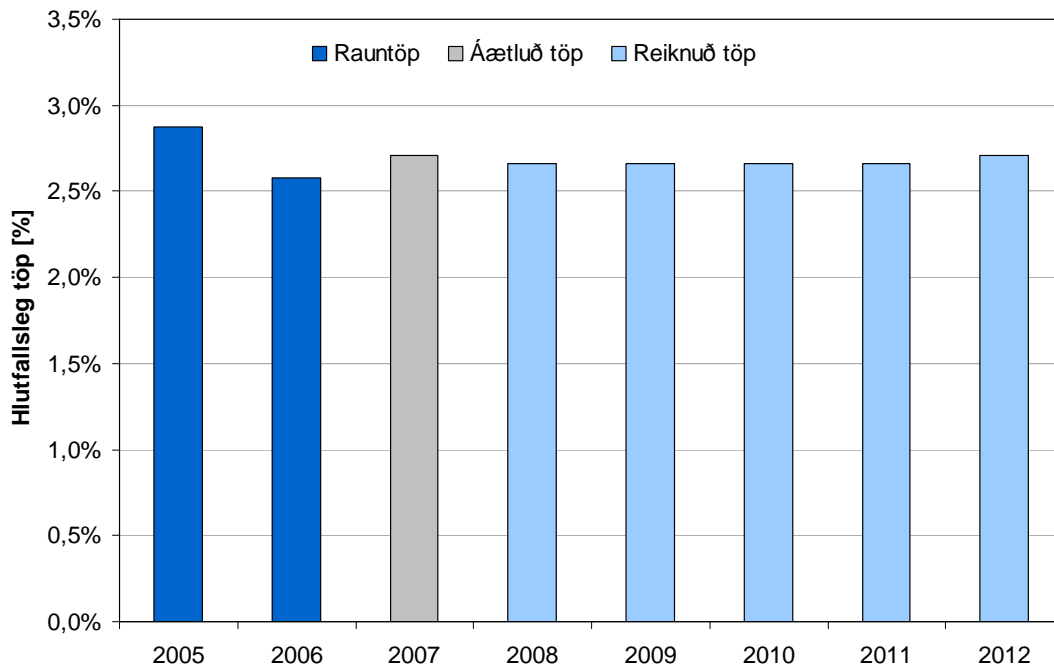
## 4.2. Töp flutningskerfisins

Töp flutningskerfisins eru hlutfallslega mest á svæðum III og IV, þar sem ekkert 220 kV kerfi er og svæðin einkennast af langri 132 kV byggðalínu. Í kerfi Landsnets eru jaðartöp kerfisins mismunandi á milli landshluta. Er það vegna ójafnvægis í framleiðslu og álagi eftir svæðum og má því minnka heildartöp kerfisins með því jafna framleiðslu og álag eftir landshlutum eða með því að auka álag á Norðurlandi og/eða auka framleiðslu á SV-landi. Gjaldskrá vegna tapa tekur hins vegar ekki mið af mismunandi töpum eftir landshlutum, heldur dreifist tapakostnaður jafnt á alla viðskiptavinum kerfisins. Mynd 4-4 sýnir heildartöp Landsnets þar sem rauntöp eru töp Landsnets skv. ársskýrslum, áætluð töp er skv. orkuspá og reiknuð töp eru fengin úr hermílíkani sem einnig hefur að hluta kerfi dreifiveitna. Það gefur því ekki nákvæmlega samanburðarhæf gildi, en þó nálægt því. Töp kerfisins ráðast að miklu leyti af framleiðslu Blöndu- og Kröfluvirkjunar og með því að breyta framleiðslu þeirra virkjana geta áætluð töp kerfisins breyst.

Hlutfallsleg töp kerfisins eru sýnd á Mynd 4-5. Með samanburði á Mynd 4-4 og Mynd 4-5 sést að þó heildartöp kerfisins aukist, þá getur það þýtt hlutfallslega minni töp í kerfinu.



Mynd 4-4: Áætluð heildartöp í kerfinu frá árinu 2005 til 2012



Mynd 4-5: Hlutfallsleg töp í flutningskerfinu frá árinu 2005 til 2012

### 4.3. Skammhlaupsafl afhendingastaða

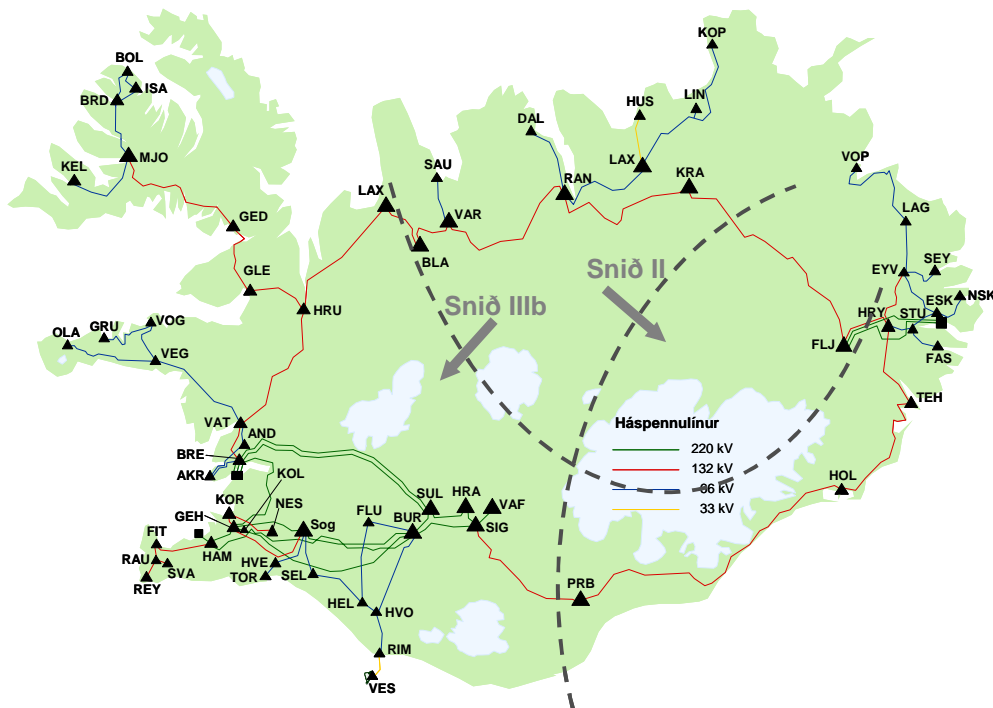
Skammhlaupsafl við mesta og minnsta álag árið 2012 á öllum afhendingarstöðum Landsnets bæði þar sem er innmötun og úttekt hefur verið reiknað. Niðurstöður útreikninga má sjá í Viðauka C.



#### 4.4. Flöskuhálsar og tengingar milli svæða

Skilgreind hafa verið tvö snið og flutningsmörk þeirra. Sniðin og skilgreind mörk eru í gildi allt tímabil þessarar kerfisáætlunar eða til ársins 2012 að gefnum þeim forsendum sem kynntar hafa verið. Sniðin sem einnig má nefna flöskuhálsa orsakast af svipulum stöðugleikamörkum kerfisins og eru þau eftirfarandi:

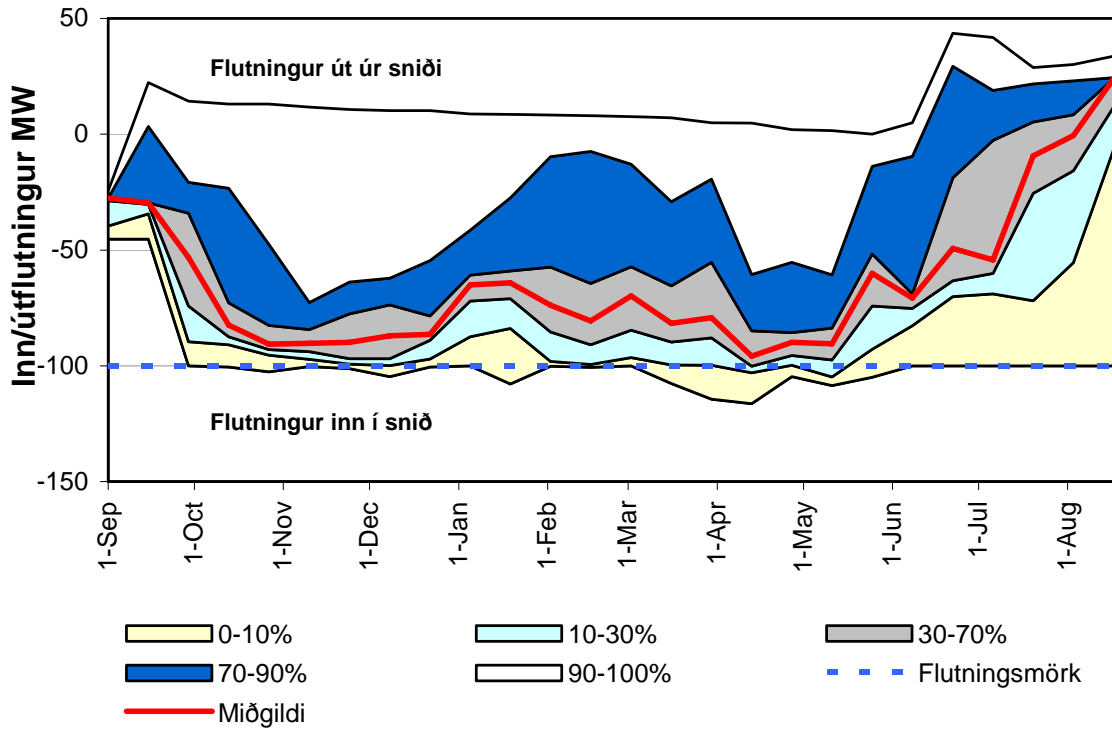
- **Snið II:** Sker Kröflulínu 2 (KR2) og Sigöldulínu 4 (SI4).
  - Stöðugleikamörk eru við 100 MW innflutning inn í sniðið, þ.e. inn á Austurland.
- **Snið IIIb:** Sker Blöndulínu 1 (BL1) og Fljótsdalslínu 2 (FL2).
  - Stöðugleikamörk eru við 130 MW útflutning út úr sniðinu, þ.e. út af Norð-Austurlandi.



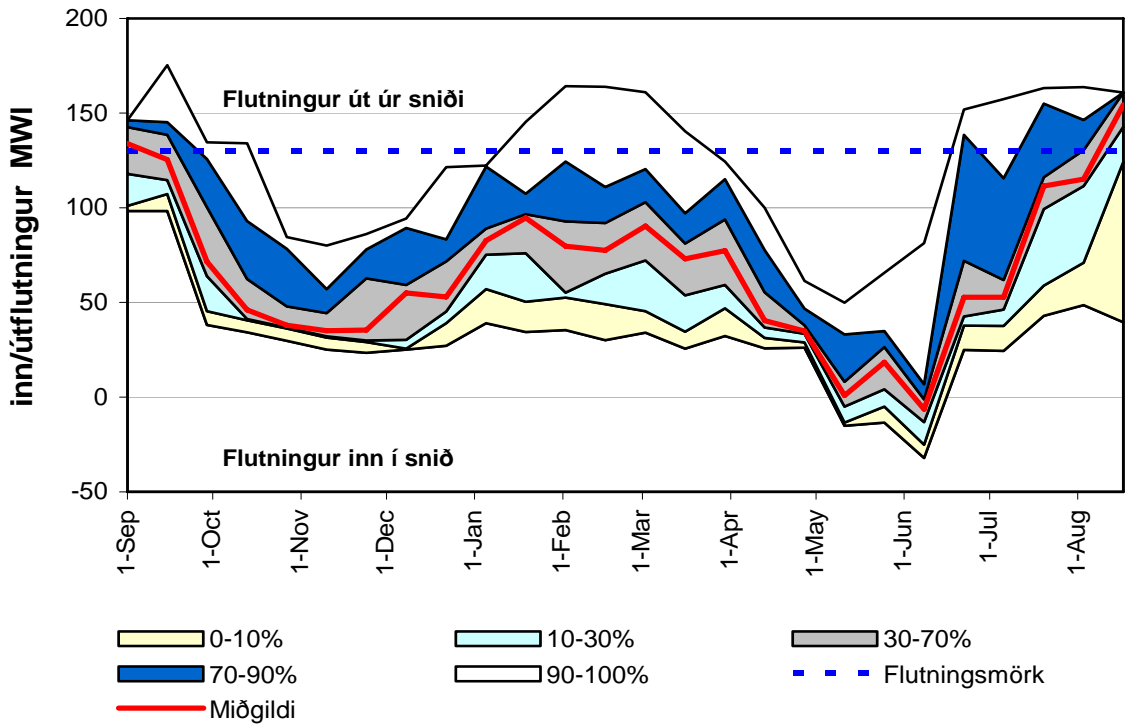
Mynd 4-6: Skilgreind snið sem í gildi eru á tímabili 5 ára áætlunar í flutningskerfinu.

Í þeim tilgangi að tryggja stöðugleika við truflanir þegar flutningur er mikill um sniðin tvö hafa verið settar upp kerfisvarnir annars vegar í Blöndu og hins vegar í Fljótsdal. Kerfisvarnirnar koma í veg fyrir óstöðugleika og jafnvel kerfishrun við tilteknar truflanir. Þær gera það einnig mögulegt að flytja orku yfir flutningsmörkum í ákveðnum tilvikum en hversu mikið yfir flutningsmörk má fara er mjög háð rekstraraðstæðum og er ekki sérstaklega greint hér heldur eingöngu miðað við þau mörk sem gefin eru ofan.

Á myndum hér fyrir neðan eru sýndar niðurstöður hermunar aflflæðis um þessi skilgreindu snið í lok tímabils Kerfisáætlunar 2007, þ.e. árið 2012. Er þar tekið mið af álagi afhendingarstaða miðað við Raforkuspá og rennsli vatnsaflsvirkjana miðað við rennslisraðir síðustu 40 ára. Niðurstöður benda til þess að líkur séu á að aflflæði inn í snið II og út úr sniði IIIb verði umfram flutningsmörk einhvern hluta árs. Þegar flutningur fer yfir flutningsmörk getur komið til skerðingar ótryggrar orku og/eða breytinga framleiðsluáætlana.



Mynd 4-7: Flutningur um snið II árið 2012, niðurstöður hermunar sem sýnir róf aflflutnings frá minnsta í mesta áætlaða flutning á hverjum tímavarki ársins miðað við 40 ára rennslisraðir.



Mynd 4-8: Flutningur um snið IIIb árið 2012, niðurstöður hermunar sem sýnir róf aflflutnings frá minnsta í mesta áætlaða flutning á hverjum tímavarki ársins miðað við 40 ára rennslisraðir.

Í töflu 4-1 eru metnar líkurnar á því að skerða þurfi flutning og þá að hversu miklu magni. Það skal þó tekið fram að aflflæði er mjög háð því hvernig framleiðendur skipuleggja framleiðslu virkjana sinna og hér er ljóst að með litlum breytingum má nýta betur flutningsgetu sniðanna.

	Orka flutt um snið [MWh/ári]	Orka flutt yfir sniðmörkum [MWh/ári]	Hæsti afltoppur yfir sniðmörk [MW]
<b>Snið II</b>			
100% gildi <sup>10</sup>	293.127	0	Á ekki við
90% gildi	399.901	0	Á ekki við
70% gildi	511.776	0	Á ekki við
50% mið- gildi	574.601	0	Á ekki við
30% gildi	637.538	< 38	< 1 MW
10% gildi	705.636	< 2.620	< 5 MW
0% gildi <sup>11</sup>	859.596	<25.226	< 16 MW
<b>Snið III b</b>			
100% gildi <sup>9</sup>	1.086.543	< 115.004	< 45 MW
90% gildi	876.804	< 37.693	< 30 MW
70% gildi	688.124	< 17.582	< 30 MW
50% mið- gildi	589.930	< 9.446	< 24 MW
30% gildi	505.315	< 4.323	< 13 MW
10% gildi	411.455	0	Á ekki við
0% gildi <sup>10</sup>	310.200	0	Á ekki við

Tafla 4-1: Afl- og orkuflæði auk líkinda þess skv. hermun á orkuflæði um snið miðað við 40 ára rennslisraðir.

#### 4.5. Áreiðanleiki og truflanir í flutningskerfinu

Í frammistöðuskýrslu Landsnets má finna ýtarlegar upplýsingar um truflanir í flutningskerfinu. Hér hafa verið dregnar saman helstu niðurstöður úr þeirri skýrslu. Einnig koma hér fram niðurstöður verkefnis þar sem markmiðið hefur verið að reikna út áreiðanleika og straumleysismínútur kerfis byggt á áreiðanleikastuðlum einstakra eininga.

Landsnet hefur sett sér markmið um afhendingaröryggi og eru þau markmið hér lögð fram til samanburðar við rauntölur og útreiknaðan áreiðanleika.

<sup>10</sup> Miðað við mesta flutning út úr sniði á hverjum tímapunkti.

<sup>11</sup> Miðað við minnsta flutnings inn í snið á hverjum tímapunkti

	2006 (Raun)	Markmið
Stuðull um rofið álag (SRA)	1,12	Undir 0,85
Stuðull um meðallengd skerðingar, straumleysismínútur (SMS)	59,2	Undir 50
Kerfismínútur (KM)	Ein truflun lengri en 10 kerfismínútur	Engin truflun lengri en 10 kerfismínútur
Áreiðanleikastuðull (AS)	0,99989	> 0,99990

Tafla 4-2: Afhendingaröryggi – rauntölur, útreiknað og markmið Landsnets.

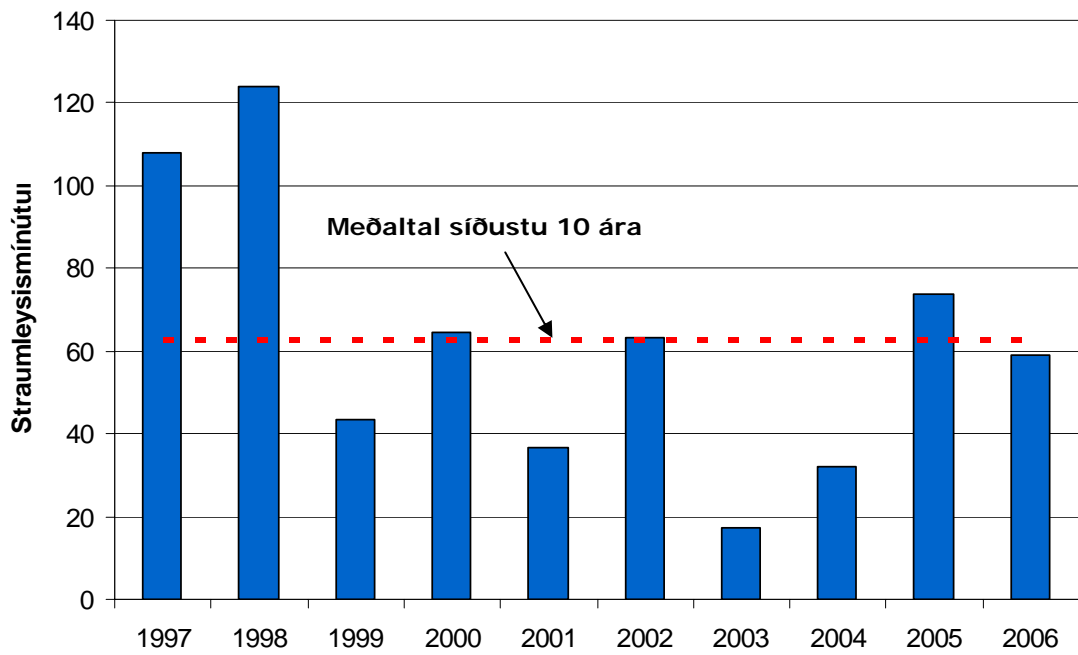
Ef rekstrarbilun veldur skerðingu á orkuafhendingu til viðskiptavina, er skerðingin metin um leið og hver bilun er skráð. Út frá þessum upplýsingum er straumleysistíminn reiknaður. Oftast valda örfáar en umfangsmiklar truflanir stærstum hluta straumleysis.

Á Mynd 4-9 má sjá straumleysismínútur vegna fyrirvaralausra bilana í flutningskerfi Landsnets og í vinnslukerfi Landsvirkjunar (LV) 1997-2006<sup>12</sup>. Straumleysismínútur sem birtar eru á myndinni eru reiknaðar út sem hlutfall skertrar orku til viðskiptavina og orkusölu framleiðenda í heild yfir árið, margfaldað með fjölda mínútna í ári.

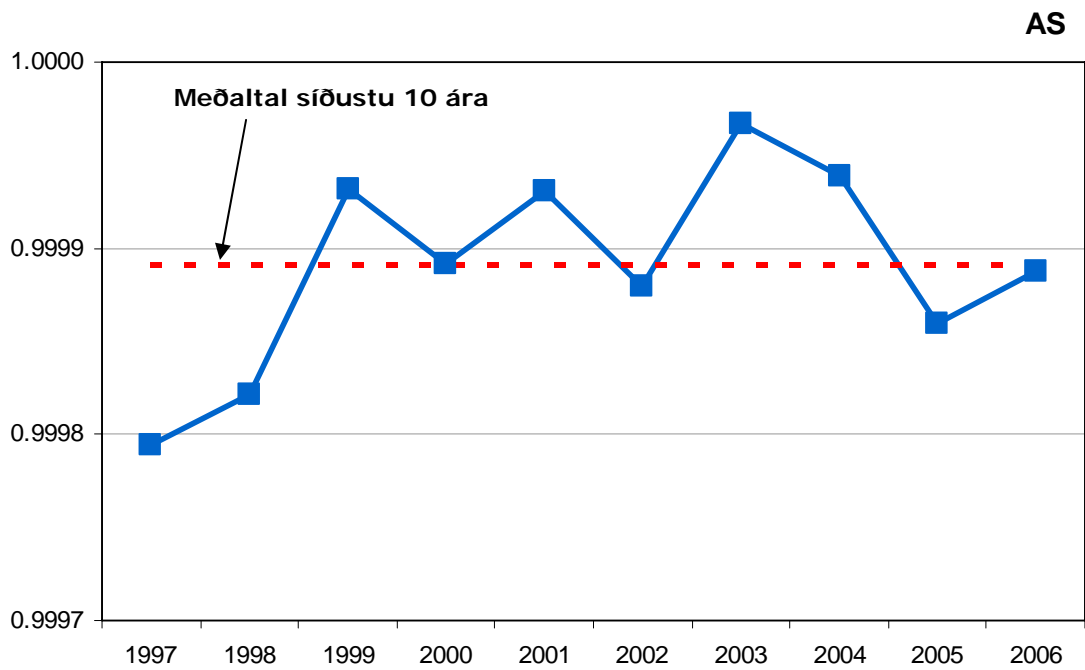
Orkustofnun setur kröfu á Landsnet að mæla ákveðna stuðla þó ekki hafi verið gerð krafa um sérstök markmið vegna þeirra. Einn þessara stuðla er áreiðanleikastuðull (AS) sem sýnir áreiðanleika kerfis sem hlutfall af fjölda skertra klukkustunda ársins. Á Mynd 4-10 má sjá þennan stuðul fyrir árin 1997-2006 .

Kerfispróun vinnur nú að verkefni þar sem takmarkið er að þróa aðferð til að geta reiknað út straumleysismínútur kerfis á grundvelli ákveðinna forsenda fram í tímann. Þannig má meta áhrif einstakra framkvæmda á áreiðanleika afhendingar. Einnig er þá betur hægt að meta hvort þau takmörk sem Landsnet hefur sett sér í þeim efnum sé raunhæft eða hvort ástæða sé til að endurskoða það. Fyrstu niðurstöður verkefnis sýna að hægt er að reikna út straumleysismínútur kerfis fram í tímann, en niðurstaðan er mjög næm fyrir ákveðnum forsendum sem festa þarf í upphafi s.s. undirtíðniplan, reiðuaflskaup, ræsing varaafsstöðva, tími undirtíðniútleysinga og svo má lengi telja. Þetta eru því nokkur af fjölmörgum atriðum sem hafa þarf í huga þegar skoðaður er útreiknaður áreiðanleiki flutningskerfisins.

<sup>12</sup> Hér er um söguleg gögn að ræða, því eru gögnin frá því fyrir 2005 frá Landsvirkjun en ekki Landsneti.



Mynd 4-9: Straumleysismínútur vegna fyrirvaralausra rekstrartruflana í flutningskerfinu 1997-2006.<sup>13</sup>



Mynd 4-10: Áreiðanleikastuðull kerfisins 1997-2006..

<sup>13</sup> Heimild Frammistöðuskýrsla 2006.

#### 4.6. Aflgeta og líkur á aflskorti 2008-2012

Samkvæmt 9.gr. raforkulaga ber Landsnet ábyrgð á öruggri stýringu raforkukerfisins og skal tryggja öryggi og gæði við raforkuafhendingu. Í slíkri kerfisstjórnun felst m.a. að tryggja nægjanlegt framboð reiðuafis vegna aflskorts við rekstur kerfisins.

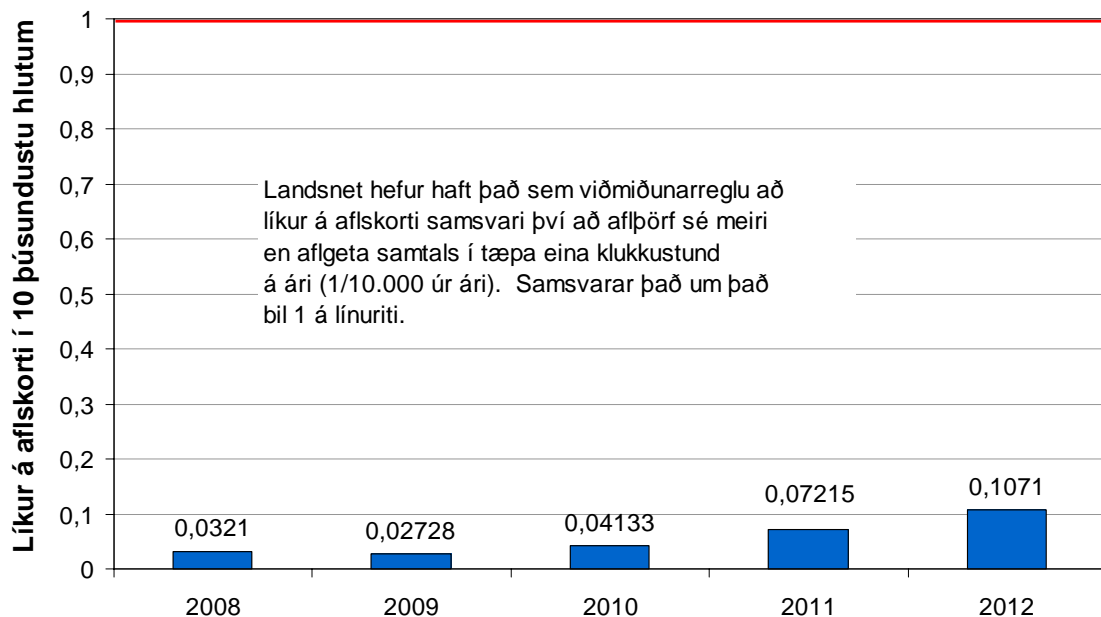
Líkurnar á að slíkur aflskortur eigi sér stað eru samspil líkinda á að aflvél í virkjun eða annar búnaður í virkjun bili fyrirvaralaust og líkum á aflþörf raforkunotenda. Aflþörfin er breytileg innan ársins og er að vissu marki ófyrirsjáanleg. Landsnet hefur haft það fyrir viðmiðunarreglu að líkur á aflskorti samsvari því að aflþörf sé meiri en aflgeta samtals í tæpa eina klukkustund á ári (1/10.000 úr ári).

Við daglegan rekstur raforkukerfisins er þess ávallt gætt að reiðuafli geti þolað að stærsta vél kerfisins detti út, sem nú er 70 MW vél í Hrauneyjum. Stærsta einstaka eining í flutningskerfinu er hinsvegar Suðurnesjalína 1 með 115-120 MW á bak við sig og Nesjavallalína 1 með 110 MW á bak við sig og þarf að hafa það í huga þegar mikil framleiðsla er á Reykjanesi og á Nesjavöllum. Í útreikningum á aflskorti er hins vegar ekki tekið tillit til truflana í flutningskerfinu.

Líkur á aflskorti í raforkukerfinu hafa verið áætlaðar fram til ársins 2012 með líkindaafllíkani. Þær munu næstu árin verða verulega lægri en viðmiðunarmörk Landsnets. Þetta kemur fram á Mynd 4-11 þar sem líkur á aflskorti eru sýndar í tíuþúsundustu hlutum, þ.e. 1/10.000 samsvarar einum á línuritinu. Ein klst samsvarar 1,14 á myndinni.

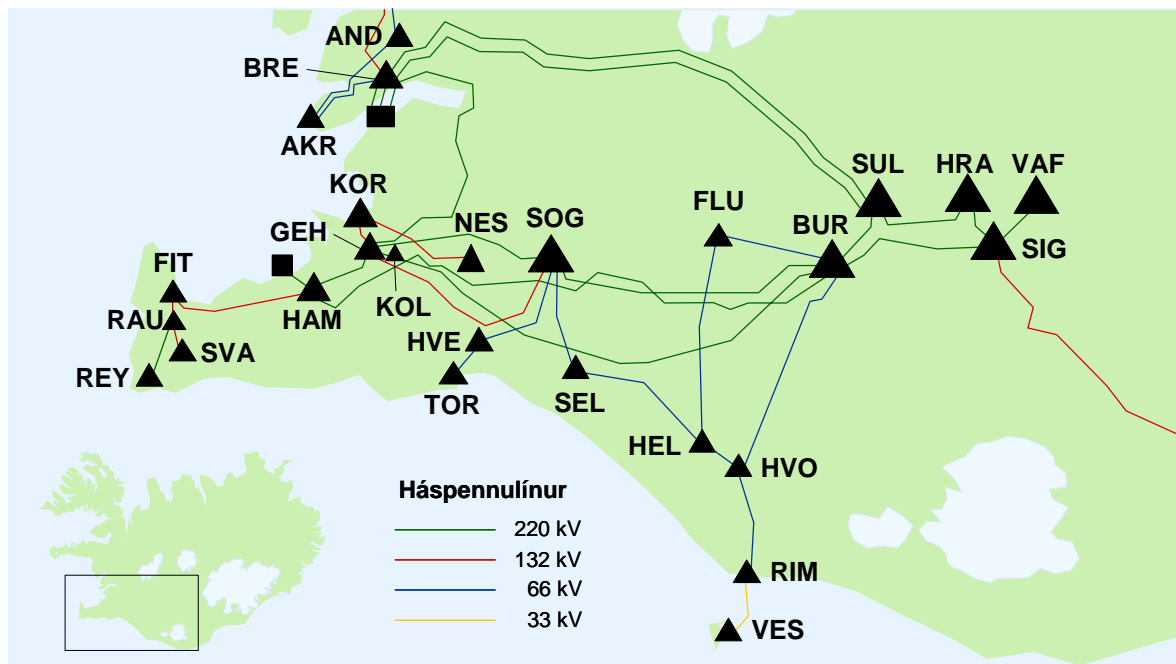
Eins og sést á línuritinu, eru líkur á aflskorti vel innan marka. Ástæða þess að líkur á aflskorti er hærrí árið 2008 en 2009 stafar af því að á árinu 2008 er uppkeyrsla bæði virkjana og Norðuráls 5. áfanga þannig að það kemur fyrir að álagið eykst hraðar tímabundið en aflvinnslan. Engar breytingar eru á virkjanakerfinu á milli árunna 2009 og 2012 þannig að auknar líkur á aflskorti stafa eingöngu af aukningu í almennu álagi.

**Líkur á aflskorti í kerfinu 2008-2012**



Mynd 4-11: Líkur á aflskorti í kerfinu árin 2008-2012

## 4.7. SV-landskerfið 132/220 kV



Mynd 4-12: Flutningskerfi Landsnets á Suðvesturlandi

Suðvesturlandskerfið einkennist af sterku og frekar möskvuðu 220 kV kerfi sem tengir saman Þjórsár-Tungnaársvæðið og höfuðborgarsvæðið upp að Brennifel ásamt 132 kV kerfum sem tengja Reykjanes, Nesjavelli og Sogið við höfuðborgarsvæðið. Framleiðslan innan svæðisins fer fram á Þjórsár-Tungnaársvæðinu, Hellisheiði, Reykjanesi, Nesjavöllum og í Soginu en álagið samanstendur af almennu álagi ásamt stóriðjuálagi á Brennifel og Hamranesi.

Álagsflæðiathuganir sýna sem fyrr að Sigöldulína 3, SI3, yfirlestast við ákveðin rekstrarskilyrði þegar truflanir verða á Hrauneyjafosslínu 1, HR1. Í því ákveðna truflanatilviki myndar því SI3 flöskuháls í flutningskerfinu vegna takmarkaðrar flutningsgetu. Þennan flöskuháls þarf að greina betur og meta samfara því líkur á skerðingu vegna hans.

Neðangreindar framkvæmdir á SV-landskerfinu eru bæði samþykktar framkvæmdir og þær framkvæmdir sem Kerfispróun leggur til eftir kerfisathuganir.

Byggja þarf 50 MVar þétti á Brennifel þegar 5. áfangi Norðuráls kemur í rekstur árið 2008 til að spennan á Brennifel haldist fyrir ofan lágmarksgildi í truflunum.

Framkvæmdir vegna tengivirkis á Kolviðarhól eru farnar að nálgast lokastig og áætluð spennusetning fyrir allt tengivirkið er í lok árs 2009.

Til stendur að auka flutningsgetu frá Nesjavöllum líkt og fram kom í Kerfisáætlun 2006 vegna takmarkaðrar flutningsgetu núverandi tengingar og stærðar Nesjavallavirkjunar eftir að 4. vélin kom í rekstur. Samþykkt hefur verið að leggja 132 kV jarðstreng frá Nesjavöllum að Geithálsi.

Auka þarf flutningsgetu frá Rauðamel að Hamranesi. Það stafar af því að við truflun á Suðurnesjalínu 1, SN1 verður vinnsluskerðing upp á 115-120 MW, örlítið mismunandi eftir álagi á Suðurnesjum. Miðað er við að reiðuaflskrafan sé 70 MW sem þýðir að 70 MW sé ávallt til staðar í kerfinu þ.a. ekki komi til skerðingar á afhendingu þó ein eining fari úr

rekstri. Sé meiri framleiðsla en 70 MW á bakvið einfalda tengingu er hætt á að komi til skerðingar á afhendingu við þá bilun. Lagt er til að byggð verði 132 kV loftlína samhliða Suðurnesjalínu 1.

Auka þarf afhendingaröryggi frá Reykjanesvirkjun að Rauðamel vegna stærðar virkjunarinnar eftir að 2. vél kom í rekstur. Við truflun á núverandi línu út að Reykjanesvirkjun tapast 100 MW en líkt og áður hefur komið fram er reiðuafskrafa kerfisins 70 MW og mun því hugsanlega þurfa að koma til skerðingar á afhendingu verði bilun á núverandi línu út að Reykjanesvirkjun.

Auka þarf flutningsgetu í Brennimelslínu 1, BR1, eða stýra aflflutningnum í kerfinu til að minnka aflflutning eftir línunni í truflanatilvikum. Við truflanir á Sultartangalínu 3, SU3, yfirlestast BR1 um 5% í hámarksálagi árið 2012 miðað við hitaflutningsmörk línunnar sem eru 304 MVA. Í lágmarksálagi yfir sumartímann geta hitaflutningsmörk loftlína lækkað þegar umhverfisaðstæður eru óhagstæðari en þau viðmið sem notuð eru til að ákvarða hitaflutningsmörk loftlína<sup>14</sup>. Getur það orsakað enn meiri yfirlestun á BR1 í truflanatilvikum. Þar sem SU3 er nýleg lína með mikinn áreiðanleika eru líkurnar á að hún fari fyrirvaralaust út í góðu sumarveðri mjög litlar. Hins vegar þarf að hafa þessar niðurstöður í huga, þurfi að taka línuna úr rekstri vegna viðhalds. Yfirlestun á BR1 í þessum tilvikum eykst með hverju árinu sem líður. Mögulegar eru nokkrar leiðir til að komast hjá vandamálinu.

1. Með uppsetningu á kerfisvörnum á Brennimel sem stýra álagsflæði á línunum í kringum Brennimel.
2. Kerfisrannsóknir hafa sýnt að sú aðgerð að setja raðþétti í Sultartangalínu 1, SU1, jafnar flutning á milli SU1 og BR1 þ.a. BR1 yfirlestast ekki og sú aðgerð bætir nýtinguna á 220 kV línukerfinu frá Þjórsár-Tungnaársvæðinu og kemur væntanlega til með að nýtast vel þó farið verði út í byggingu 400 kV flutningskerfis á SV-landi.
3. Aukning flutningsgetu Brennimelslínu 1, annað hvort með hækkun á möstrum þ.a. leiðarinn þoli hærri leiðarahita, eða með byggingu nýrrar línu.

Ekki er þörf á frekari framkvæmdum á SV-landi árið 2012 nema forsendur breytist.

Gerð var næmniathugun fyrir kerfið með hámarksálagi árið 2012 sem sýnir hvernig spennan á 220 kV teinum á Brennimel, Geithálsi og Hamranesi fellur ef álagið er aukið á sama stað. Í Viðauka B má sjá gróf sem sýna spennuna sem fall af álagsaukningu í grunntilviki og í versta truflanatilviki fyrir hvern stað.

Á Brennimel má auka álag um 23 MW, en við álagsaukningu umfram það er spennan á Brennimel komin niður fyrir 0,91 pu við útleysingu á SU3. Með uppsetningu á t.d. raðþétti í SU1 mætti auka álag ennfrekar á Brennimel, bæði með tilliti til spennu á Brennimel og einnig með tilliti til yfirlestunar á línunum.

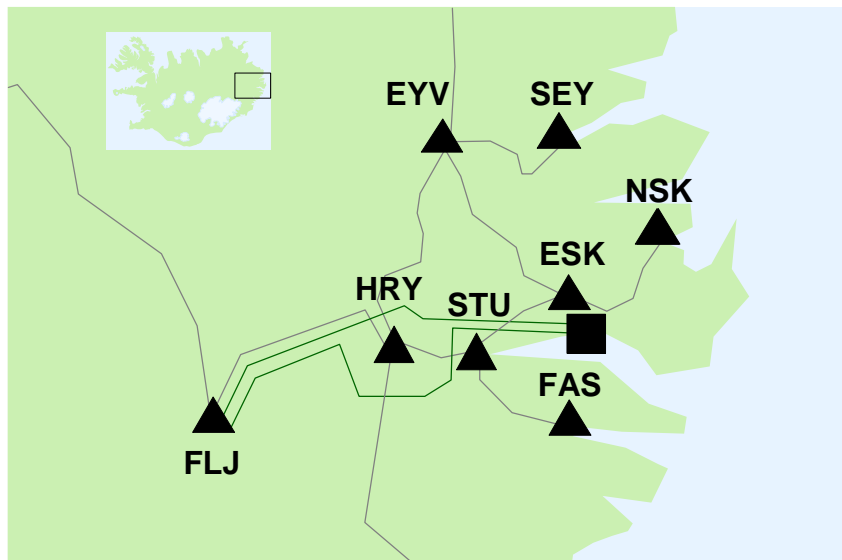
Á Hamranesi má auka álag um allt að 50 MW, en við þau mörk er bæði spennan komin niður í 0,91 pu og spennufall orðið mikið við litla álagsaukningu þannig að kerfið nær ekki samleitni við frekari álagsaukningu. Með því t.d. að klára byggingu Búrfellslínu 3, BU3, sem 400 kV línu sem áfram væri rekin á 220 kV mætti auka álag um allt að 70 MW. Það sem takmarkar frekari álagsaukningu er truflun á Kolviðarhóslínu 1.

<sup>14</sup> Miðað við 10°C umhverfishita, 0,6 m/s vind þvert á línu og án sólargeislunar.



Á Geithálsi er helsta útmötun fyrir höfuðborgarsvæðið og má auka álag um 40 MW. Við þær aðstæður er spennan ekki komin niður í lágmarksgildi, en kerfið nær ekki samleitni fyrir frekari álagsaukningu. Hér takmarkar truflun á Kolviðarhólslínu 1 einnig frekara svigrúm til álagsaukningar.

#### 4.8. 220 kV kerfi á Austurlandi

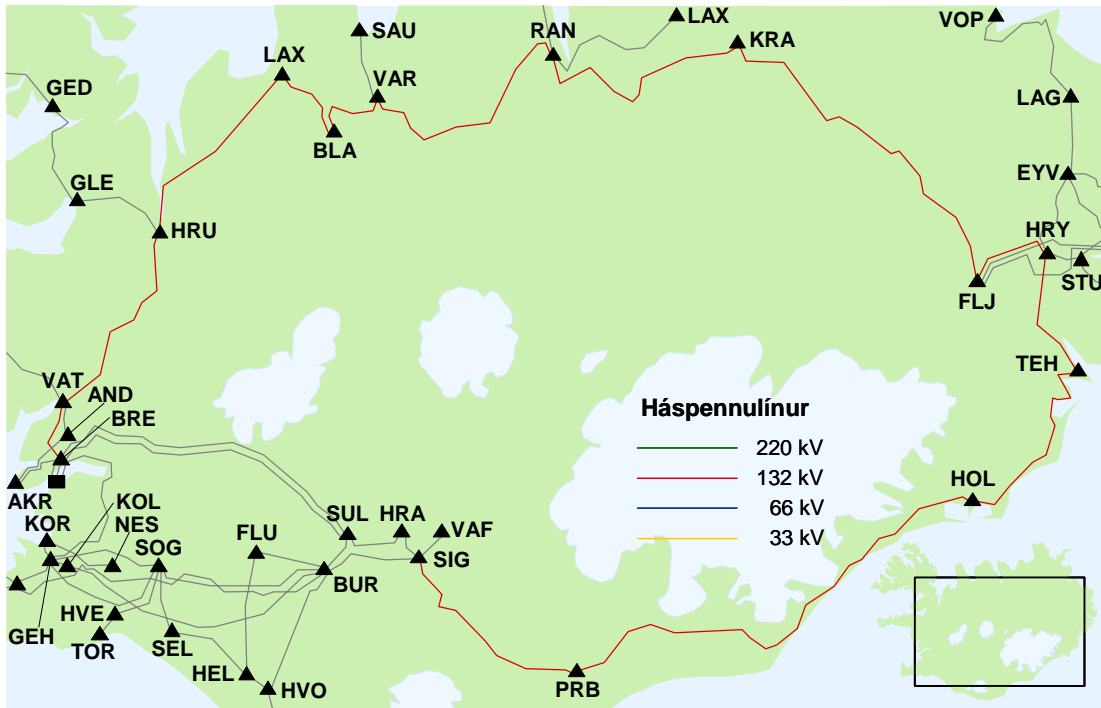


Mynd 4-13: 220 kV flutningskerfi Landsnets á Austurlandi

220 kV kerfið á Austurlandi samanstendur af tengivirki í Fliótsdal og tveimur 220 kV loftlínunum frá Fliótsdal að Fjarðaáli. Þetta kerfi tengist við 132 kV kerfi byggðalínunnar í Fliótsdal. Kerfið er byggt upp sem N-1 kerfi þ.e. tvær línur eru frá virkjun að álveri þannig að þegar útleysing verður á annarri línunni er enn nægilega mikil flutningsgeta frá virkjun að álagi.

Ekki er í þessari áætlun gert ráð fyrir aukningu, hvorki í framleiðslu né álagi sem tengist 220 kV kerfi Austurlands og engar nýframkvæmdir eru áætlaðar á þessu svæði á tímabili áætlunarinnar.

## 4.9. Byggðalínuhringurinn 132 kV



Mynd 4-14: Byggðalínuhringurinn

Byggðalínuhringurinn samanstendur af löngum 132 kV línum frá Brennimel að Sigöldu. Hitaflutningsmörk línanna eru lág, eða á bilinu 117 til 178 MVA og takmarkast flutningur eftir byggðalínunni að auki enn frekar við svipul stöðugleikamörk. Tvær virkjanir eru tengdar beint inn á byggðalínuna, Blanda og Krafla, með samanlagða framleiðslugetu upp á 210 MW. Það er mun meira en það álag sem tekið er útaf byggðalínunni, þ.e. umframafli er ýmist flutt inn á Brennimel eða Sigöldu.

Með fullri nýtingu á framleiðslugetu Blönduvirkjunar yfirlestast Rangárvallarlína við bilun á línunni vestan við Blöndu. Einnig eru komin upp stöðugleikavandamál í kerfinu áður en til yfirlestunar kemur. Því eru kerfisvarnir upp settar í Blöndu sem koma í veg fyrir áður nefnd vandamál í kerfinu með því að skipta teininum í Blöndu í tvennt og rjúfa þannig hringtengingu byggðalínunnar.

Kerfisrannsóknir sýna að með styrkingu og spennuhækkun byggðalínunnar má bæta flutningsgetu kerfisins og stöðugleika þess í truflanatilvikum auk þess sem töp lækka umtalsvert. Í ljósi þess að flutningur um byggðalínuna hefur aukist og fer vaxandi er mælt með að farið verði út í styrkingu byggðalínunnar með það að markmiði að síðar verði unnt að spennuhækka hana alla í 220 kV. Nú þegar hafa nokkrar leiðir verið til athugunar vegna styrkingar byggðalínunnar [6]. Meðal þess sem fram hefur komið í fyrri athugunum er að ekki er nægjanlegt að spennuhækka byggðalínuna frá Brennimel að Kröflu því það leysir ekki stöðugleikavandamál kerfisins en þau verða ekki leyst nema með byggingu nýrrar flutningsleiðar frá SV-landi til NA-lands. Mælt er með að skoðaðir verði eftirfarandi kostir:

1. Bygging hálandislínu frá Hrauneyjum að Kröflu, og aukning á flutningsgetu Kröflulínu 1, Blöndulínu 2 og Rangárvallalínu 1.
2. Spennuhækkun byggðalínunnar frá Brennimeil að Sigöldu, þannig að flutningskerfið hafi 220 kV kerfi hringinn í kringum landið. Niðurstaða athugana sýnir að endurbyggja þurfi RA1 þar sem hún hefur grennri vír en aðrar línur í byggðalínunni, en skoða þarf hvort hægt sé að nýta einhverja aðra hluta byggðalínunnar á hærri rekstrarspennu. Til athugunar hafa verið nýjar línuleiðir á hluta byggðalínunnar. Rétt er að skoða hvort hagkvæmt sé að byggja hluta línunnar upp að nýju á nýjum stað og stytta þannig byggðalínuna í stað þess að spennuhækka eldri línu.

Kerfisrannsóknir hafa sýnt að 220/132 kV spennirinn í Sigöldu er takmarkandi þegar kemur að flutningi útaf og inn á byggðalínuna, þar sem flutningsgeta hans er lægri en Sigöldulínu 4, S14 og á hann á hættu að yfirlestast um of í truflanatilvikum á byggðalínu. Mælt er með að settur verði upp annar 220/132 kV spennir í Sigöldu. Með því eykst einnig áreiðanleiki tengingarinnar við byggðalínuna í Sigöldu þar sem komin verður N-1 tenging á milli 220 og 132 kV kerfanna.

Gerð var næmniathugun fyrir kerfið með hámarksálagi árið 2012 sem sýnir hvernig spennan á 132 kV teinum á Hrútatungu, Rangárvöllum og Hryggstekk fellur ef álagið er aukið á sama stað. Í Viðauka B má sjá gröf sem sýna spennuna sem fall af álagsaukningu í grunntilviki og í versta truflanatilviki fyrir hvern stað.

Í Hrútatungu má auka álag um 10 MW. Með álagsaukningu umfram það nær kerfið ekki samleitni við útleysingu á Laxárvatnslínu 1 og Blöndulínu 1.

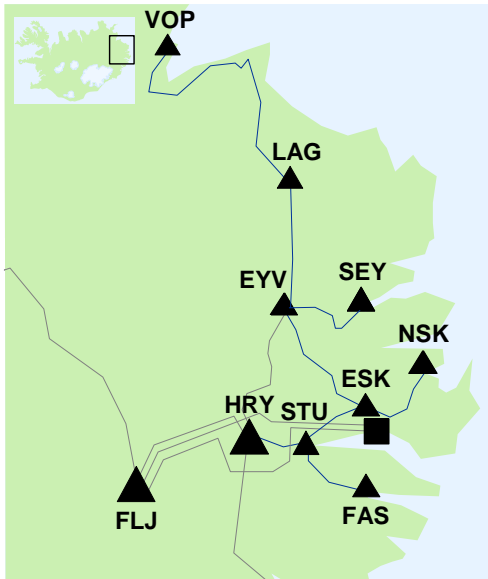
Á Rangárvöllum má einungis auka álag um 2 MW, en við þau mörk er spennan komin niður í 0,90 pu. Með stærra þéttavirki á Rangárvöllum er frekari álagsaukning möguleg.

Á Hryggstekk má auka álag um 25 MW. Við þær aðstæður er spennan ekki komin niður í lágmarksgildi, en kerfið nær ekki samleitni fyrir frekari álagsaukningu í því tilviki að Fljótsdalslína 2 leysi út.

#### 4.10. 66 kV kerfi Landsnets

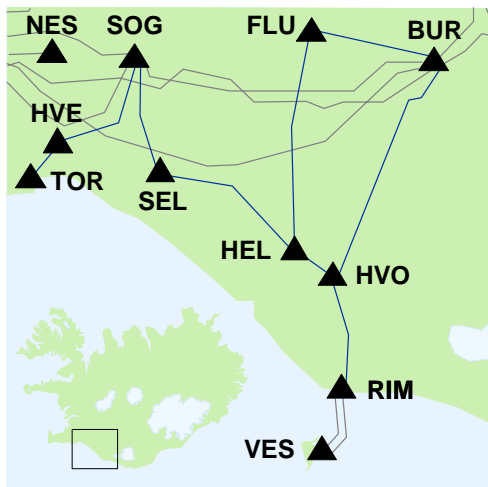
Eftir að Landsnet tók við 66 kV kerfum RARIK, OV og fleiri aðila árið 2005 hófst vinna við að kortleggja og rannsaka þau kerfi. Kerfin eru í eðli sínu svæðistengd og því er umfjöllun um þau skipt niður eftir svæðum. Lokið er rannsóknum á 66 kV kerfi Austurlands (2005), Suðurlands (2006) og Vesturlands (2007). Í framhald af því verða kerfi á Vestfjörðum og Norðurlandi skoðuð. Einnig á Landsnet tvær 33 kV tengingar, önnur liggur til Vestmannaeyja og hin til Húsavíkur.

## 4.10.1. 66 kV Austurlandi



Gerð var ítarleg athugun á 66 kV kerfi Austurlands fyrir kerfisáætlun 2005. Skv. raforkuspá mun draga úr álagi á Austurlandi og því er ekki sama hættu á yfirlestun búnaðar á tímabilinu 2008-2012 eins og hefur verið í tengslum við virkjana- og stóriðjuframkvæmdir á svæðinu sem lokið er að mestu nú. Ekki er gert ráð fyrir neinum nýframkvæmdum í 66 kV kerfi Austurlands á tímabili þessarar áætlunar.

## 4.10.2. 66 kV og 33 kV Suðurlandi



Kerfisrannsóknir á 66 kV kerfi Suðurlands leiddu í ljós að spenna er lág í Rimakoti í almennum rekstri og fer undir gæðamörk við einfaldar truflanir þrátt fyrir skerðingar á ótryggu álagi í Vestmannaeyjum í truflanatilvikum. Því er hér lagt til að settur verði upp 5 MVAr, 66 kV þéttir í Rimakoti og 10 MVAr, 66 kV þéttir á Selfossi til að styðja við spennuna þar.

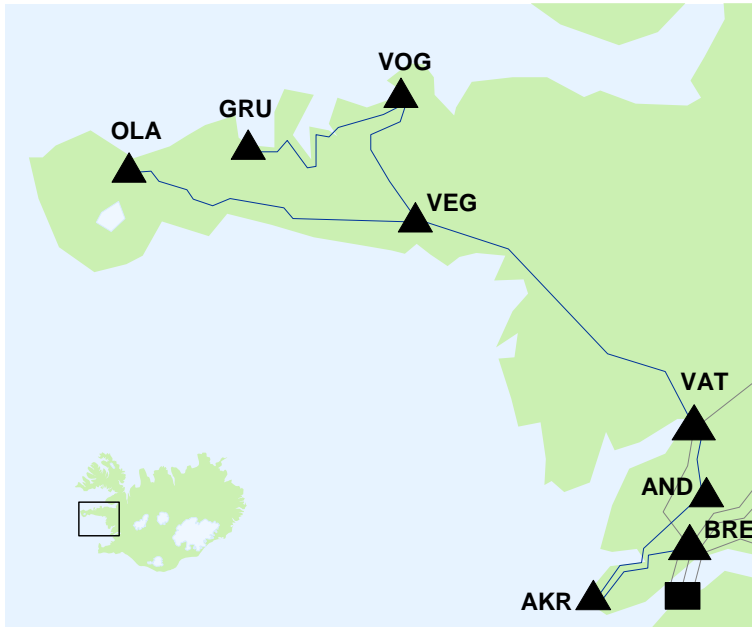
Vegna aldurs og ástands línanna Selfoss – Hella og Hella – Hvolsvöllur hefur verið í skoðun að endurnýja línuna Hella – Hvolsvöllur. Yrði hún þá rifin og nýr 66 kV strengur lagður í stað hennar.

Könnun var gerð á því hvaða áhrif línan Selfoss – Hella hefur á 66 kV kerfið, en línan er ekki höfð inni í almennum rekstri. Niðurstöður sýna að við almennan rekstur hefur línan lítil áhrif, enda aflflæði um línuna lítið, en við N-1 rekstur verður bæði yfirálag á línunni og undirspenna á teinum Búrfellsmegin ef línan er ekki inni. Hvorki verður yfirálag né undirspenna við truflanir þegar línan er inni, fyrir utan undirspennu á 66 kV teini í Rimakoti við bilun á línunni Búrfell – Hvolsvöllur (HV1). Það þarf því að setja línuna Selfoss - Hella inn við truflanir í Suðurlandskerfinu ef hún er ekki inni í daglegum rekstri.

Gerð hefur verið athugun á lagningu nýrra strengja til Vestmannaeyja, þar sem komið er að endurnýjun þeirra sökum aldurs. Þegar strengir verða endurnýjaðir er mælt með að lagðir verði 66 kV strengir sem reknir eru á 33 kV þar til þörf er á spennuhækkun. Spennuhækkun er þó ekki fyrirsjáanleg á grundvelli þeirra álagsforsenda sem hér er miðað við.

Miðað við fyrrnefnda uppbyggingu sýna niðurstöður að til þess að kerfið sé í lagi við truflanir fram til ársins 2012 þarf í vissum truflanatilvikum að skerða hluta ótryggs álags í Vestmannaeyjum.

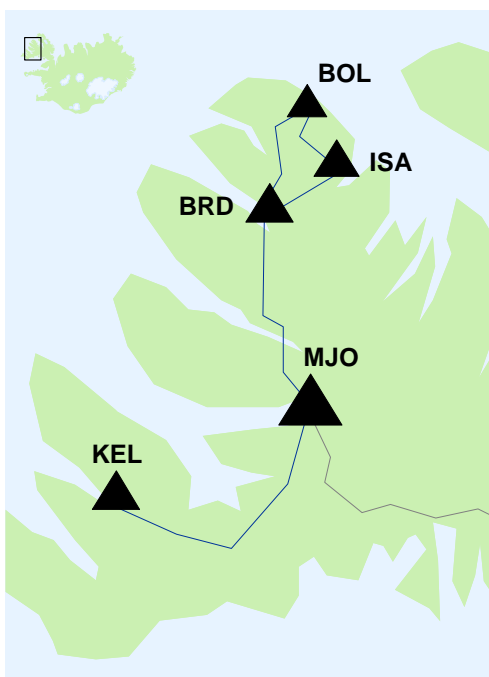
#### 4.10.3. 66 kV Vesturlandi



Niðurstöður kerfisrannsóknna á 66 kV kerfi á Snæfellsnesi sýna að spenna er undir gæða-mörkum í flestöllum truflunum árið 2012. Auk þess er áreiðanleiki almenns álags síðri en meðaláreiðanleiki kerfisins. Í þeim tilgangi að tryggja gæði raforku á afhendingarstöðum sem og áreiðanleika afhendingar er hér lögð fram tillaga um að byggð verði ný 66 kV flutningsleið milli Vogaskeiðs og Glerárskóga. Sú flutningsleið myndi auka afhendingaröryggi og bæta rafmagnsgæði á afhendingar-

stöðum. Þjóðhagslegt hagkvæmnimat hefur ekki verið gert með hliðsjón af þessari tillögu og rannsókn á línuleið er á frumstigi.

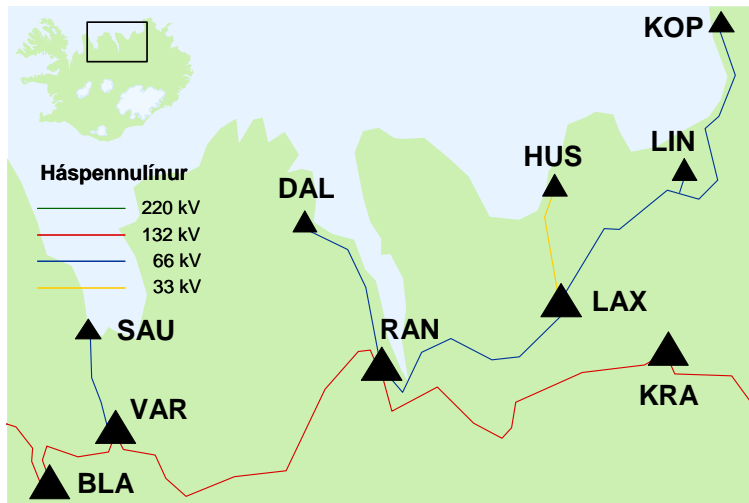
#### 4.10.4. 66 kV Vestfjörðum



Kerfisrannsókn á 66 kV kerfi Landsnets á Vestfjörðum stendur nú yfir þar sem kerfið er skoðað sérstaklega með tilliti til áreiðanleika og rafmagnsgæða á afhendingarstað. Ljóst er að Vestfirðir eru tengdir við byggðalínuna með lengstu geislatengingu flutningskerfisins frá Hrutatungu og inn að Mjólka og er sú tenging um 162 km löng. Slæm veðurskilyrði, einkum á Mjólkárlínu 1 valda oft truflunum sem vara lengi vegna fjarlægðar frá byggð og erfiðrar aðkomu við slík skilyrði. Flestar truflanir valda algjöru straumleysi á Vestfjörðum fyrstu klukkustundina sem síðan er bætt að einhverju leyti með ræsingu varaafis, en varaafli er hlutfallslega mest á Vestfjörðum borið saman við aðra álagspunkta í netinu. Framangreint gerir það þó að verkum að áreiðanleiki afhendingar er langsamlega síðst á Vestfjörðum en næst á eftir er afhending á 66 kV á Vesturlandi, eða Snæfellsnesi. Kerfisathuganir

sýna að langar flutningsleiðir takmarka álagsaukningu á svæðinu vegna spennufalls sem þó má mæta að einhverju leyti með uppsetningu launafsvirkja. Stefnt er að því að gefa út sérstaka skýrslu með niðurstöðum kerfisrannsókna á flutningskerfi Landsnets á Vestfjörðum.

#### 4.10.5. 66 kV og 33 kV Norðurlandi



Til stendur að gera athugun á 66 kV kerfi Norðurlands og ástandi búnaðar í því kerfi.

Niðurstöður kerfisrannsókna liggja ekki fyrir í þessari kerfisáætlun.

## 5. Yfirlit verkefna til ársins 2012

Hér eru teknar saman allar framkvæmdir í flutningskerfi Landsnets næstu 5 árin auk þess sem kynntar eru tillögur að framkvæmdum og ástæður þeirra.

Tafla 5-1 lýsir öllum framkvæmdum í flutningskerfi Landsnets á tímabilinu 2008 - 2012

Úrlausnarefni	Flokkur	Úrlausn	Staða
Stækkun Helligheiðarvirkjunar	Tenging viðskiptavina	Framkvæmdir í tengivirki við Kolviðarhól á lokastigi	Í framkvæmd
Stækkun Lagarfossvirkjunar	Tenging viðskiptavina	Styrking Lagarfosslínu og aukin flutningsgeta hennar.	Í framkvæmd
Of mikil vinnsluskerðing við einfalda línubilun frá Nesjavöllum	Áreiðanleiki, flutningsgeta	132 kV jarðstrengur frá Nesjavöllum að Geithálsi	Á áætlun
Of lág spenna á Brennimel í truflanatilvikum eftir 5. áfanga hjá Norðuráli	Rafmagnsgæði	50 MVAR þéttir	Á áætlun
Sæstrengir til Vestmannaeyja í lélegu ásigkomulegi	Endurnýjun Áreiðanleiki	66 kV sæstrengir frá Rimakoti til Vestmannaeyja	Á áætlun
Of mikil vinnsluskerðing við einfalda línubilun frá Rauðamel að Hamranesi	Áreiðanleiki	132 kV eða 220 kV loftlína frá Rauðamel að Hamranesi	Tillaga
Of mikil vinnsluskerðing við einfalda línubilun frá Reykjanesvirkjun að Rauðamel	Áreiðanleiki	220 kV loftlína frá Reykjanesvirkjun að Rauðamel	Tillaga
Yfirlestun á BR1 í bilunum á SU3 við ákveðin rekstrarskilyrði	Áreiðanleiki og flutningsgeta	(i) Kerfisvarnir á Brennimel (ii) Raðþéttir í SU1 (iii) Endurbygging BR1	Tillaga
Byggðalínan þolir í mörgum tilvikum illa truflanir og þolir litla álagsaukningu á afhendingarstöðum.	Stöðugleiki og áreiðanleiki	(i) Bygging hálendislínu ásamt endurbyggingu RA1 og spennuhækkun á KR2 (ii) Undirbúningur spennuhækkunar byggðalínunnar	Tillaga
220/132 kV spennir í Sigöldu yfirlestast í truflanatilvikum	Áreiðanleiki og flutningsgeta	Annar 220/132 kV spennir í Sigöldu	Tillaga
Spenna undir gæðamörkum á Suðurlandi í truflanatilvikum	Rafmagnsgæði	5 MVAR, 66 kV þéttir á Rimakosti og 10 MVAR, 66 kV þéttir á Selfossi	Tillaga
Spenna of lág við truflanir í 66 kV kerfi á Snæfellsnesi	Rafmagnsgæði og áreiðanleiki	66 kV tenging milli Glerárskóga og Vogaskeiðs	Tillaga

Tafla 5-1: Yfirlit yfir allar framkvæmdir Landsnets á tímabilinu 2008-2012, flokkaðar eftir stöðu framkvæmdar.

Staða úrlausnarefnanna sem Tafla 5-1 lýsir er flokkuð á eftirfarandi hátt:

*Framkvæmd í gangi:* Á við þegar framkvæmd er hafin fyrir upphaf tímabils þessarar Kerfisáætlunar.

Á áætlun: Á við þegar framkvæmd er á fjárhagsáætlun Landsnets.

Tillaga: Á við þegar framkvæmd er enn á tillögu stigi og á eftir að fara í gegnum hagkvæmnimat og fá samþykki.

Framkvæmd	Áður áfallið	2008	2009	2010	2011	2012	Heildar Kostnaður [MISK]	Staða
Tengivirki við Kolviðarhól	1792	470	30	-	-	-	2292	Í framkvæmd
Lagarfosslína 1, styrking	80	110	-	-	-	-	190	Í framkvæmd
Nesjavallalína 2	260	600	100	-	-	-	960	Á áætlun
Þéttavirki á Brennimel	50	175	30	-	-	-	255	Á áætlun
Sæstrengir til Vestmannaeyja	-	10	25	170	625	30	860 <sup>15</sup>	Á áætlun
Suðurnesjalína 2	-	40	50	210	690	60	1050 <sup>15</sup>	Tillaga
Reykjaneslína 2	-	-	7	20	136	494	682 <sup>15</sup>	Tillaga
i) Kerfisvarnir á Brennimel	-	-	-	-	-	1	1	
ii) Raðþéttir í SU1	-	-	17	42	136	212	424 <sup>15</sup>	Tillaga
iii) Endurbygging BR1	-	-	24	73	488	1770	2.441 <sup>15</sup>	
i) Hálendislína, spennuhækkun KR2 og styrking RA1	-	-	150-200	420-560	2300-3200	7400-10800	10.700-15.300 <sup>15</sup>	Tillaga
ii) Spennuhækkun byggðalínunnar	-	-	60-110	180-320	1200-2100	4300-7700	6.000-10.600 <sup>15</sup>	
Nýr spennir í Sigöldu	-	25	62	199	311	25	622 <sup>15</sup>	Tillaga
Þéttavirki í Rimakoti og á Selfossi	-	-	12	29	45	4	90 <sup>15</sup>	Tillaga
Vogaskeið - Glerárskógar	-	21	59	307	948	50	1.385 <sup>15</sup>	Tillaga

Tafla 5-2: Áætlun framkvæmda í flutningskerfi Landsnets ásamt kostnaðaráætlun fyrir tímabilið 2008-2012.

<sup>15</sup> Áætlaður framkvæmdakostnaður getur breyst með verkhönnun.



## 5.1. Tengivirki við Kolviðarhól

### Staða: Í framkvæmd

Fyrsti áfangi Hellisheiðarvirkjunar var tekinn í notkun árið 2006 í tengslum við stækkun Norðuráls. Tengivirki virkjunarinnar er staðsett við Kolviðarhól þar sem Búrfellslína 2 kemur inn að austan og Kolviðarhólslína 1 tengir Kolviðarhól við Geitháls. Tengivirkið er nægjanlega stórt fyrir allar þær 9 vélar sem gert er ráð fyrir á svæðinu en inni í kostnaðinum hér að ofan er gert ráð fyrir rofum 5 þeirra. Spennusetning fyrir allt tengivirkið er áætluð í lok árs 2009.

## 5.2. Lagarfosslína 1, styrking

### Staða: Í framkvæmd

Með stækkun Lagarfossvirkjunnar eykst flutningsþörf raforku frá virkjuninni. Frá Lagarfossi að Eyvindará er 27 km 66 kV lína sem var byggð 1974 – Lagarfosslína 1. Áætlaður heildarkostnaður við styrkingu og aukningu flutningsgetu línunnar er 190 mkr. Lok framkvæmdar eru áætluð á fyrri helming árs 2009.

## 5.3. Nesjavallalína 2

### Staða: Á áætlun

Til að draga úr reiðuafliþörf kerfisins er nauðsynlegt að styrkja tengingu við Nesjavelli, en í dag eru Nesjavellir eingöngu tengdir við Korpu með jarðstreng sem að staðaldri að fullu lestaður. Lagður verður nýr 132 kV jarðstrengur milli Nesjavalla og Geitháls, NE2, og eru lok framkvæmdar áætluð árið 2008.

## 5.4. Þéttavirki á Brennimeil

### Staða: Á áætlun

Farið verður í að bæta við 50 MVar þétti á 220 kV á Brennimeil árið 2008 fyrir 5. áfanga stækkunar Norðuráls sem nemur 70 MW. Þéttirinn er nauðsynlegur til að halda spennu á Brennimeil innan gæðakrafna við truflanir. Áætluð spennusetning er ágúst 2008.

## 5.5. Sæstrengir til Vestmannaeyja

### Staða: Á áætlun

Vegna aldurs og lélegs ásigkomulags er nauðsynlegt að endurnýja tengingu á milli Vestmannaeyja og Rimakots. Áætlað er að leggja nýjan 66 kV streng en reka hann á 33 kV þar til þörf er á spennuhækkun. Gert er ráð fyrir að hægt sé að notast áfram við eldri strengi, þ.a. ekki sé þörf á öðrum streng fyrr en 10 árum síðar.

## 5.6. Suðurnesjalína 2

### Staða: Tillaga

Til að draga úr reiðuafliþörf kerfisins er nauðsynlegt að styrkja tengingu milli Rauðamels og Hamranes, en í dag er eingöngu ein tenging þar á milli, Suðurnesjalína 1 (SN1). Tillagan felur í sér byggingu 220 kV loftlínu samhliða SN1 inn í Rauðamel í stað Fitja. Línuna mætti reka fyrstu árin á 132 kV.

## 5.7. Reykjaneslína 2

### Staða: Tillaga

Til að draga úr reiðuafliþörf kerfisins er nauðsynlegt að styrkja tengingu milli Rauðamels og Reykjanesvirkjunar, en í dag er eingöngu ein tenging þar á milli. Tillagan felur í sér byggingu 220 kV loftlínu samhliða núverandi tengingu. Línuna mætti reka fyrstu árin á 132 kV.

## 5.8. Flutningi eftir Brennimelslínu 1 hagrætt

### Staða: Tillaga

Auka þarf flutningsgetu í Brennimelslínu 1, BR1, eða stýra aflflutningnum í kerfinu til að minnka aflflutning eftir línunni í truflanatilvikum. Við truflanir á Sultartangalínu 3, SU3, yfirlestast BR1. Yfirlestun á BR1 er mest á heitum og lygnum sumardegum, en þar sem SU3 er nýleg lína með mikinn áreiðanleika eru líkurnar á hún fari fyrirvaralaust út í góðu sumarveðri mjög litlar.

- (i) Með kerfisvörnum á Brennimel sem stýra álagsflæði á línunum í kringum Brennimel.
- (ii) Með því að setja raðþétti í Sultartangalínu 1, SU1, jafnast flutningur á milli SU1 og BR1 þ.e. BR1 yfirlestast ekki og sú aðgerð bætir einnig nýtinguna á 220 kV línukerfinu frá Þjórsár-Tungnaárvæðinu og kemur væntanlega til með að nýtast vel þó farið verði út í byggingu 400 kV flutningskerfis á SV-landi.
- (iii) Með því að hækka möstur Brennimelslínu 1 eða með byggingu nýrrar línu má auka flutningsgetu línunnar og koma þannig í veg fyrir yfirlestun.

## 5.9. Styrking byggðalínunnar

### Staða: Tillaga

Nauðsynlegt er að fara út í styrkingu á byggðalínunni á næstu árum þar sem byggðalínan þolir í mörgum tilvikum illa truflanir og sérstaklega vestan við Blöndu, bæði vegna yfirlestunar á línunum og einnig vegna stöðugleikamarka kerfisins. Einnig er byggðalínan orðin takmarkandi fyrir frekari uppbyggingu á orkufrekum iðnaði á landsbyggðinni.

- (i) Byggð verði hálendislína frá Þjórsá – Tungnaárvæðinu að Rangárvöllum eða Kröflu, og aukning á flutningsgetu Kröflulínu 1, Blöndulínu 2 og Rangárvallalínu 1. Með því er komin aukin flutningsgeta milli Blöndu og Kröflu sem nýtist einnig við hugsanlega spennuhækkun á allri byggðalínunni. Líkt og áður er mælt með að hugsanleg ný og styttri línuleið verði skoðuð fyrir Blöndulínu 2.
- (ii) Farið verði út í undirbúning vegna spennuhækkunar byggðalínunnar frá Brennimel og að Sigöldu, þannig að flutningskerfið hafi 220 kV kerfi hringinn í kringum landið. Niðurstaða athugana sýnir að endurbyggja þarf RA1 þar sem hún hefur grennri vír en aðrar línur í byggðalínunni, en skoða þarf hvort hægt sé að nýta einhverja aðra hluta byggðalínunnar á hærri rekstrarspennu. Til athugunar hafa verið nýjar línuleiðir á hluta byggðalínunnar, rétt er að skoða hvort hagkvæmt sé að byggja hluta línunnar upp að nýju á nýjum stað og stytta þannig byggðalínuna í stað þess að spennuhækka eldri línu.

## 5.10. Nýr spennir í Sigöldu

### **Staða: Tillaga**

Með einföldum 220/132 kV spennir með 100 MW flutningsgetu sem er minna en flutningsgeta Sigöldulínu 4 er í ákveðnum einföldum truflanatilvikum ekki hægt að sinna forgangsálagi á Austurlandi. Því er þörf á að bæta við öðrum spennir í Sigöldu eða stækka þann sem fyrir er.

## 5.11. Þéttavirki í Rimakoti og á Selfossi

### **Staða: Tillaga**

Þar sem spenna er undir viðmiðunarmörkum í gæðakröfum í Rimakoti og á Selfossi við einfaldar truflanir þrátt fyrir skerðingar á ótryggu álagi í Vestmannaeyjum er þörf á að tengja þétti inn í kerfið til að styðja við spennuna.

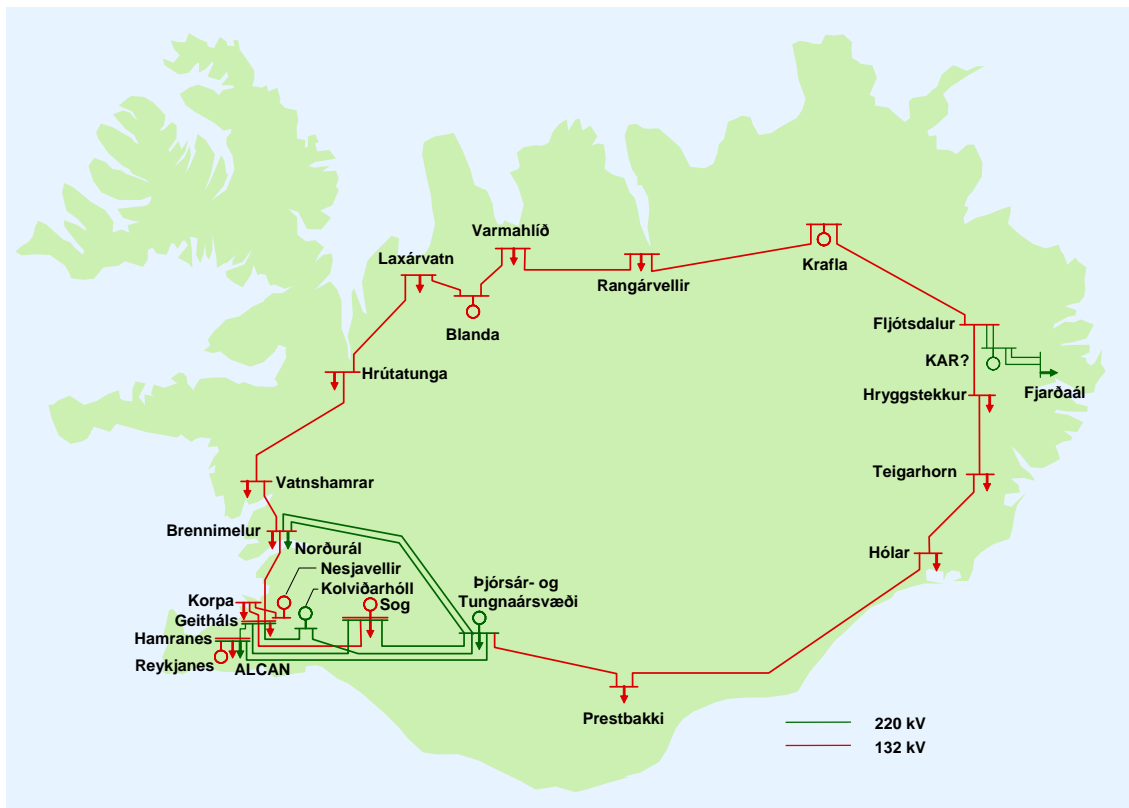
## 5.12. Ný 66 kV tenging milli Glerárskóga og Vogaskeiðs

### **Staða: Tillaga**

Þar sem spenna er undir þeim lágmarkskröfum sem gerðar eru á afhendingastöðum í 66 kV kerfi á Vesturlandi og áreiðanleiki undir meðaláreiðanleika kerfisins er lagt til að byggð verði ný 66 kV tenging milli Glerárskóga og Vogaskeiðs.

## 6. Langtímaspá – til ársins 2022

Til þess að framkvæma kerfisathuganir fyrir árið 2022, var útbúið einfaldað hermílikan af kerfi Landsnets. Einföldunin er gerð þannig að framleiðslueiningar eru sameinaðar í jafngildiseiningar, þar sem slíkt var mögulegt. Almennt álag á 132 kV spennu og lægri var flutt upp á 132 kV (í einstaka tilvikum upp á 220 kV) og táknað með jafngildisálagi. Allar meginlínur og tengingar flutningskerfisins halda sér. Mynd 6-1 sýnir meginlínurnar í þessu líkani.



Mynd 6-1: Mynd af einfölduðu kerfislíkani sem notað er við gerð langtímakerfisáætlunar.

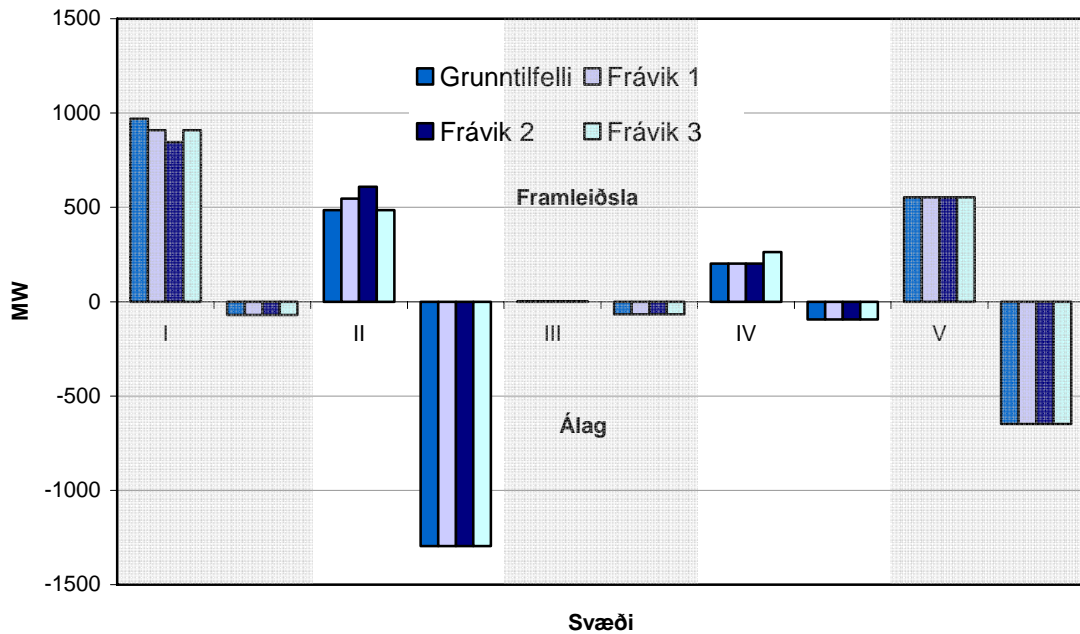
Þetta einfaldaða líkan gefur ekki 100% rétta mynd af t.d. töpum og skammhlaupsafli í kerfinu; til þess er það of gróft. Hins vegar er hægt að nota það til þess að meta hlutfallslega breytingu í t.d. töpum fyrir mismunandi álags- og framleiðsluforsendur.

### 6.1. Álagsflæði árið 2022

Eins og áður hefur komið fram hafa verið skoðuð þrjú tilvik af almennri álagsaukningu; aukning skv. raforkuspá, aukning umfram raforkuspá og aukning minni en raforkuspá. Til þess að anna þessari álagsaukningu hafa svo verið skoðaðar nokkrar mismunandi leiðir til framleiðslu (hér eftir kölluð frávik), eins og sýnt er í töflu 2-5 að framan.

Þó í töflu 2-5 sé ekki minnst á aukna orkuframleiðslu á Hellisheiði, má líta svo á að "virkjun á Suðurlandi" nái einnig yfir slík tilfelli. Raffræðileg fjarlægð milli virkjana á Hellisheiði og Suðurlandi er það lítil að hún hefur ekki teljandi áhrif á niðurstöður útreikninga.

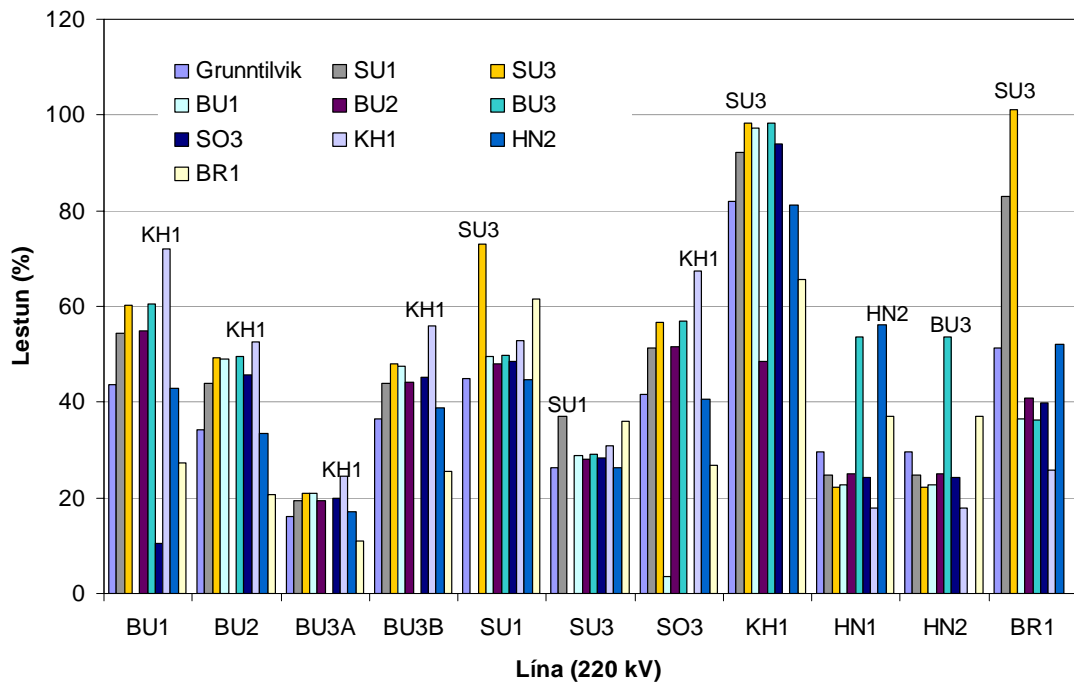
Svæðaskiptingin í hinu einfaldaða kerfislíkani er sú sama og lýst er í kafla 3.1. Yfirlit yfir svæðisskipting er sýnd í Viðauka G. Skipting framleiðslu og álags milli svæða, miðað við almenna álagsaukningu samkvæmt raforkuspá er sýnd á mynd 6-2 fyrir tilfellin úr töflu 2-5.



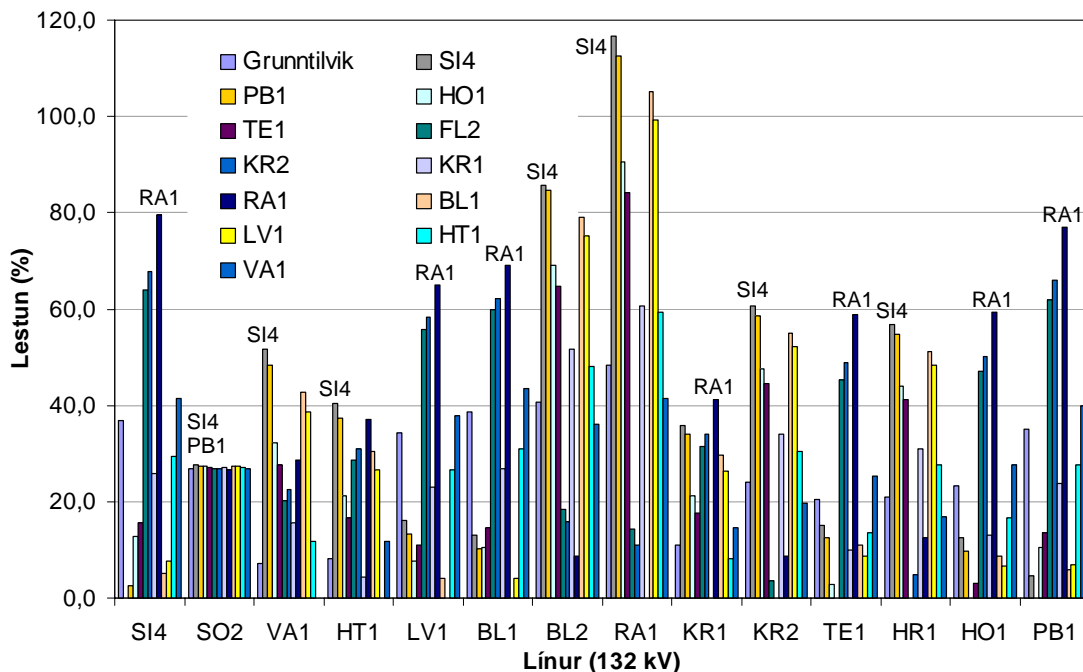
Mynd 6-2: Framleiðsla og álag eftir svæðum við álagsaukningu skv. raforkuspá. Ár 2022.

Tilsvarendi myndir fyrir álagsaukningu umfram raforkuspá og minni en raforkuspá eru sýndar í Viðauka F.

Lestun helstu lína í 220 kV og 132 kV kerfunum, miðað við álagsaukningu samkvæmt raforkuspá, er sýnd á myndum 6-3 (f. 220 kV) og 6-4 (f. 132 kV). Tilsvarendi myndir fyrir álagsaukningu umfram raforkuspá og minni en raforkuspá eru sýndar í Viðauka F.



Mynd 6-3: Lestun 220 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grundtilfelli (skv. töflu 2-5) og álagsaukning skv. raforkuspá.



Mynd 6-4: Lestun 132 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grundtilfelli (skv. töflu 2-5) og álagsaukning skv. raforkuspá.

Við álagsaukningu skv. raforkuspá er flutningur allra 220 kV línanna innan hitaflutningsmarka við öll þau truflanatilvik sem athuguð hafa verið, með einni undantekningu. Sú undantekning er Brennimeislína 1 (BR1) sem fer rétt yfir 100% af hitaflutningsmörkum við útleysingu á

Sultartangalínu 3 (SU3). Þetta, eitt sér, kallar þó ekki á neinar aðgerðir í flutningskerfinu, umfram þær sem lýst er í kafla 4.7.

Við álagsaukningu umfram þá sem gert er ráð fyrir í raforkuspá er það eftir sem áður línan BR1 sem fer lítillega yfir hitaflutningsmörk við útleysingu SU3. Einnig yfirlestast Kolviðarhólslína 1 og fer álag yfir hitaflutningsmörk við truflanir á SU3, BU1 og BU3. Þetta kallar þó ekki á aðgerðir í flutningskerfinu þar sem yfirlestunin er ekki talin alvarleg.

Verði álagsaukningin minni en raforkuspá gerir ráð fyrir, er það aðeins BR1 sem fer lítillega yfir hitaflutningsmörk.

Niðurstaða þessara athugana á línunum í 220 kV kerfi Landsnets bendir til þess að þær muni anna þeim flutningi sem fyrirsjáanlegur er á næstu 15 árum. Rétt er þó að taka fram að sökum þess að kerfislíkanið sem notað var við þessar athuganir er nokkuð einfaldað, kemur hugsanleg yfirlestun 220 kV lína milli virkjana á Þjórsársvæðinu ekki fram hér (allt Þjórsársvæðið er táknað með einni framleiðslueiningu í líkaninu).

Styrkingu 132 kV kerfisins þarf að vera lokið fyrir árið 2022. Mynd 6-4 sýnir lestun valinna 132 kV lína árið 2022 við truflanir. Eftir sem áður er miðað við framleiðslu skv. grunntilfelli (sbr. töflu 2-5).

Af mynd 6-4 má sjá að allar línur, nema Rangárvallalína 1 (RA1) eru undir hitaflutningsmörkum í öllum þeim tilvikum sem skoðuð hafa verið. En þó að lestun Sigöldulínu 4 (S14) sé aldrei meiri en 80% af hitaflutningsmörkum, þarf að hafa það í huga að 220/132 kV spennirinn í Sigöldu hefur mun lægri hitaflutningsmörk en línan (56% af flutningsmörkum línunnar), þannig að hann yfirlestast þegar flæðið í línunni er komið í u.þ.b. 60%.

Hér er um hitaflutningsmörk að ræða og eins og bent er á í kafla 4.1 eru svípul stöðugleikamörk kerfisins mun lægri en þau. Ekki er hér tekið tillit þeirra marka, né kerfisvarna sem settar hafa verið upp í 132 kV kerfinu.

Frávikstilfelli framleiðslu, sem lýst er í Töflu 2-5, reyna meira á kerfið utan 220 kV kerfisins á SV-landi en grunntilfellið. Frávikstilfelli 1 og 2 gera kröfur um aukna flutningsgetu frá orkuvinnslusvæðunum á Reykjanesi inn til höfuðborgarsvæðisins. Slíkar kröfur koma ekki beint fram á niðurstöðum útreikninga hér, vegna þess að framleiðsla (og álag) á Suðurnesjum er, í því einfaldaða líkani sem hér er notað, táknuð með framleiðslueiningu og álagi á 132 kV teini í Hamranesi. Frávikstilfelli 3, þar sem helmingur framleiðsluaukningarinnar kemur frá virkjunum á NA-landi, setur miklar kröfur um aukna flutningsgetu byggðalínunnar vegna orkuflutnings til meginhluta álagsins á SV-landi.

Af þessu er ljóst að styrkingar er þörf á 132 kV byggðalínuhringnum, eigi hann að anna fyrirsjáanlegri álagsaukningu næstu 15 árin. Í stað styrkingar allrar byggðalínunnar mætti hugsa sér byggingu hálendislínu frá SV-landi til NA-lands, eins og lýst er í kafla 4.9 auk styrkingar á ákveðnum hluta byggðalínunnar. Stöðugleikaathuganir sýna að hálendislína styrkir kerfið umtalsvert og bætir nýtingu vinnslueininga kerfisins.

## 6.2. Töp flutningskerfisins

Eins og greint er frá hér að framan, hefur þetta einfaldaða kerfislíkan verið notað til þess að reikna hlutfallslega breytingu tapa miðað við grunntilfellin. Niðurstöðurnar eru sýndar í töflu 6-1.

Aukning almenns álags					
skv. raforkuspá		umfram raforkuspá		minni en raforkuspá	
	$\Delta t_{\text{öpp}} (\%)$ <sup>1)</sup>		$\Delta t_{\text{öpp}} (\%)$ <sup>1)</sup>		$\Delta t_{\text{öpp}} (\%)$ <sup>1)</sup>
Frávik 1	-4,6%	Frávik 1	-15,4%	Frávik 1	-3,9%
Frávik 2	-8,1%	Frávik 2	-8,7%	Frávik 2	-6,8%
Frávik 3	-3,7%	Frávik 3	3,4%	Frávik 3	-4,2%

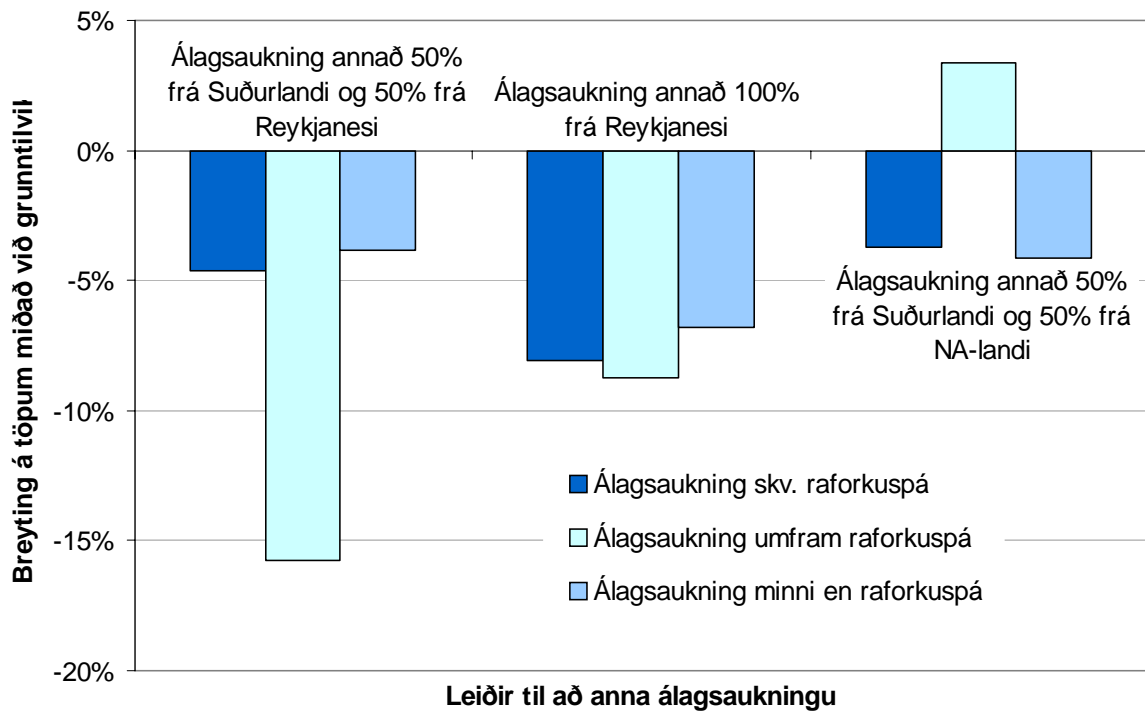
<sup>1)</sup> Breyting á kerfistöpum miðað við grunntilvik.

*Tafla 6-1: Hlutfallsleg breyting tapa miðað við grunntilvik. Almenn álagsaukning, mismunandi framleiðsluforsendur.*

Eins og taflan sýnir, eru töpin hlutfallslega minnst þegar framleiðslan er sem næst meginálaginu (þ.e. frávik 2). Þar sem meginálagið er á Suð-Vestur horninu, verða töpin minnst þegar framleiðslan er sem næst álaginu, þ.e. á Reykjanesi í þessu tilfalli. Þó er bent á að í líkani því sem notað var við athuganirnar er öll framleiðsla á Reykjanesi sett á 132 kV tein í Hamranesi. Það er því ekki tekið tillit til þess að komi til stóraukinnar framleiðslu á Reykjanesskaganum þarf að styrkja tengingu svæðisins við meginflutningskerfið (sbr. kafla 4.7).

Mynd 6-5 sýnir hlutfallslega breytingu tapa fyrir frávikin í framleiðslu m.v. grunntilvik.





Mynd 6-5: Hlutfallsleg breyting á töpum miðað við grunntilvik. Álagsaukning skv. raforkuspá.

Aukin töp í tilfellinu "Frávik 3" við álagsaukningu umfram raforkuspá má skýra með því að í því tilfalli er framleiðslan á NA-landi stóruávin, en eftir sem áður þarf að flytja megnið af þeirri framleiðslu til SV-lands. Við þann flutning aukast töpin umtalsvert, vegna lélegrar tengingar milli landsvæðanna. Þetta styrkir enn frekar þá skoðun að huga þurfi að styrkingu byggðalínunnar, eigi aukin raforkuframleiðsla á NA-landi að nýtast kerfinu öllu.

### 6.3. Skammhlaupsafl afhendingastaða

Reiknað var skammhlaupsafl við álag samkvæmt, umfram og undir raforkuspá fyrir árið 2022 á afhendingarstöðum Landsnets (útmötun) skv. hinu einfaldaða kerfislíkani sem áður er lýst.

Útreikningarnir voru framkvæmdir fyrir grunntilvik og frávikstilfellin, skv. töflu 2-5.

Niðurstöður útreikninga má sjá í Viðauka C.

### 6.4. Aflgeta og líkur á aflskorti árið 2022

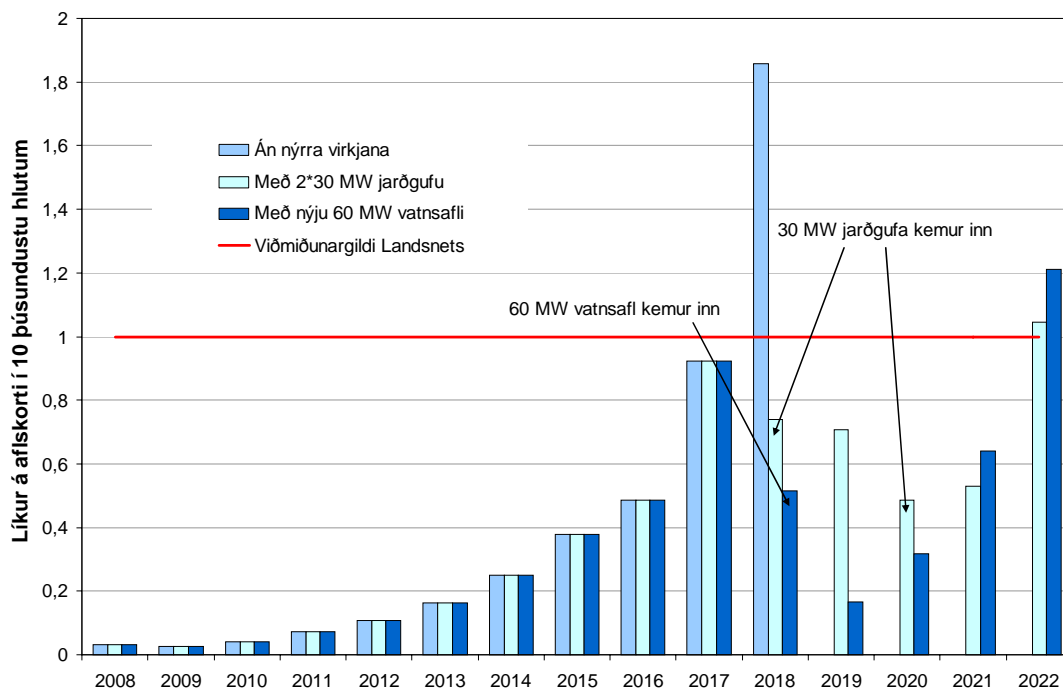
Líkur á aflskorti og kröfur þar að lútandi fyrir langtímaáætlunina eru hinar sömu og settar eru fram í kafla 4.6 og gilda um 5 ára áætlunina.

Líkur á aflskorti<sup>16</sup> í raforkukerfinu hafa verið áætlaðar fram til ársins 2022. Þær munu næstu árin verða verulega lægri en viðmiðunarmörk Landsnets og fram til ársins 2018 undir viðmiðunarmörkum Landsnets. Þær ályktanir má þá draga af þessum útreikningum að ekki sé þörf á nýrri framleiðslueiningu fyrr en árið 2018. Þetta má sjá á mynd þar sem líkur á aflskorti eru sýndar í tíupúsundustu hlutum, þ.e. 1/10.000 samsvarar einum á línuritinu. Ein klst. samsvarar 1,14 á myndinni.

<sup>16</sup> Á ensku: Loss of load estimation, LOLE

Hér er ekki reiknað með nýjum framleiðslueiningum eða stóriðju allt til ársins 2022 og miðað er við aukningu í almennri notkun skv. raforkuspá. Þar sem ekki liggur fyrir áætlun um hvar virkjað yrði fyrir aflaukningunni var gert ráð fyrir tvenns konar framleiðslueiningum, þ.e. annars vegar yrði henni annað með tveimur 30 MW einingum í jarðvarmaorku, en hins vegar með 60 MW einingum í vatnsaflí.

Ef Mynd 6-6 er skoðuð kemur í ljós að fyrsta framleiðslueiningin þarf að koma inn á árinu 2018, sú næsta árið 2020 og sú þriðja á árinu 2022 ef um 30 MW jarðvarmavirkjun yrði að ræða. Ef um 60 MW vatnsaflsvirkjun yrði að ræða árið 2018 þá þyrfti ekki aðra virkjun fyrr en á árinu 2022.



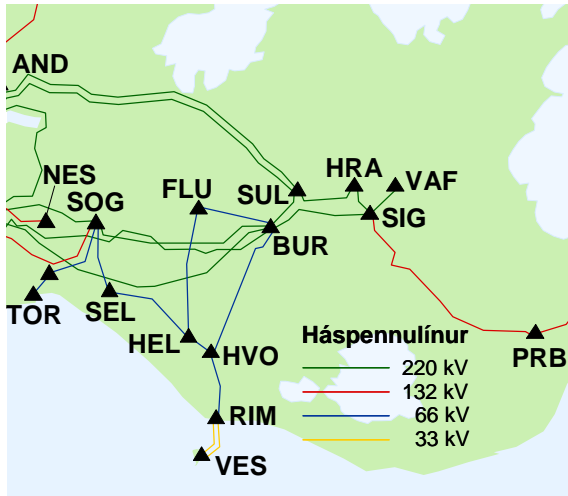
Mynd 6-6: Líkur á aflskorti í kerfinu árin 2008-2022

Líkur á aflskorti voru einnig reiknaðar fyrir frávik í raforkuspá eins og rætt er um í kafla 6.1. Ef álagsaukningin verður minni en raforkuspá segir til um þarf ekki nýja virkjun fyrr en á árinu 2022, en ef álagsaukningin verður meiri en raforkuspá segir til um þá þarf nýja framleiðslueiningu strax á árinu 2016.

## 6.5. Áhrif nýrrar stóriðju á kerfið árið 2022

Hér eru settar fram hugmyndir um þörf á framkvæmdum við flutningskerfið í tengslum við hugsanlega nýja stóriðju. Litið er á hvert svæði fyrir sig (þ.e. svæði I – V, sbr. svæðisskiptinguna sem lýst er í kafla 3.1), hugsanlegir virkjanakostir fyrir stóriðju á hverju svæði hugleiddir og nauðsynlegar framkvæmdir í flutningskerfinu ræddar. Miðað er við álag af stærðargráðunni 200-500 MW. Álag af þeirri stærð þarf að öllum líkindum að tengja með 220 kV tengingu. Miðað við þann áreiðanleika sem núverandi stóriðja gerir kröfu til, þá má g.r.f. að þörf sé á tvöfaldri flutningsleið til nýs viðskiptavinar frá núverandi flutningskerfi. Erfitt er að segja til um nákvæmlega hvaða framkvæmdir stóriðja á ákveðnum stað kallar eftir þar sem staðsetning framleiðslu þarf einnig að liggja fyrir en hér er reynt að gefa hugmynd um hvaða framkvæmdir slík álagsaukning kallar á.

### 6.5.1. Svæði I – Þjórsár-Tungnaárvæðið

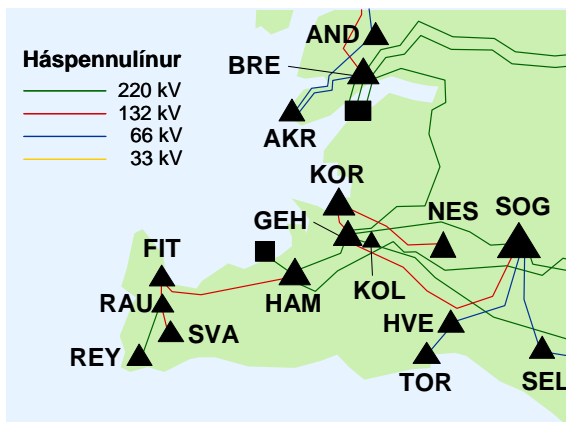


Nokkrar hugmyndir hafa verið uppi um stóriðju á Suðurlandi, t.d. í nágrenni við Þorlákshöfn. Fyrstu virkjanakostir fyrir slíka stóriðju eru á Þjórsár-Tungnaárvæðinu. Uppbygging stóriðju við Þorlákshöfn myndi krefjast töluverðrar uppbyggingar í flutningskerfinu, einkum vegna tenginga nýrra virkjana við kerfið. Kæmi stór hluti orkunnar frá öðrum svæðum, gæti þurft að ráðast í styrkingu meginflutningskerfisins. Þar kæmi e.t.v. til greina að byggja upp 400 kV flutningskerfi, þ.e. hringinn Búrfell-Sultartangi-Brennimelur-Geitháls-Hamranes-Búrfell.

Nýting orku frá virkjunum á Norður- og Austurlandi er nær

útilokuð nema til komi umtalsverð styrking byggðalínu og/eda bygging hálendislínu. Tenging til Þorlákshafnar yrði að öllum líkindum við 220 kV kerfið sem liggur um Hellisheiðina (BU2, BU3).

### 6.5.2. Svæði II – Faxaflóasvæðið



Hér er um að ræða hugsanlegar stóriðju-framkvæmdir á svæðinu frá Suðurnesjum að Hvalfirði (Brennimel).

Framkvæmdir á Suðurnesjum (t.d. í Helguvík) kalla á umtalsverðar framkvæmdir í flutningskerfinu, hvort sem virkjað yrði á Suðurnesjum eða orkan kæmi annars staðar frá. Tengja þarf virkjanir á Suðurnesjum við stóriðjuna og að auki þarf að bæta tengingu kerfisins á Suðurnesjum við meginflutningskerfið með því að tvöfalda flutningsleið frá Hamranesi og út á

Reykjanes. Orkuöflun annars staðar, t.d. á Suðurlandi (þar á meðal Hellisheiði), kallar á bættu tengingu Suðurnesja við flutningskerfið og hugsanlega styrkingu flutningskerfisins á Suðurlandi, t.d. með uppbyggingu 400 kV flutningskerfis á SV-landi.

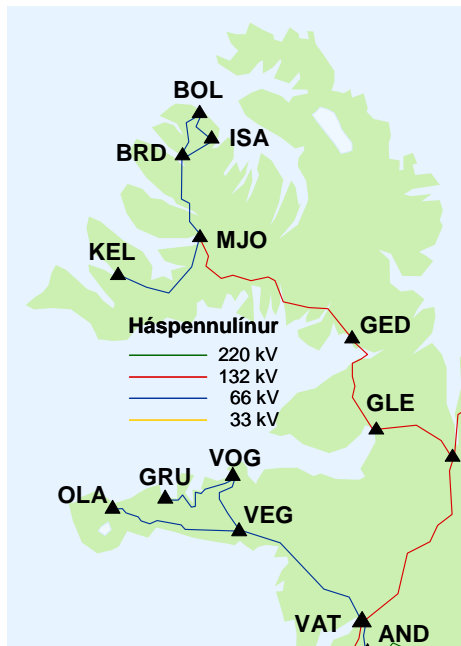
Ný stóriðja á Kellisnesi eða í Straumsvík, hefur í för með sér svipaða þörf fyrir framkvæmdir í flutningskerfinu og ef ný stóriðja rís í Helguvík.

Nauðsynlegar framkvæmdir vegna nýrrar stóriðju í nágrenni Brennimels í Hvalfirði yrðu háðar því hvar orku yrði aflað. Líklegustu staðirnir eru Suðurland (Þjórsárvæði) og/eda Hellisheiðarsvæðið. Styrkja þarf Brennimelslínu 1 og Sultartangalínu 1. Hér myndi uppbygging 400 kV kerfis (hrings) væntanlega gefa góða raun.

Yrði orku fyrir stóriðju í nágrenni Brennimels aflað á Suðurnesjum þyrfti, eins og áður, að styrkja tengingu Suðurnesja við meginflutningskerfið og að auki styrkja Brennimelslínu 1.

Því er talið að uppbygging 400 kV flutningskerfis á SV-landi (þ.e. hrings Búrfell-Sultartangi-Brennimelur-Geitháls-Hamranes-Búrfell) myndi nýttast vel við frekari uppbyggingu stóriðju á Faxaflóasvæðinu en einnig bætt tenging Reykjaness við stofnlínakerfið í ljósi þess að þar mun orkuöflun að öllum líkindum aukast til framtíðar.

### 6.5.3. Svæði III – Vesturland og Vestfirðir

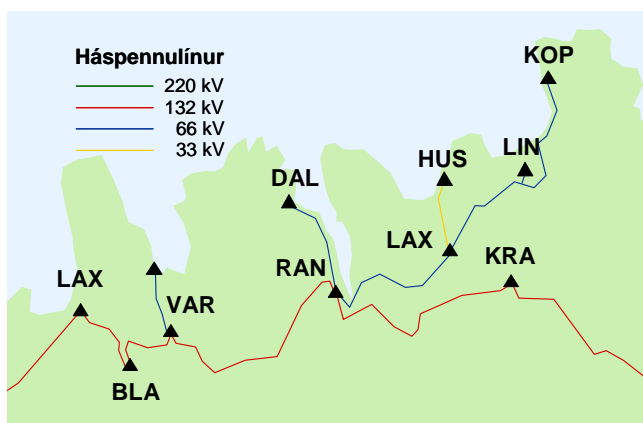


Uppbygging stóriðju á Vestfjörðum er óháð því hvaðan orkan kemur. Allar stóriðjuframkvæmdir á því svæði kalla á mikla styrkingu flutningskerfisins. Vestfirðir eru tengdir meginflutningskerfinu með einni 132 kV loftlínu. Möguleikar til orkuvinnslu á svæðinu eru afar takmarkaðir, sérstaklega með tilliti til stóriðju. Kæmi til stóriðjuframkvæmda á Vestfjörðum þyrfti því að leggja út í umfangsmiklar framkvæmdir í flutningskerfinu til að tryggja næga flutningsgetu og afhendingaröryggi.

Stóriðjuuppbygging á Vesturlandi, t.d. Snæfellsnesi, kallar einnig á nokkra uppbyggingu flutningskerfisins. Nærtækast er þá að styrkja tenginguna við Brennimel. Styrking byggðalínu þyrfti að koma til, ef orku yrði aflað á Norðurlandi. Ef orkan kæmi frá Suðurlandi, þyrfti e.t.v. einnig að styrkja flutningskerfið sunnanlands. Það yrði þó að sjálfsögðu háð stærð stóriðjunnar. Yrði virkjað á

Suðurnesjum, þyrfti (eins og áður) að styrkja tengingu Suðurnesja við meginflutningskerfið og auk þess bæta flutningsgetu milli SV-lands og Vesturlands (með endurbótum á BR1 eða uppbyggingu 400 kV kerfis).

### 6.5.4. Svæði IV - Norðurland



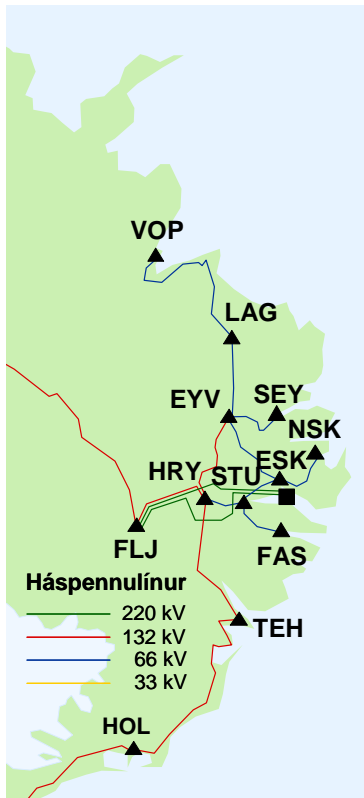
Ýmsar hugmyndir um stóriðju á Norðurlandi hafa komið fram. Til þess að afla orku til slíkrar stóriðju hefur einkum verið horft til virkjanakosta á Norðurlandi. Þar er ýmist um að ræða vatnsafl eða jarðhita. Flutningsgeta byggðalínunnar takmarkar hve mikið er hægt að framleiða annars staðar (t.d. á Suðurlandi) til að nýta í stóriðju á Norðurlandi.

Á NA-landi eru jarðhitasvæði sem talin eru hafa umtalsverða orkugetu

og gætu séð 400 MW stóriðju fyrir nægri orku. Hins vegar myndi slíkt kerfi hafa veika tengingu við megin-flutningskerfið, verði byggðalínan ekki styrkt. Þessi veika tenging gæti skapað vandamál við þær aðstæður að framleiðsla á svæðinu sé lítil. Tengingin takmarkar einnig mjög hve mikið er hægt að virkja annars staðar í landinu til að nota á NA-landi.

Hálendislína, þ.e. flutningslína sem liggur frá Þjórsár- Tungnaársvæðinu til Norðurlands (td. að Rangárvöllum eða Kröflu), fjölgar leiðum inn á svæðið og þar er afhendingaröryggið bætt til muna eftir allri byggðalínunni. Að auki dregur verulega úr flöskuhálsum og flutningstakmörkunum til langs tíma og rafmagnsgæði aukast. Opnast þá leið til þess að nýta framleiðsluaukningu á Suðurlandi í stóriðju á NA-landi (og öfugt).

### 6.5.5. Svæði V – Austurland



Yrði af frekari stóriðjuframkvæmdum á Austurlandi má telja líklegt að orkan komi annars staðar frá. Ekki eru taldar líkur á að unnt sé að virkja á Austurlandi upp að því magni sem þarf til mikillar uppbyggingar stóriðju umfram það sem nú er.

Öll frekari álagsaukning sem veldur auknum orkuflutningum eftir byggðalínunni kalla á umtalsverða uppbyggingu í flutningskerfinu til þess að bæta flutningsgetu og afhendingaröryggi. Styrking Kröflulínu 2 í tengslum við orkuvinnslu á NA-landi til nota á Austurlandi, er framkvæmd sem líklegt er að ráðast þurfi í. Vandséð er að komist yrði hjá því að styrkja einnig byggðalínuna frá Sigöldu til austurs, til þess að tryggja afhendingaröryggi. Hér þarf því einnig að skoða þann kost að byggja hálendislínu frá SV-landi til NA-lands til að létta af byggðalínu og bæta rafmagnsgæði og afhendingaröryggi. Kosturinn við þá styrkingu er sá, að hún nýtast stóriðju á Austurlandi þó virkjað yrði á Suður- og SV-landi.

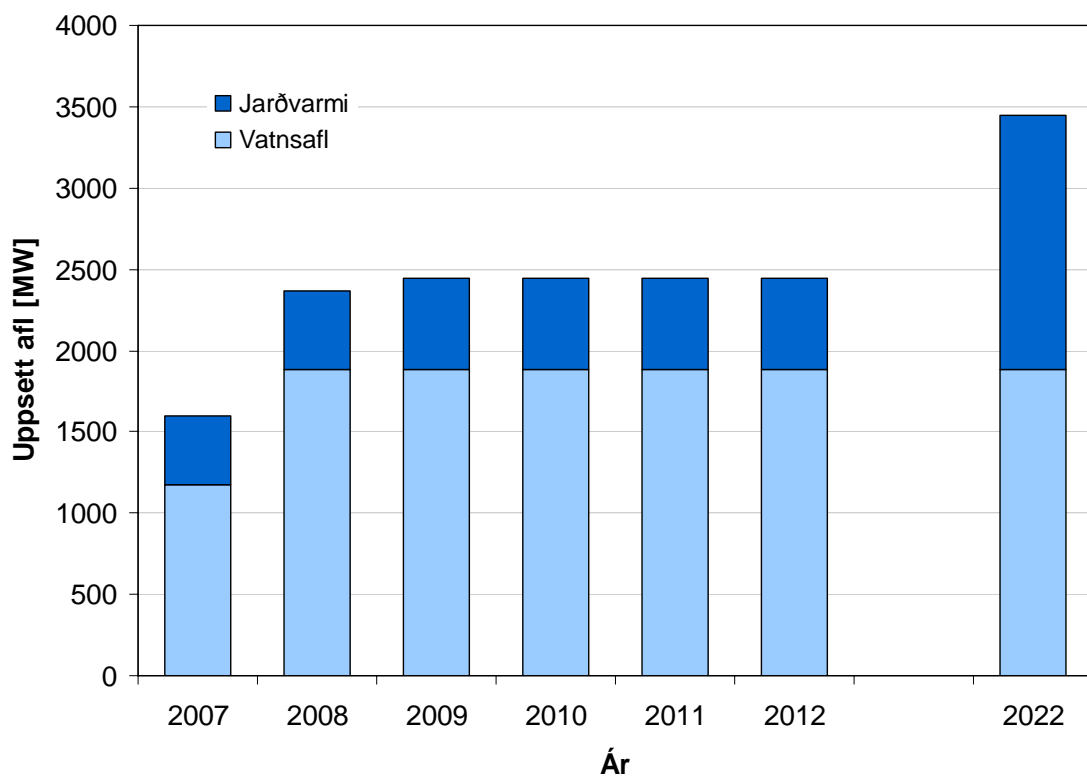
## 6.6. Mikil aukning jarðvarmavirkjana

Áhugi fyrir uppbyggingu jarðvarmavirkjana hefur aukist mikið síðustu ár meðal orkuveita. Fyrirhugað er að virkja á Hellisheiði, Reykjanesi og stækka enn frekar virkjunina á Nesjavöllum. Einnig hefur verið rætt um mikla uppbyggingu á Norðausturlandi í nágrenni Kröflu.

Ef allir þessir virkjanakostir, sem nú eru taldir álitlegir, eru teknir saman myndi samanlagt uppsett afl þeirra vera u.þ.b. 1000 MW. Til samanburðar er áætlað, uppsett afl jarðvarmavirkjana í upphafi árs 2007 418 MW og í lok tímabils þessarar kerfisáætlunar er áætlað að það verði 553 MW. Ef þessar áætlanir ganga eftir er því um að ræða tæplega 200% aflaukningu jarðvarmavirkjana sem tengjast flutningskerfi Landsnets.

Það ber þó að taka fram að fleiri fyrirvara verður að hafa; svo sem þann að virkjun háhitasvæða þar sem ekki er komin vinnslureynsla er oftast óvissu undirorpin og á mörgum þeirra svæða sem nefnd eru hér að ofan eru tilraunaboranir á frumstigi. Einnig er það mikilvægur fyrirvari að fæstir, ef nokkur, umræddra virkjunarkosta hafa farið í gegnum hið formlega mat á umhverfisáhrifum. Að lokum má nefna hið augljósa, að áætlanir um uppbyggingu jarðvarmavirkjana munu aðeins ganga eftir ef markaður er fyrir þeirri orku sem þær munu framleiða.

Ljóst er að ef af einhverjum þessara áforma verður er mögulegt að klasar jarðvarmavirkjana myndist í flutningskerfinu. Sé veik tenging við vatnsorkuver á svæðinu er ástæða til að hafa áhyggjur af tíðnistýringu raforkukerfisins, þar sem jarðvarmavirkjanir eru ekki jafnheppilegar til tíðnistýringar eins og vatnsaflsvirkjanir. Þetta á einkum við, séu jarðvarmavirkjanirnar í nálægð við stóriðju því þá geta orðið miklar og skyndilegar breytingar á álagi á svæðinu. Slíkar álagsbreytingar geta valdið miklum tíðnisveiflum ef ekki er nægjanlega góð tíðnireglun í nálægum virkjunum. Það má með tilliti til þessa nefna að í álverum er ekki óalgent að heill skáli leysi út eða sé keyrður niður á skömmum tíma, en það getur gerst um 5-10 sinnum á ári vegna t.d. kerleka. Jarðvarmavirkjanir henta af þessari ástæðu betur til að anna grunn aflþörf kerfisins á meðan vatnsaflsvirkjanir geta mætt aflsveiflum og skyndilegum breytingum í álagi.



Mynd 6-7: Framtíðarspá – Möguleg skipting jarðvarma og vatnsafls tengt flutningskerfi Landsnets. Áætluð staða m.v. 1. janúar hvers árs.

## 7. Yfirlit mögulegra verkefna til ársins 2022

Yfirlit yfir hugsanlegar framkvæmdir í flutningskerfi Landsnets á árabílinu 2012-2022 miðað við almenna álagsaukningu. Hér er ekki tekið tillit til stóriðjuaukningar frá því sem er í lok árs 2012.

Úrlausnarefni	Flokkur	Tillaga að úrlausn	Áætlaður kostnaður [MISK]	Staða
Byggðalínan þolir í mörgum tilvikum illa truflanir og er orðin yfirlestuð jafnvel í almennum rekstri <sup>17</sup>	Áreiðanleiki, stöðugleiki	Ljúka <sup>18</sup> spennuhækkun byggðalínu í 220 kV	17.000 – 28.000 <sup>19</sup>	Tillaga
Auka flutningsgetu til og áreiðanleika afhendingar á SV-landi <sup>20</sup>	Áreiðanleiki, stöðugleiki	400 kV flutningskerfi, BUR-SUL-BRE-GEI-HAM-BUR	18.000 – 20.000	Tillaga

Tafla 7-1: Yfirlit yfir tillögur að framkvæmdum Landsnets á tímabilinu 2012-2022

<sup>17</sup> Í töflu 5-1 eru settar fram tvær tillögur til lausnar á þessu úrlausnarefni. Í langtímaáætluninni er lagt til að áfram verði haldið og spennuhækkun byggðalínunnar lokið á áætlunartímabilinu. Það þýðir, auk hækkunar mastra, að skipta þarf út 132/(lægri spenna) kV spennum í aðveitustöðvum Landsnets á byggðalínuhringnum. Að auki þarf að skipta út vélaspennum Landsvirkjunar í Kröflu og Blöndu.

<sup>18</sup> Þ.e. halda áfram þar sem 5 ára áætluninni sleppir og spennuhækka þá hluta byggðalínunnar sem eftir eru (þ.e. alla nema RA1, BL2, KR1 og KR2).

<sup>19</sup> Þessar framkvæmdir (og kostnaður) koma til viðbótar þeim sem birtar eru í töflu 5-1.

<sup>20</sup> Nú þegar er nokkur hluti flutningskerfisins á SV-landi byggður fyrir 400 kV flutningsspennu. Þar er um að ræða Sultartangalínu 3 og Búrfellslínur 3A og 3B. Fyrsta skref í framhaldinu væri að endurnýja Brennimelslínu 1 (eða byggja nýja línu).

## 8. Heimildaskrá

- [1] *Raforkuspá 2006 – 2030. Endurreikningur á spá frá 2005 út frá nýjum gögnum og breyttum forsendum.* Orkuspárnefnd 2006. OS-2006/007, ISBN 9979-68-193-4.
- [2] *Framtíðarsýn um verndun og nýtingu auðlinda í jörðu og vatnsafli.* Skýrsla nefndar iðnaðarráðherra sem skipuð var samkvæmt bráðabirgðaákvæði laga nr. 5/2006, um breytingu á lögum nr. 57/1998. Október 2006. ISBN 9979-871-57-1.
- [3] *Niðurstöður 1. áfanga rammaáætlunar um nýtingu vatnsafli og jarðvarma (2003). Aðalskýrsla.* Á vefslóðinni <http://www.landvernd.is/natturuafi>.
- [4] *Niðurstöður 1. áfanga rammaáætlunar um nýtingu vatnsafli og jarðvarma (2003). Viðauki a1. Vatnsorkukostir.* Á vefslóðinni <http://www.landvernd.is/natturuafi>.
- [5] *Niðurstöður 1. áfanga rammaáætlunar um nýtingu vatnsafli og jarðvarma (2003). Viðauki b7. Röðun hópa virkjana til að mæta tiltekinni orkuþörf.* Á vefslóðinni <http://www.landvernd.is/natturuafi>.
- [6] *Byggðalínukerfið á Vestur- og Norðurlandi, Staða og leiðir til úrbóta (2002). Kolbrún Reinholdsdoóttir. LV-2002/053.*





## 9. Yfirlit yfir viðauka

<b>Viðauki:</b>	<b>Skýring</b>
<u>VIÐAUKI – A</u>	Forsendur
<u>VIÐAUKI – B</u>	PV greining
<u>VIÐAUKI – C</u>	Skammhlaupsafl afhendingastaða
<u>VIÐAUKI – D</u>	Yfirlit yfir línur og spennistöðvar Landsnets
<u>VIÐAUKI – E</u>	KKS merkingar háspennulína
<u>VIÐAUKI – F</u>	Langtímaáætlun – skipting framleiðslu og álags eftir svæðum og lestun lína í 220 kV og 132 kV kerfunum
<u>VIÐAUKI – G</u>	Kort af flutningskerfi Landsnets ásamt svæðaskiptingu



Viðauki E



## KKS Merkingar Háspennulína Landsnets

### 2.3 Háspennulínur 220 kV

<b>KKS</b>	<b>Heiti</b>	<b>Skýring</b>
BH1	= BÚÐARHÁLSLÍNA 1	BÚÐARHÁLS - SULTARTANGI Fyrirhuguð
BR1	= BRENNIMELSLÍNA 1	GEITHÁLS - BRENNIMELUR
BU1	= BÚRFELLSLÍNA 1	BÚRFELL – ÍRAFOSS
BU2	= BÚRFELLSLÍNA 2	BÚRFELL – GEITHÁLS
BU3	= BÚRFELLSLÍNA 3	BÚRFELL – HAMRANES
FL3	= FLJÓTSDALSLÍNA 3	FLJÓTSDALUR - REYÐARFJÖRÐUR
FL4	= FLJÓTSDALSLÍNA 4	FLJÓTSDALUR - REYÐARFJÖRÐUR
HN1	= HAMRANESLÍNA 1	HAMRANES - GEITHÁLS
HN2	= HAMRANESLÍNA 2	HAMRANES - GEITHÁLS
HR1	= HRAUNYJAFOSSLÍNA 1	HRAUNYJAFOSS - SULTARTANGI
IS1	= ÍSALLÍNA 1	HAMRANES – ÍSAL
IS2	= ÍSALLÍNA 2	HAMRANES – ÍSAL
JA1	= JÁRNBLENDILÍNA 1	BRENNIMELUR – JÁRNBLENDI
KR3	= KRÖFLULÍNA 3	KRAFLA – FLJÓTSDALUR Fyrirhuguð
NA1	= NORÐURÁLSLÍNA 1	BRENNIMELUR – NORÐURÁL
NA2	= NORÐURÁLSLÍNA 2	BRENNIMELUR – NORÐURÁL
SI2	= SIGÖLDULÍNA 2	SIGALDA - HRAUNYJAFOSS
SI3	= SIGÖLDULÍNA 3	SIGALDA - BÚRFELL
SO3	= SOGSLÍNA 3	ÍRAFOSS - GEITHÁLS
SU1	= SULTARTANGALÍNA 1	SULTARTANGI - BRENNIMELUR
SU2	= SULTARTANGALÍNA 2	SULTARTANGI - BÚRFELL
SU3	= SULTARTANGALÍNA 3	SULTARTANGI - BRENNIMELUR Fyrirhuguð
VF1	= VATNSFELLSLÍNA 1	VATNSFELL - SIGALDA

## 2.6 Háspennulínur 132 kV

<b>KKS</b>	<b>Heiti</b>	<b>Skýring</b>
AD3	= AÐVEITUSTÖÐ 3	KORPA – AÐVEITUSTÖÐ 3
AD7	= AÐVEITUSTÖÐ 7	HAMRANES – AÐVEITUSTÖÐ 7
BJ1	= BJARNARFLAGSLÍNA	BJARNARFLAG – KRAFLA Fyrirhuguð
BL1	= BLÖNDULÍNA 1	BLANDA - LAXÁRVATN
BL2	= BLÖNDULÍNA 2	BLANDA - VARMAHLÍÐ
EL1	= ELLIÐAÁRLÍNA 1	ELLIÐAÁR (AD7) - GEITHÁLS
EY1	= EYVINDARÁRLÍNA 1	HRYGGSTEKKUR - EYVINDARÁ
FL2	= FLJÓTSDALSLÍNA 2	BESSASTAÐIR - HRYGGSTEKKUR
GE1	= GEIRADALSLÍNA 1	GEIRADALUR - GLERÁRSKÓGAR
GL1	= GLERÁRSKÓGALÍNA 1	GLERÁRSKÓGAR - HRÚTATUNGA
HA1	= HAFNARFJÖRÐUR 1	HAMRANES - HAFNARFJÖRÐUR
HO1	= HÓLALÍNA 1	HÓLAR – TEIGARHORN
HT1	= HRÚTATUNGULÍNA 1	HRÚTATUNGA - VATNSHAMRAR
KO1	= KÖRPUÍNA 1	KORPA - GEITHÁLS
KR1	= KRÖFLULÍNA 1	KRAFLA - RANGÁRVELLIR
KR2	= KRÖFLULÍNA 2	KRAFLA - HRYGGSTEKKUR
LV1	= LAXÁRVATNSLÍNA 1	LAXÁRVATN - HRÚTATUNGA
MJ1	= MJÓLKÁRLÍNA 1	GEIRADALUR - MJÓLKÁ
NE1	= NESJAVALLALÍNA 1	NESJAVELLIR - KORPA
PB1	= PRESTBAKKALÍNA 1	PRESTBAKKI - HÓLAR
RA1	= RANGÁRVALLALÍNA 1	RANGÁRVELLIR - VARMAHLÍÐ
SI4	= SIGÖLDULÍNA 4	SIGALDA - PRESTBAKKI
SN1	= SUÐURNESJALÍNA 1	HAMRANES - FITJAR
SO2	= SOGSLÍNA 2	ÍRAFOSS - GEITHÁLS
TE1	= TEIGARHORNSLÍNA 1	TEIGARHORN - HRYGGSTEKKUR
VA1	= VATNSHAMRALÍNA 1	VATNSHAMRAR - BRENNIMELUR

## 2.7 Háspennulínur 66 kV

<b>KKS</b>	<b>Heiti</b>	<b>Skýring</b>
BD1	= BREIÐADALSLÍNA 1	MJÓLKÁ - BREIÐDALUR
BD2	= BREIÐADALSLÍNA 2	BREIÐDALUR - ÍSAFJÖRÐUR
BV1	= BOLUNGARVÍKURLÍNA 1	BREIÐDALUR - BOLUNGARVÍK
DA1	= DALVÍKURLÍNA 1	RANGÁRVELLIR - DALVÍK
ES1	= ESKIFJARÐARLÍNA 1	EYVINDARÁ - ESKIFJÖRÐUR
FA1	= FÁSKRÚÐSFJARÐARLÍNA 1	STUÐLAR - FÁSKRÚÐSFJÖRÐUR
FU1	= FLÚÐALÍNA 1	BÚRFELL - FLÚÐIR
GF1	= GRUNDARFJARÐARLÍNA 1	VOGASKEIÐ - GRUNDARFJÖRÐUR
HE1	= HELLULÍNA 1	FLÚÐIR - HELLA
HE2	= HELLULÍNA 2	HVOLSVÖLLUR - HELLA
HG1	= HVERAGERÐISLÍNA 1	LJÓSIFOSS - HVERAGERÐI
HV1	= HVOLSVALLARLÍNA 1	BÚRFELL - HVOLSVÖLLUR
IF1	= ÍSAFJARÐARLÍNA 1	ÍSAFJÖRÐUR - BOLUNGARVÍK
KG1	= KOLLUGERÐISLÍNA 1	RANGÁRVELLIR - KOLLUGERÐI
KS1	= KÓPASKERSLÍNA 1	LAXÁ - KÓPASKER
LA1	= LAXÁRLÍNA 1	LAXÁ - RANGÁRVELLIR
LF1	= LAGARFOSSLÍNA 1	LAGARFOSS - EYVINDARÁ
LJ1	= LJÓSAFOSSLÍNA 1	LJÓSIFOSS - ÍRAFOSS
NK1	= NESKAUPSTAÐARLÍNA 1	ESKIFJÖRÐUR - NESKAUPSTAÐUR
OL1	= ÓLAFSVÍKURLÍNA 1	VEGAMÓT - ÓLAFSVÍK
RI1	= RIMAKOTSLÍNA 1	HVOLSVÖLLUR - RIMAKOT
SA1	= SAUÐÁRKRÓKSLÍNA 1	VARMAHLÍÐ - SAUÐÁRKRÓKUR
SF1	= SEYÐISFJARÐARLÍNA 1	EYVINDARÁ - SEYÐISFJÖRÐUR
SE1	= SELFOSSLÍNA 1	LJÓSIFOSS - SELFOSS
SE2	= SELFOSSLÍNA 2	HELLA - SELFOSS
SM1	= SR MJÖL LÍNA 1	SEYÐISFJÖRÐUR - SR MJÖL
SR1	= STUÐLALÍNA 1	HRYGGSTEKKUR - STUÐLAR
SR2	= STUÐLALÍNA 2	STUÐLAR - ESKIFJÖRÐUR
ST1	= STEINGRÍMSSTÖÐVARLÍNA 1	STEINGRÍMSSTÖÐ - LJÓSIFOSS
TA1	= TÁLKNAFJARÐARLÍNA 1	MJÓLKÁ - KELDEYRI
TI1	= ÞINGVALLASTRÆTI	RANGÁRVELLIR - ÞINGVALLASTRÆTI
VA2	= VATNSHAMRALÍNA 2	VATNSHAMRAR - ANDAKÍLÁRVIRKJUN
VE1	= VEGAMÓTALÍNA 1	VATNSHAMRAR - VEGAMÓT
VS1	= VOGASKEIÐSLÍNA 1	VEGAMÓT - VOGASKEIÐ
TO1	= ÞORLÁKSHAFNARLÍNA 1	HVERAGERÐI - ÞORLÁKSHÖFN
VP1	= VOPNAFJARÐARLÍNA 1	LAGARFOSS - VOPNAFJÖRÐUR



## 2.8 Háspennulínur 33 kV

<b>KKS</b>		<b>Heiti</b>	<b>Skýring</b>
HU1	=	HÚSAVÍKURLÍNA 1	LAXÁ - HÚSAVÍK
KA1	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 1	BESSASTAÐIR - TEIGSBJARG
KA2	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 2	TEIGSBJARG - AXARÁ
KA3	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 3	AXARÁ - TUNGA
KA4	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 4	TUNGA - DESJARÁ
PS1	=	HVAMMSLÍNA 1	BESSASTAÐIR - HVAMMUR

## 2.9 Háspennulínur 11 kV

<b>KKS</b>		<b>Heiti</b>	<b>Skýring</b>
KA5	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 5	TUNGA – LAUGARÁS, KAR
KA6	=	KÁRAHNJÚKALÍNA 6	LAUGARÁS – SKÓGARHÁLS, KAR
HA2	=	HAFNARFJÖRÐUR 2	HAMRANES - HAFNARFJÖRÐUR
HA3	=	HAFNARFJÖRÐUR 3	HAMRANES - HAFNARFJÖRÐUR
RE1	=	REYKJAHLÍÐARLÍNA	KRAFLA - REYKJAHLÍÐ
UF1	=	UFSÁRLÓNSLÍNA 1	AXARÁ – UFSÁRLÓN, KAR

Viðauki D



## Háspennulínur flutningskerfisins

Línukerfi Landsnets 31. des 2005							
1. Línur í eigu Landsnets							
Spenna [kV]	Heiti lína	KKS nr.	Tekin í notkun	Tengdar aðveitustöðvar	Lengd [km]	Flutningsþol [MVA]	
<b>380</b>	Búrfellslína 3A (rekin á 220kV)	BU3A	1998	Búrfell - Sandskeið	94,9	837	
	Sultartangalína 2 (rekin á 220kV)	SU2	1999	Sultartangi - Búrfell	12,5	837	
	Sultartangalína 3 (í byggingu)	SU3		Sultartangi - Brennimerur	119		
	Fljótsdalslína 3 (í byggingu)	FL3		Fljótsdalur - Reyðarfjörður	49		
	Fljótsdalslína 4 (í byggingu)	FL4		Fljótsdalur - Reyðarfjörður	53		
<b>Samtals 400 kV</b>					<b>328,4</b>		
<b>220</b>	Brennimerulína 1	BR1	1977	Geitháls - Brennimerur	58,6	338	
	Búrfellslína 1	BU1	1969	Búrfell - Írafoss	60,8	352	
	Búrfellslína 2	BU2	1973	Búrfell - Geitháls	103,3	338	
	Búrfellslína 3B	BU3B	1992	Sandskeið - Hamranes	24	338	
	Hamraneslína 1	HN1	1969	Geitháls - Hamranes	15,1	352	
	Hamraneslína 2	HN2	1969	Geitháls - Hamranes	15,1	352	
	Hrauneyjafosslína 1	HR1	1982	Hrauneyjafoss - Sultartangi	19,5	452	
	Ísallína 1	IS1	1969	Hamranes - Ísal	2,4	352	
	Ísallína 2	IS2	1969	Hamranes - Ísal	2,4	352	
	Járnblendilína 1	JA1	1978	Brennimerur - Járblendiv.	4,5	338	
	Norðuráslína 1	NA1	1998	Brennimerur - Norðurál	4,2	352	
	Norðuráslína 2	NA2	1998	Brennimerur - Norðurál	4	352	
	Sigöldulína 2	SI2	1982	Sigalda - Hrauneyjafossv.	8,6	452	
	Sigöldulína 3	SI3	1975	Sigalda - Búrfell	36,8	338	
	Sogslína 3	SO3	1969	Írafoss - Geitháls	35,8	352	
	Sultartangalína 1	SU1	1982	Sultartangi - Brennimerur	121,6	452	
	Vatnsfellslína 1	VF1	2001	Vatnsfell - Sigalda	5,8	230	
	<b>Samtals 220 kV</b>					<b>522,5</b>	
	<b>132</b>	Blöndulína 1	BL1	1977	Blanda - Laxárvatn	32,7	178
		Blöndulína 2	BL2	1991	Blanda - Varmahlíð	32,4	178
Ellidáarlína 1 (lína/strengur)		EL1	1953	Geitháls - Árbær	3,3	117	
Eyvindarlína 1		EY1	1977	Hryggstekkur - Eyvindará	27,5	178	
Fljótsdalslína 2		FL2	1978	Bessastaðir - Hryggstekkur	19,2	178	
Geiradalslína 1		GE1	1980	Glerárskógar - Geiradalur	46,7	178	
Glerárskógalína 1		GL1	1983	Hrútatunga - Glerárskógar	33,5	178	
Hafnarfjörður 1 (lína/strengur)		HA1	1989	Hamranes - Hafnarfjörður	4	178	
Hólalína 1		HO1	1981	Teigarhorn - Hólar	75,1	178	
Hrútatungulína 1		HT1	1976	Hrútatunga - Vatnshamrar	77,1	178	
Korpulína 1		KO1	1974	Geitháls - Korpa	6	144	
Kröflulína 1		KR1	1977	Krafla - Rangárvellir	82,1	178	
Kröflulína 2		KR2	1978	Krafla - Hryggstekkur	123,2	178	
Laxárvatnslína 1		LV1	1976	Laxárvatn - Hrútatunga	72,7	178	
Mjólkarlína 1		MJ1	1981	Geiradalur - Mjólká	80,8	203	
Prestbakkalína 1		PB1	1984	Hólar - Prestbakki	171,4	178	
Rangárvallalína 1		RA1	1974	Rangárvellir - Varmahlíð	87,5	117	
Sigöldulína 4		SI4	1984	Sigalda - Prestbakki	78,1	178	
Sogslína 2		SO2	1953	Írafoss - Geitháls	44,4	352	
Teigarhornslína 1		TE1	1981	Hryggstekkur - Teigarhorn	49,7	178	
Vatnshamralína 1		VA1	1977	Vatnshamrar - Brennimerur	20,2	178	
<b>Samtals 132kV</b>					<b>1.167,6</b>		
<b>66</b>		Breiðadalslína 1	BD1	1975	Mjólká - Breiðidalur	36,4	
	Bolungarvíkurlína 1	BV1	1979	Breiðidalur - Bolungarvík	17,1		
	Bolungarvíkurlína 2	BV2	1959	Ísafjörður - Bolungarvík	16,5		
	Dalvíkurlína 1	DA1	1982	Rangárvellir - Dalvík	39		
	Eskifjarðarlína 1	ES1	2001	Eyvindará - Eskifjörður	29,1		
	Fáskrúðsfjarðarlína 1	FA1	1989	Stuðlar - Fáskrúðsfjörður	16,8		
	Flúðalína 1	FU1	1978	Búrfell - Flúðir	27,4		

	Grundarfjarðarlína 1	GF1	1985	Vogaskeið - Grundarfjörður	35,4	
	Hellulína 1	HE1	1995	Flúðir - Hella	34,4	
	Hvolsvallarlína 2	HE2	1948	Hella - Hvolsvöllur	12,9	
	Hveragerðislína 1	HG1	1982	Ljósifoss - Hveragerði	15,4	
	Hvolsvallarlína 1	HV1	1972	Búrfell - Hvolsvöllur	45,1	
	Ísafjarðarlína 1	IF1	2003	Breiðdalur - Ísafjörður	14,7	
	Kópaskerslína 1	KS1	1983	Laxá - Kópasker	83,3	
	Laxárlína 1	LA1	1976	Laxá - Rangárvellir	58,4	
	Lagarfossllína 1	LF1	1971	Lagarfoss - Eyvindará	27	
	Ljósafossllína 1 (jarðstrengur)	LJ1	2002	Ljósifoss - Írafoss	0,6	
	Neskaupstaðalína 1	NK1	1985	Eskifjörður - Neskaupstaður	18,2	
	Ólafsvíkurlína 1	OL1	1978	Vegamót - Ólafsvík	48,8	
	Rimakotslína 1	RI1	1988	Hvolsvöllur - Rimakot	22,2	
	Sauðárkrókslína 1	SA1	1974	Varmahlíð - Sauðárkrókur	21,8	
	Selfossllína 1	SE1	1947	Ljósifoss - Selfoss	20,3	
	Hellulína 2	SE2	1947	Selfoss - Hella	32	
	Seyðisfjarðarlína 1	SF1	1996	Eyvindará - Seyðisfjörður	19,8	
	Stuðlalína 1 (jarðstrengur)	SR1	2005	Hryggstekkur - Stuðlar	16	
	Stuðlalína 2	SR2	1983	Stuðlar - Eskifjörður	18,2	
	Steingrímsstöðvarlína 1 (lína/strengur)	ST1	2003	Steingrímsstöð - Ljósafoss	3,4	
	Tálknafjarðarlína 1	TA1	1985	Mjólka - Keldeyri	45,1	
	Þorlákshafnarlína 1	TO1	1991	Hveragerði - Þorlákshöfn	19,3	
	Vatnshamralína 2	VA2	1974	Andakílsárvirkjun - Vatnshamrar	2	
	Vegamótalína 1	VE1	1974	Vatnshamrar - Vegamót	63,8	
	Vopnafjarðarlína 1	VP1	1980	Lagarfoss - Vopnafjörður	58	
	Vogaskeiðslína 1	VS1	1974	Vegamót - Vogaskeið	24,8	
<b>Samtals 66 kV</b>					<b>943,2</b>	
<b>33</b>	Húsavíkurlína 1	HU1	1964	Laxá - Húsavík	26	
	Vestmannaeyjastrengur 1 (sæstrengur)	VE1	1966	Vestmannaeyjar - Rimakot	15,6	
	Vestmannaeyjastrengur 2 (sæstrengur)	VE2	1978	Vestmannaeyjar - Rimakot	14,9	
<b>Samtals 33 kV</b>					<b>56,5</b>	
<b>Samtals</b>					<b>3.018,2</b>	
<b>2. Línur Landsnets skv. leigusamningur</b>						
<b>132</b>	Hamranes - Öldugata (lína/strengur)		1989	Hamranes - Öldugata	4,2	
	Hnoðraholtslína	AD7	1990	Hamranes - Hnoðraholt	9,7	
	Nesjavallalína	NE1	1998	Nesjavellir - Mosfellsheiði	15,6	
	Nesjavallalína (jarðstrengur)	NE1	1998	Mosfellsheiði - Korpa	15,5	
	Suðurnesjalína 1	SN1	1991	Hamranes - Fitjar	30,7	
	Svartsengi - Fitjar	FS1	1991	Svartsengi - Fitjar	11,9	
<b>Samtals 132 kV</b>					<b>83,4</b>	
<b>66</b>	Akranes - Brennimerur (jarðstrengur)	AK1	1996	Akranes - Brennimerur	17,05	
	Akraneslína		1966	Andakill - Akranes	34,85	
<b>Samtals 66 kV</b>					<b>51,9</b>	

## Tengivirki flutningskerfisins

Tengiviki Landsnets 31. des 2005						
1. Tengivirki í eigu Landsnets						
Heiti stöðvar	KKS nr.	Með-eigandi	Spenna [kV]	Tekin í notkun	Fjöldi rofaútganga	Fjöldi spenna
Bessastaðir	BES		132/33/11	2003	3/2/1	2
Blanda spennistöð/Blönduvirkjun	BLA	LV	132	1991	6	3
Bolungarvík	BOL	OV	66/11	1977	2/6	1
Breiðdalur	BRD	OV	66/33/19/11	1959	4/2/2/1	1
Brennimelur spennistöð	BRE	RA	220/132/66/11	1978	9/4/2/10	3
Búrfell spennistöð	BUR		220/66	1999	10/4	3
Dalvík	DAL	RA	66/33/11	1981	2/3/8	1
Eskifjörður	ESK	RA	66/33/11	1993	5/-/7	2
Eyvindará	EYV	RA	132/66/33/11	1975	1/6/1/8	3
Fáskrúðsfjörður	FAS	RA	66/33/11	1998	3/1/5	2
Fljótisdalur tengivirki (í byggingu)	FLJ					
Flúðir	FLU	RA	66/11	1995	3/7	1
Geiradalur spennistöð	GED	OV	132/33/19	1983	3/1/4	1
Geitháls spennistöð	GEH		220/132/11	1969	8/9/2	2
Glerárskógur spennistöð	GLE	RA	132/19	1980	3/4	1
Grundarfjörður	GRU	RA	66/19	1987	1/6	1
Hamranes spennistöð	HAM		220/132/11	1989	8/8/10	3
Hella	HEL	RA	66/11	1995	4/6	1
Hólar spennistöð	HOL	RA	132/19/11	1984	4/1/9	2
Hrauneyjafoss spennistöð	HRA	LV	220	1981	6	3
Hrútatunga spennistöð	HRU	RA	132/19	1980	4/5	1
Hryggstekkur spennistöð	HRY	RA	132/66/11	1978	5/1/4	1
Húsavík	HUS	RA	33/11/6	1978	2/1/4	2
Hveragerði	HVE	RA	66/11	1983	3/6	1
Hvolsvöllur	HVO	RA	66/11	1995	5/7	1
Írafoss spennistöð	IRA	LV	220/132/66/11	1953	2/7/-/7	5
Ísafjörður	ISA	OV	66/11	1959	4/9	2
Keldeyri	KEL	OV	66/33/11	1959	2/2/3	1
Kolviðarhóll (í byggingu)	KOL					
Korpa spennistöð	KOR	OR	132/33/11	1976	7/6/-	3
Kópasker	KOP	RA	66/33/11	1980	1/3/5	3
Krafla spennistöð	KRA	LV	132/11	1977	4/-	2
Lagarfljótsvirkjun	LAG	RA	66/11/6	1975	4/6/1	2
Laxá spennistöð	LAX	LV	66/33/11	1937	10/1/4	6
Laxárvatn spennistöð	LAV	RA	132/33/11	1977	3/4/8	1
Lindarbrekka	LIN	RA	66/11	1985	1/4	1
Ljósafoss spennistöð	LJO	LV	66/11	1937	6/7	2
Mjólka spennistöð	MJO	OV	132/66/33/11	1980	1/4/1/-	2
Neskaupsstaður	NKS	RA	66/11	1994	1/7	1
Ólafsvík	OLA	RA	66/19	1980	1/5	1
Prestbakki spennistöð	PRB	RA	132/19	1984	3/1	1
Rangárvellir spennistöð	RAN		132/66/11	1974	8/8/8	3
Rímakot	RIM	RA	66/33/11	1990	1/5/2	2
Sandskeið spennistöð	SAN		220	1998	1	0
Sauðárkrókur	SAU	RA	66/33/11	1977	3/1/8	2
Selfoss	SEL	RA	66/11	1947	3/9	2
Seyðisfjörður	SEY	RA	66/11	1957	1/9	1
Sigalda spennistöð	SIG	LV	220/132	1977	4/1	1
Silfurstjarnan	SIL	RA	66/11	1992	1/3	1
Steingrímsstöð spennistöð	STE	LV	66/11	1959	1/1	1

Stuðlar	STU	RA	66/11	1980	4/6	1
Sultartangi spennistöð	SUL		220/11	1999	6/-	2
Teigarhorn spennistöð	TEH	RA	132/33/11	2005	3/2/-	1
Varmahlíð spennistöð	VAR	RA	132/66/11	1977	3/1/5	1
Vatnsfell tengivirki	VAF	LV	220	2001	2	2
Vatnshamrar spennistöð	VAT	RA	132/66/19	1976	3/4/6	2
Vegamót	VEG	RA	66/19	1975	4/4	1
Vogaskeið	VOG	RA	66/19	1975	3/6	1
Vopnafjörður	VOP	RA	66/11	1982	1/6	1
Þorlákshöfn	TOR	RA	66/11	1991	1/6	1

## 2. Tengivirki skv. leigusamningum

<b>Hitaveita Suðurnesja</b>						
Fitjar	FIT		132	1990	4	2
Svartsengi	SVA		132	1997	4	2
Vestmannaeyjar	VES		33	2002	2	2
Öldugata	OLD		132	1989	5	2
<b>Orkuveita Reykjavíkur</b>						
A12 (Í byggingu)	A12					
Akranes	AKR		66	1987	4	2
Andakill	AND		66	1974	3	1
Hnoðraholt	AD7		132	1990	4	2
Nesjavellir	NES		132	1998	4	3

RA = Rarik

OV = Orkubú Vestfjarða

HS = Hitaveita Suðurnesja

LV = Landsvirkjun

Viðauki C





# Skammhlaupsafl Afhendingastaða

## C – 1 5 ára áætlun, 2012

Í töflum 1 og 2 er reiknað skammhlaupsafl við mesta og minnsta álag árið 2012 fyrir alla afhendingarstaði Landsnets.

Afhendingarstaður innmötunar	Afhendingar- spenna [kV]	Skammhlaupsafl við mesta álag árið 2012 [MVA]	Skammhlaupsafl við minnsta álag árið 2012 [MVA]
Búrfellsstöð	220	3749	3710
Búrfellsstöð	66	480	482
Sigöldustöð	220	3375	3354
Hrauneyjarstöð	220	3441	3418
Vatnsfellsstöð	220	2942	2927
Sultartangastöð	220	3652	3617
Írafossstöð	132	1155	1151
Steingrímsstöð	66	411	411
Ljósafossstöð	66	473	472
Hellisheiðarvirkjun	220	2723	2667
Nesjavellir	132	1452	1437
Svartsengi	132	955	954
Reykjanesvirkjun	132	980	979
Andakílsvirkjun	66	243	244
Mjólkárvirkjun	66	142	140
Blöndustöð	132	1036	786
Kröflustöð	132	664	652
Laxárstöð	66	193	192
Kárahnjúkavirkjun	220	2788	2786
Lagarfossvirkjun	66	199	198

Tafla 1: Skammhlaupsafl afhendingastaða innmötunar.

Afhendingarstaður útmötunar	Afhendingar-spenna [kV]	Skammhlaupsafl við mesta álag árið 2011 [MVA]	Skammhlaupsafl við minnsta álag árið 2011 [MVA]
Búrfell	11	223	225
Hvolsvöllur	66	218	219
Flúðir	66	254	256
Hella	66	208	210
Rimakot	66	154	155
Vestmannaeyjar	33	80	81
LjósafoSS	11	56	56
Hveragerði	66	274	274
Þorlákshöfn	66	178	178
Selfoss	66	264	264
Rauðavatn	132	1652	1634
Korpa	132	1541	1524
ALCAN	220	2855	2813
Hamranes	132	1394	1386
Öldugata Hafnarfirði	132	1308	1301
Brennimelur	11	179	180
Akranes	66	135	136
Aðveitustöð Járnbendis	220	2088	2071
Aðveitustöð Norðuráls	220	2187	2167
Hnoðraholt	132	1106	1101
Fitjar	132	1073	1071
Svartsengi	132	955	954
Vatnshamrar	66	251	251
Vegamót	66	100	101
Ólafsvík	66	66	67
Vogaskeið	66	75	76
Grundarfjörður	66	57	58
Glerárskógar	132	417	403
Geiradalur	132	301	295

Mjólká	33	107	106
Breiðadalur	66	102	101
Ísafjörður	66	89	88
Bolungarvík	66	89	88
Tálknafjörður	66	99	99
Hrútatunga	132	586	555
Laxárvatn	132	728	621
Blanda	11	726	653
Varmahlíð	11	63	61
Sauðárkrókur	66	83	80
Rangárvellir	66	326	316
Dalvík	66	147	145
Krafla	11	384	380
Laxá	11	28	29
Húsavík	33	40	40
Lindarbrekka	66	108	107
Silfurstjarna	66	90	90
Kópasker	66	73	73
Hryggstekkur	11	0	0
Stuðlar	66	268	267
Eyvindará	66	295	293
Teigarhorn	132	577	578
Hólar	132	512	513
Prestbakki	132	526	526
Eskifjörður	66	245	244
Fáskrúðsfjörður	66	157	157
Neskaupsstaður	66	169	168
Seyðisfjörður	66	193	192
Lagarfoss	66	199	198
Vopnafjörður	66	96	96
Aðveitustöð Fjarðaáls	220	1863	1862

Tafla 2: Skammhlaupsafl afhendingastaða útmötunar.

## C – 2 Langtímaáætlun, 2022

### C – 2.1 Framleiðslufrávik 1

Afhendingarstaður	Afhendingar-spenna [kV]	Frávik <sup>1)</sup> í skammhlaupsafli (%) við álag		
		minna en raforkuspá	skv. raforkuspá	umfram raforkuspá
Þjórsársvæði	220	-4,88%	-3,95%	-8,34%
Sog	132	0,00%	0,05%	0,07%
Stóriðja SV-land	220	1,73%	2,47%	4,49%
Almennt álag SV-land	132	15,80%	19,18%	42,14%
Almennt álag Geitháls	132	0,11%	0,23%	0,38%
Almennt álag Korpa	132	0,09%	0,18%	0,29%
Stóriðja Brennimerur	220	-0,73%	-0,43%	-0,98%
Almennt álag Brennimerur	132	-0,15%	-0,08%	-0,14%
Vatnshamrar	132	-0,09%	-0,04%	-0,06%
Hrútatunga	132	-0,01%	0,01%	0,07%
Laxárvatn	132	0,00%	0,00%	0,04%
Varmahlíð	132	-0,01%	0,00%	-0,03%
Rangárvellir	132	-0,01%	-0,01%	-0,10%
Hryggstekkur	132	-0,01%	-0,01%	-0,38%
Stóriðja Fjarðaál	220	0,00%	0,00%	-0,02%
Teigarhorn	132	-0,03%	-0,02%	-0,48%
Hólar	132	-0,09%	-0,06%	-0,73%
Prestbakki	132	-0,12%	-0,10%	-0,35%

<sup>1)</sup> Frávik miðað við grunntilvik, sjá [töflu ...](#)

Tafla 3: Skammhlaupsafli afhendingastaða. Framleiðslufrávik 1 – álagsaukningu annað 50% með virkjun á Suðurlandi og 50% á Reykjanesi.

## C – 2.2 Framleiðslufrávik 2

Afhendingarstaður	Afhendingar- spenna [kV]	Frávik <sup>1)</sup> í skammhlaupsafli (%) við álag		
		minna en raforkuspá	skv. raforkuspá	umfram raforkuspá
Þjórsársvæði	220	-8,26%	1,27%	-17,16%
Sog	132	0,00%	0,36%	-0,13%
Stóriðja SV-land	220	3,18%	6,41%	4,43%
Almennt álag SV-land	132	31,68%	40,16%	64,31%
Almennt álag Geitháls	132	0,21%	0,88%	0,14%
Almennt álag Korpa	132	0,17%	0,68%	0,11%
Stóriðja Brennimerur	220	-1,26%	1,17%	-2,95%
Almennt álag Brennimerur	132	-0,26%	0,31%	-0,58%
Vatnshamrar	132	-0,15%	0,22%	-0,34%
Hrútatunga	132	-0,02%	0,10%	-0,01%
Laxárvatn	132	-0,01%	0,04%	0,02%
Varmahlíð	132	-0,01%	0,00%	-0,05%
Rangárvellir	132	-0,02%	-0,01%	-0,12%
Hryggstekkur	132	-0,02%	0,02%	-0,37%
Stóriðja Fjarðaál	220	0,00%	0,00%	-0,02%
Teigarhorn	132	-0,05%	0,04%	-0,49%
Hólar	132	-0,15%	0,08%	-0,85%
Prestbakki	132	-0,21%	0,03%	-0,57%

<sup>1)</sup> Frávik miðað við grunntilvik, sjá töflu ...

Tafla 4: Skammhlaupsafli afhendingastaða. Framleiðslufrávik 2 – álagsaukningu annað 100% með virkjun á Reykjanesi.

## C – 2.3 Framleiðslufrávik 3

Afhendingarstaður	Afhendingar- spenna [kV]	Frávik <sup>1)</sup> í skammhlaupsafli (%) við álag		
		minna en raforkuspá	skv. raforkuspá	umfram raforkuspá
Þjórsársvæði	220	-5,45%	-4,64%	-17,51%
Sog	132	-0,18%	-0,15%	-0,25%
Stóriðja SV-land	220	-1,24%	-1,05%	2,10%
Almennt álag SV-land	132	-0,25%	-0,21%	41,67%
Almennt álag Geitháls	132	-0,31%	-0,26%	-0,18%
Almennt álag Korpa	132	-0,24%	-0,20%	-0,14%
Stóriðja Brennimerur	220	-1,32%	-1,13%	-3,44%
Almennt álag Brennimerur	132	-0,93%	-1,03%	-2,64%
Vatnshamrar	132	-0,95%	-1,09%	-2,79%
Hrútatunga	132	-1,02%	-1,25%	-3,29%
Laxárvatn	132	-0,15%	-0,22%	-1,00%
Varmahlíð	132	2,09%	2,38%	3,66%
Rangárvellir	132	9,22%	10,69%	18,35%
Hryggstekkur	132	1,81%	2,09%	3,09%
Stóriðja Fjarðaál	220	0,29%	0,33%	0,52%
Teigarhorn	132	1,54%	1,85%	3,20%
Hólar	132	1,80%	2,24%	4,38%
Prestbakki	132	-0,34%	-0,39%	-1,86%

<sup>1)</sup> Frávik miðað við grunntilvik, sjá töflu ...

Tafla 5: Skammhlaupsafli afhendingastaða. Framleiðslufrávik 3 – álagsaukningu annað 50% með virkjun á Suðurlandi og 50% á NA-landi.

Viðauki B

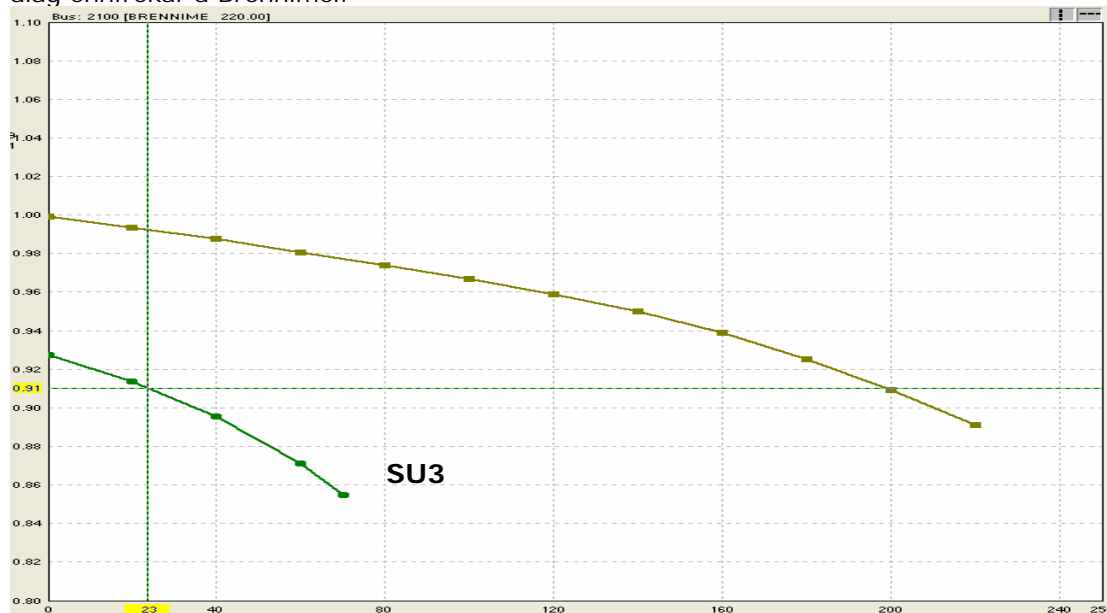




## B PV greining

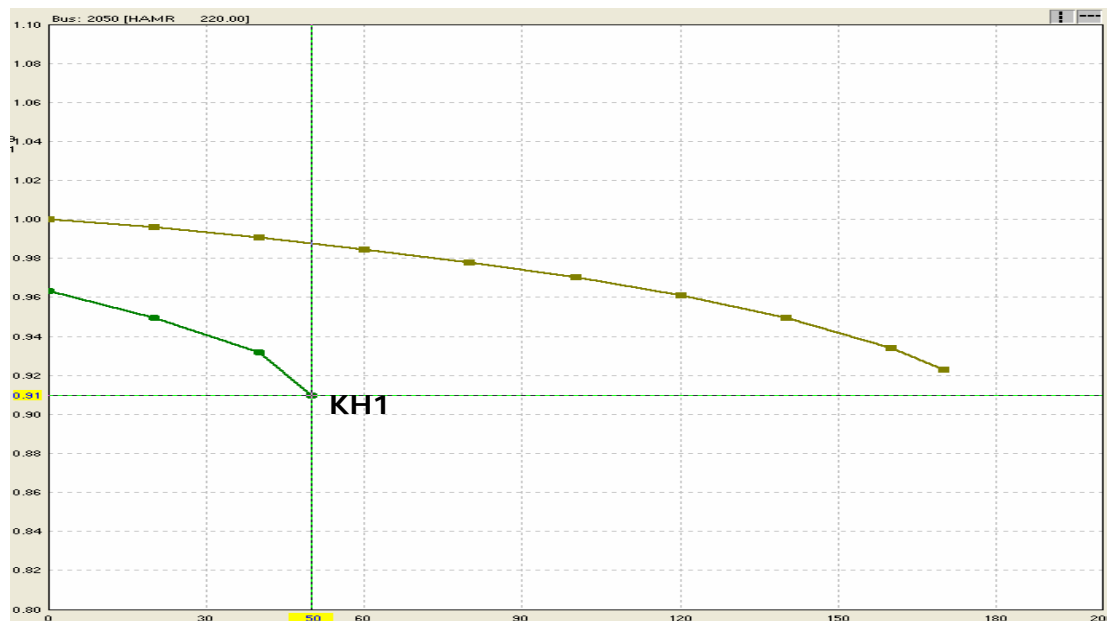
### B.1 SV-landskerfið 132/220kV

Auka má álagið á Brennimel um 23 MW líkt og Mynd 1 sýnir, en við þau mörk er spennan komin niður í 0,91 pu við útleysingu á SU3. Með uppsetningu á raðþétti í SU1 mætti auka álag ennfrekar á Brennimel.



Mynd 1: Spennan á 220 kV teini á Brennimel þegar álagið er aukið umfram hámarksálag 2012 (SU3 versta bilun)

Á Hamranesi má auka álag um 50 MW, en við þau mörk er spennan komin niður í 0,91 pu en líkt og sjá má á Mynd 2 er spennufall orðið mikið við litla álagsaukningu og nær kerfið ekki samleitni við frekari álagsaukningu, því er ekki æskilegt að auka álagið á Hamranesi um alveg 50 MW. Með því að klára byggingu Búrfellslínu 3, BÚ3, sem 400 kV línu sem áfram er rekin á 220 kV má auka álagsaukningu um allt að 70 MW.



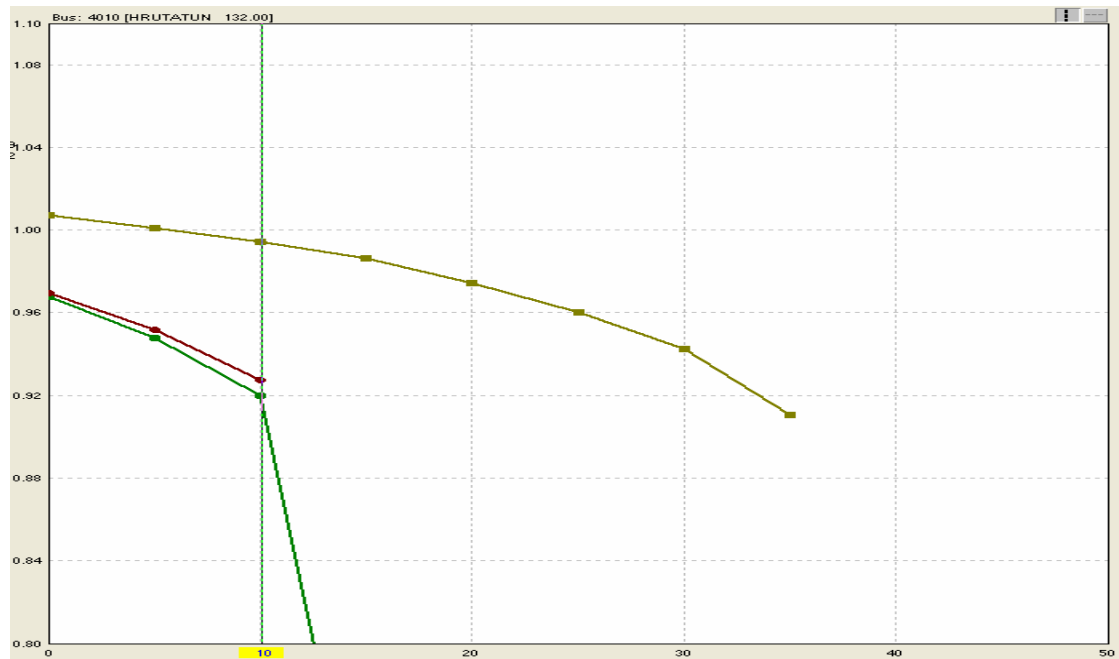
Mynd 2: Spennan á 220 kV teini á Hamranesi þegar álagið er aukið umfram hámarksálag 2012 (KH1 versta bilun)

Á Geitháls er helsta útmötun fyrir höfuðborgarsvæðið, og því lýsir Mynd 3 þeim aðstæðum í kerfinu komi til enn frekari aukning á almennu álagi á höfuðborgarsvæðinu. Auka má álagið á Geithálsi um 40 MW, en með frekari aukningu á álagi nær kerfið ekki samleitni.

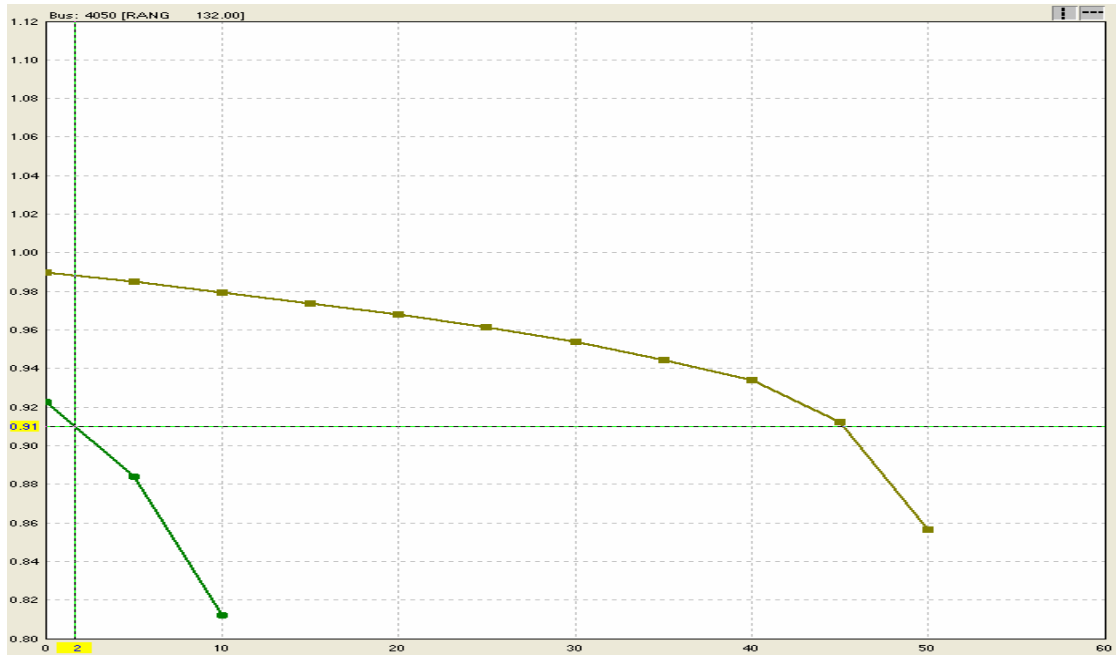


Mynd 3: Spennan á 220 kV teini á Geithálsi þegar álagið er aukið umfram hámarksálag 2012 (KH1 versta bilun)

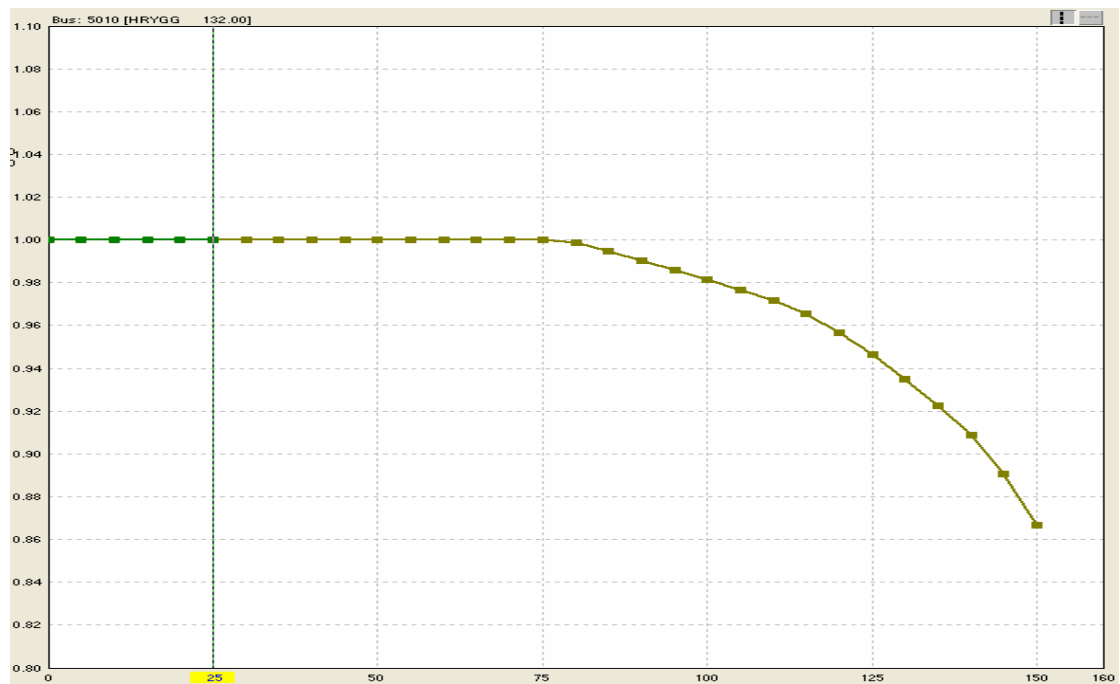
## B.2 Byggðalínuhringurinn 132 kV



Mynd 4: Spennan á 132 kV teini í Hrutatungu þegar álagið er aukið umfram hámarksálag 2012 (BL1 og LV1 verstu bilanir)



Mynd 5: Spennan á 132 kV teini á Rangárvöllum þegar álagið er aukið umfram hámarksálag 2012 (KR1 versta bilun)



Mynd 6: Spennan á 132 kV teini á Hryggstekk þegar álagið er aukið umfram hámarksálag 2012 (FL2 versta bilun)



Viðauki A



# Forsendur

## Frekari þróun flutningskerfisins

**Í 9. gr raforkulaga nr. 65/2003 frá 27. mars 2003, sem tóku gildi 1. júlí það ár, stendur:**

„Skyldur flutningsfyrirtækisins.

Flutningsfyrirtækið skal byggja flutningskerfið upp á hagkvæman hátt að teknu tilliti til öryggis, skilvirkni, áreiðanleika afhendingar og gæða raforku. Fyrirtækið hefur eitt heimild til að reisa ný flutningsvirki.

Leyfi ráðherra þarf ef reisa á línur sem flytja raforku á 66 kV spennu eða hærri. Ráðherra getur bundið leyfið skilyrðum er lúta að þeim atriðum sem greinir í 1. mgr. auk skilyrða er lúta að umhverfisvernd og landnýtingu.

Í rekstri flutningskerfisins felst m.a. að:

1. Tengja alla þá sem eftir því sækjast við flutningskerfið, enda uppfylli þeir tæknileg skilyrði fyrir því og greiði tengigjald samkvæmt ákvæðum í gjaldskrá, sbr. 12. gr. Þó er heimilt að synja nýjum aðilum um aðgang að flutningskerfinu á grundvelli sjónarmiða um flutningsgetu, öryggi og gæði kerfisins. Synjun skal vera skrifleg og rökstudd.
2. Útvega rafmagn í stað þess sem tapast í kerfinu.
3. Útvega launafli fyrir kerfið til að nýta flutningsgetu og tryggja spennugæði.
4. Tryggja áreiðanleika í rekstri kerfisins.
5. Sjá til þess að fyrir liggja spá um raforkuþörf og áætlun um uppbyggingu flutningskerfisins.

Flutningsfyrirtækið ber ábyrgð á öruggri stýringu raforkukerfisins og skal tryggja öryggi og gæði við raforkuafhendingu. Í slíkri kerfisstjórnun felst m.a. að:

1. Stilla saman raforkuvinnslu og raforkuþörf svo að hægt sé að mæta frávikum milli umsaminna kaupa og raforkunotkunar, sem og að gera samninga við vinnslufyrirtæki í þessu sambandi.
2. Tryggja nægjanlegt framboð reiðuafli við rekstur kerfisins.
3. Ákvarða notkunarferla þar sem aflmæling fer ekki fram.
4. Mæla það rafmagn sem afhent er inn á og út af flutningskerfinu í samræmi við reglugerð þar að lútandi, halda utan um mælingar og skila gögnum til viðkomandi aðila svo að unnt sé að gera upp viðskipti með raforku.
5. Veita stjórnvöldum, viðskiptavinum og almenningi upplýsingar sem nauðsynlegar eru við mat á því hvort fyrirtækið fullnægi skyldum sínum og til að tryggja jafnræði í viðskiptum með raforku.

Flutningsfyrirtækið skal í samráði við raforkufyrirtæki setja reglur um kerfisstjórnunina sem ráðherra staðfestir. Í reglunum skal m.a. kveðið nánar á um þau atriði sem tilgreind eru í 1.–5. tölul. 4. mgr.

Flutningsfyrirtækið skal hafa aðgang að öllum upplýsingum hjá vinnslufyrirtækjum, dreifiveitum og raforkusölum sem nauðsynlegar eru til að það geti rækt hlutverk sitt.



Flutningsfyrirtækið skal gæta jafnræðis við starfrækslu sína og trúnaðar um upplýsingar er varða viðskiptahagsmuni og aðrar þær upplýsingar sem sanngjarnt er og eðlilegt að leynt fari.

Ef ófyrirséð og óviðráðanleg atvik valda því að framboð raforku fullnægir ekki eftirspurn ber flutningsfyrirtækinu að grípa til skömmtunar raforku til dreifiveitna og notenda. Við skömmtun skal gæta jafnræðis og byggja á málefnalegum sjónarmiðum sem nánar skulu útfærð í reglugerð.

Ráðherra skal í reglugerð1) setja nánari ákvæði um hlutverk og starfsemi flutningsfyrirtækisins, kerfisstjórnun og tengingu virkjana við flutningskerfið.

1)Rg. 511/2003, rg. 513/2003."

### **Jafnframt kemur fram í 12. grein:**

„Gjaldskrá.

Flutningsfyrirtækið skal setja gjaldskrá vegna þjónustu sinnar í samræmi við tekjumörk sem Orkustofnun ákveður, sbr. 2. mgr., og kröfur um uppbyggingu gjaldskrárinnar, sbr. 3. mgr. Tveimur mánuðum áður en gjaldskráin á að taka gildi skal hún send Orkustofnun. Flutningsfyrirtækið skal birta gjaldskrána opinberlega.

Orkustofnun skal árlega ákveða tekjumörk flutningsfyrirtækisins út frá eftirfarandi viðmiðum:

1. Kostnaði sem tengist starfsemi fyrirtækisins, þ.m.t. kostnaði vegna viðhalds, afskrifta á nauðsynlegum eignum til reksturs kerfisins, leigukostnaði vegna flutningsvirkja, kostnaði við orkutöp, almennum rekstrarkostnaði og kostnaði við kerfisstjórnun.
2. Arðsemi flutningsfyrirtækisins skal að jafnaði vera 2% eða hærri en þó ekki hærri en tveimur prósentustigum yfir markaðsávöxtun óverðtryggðra ríkisskuldabréfa til fimm ára eða sambærilegra verðbréfa. Arðsemi reiknast sem hlutfall hagnaðar fyrir fjármunatekjur, fjármagnsgjöld og skatta (EBIT) og bókfærðs verðs fastafjármuna.
3. Hagræðingarkröfu sem skal taka mið af eðlilegum kostnaði samkvæmt mati Orkustofnunar að teknu tilliti til þeirrar þjónustu sem fyrirtækið veitir.
4. Komi í ljós að arðsemi hjá fyrirtækinu síðastliðin þrjú ár er utan þeirra marka sem fram koma í 2. tölul. skal taka tillit til þess við gerð gjaldskrár á næsta ári.

Gjaldskráin skal byggð upp á eftirfarandi hátt:

1. Skilgreina skal gjald fyrir tengingu við flutningskerfið og gjald fyrir mötun og úttekt í hverjum tengipunkti flutningskerfisins. Sama gjaldskrá skal gilda fyrir mötun í öllum tengipunktum flutningskerfisins og fyrir úttekt í öllum tengipunktum meginflutningskerfisins. Þó skal taka tillit til afhendingaröryggis. Gjald fyrir úttekt í öðrum hlutum flutningskerfisins skal metið út frá eðlilegum kostnaði, sbr. 1. tölul. 2. mgr., vegna viðkomandi flutningsvirkja og afhendingaröryggis, auk kostnaðar í viðkomandi tengipunkti meginflutningskerfisins.
2. Einstakir notendur sem tengjast flutningskerfinu skulu njóta betri kjara ef þeir sýna fram á að viðskipti þeirra leiða eða hafa leitt til hagkvæmari uppbyggingar og nýtingar kerfisins.

Standi væntanlegar tekjur vegna nýs viðskiptavinar ekki undir eðlilegum stofn- eða rekstrarkostnaði er heimilt að krefja hann um greiðslu viðbótarkostnaðar. Sama á við hafi forsendur viðskipta breyst verulega.

Í reglugerð skal setja frekari ákvæði um tekjumörk, viðskiptaskilmála og gjaldskrá, þ.m.t. um afskriftareglur, arðsemismarkmið og kröfur um hagræðingu.”

Hagrænar og að hluta til tæknilegar forsendur fyrir uppbyggingu flutningskerfisins eru samkvæmt þessu lagðar til af löggjafanum. Eignastýring hefur jafnframt sett sér markmið um að flutningskerfið og þróun þess skuli miðast við eftirfarandi:

- Að það styðji skilvirka raforkuframleiðslu og rekstur raforkukerfisins í heild til að geta mætt þörfum viðskiptavina um allt land
- Að það geti staðist áraun vegna bilana í raforkuframleiðslu eða í flutningskerfi.
- Að það sé sveigjanlegt með tilliti til stækkana og endurbóta.
- Að fylgt sé lögum og reglum, s.s. um umhverfis- og skipulagsmál, sem meðal annars kveða á um hvernig samfélagið skuli virkjað til ákvörðunartöku.
- Að leitað tækifæra til að ná fram hagræðingu, minnka orkutöp og auka afhendingaröryggi.

## Hagrænir þættir

Hagrænir þættir ráða miklu varðandi þróun flutningskerfisins, en tímasetningar taka einkum mið af eftirfarandi:

- Stofn- og fjármagnskostnaði<sup>1</sup> búnaðar, þ.á.m. af fasteignum, hönnun og verkefnastjórnun.
- Rekstrar- og viðhaldskostnaði, líftíma búnaðar.
- Kostnaði vegna hugsanlegs tjóns samkvæmt áhættumati.
- Ávinningi af samtengingu svæða.
- Sparnaði vegna staðbundinnar orkuframleiðslu.
- Áætluðum kostnaði vegna óafhentrar orku

Einnig getur mat á öðrum atriðum haft áhrif á tímasetningu og val aðgerða.

Í vissum tilvikum þegar kostnaður er mikill getur verið erfitt að færa hagræn rök fyrir úrbótum sem miða að því að auka áreiðanleika orkuafhendingar. Þetta kann að þýða að hagkvæmara sé að greiða sektir vegna orku sem ekki er afhent á gefnu tímabili frekar en að byggja ný mannvirki. Þó skal þess gætt að ekki sé gengið á ímynd Landsnet.

Sé um meiri háttar fjárfestingu að ræða er unnin áhættugreining og hún notuð við ákvörðunartöku.

---

<sup>1</sup> Sbr. Kostnaðarlíkan Landsvirkjunar útg. 3.1

## Umhverfispætti

Lög um mat á umhverfisáhrifum og umhverfisstefna Landsnets gera kröfur um að tekið sé tillit til umhverfispátta og hagsmuna samfélagsins við gerð áætlana um uppbyggingu og rekstur flutningskerfisins.

Lögin gera ráð fyrir verulegri opinberri kynningu til að finna þann kost sem samfélagið og Landsnet geta helst sameinast um.

Meðal þeirra umhverfispátta sem taka þarf tillit til eru samfélagsleg og sjónræn áhrif ásamt áhrifum á dýr og gróður.

Kostnaði og umhverfisáhrifum er haldið í lágmarki með því að:

- Leitast við að staðsetja nýja tengipunkta þar sem línur eru þegar fyrir hendi .
- Stækka spennistöðvar í rekstri
- Auka flutningsgetu núverandi flutningslína

# Áætlanagerð

## Aðferðafræði greininga

Til að koma til móts við raforkuþörf einstakra landssvæða er nauðsynlegt að orku- og aflþörf sé áætluð miðað við hvern tengipunkt (aflkröfu m.v. orkusþá). Þetta leggur grunninn að ákvörðunum um stækkun netsins. Einnig er tekið tillit til hugsanlegra stórnotenda.

Yfirleitt er ekki þörf á að gera umfangsmikla kostnaðargreiningu til að finna hagkvæmasta flutningskostinn þar sem hann er oftast nokkuð augljós að teknu tilliti til notkunarstaðar, umhverfissjónarmiða og almennrar hagkvæmni.

## Samráð við viðskiptavini flutningskerfisins

Í því rekstrarumhverfi sem nú er við lýði á visst samráð sér stað milli aðila til að ákveða úrbætur í kerfinu. Á þetta bæði við um almenningsveitur og stórnotendur. Í nýju rekstrarumhverfi munu hagsmunaaðilar markaðarins ráða að mestu um ákvörðun nýrra mannvirkja og mun samráð við þá aukast.

# Grundvöllur áætlanagerðar

Við gerð langtímaáætlunar árið 1996 var lögð áhersla á að skilgreina þær hönnunarforsendur sem notaðar yrðu á næstu misserum hjá Landsvirkjun. Þessar áætlanir eru í sífelldri endurskoðun. Hér á eftir fer samantekt á helstu hönnunarforsendum flutningskerfisins. Til stendur að endurskoða þær. Við endurskoðun verður m.a. litið til reynslu annarra þjóða vegna markaðsvæðingar í raforkugeiranum.

## Helstu hönnunarforsendur flutningskerfisins

Þær tillögur að hönnunarforsendum sem unnið hefur verið eftir síðan 1996 miða að því að tryggja svipað afhendingaröryggi í flutningskerfinu um allt land. Þó mun ekki vera unnt að tryggja að afhending til Vestfjarða í Mjólka verði sambærileg þar sem þangað liggur einungis ein lína. Í forsendunum er skilgreind lágmarksgeta kerfisins gagnvart truflunum í flutningskerfinu. Einnig er mikilvægt að staðið sé þannig að rekstri flutningskerfisins að meginmarkmið um afhendingaröryggi náist.

Hönnunarforsendur eiga að tryggja tæknileg gæði orkunnar á afhendingarstað. Með tæknilegum gæðum er átt við:

- Að spenna sé innan viðmiðunarmarka á afhendingarstað á hverjum tíma.
- Að tíðni kerfisins sé innan viðmiðunarmarka á hverjum tíma.
- Að yfirtónar séu innan viðmiðunarmarka á afhendingarstað á hverjum tíma.
- Að áhrif truflana séu gerð eins staðbundin og unnt er.

Helstu hönnunar- og hermunarforsendur eru eftirfarandi:

- Kerfið þarf að þola bilun á einni einingu, rafala, spennu eða flutningslínu, án þess að truflun verði á orkuafhendingu á mesta álagstíma.
- Tvær samtíma bilanir af sömu ástæðu, t.d. truflanir á samsíða línunum vegna veðurs, mega einungis leiða til svæðisbundinna áhrifa.
- Stefnt skal að því að fyrir afhendingarstaði, þar sem aðflutningur raforku er úr tveimur eða fleiri áttum, verði eftirfarandi skilyrðum fullnægt:
  - Fjöldi fyrirvaralausra truflana, sem vara lengur en eina mínútu, og valda forgangskuskerðingu skulu ekki vera fleiri en ein á ári að meðaltali síðustu þrjú árin.
  - Samanlagður meðalskerðingartími (straumleysismínútur) forgangskuskerðingu á sérhverjum afhendingarstað Landsnets skal ekki vera lengri en ein og hálf klukkustund (90 mínútur) yfir árið.
  - 90 % eða meira af öllum fyrirvaralausum truflunum, sem valda skerðingu á forgangskuskerðingu skulu vara skemur en 400 mínútur.
  - Straumleysismínútur á heildarkerfinu vegna annarra orsaka en veðurs skulu ekki vera fleiri en 30 á ári.

Ef eining fer úr rekstri vegna bilunar skal kerfisreksturinn endurskipulagður innan ákveðins tíma til að koma honum inn fyrir þau öryggismörk sem gilda í slíku tilfalli.

Hvert verkefni er metið sér. Tekið er tillit til m.a. hagrænna þátta og áreiðanleika.

Helstu hagrænu áhrifin eru flutningsgeta, verðmæti ekki afhentar orku og flutningstöp. Þau eru reiknuð út fyrir líftíma verkefnisins.

## Stækkun tengivirkja fyrir einstaka viðskiptavini

Þar sem viðskiptavinur óskar eftir nýju úttaki í aðveitustöð í rekstri og möguleiki er til stækkunar, er í flestum tilfellum hægt að verða fljótt við slíkum óskum.

## Áætlanir varðandi flutningskerfið

Yfirleitt líður langur tími frá því að sjá má fyrir þörf á framkvæmd innan flutningskerfisins og þar til hún er tekin í notkun. Þetta er að hluta til vegna hinnar miklu undirbúningsvinnu sem þarf að fara fram, eins og tæknileg hönnun, mat á umhverfisáhrifum o.s.frv.

Staðarval verður framkvæmt í náinni samvinnu Landsnets, viðkomandi viðskiptavinar, yfirvalda og samfélagsins.

## Samningar við stórnotendur

Í samningum milli þeirra er tengjast flutningskerfinu og rekstraraðila netsins koma fram tæknilegar kröfur sem aðilar verða að uppfylla.

Viðauki F

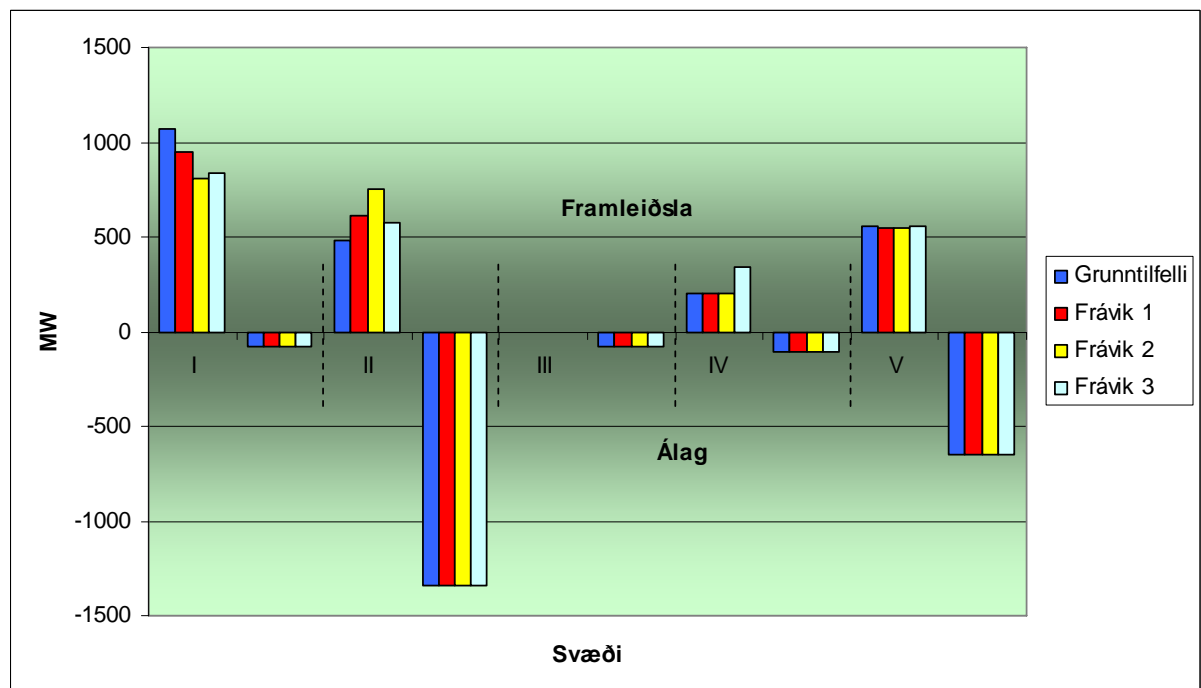




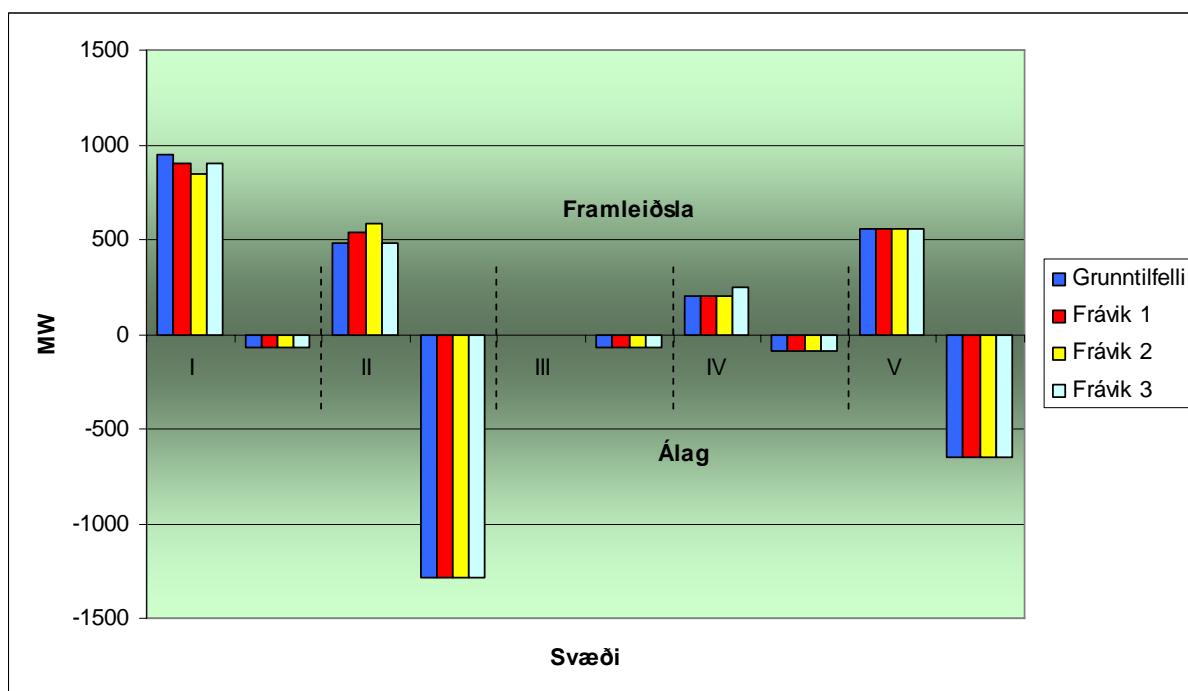
# Langtímaáætlun – Skipting framleiðslu og álags eftir svæðum og lestun lína í 220 kV og 132 kV kerfunum

## F – 1 Framleiðsla og álag eftir svæðum

Hér eru myndir sem sýna skiptingu framleiðslu og álags eftir svæðum fyrir álagsaukningu umfram raforkuspá og minni en raforkuspá.



Mynd F.1-1: Framleiðsla og álag eftir svæðum við álagsaukningu umfram raforkuspá. Ár 2022.

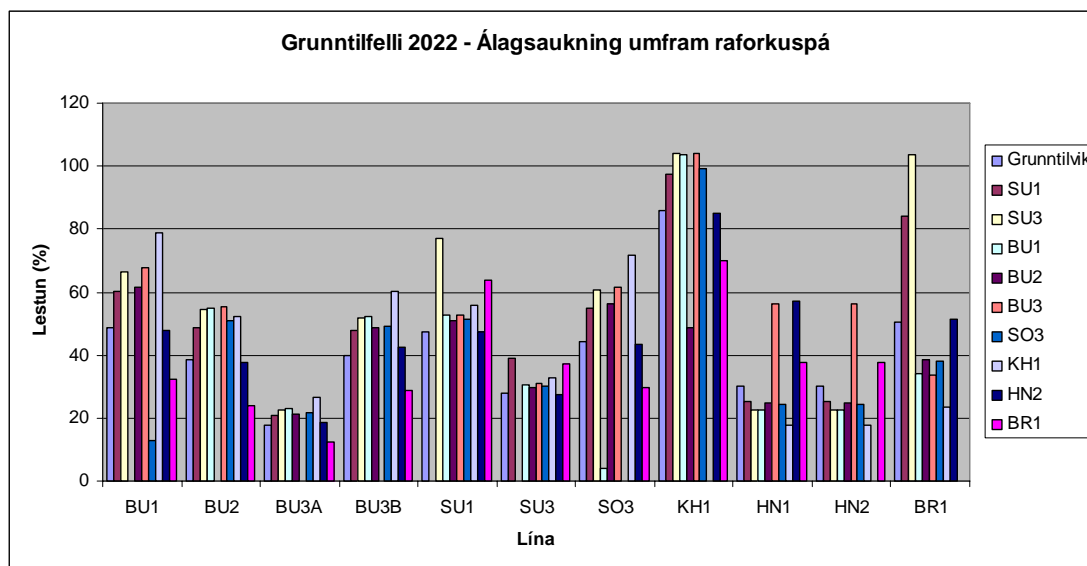


Mynd F.1-2: Framleiðsla og álag eftir svæðum við álagsaukningu minni en raforkuspá. Ári 2022.

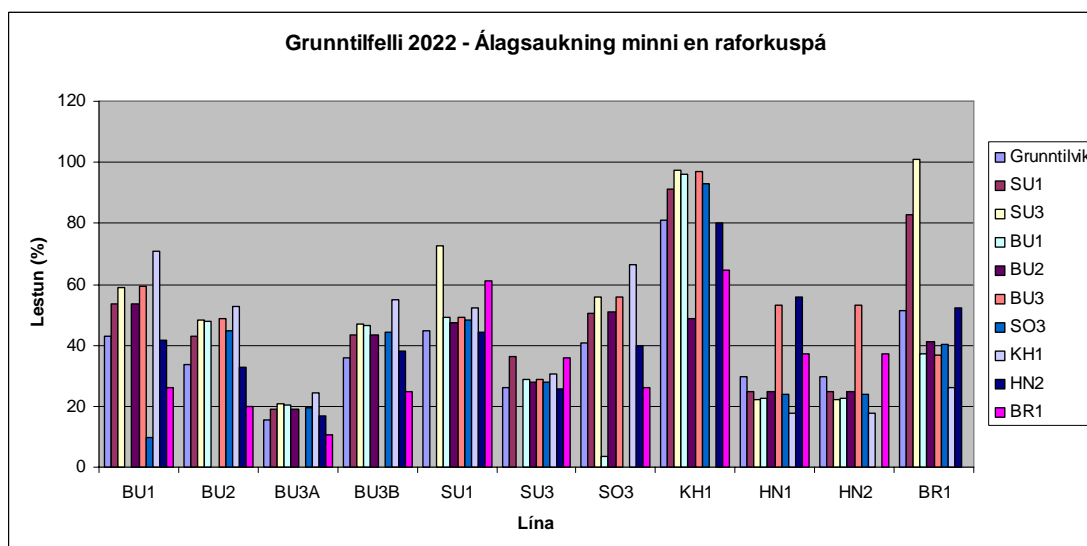
## F – 2 Lestun lína í bilanatilvikum

Hér eru myndir sem sýna lestun helstu lína (í 220 kV og 132 kV kerfunum) í bilanatilfellum, miðað við álagsaukningu umfram raforkuspá og minni en raforkuspá.

220 kV kerfi

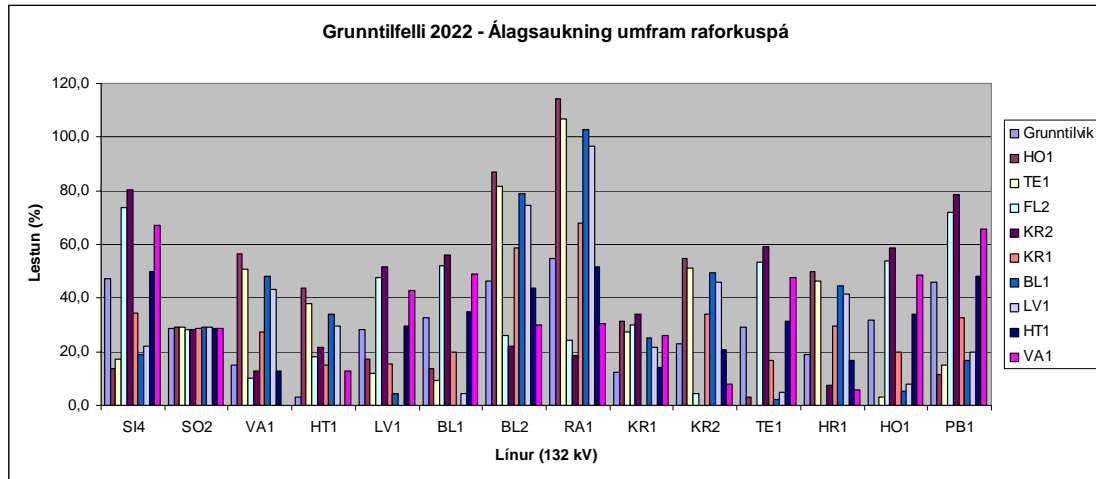


Mynd F.2-1: Lestun 220 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grunntilfelli (skv. töflu Error! Reference source not found.) og álagsaukning umfram raforkuspá.

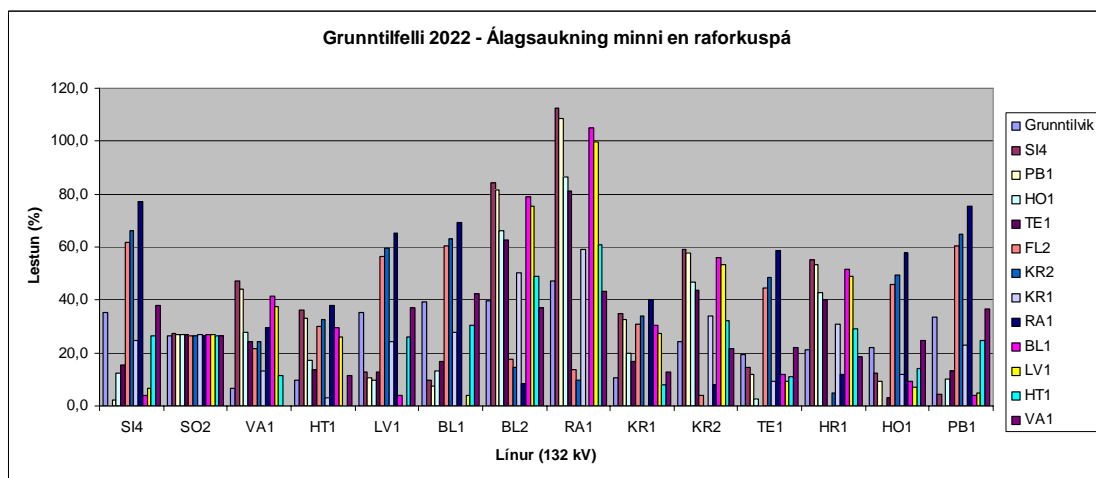


Mynd F.2-2: Lestun 220 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grunntilfelli (skv. töflu Error! Reference source not found.) og álagsaukning minni en raforkuspá.

## 132 kV kerfi



**Mynd F.2-3: Lestun 132 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grunntilfelli (skv. töflu Error! Reference source not found.) og álagsaukning umfram raforkuspá.**



**Mynd F.2-4: Lestun 132 kV lína í kerfi Landsnets árið 2022 við truflanir. Grunntilfelli (skv. töflu Error! Reference source not found.) og álagsaukning minni en raforkuspá.**

Viðauki G



