ÞJÓÐHAGSLEGT GILDI UPPBYGGINGAR FLUTNINGSKERFIS LANDSNETS

Júní 2013

Jón Vilhjálmsson

Friðrik Már Baldursson

SKÝRSLA - UPPLÝSINGABLAÐ

Titill skýrslu Þjóðhagslegt gildi uppbyggingar flutningskerfis Landsnets		**Tegund skýrslu**	
Verkheiti Virði uppbyggingar flutningskerfisins		**Verkkaupi** Landsnet	
Verkefnisstjóri - Efla Jón Vilhjálmsson	**Verkefnisstjóri / fulltrúi verkkaupa** Guðmundur Ingi Ásmundsson		
Höfundar Jón Vilhjálmsson, Efla Friðrik Már Baldursson, HR	**Skýrslunúmer**	**Verknúmer** 2509_308	**Fjöldi síðna**
Útdráttur Í þessari skýrslu er reynt að meta hve mikils virði það er fyrir þjóðfélagið að halda áfram uppbyggingu flutningskerfisins til að hægt sé að anna álagsaukningu næstu ára og áratuga hringinn í kringum landið.			
Lykilorð Uppbygging flutningskerfis raforku, þjóðhagslegur kostnaður			
Staða skýrslu ☐ Í vinnslu ☐ Drög til yfirlestrar ☒ Lokið	**Dreifing skýrslu og upplýsingablaðs** ☒ Opin ☐ Dreifing með leyfi verkkaupa ☐ Trúnaðarmál		

Útgáfusaga

Nr.	Höfundur		Rýnt		Samþykkt	
	Nafn	Dags.	Nafn	Dags.	Nafn	Dags.
0.9	Jón Vilhjálmsson og Friðrik Már Baldursson	24.06.2013	Kolbrún Reinholdsdóttir	24.06.2013	Jón Vilhjálmsson	25.06.2013
1.0						
1.0						

YFIRLIT

Flutningskerfi raforku á Íslandi er að stórum hluta komið til ára sinna, sérstaklega kerfið utan suðvesturhorns landsins. Raforkukerfi annarra landshluta er tengt saman með byggðalínunni sem lögð var á áttunda og níunda áratugi síðustu aldar og er því orðin rúmlega 30 ára gömul. Tilkoma byggðalínunnar var mikið framfaraskref í raforkumálum landsins og opnaði hún fyrir möguleika á að virkja víða um land og nýta orkuna hvar sem er á landinu sem hefur leitt af sér hagkvæmari uppbyggingu raforkuvinnslu en annars hefði orðið. Löng lína eins og byggðalínan og með tiltölulega lága spennu hefur takmarkaða flutningsgetu. Samhliða vexti raforkumarkaðarins á undanförnum áratugum hefur álag á línuna vaxið og er nú svo komið að hún er nánast fulllestuð.

Frá byggðalínukerfinu liggja svæðakerfi sem flytja orkuna til dreifikerfa raforku. Þessi kerfi eru yfirleitt á 66 kV spennu og eru komin til ára sinna. Þau eru því einnig þungt lestuð og geta ekki annað aukinni notkun á svæðunum sem þau þjóna. Landsnet er að vinna í uppbyggingu þessara kerfa en í sumum tilvikum er takmörkuð hjálp í þeirri uppbygging þar sem byggðalínukerfið getur yfirleitt ekki aukið aðflutning til svæðanna.

Í þessari skýrslu er reynt að meta hve mikils virði það er fyrir þjóðfélagið að halda áfram uppbyggingu flutningskerfisins til að hægt sé að anna álagsaukningu næstu ára og áratuga hringinn í kringum landið. Horft er eingöngu á almenna markaðinn og reiknað með óbreyttri notkun orkufreks iðnaðar til lengri tíma litið sbr. raforkuspá orkuspárnefndar. Lagt er mat á ýmsa kostnaðarþætti sem kæmu til ef kerfið yrði ekki byggt upp áfram svo sem:

- Kostnað vegna skertrar afhendingar þar sem kerfið annar ekki notkuninni.
- Kostnað vegna skertrar afhendingar raforku til að koma í veg fyrir spennuvandamál.
- Kostnaður vegna skerðingar á framleiðslu virkjana vegna takmarkaðarar flutningsgetu.
- Kostnað vegna rekstrartruflana.
- Kostnaður við aukin töp í kerfinu vegna mikillar lestunar flutningsvirkja.

Mat á öllum þessum kostnaðarþáttum er umdeilanlegt en almennt er það fremur varfærið í þessari skýrslu. Sérstaklega má nefna að erfitt er að meta takmörkun í orkuvinnslu þar sem flöskuhálsar í flutningskerfinu geta haft áhrif á virkjanauppbyggingu og leitt af sér lakari nýtingu virkjana en ella og dýrari fjárfestingar heldur en raun væri ef engar takmarkanir væru í kerfinu. Ekki er hér fjallað um kostnað við að halda við núverandi kerfi sem er komið til ára sinna og mun kalla á aukið viðhald á næstu áratugum. Ef sá kostnaður væri tekinn með myndi ávinningur af uppbyggingu kerfisins aukast.

Inn í þetta fjárhagslega mat vantar ýmsa þætti sem erfitt er að meta til fjár svo sem:

- Áhrif þess á byggðaþróun að ekki sé hægt að anna auknu álagi á afmörkuðum svæðum á landinu.
- Mikilvægi öflugs flutningskerfis ef upp koma alvarlegar náttúruhamfarir.

Hér að aftan er fjallað almennt um þessa þætti en þeir koma ekki inn í fjárhaglega matið.

Í töflu 1 er sýndur heildarkostnaður til ársins 2040 vegna þess að óbreytt flutningskerfi annar ekki notkuninni á landinu. Sýnd eru þrjú tilvik eða miðtilvikið sem á að sýna líklegustu þróunina, hátilvik og lágtilvik. Er þetta gert til að meta næmni reikninganna við breyttum forsendum. Þetta er kostnaður umfram þann sem væri í kerfi án takmarkana þar sem lítill slíkur kostnaður væri til staðar. Þar er þó gert ráð fyrir kostnaði vegna rekstrartruflana þar sem ómögulegt er að koma alfarið í veg fyrir slíkt en hann er þá lægri en í óbreyttu flutningskerfi. Einnig er sýnd sú árlega upphæð sem gefur sama núvirði. Ef horft er á öll tilvikin er meðalkostnaður á ári á bilinu 2.700 til 10.000 Mkr./ári. Frekari sundurgreining á þessum niðurstöðum er að finna í kafla 8 hér að aftan.

Tafla 1 Heildarkostnaður þjóðfélagsins til ársins 2040 ef flutningskerfi raforku verður ekki eflt umfram kostnað við kerfi án takmarkana.

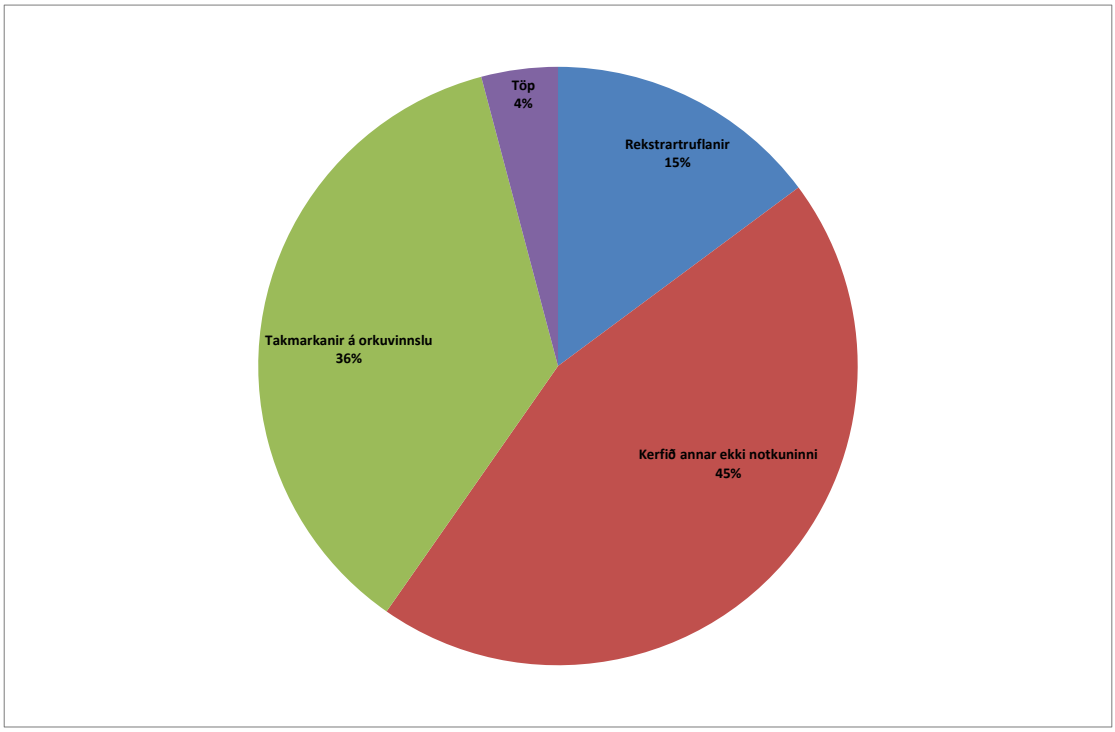
	Lágtilvik Mkr.	Miðtilvik Mkr.	Hátilvik Mkr.
Núvirði kostnaðar umfram fullkomið kerfi	36.000	86.000	144.000
Meðal árleg fjárfesting sem gefur sama núvirði	2.600	5.800	8.700
Meðalkostnaður á ári	2.700	6.100	10.000

Á mynd 1 er sýnt hvernig þessi kostnaður skiptist niður á þættina sem nefndir eru hér að framan og eru þetta tölurnar fyrir miðtilvikið.

Eins og sést í töflunni er verulegur munur á milli þessara tilvika og stafar munurinn mest af mismunandi forsendum hvað varðar þróun raforkunotkunar. Sá þáttur er byggður á spám orkuspárnefndar sem reynst hafa vel undanfarna áratugi. Í þessum tilvikum er horft á lág-, mið- og háspá orkuspárnefndar. Þar sem raforkunotkun er mismunandi í þessum tilvikum þarf að breyta tímasetningum nýrra virkjana í samræmi við breytta álagsþróun og þá getur staðsetning virkjana haft mikil áhrif á kostnað. Líklega mun því óbreytt flutningkerfi hamla vexti raforkunotkunar þar sem þjóðfélagslegur kostnaður vegna takmarkana í flutningskerfinu vex hratt með auknu

álagi á raforkukerfið. Þetta mun valda minni hagvexti en yrði ef ekki væru takmarkanir í flutningskerfinu og hafa áhrif á byggðaþróun.

Töp við flutning raforku fara hratt vaxandi með auknu álagi á raforkukerfið og sem dæmi jukust töp tæp 20% á fyrstu mánuðum ársins þegar flytja þurfti aukna orku til Austurlands. Þó svo að töpin séu ekki stór hluti á mynd 1 þá þarf að hafa í huga að það þarf aukna raforkuvinnslu til að anna þessum töpum.



Mynd 1 Skipting kostnaðar þjóðfélagsins vegna takmarkana í flutningskerfi raforku ef það verður ekki byggt frekar upp. Kostnaður umfram það sem væri í kerfi án takmarkana.

Flutningskerfið hindrar að hægt sé að virkja jarðvarma eða vatnsorku til almennrar nota á ákveðnum svæðum á landinu þar sem flutningskerfið annar ekki nema litlum hluta vinnslu nýrra meðalstórra virkjana. Takmarkanir í flutningum milli landshluta leiða af sér að virkja þarf í smáum stökkum á ákveðnum svæðum til að hægt sé að anna orkueftirspurn. Samkeyrsla virkjana er þá erfið og hvert svæði þarf að tryggja raforkuvinnslu til að anna notkun á svæðinu sem mun leiða af sér vinnslugeta verður meiri en þörf væri á ef ekki væru neinar flutningstakmarkanir. Slíkt kerfi mun því kalla á meiri kostnað við orkuvinnslu og lakara afhendingaröryggi en samtengt kerfi án takmarkana. Með því að byggja ekki frekar upp flutningskerfið má því segja að ástand raforkukerfisins sé farið að nálgast það sem var fyrir um 40 árum síðan þegar hér voru mörg eyjakerfi sem hvert fyrir sig þurfti að virkja til að anna álaginu á

svæðinu. Ef miklar takmarkanir verða í flutningskerfinu á næstu árum mun það einnig torvelda samkeppni á raforkumarkaði og því leiða af sér hærra raforkuverð en ella. Einnig mun óbreytt kerfi vera veruleg hindrun hvað varðar þróun byggðar.

Út frá því sem hér er komið fram má segja að ef ekki verður farið í frekari uppbyggingu raforkuflutningskerfis landsins mun það á næsta árum leiða af sér ýmsa erfiðleika hjá raforkunotendum svo sem:

1) Aukna orkuvinnslu með olíu svo sem í fiskimjölsverksmiðjum og hjá kyntum hitaveitum.
2) Aukna notkun dísilstöðva við raforkuvinnslu.
3) Tíðara rafmagnsleysi hjá notendum en nú er.
4) Lakari hagkvæmni nýrra virkjana en verið hefur vegna aukinna takmarkana á mötun inn á flutningskerfið.
5) Aukin töp við flutning raforku.
6) Að ýmsir virkjanakostir munu ekki koma til greina þar sem flutningskerfið getur ekki flutt orku frá þeim.
7) Frekari flutninga fólks frá dreifbýlum svæðum á landinu til stærstu þéttbýlissvæðanna vegna takmarkaðs aðgengis að raforku.
8) Að verð á raforku muni líklega hækka þar sem flutningstakmarkanir torvelda samkeppni.

Ef frekari uppbygging á iðnaðarstarfsemi sem byggir á nýtingu raforku kemur til á næstu áratugum mun það leiða af sér styrkingu flutningskerfisins sem að öllum líkindum mun nýtast almenna markaðinum. Virkjanir í orkunýtingarflokki samkvæmt samþykktri þingsályktun frá Alþingi þurfa að nýtast aukinni almennri notkun auk þess sem þær geta nýst slíkri iðnaðarstarfsemi. Skoðað er hér það tilvik að orkugeta nýrra virkjana, umfram það sem fer til að anna almenna markaðinum, sé nýtt í nýjum iðnfyrirtækjum. Slík starfsemi gæti skilað um 26-60 milljarða virðisauka á ári sem mundi m.a. fara í laungreiðslur til starfsfólks og skila þjóðfélaginu verulegum ávinningi. Slíkt mundi skila auknum tekjum til Landsnets sem gætu staðið undir fjárfestingum í flutningskerfinu og mundi þannig stuðla að styrkara kerfi.

EFNISYFIRLIT

YFIRLIT **3**

EFNISYFIRLIT **7**

TÖFLUSKRÁ **8**

MYNDASKRÁ **9**

1. INNGANGUR **11**

2. GRUNNUPPLÝSINGAR **13**

2.1 FLUTNINGSKERFI RAFORKU 13
2.2 VINNSLA OG NOTKUN RAFORKU 14
2.3 UPPSETT AFL Í RAFORKUKERFINU 17
2.4 LANGÆISLÍNA ALMENNRAR NOTKUNAR 19
2.5 RAFORKUVERÐ 21
2.6 FJÁRFESTINGAR Í NÝJUM VIRKJUNUM 21
2.7 ORKUVINNSLA MEÐ OLÍU 21
2.8 NÚVIRÐISREIKNINGAR 22

3. ÁREIÐANLEIKI OG GÆÐI RAFORKUAFHENDINGAR **23**

3.1 KOSTNAÐUR VEGNA RAFORKUSKORTS 23
3.2 TÍÐNI- OG SPENNUGÆÐI 25

4. FLUTNINGSTAKMARKANIR OG TÖP Í KERFINU **29**

4.1 YFIRLESTUN OG SPENNUVANDAMÁL Í SVÆÐAKERFUM 29
4.2 TAKMARKANIR Á FLÆÐI UM MEGINFLUTNINGSKERFIÐ 32
4.3 TAKMARKANIR VARÐANDI VINNSLU RAFORKU 36
4.4 TÖP Í FLUTNINGSKERFINU 37

5. ÁHRIF ÖRYGGIS OG GÆÐA Í RAFORKUAFHENDINGU Á BYGGÐ **39**

6. NÁTTÚRUHAMFARIR **41**

6.1 ÁHRIF NÁTTÚRUHAMFARA Á RAFORKUKERFIÐ 41
6.2 VIÐBRÖGÐ VIÐ NÁTTÚRUHAMFÖRUM 43

7. ÁHRIF FREKARI UPPBYGGINGAR IÐNFYRITÆKJA SEM BYGGJA Á NOTKUN RAFORKU Á REKSTUR LANDSNETS **45**

8. ÁHRIF BREYTTRA FORSENDNA Á NIÐURSTÖÐUR **49**

HEIMILDIR **57**

VIÐAUKI 1 RAFORKUNOTKUN OG VINNSLA EFTIR SVÆÐUM **59**

TÖFLUSKRÁ

TAFLA 1 HEILDARKOSTNAÐUR ÞJÓÐFÉLAGSINS TIL ÁRSINS 2040 EF FLUTNINGSKERFI RAFORKU VERÐUR EKKI EFLT UMFRAM KOSTNAÐ VIÐ KERFI ÁN TAKMARKANA. 4
TAFLA 2 SPÁ UM RAFORKUNOTKUN, FORGANGSORKA OG ÓTRYGGÐ ORKA. ALMENN NOTKUN AÐ MEÐTÖLDUM DREIFITÖPUM OG NÚVERANDI OG SAMÞYKKT NÝ STÓRIÐJA (*RAUNTÖLUR). 15
TAFLA 3 SPÁ UM ALMENNA RAFORKUNOTKUN MEÐ DREIFITÖPUM EFTIR LANDSHLUTUM. 16
TAFLA 4 SPÁ UM RAFORKUNOTKUN FISKIMJÖLSVERKSMIÐJA. 17
TAFLA 5 UPPSETT AFL Í VIRKJUNUM OG AFLÞÖRF RAFORKUNOTENDA. 18
TAFLA 6 KOSTNAÐUR VEGNA RAFORKUSKORTS UNDANFARIN ÁR SKV. SKRÁNINGU VEITUFYRIRTÆKJA Á TRUFLUNUM. 23
TAFLA 7 ÁÆTLAÐUR KOSTNAÐUR VEGNA SKERÐINGA VIÐ TRUFLANIR NÆSTU ÁR MIÐAÐUR VIÐ ÓBREYTT FLUTNINGSKERFI. 24
TAFLA 8 ÁLAG Á AUSTURLANDI OG SKERÐING VEGNA TAKMARKAÐRAR FLUTNINGSGETU SVÆÐAKERFA. 30
TAFLA 9 KOSTNAÐUR VIÐ ORKUVINNSLU MEÐ OLÍU TIL AÐ TAKMARKA FLUTNINGA SVO SVÆÐAKERFI SÉU EKKI YFIRLESTUÐ EÐA TIL AÐ KOMA Í VEG FYRIR SPENNUVANDAMÁL. 31
TAFLA 10 ÁLAG INNAN SNIÐS IV OG SKERÐING VEGNA TAKMARKAÐRAR FLUTNINGSGETU MEGINFLUTNINGSKERFISINS UM SNIÐIÐ. 33
TAFLA 11 FREKARI KOSTNAÐUR VIÐ ORKUVINNSLU MEÐ OLÍU TIL AÐ TAKMARKA FLUTNINGA UM SNIÐ IV AUK KOSTNAÐAR VEGNA SVÆÐAKERFA SEM ÞEGAR ER INNIFALINN Í TÖFLU 10. 34
TAFLA 12 AUKNAR FJÁRFESTINGAR Í ORKUVINNSLU VEGNA TAKMARKANA Í FLUTNINGSKERFINU (MEÐTALIN AUKIN VINNSLA VEGNA TAPA). 37
TAFLA 13 TÖP Í FLUTNINGSKERFINU. 38
TAFLA 14 VIRKJUNARKOSTIR Í ORKUNÝTINGARFLOKK SAMKVÆMT ÞINGSÁLYKTUN UM ÁÆTLUN UM VERND OG ORKUNÝTINGU LANDSVÆÐA. 46
TAFLA 15 KOSTNAÐUR VEGNA TAKMARKANA Í NÚVERANDI FLUTNINGSKERFI UMFRAM KOSTNAÐ EF KERFIÐ VÆRI ÁN FLUTNINGSTAKMARKANA. 50
TAFLA 16 KOSTNAÐUR VEGNA TAKMARKANA Í NÚVERANDI FLUTNINGSKERFI UMFRAM KOSTNAÐ EF KERFIÐ VÆRI ÁN FLUTNINGSTAKMARKANA. TÖLUR FYRIR HÁTILVIK. 53
TAFLA 17 KOSTNAÐUR VEGNA TAKMARKANA Í NÚVERANDI FLUTNINGSKERFI UMFRAM KOSTNAÐ EF KERFIÐ VÆRI ÁN FLUTNINGSTAKMARKANA. TÖLUR FYRIR LÁGTILVIK. 54

MYNDASKRÁ

MYND 1 SKIPTING KOSTNAÐAR ÞJÓÐFÉLAGSINS VEGNA TAKMARKANA Í FLUTNINGSKERFI RAFORKU EF ÞAÐ VERÐUR EKKI BYGGT FREKAR UPP. KOSTNAÐUR UMFRAM ÞAÐ SEM VÆRI Í KERFI ÁN TAKMARKANA. 5
MYND 2 FLUTNINGSKERFI LANDSNETS Í LOK ÁRS 2012. 14
MYND 3 LANGÆISLÍNA ÚTTEKTAR FRÁ LANDSNET VEGNA ALLRAR ALMENNRAR RAFORKUNOTKUNAR ÁRIÐ 2011. 20
MYND 4 SAMSPIL AFLÚTTEKTAR OG ORKUÚTTEKTAR FRÁ LANDSNETI SAMKVÆMT RAUNGÖGNUM ALLRAR ALMENNRAR NOTKUNAR ÁRIÐ 2011. 20
MYND 5 ÁÆTLAÐUR KOSTNAÐUR VEGNA SKERÐINGA VIÐ TRUFLANIR NÆSTU ÁR MIÐAÐUR VIÐ ÓBREYTT FLUTNINGSKERFI. 25
MYND 6 ÁHRIFASVÆÐI FLUTNINGSTAKMARKANA UM SNIÐ IV. 32
MYND 7 KOSTNAÐUR VEGNA SKERÐINGAR NOTKUNAR SÖKUM TAKMARKANA Í NÚVERANDI FLUTNINGSKERFI RAFORKU. 35
MYND 8 KOSTNAÐUR VEGNA SKERÐINGAR NOTKUNAR SÖKUM TAKMARKANA Í NÚVERANDI FLUTNINGSKERFI RAFORKU VIÐ MISMUNANDI TÍMASETNINGAR Á VIRKJUN Á NORÐAUSTURLANDI. 35
MYND 9 STAÐIR ÞAR SEM TAKMARKAÐIR MÖGULEIKAR ERU TIL AÐ STAÐSETJA MEÐALSTÓR FYRIRTÆKI. 40
MYND 10 FLUTNINGSKERFI RAFORKU OG ÚTBREIÐSLA HRAUNA OG ELDVIRKNILÍNA (RAFORKUKERFIÐ SETT INN Á KORT FRÁ HAUKI TÓMASSYNI FRÁ 1972). 42
MYND 11 FLUTNINGSTEKJUR VEGNA AUKNINGAR NÚVERANDI RAFORKUMARKAÐAR OG MÖGULEGRAR AUKNINGAR VEGNA NÝRRA ORKUFREKRA NOTENDA EF VIRKJANIR Í NÝTINGARFLOKKI RAMMAÁÆTLUNAR VERÐA FULLNÝTTAR ÁRIÐ 2040. 47
MYND 12 FLUTNINGSTEKJUR VEGNA AUKNINGAR NÚVERANDI RAFORKUMARKAÐAR OG MÖGULEGRAR AUKNINGAR VEGNA NÝRRA ORKUFREKRA NOTENDA EF VIRKJANIR Í NÝTINGARFLOKKI RAMMAÁÆTLUNAR VERÐA FULLNÝTTAR ÁRIÐ 2028. 47
MYND 13 FJÁRFESTINGAÁÆTLUN LANDSNETS FYRIR NÆSTU TÍU ÁR Í SAMANBURÐI VIÐ MÖGULEGT FRAMLAG FRÁ TEKJUM LANDSNETS VIÐ ÓBREYTTA GJALDSKRÁ ÁSAMT ÞJÓÐHAGSLEGUM KOSTNAÐI VIÐ TAKMARKANIR Í FLUTNINGSKERFINU. 48
MYND 14 KOSTNAÐUR VEGNA TAKMARKANA Í NÚVERANDI FLUTNINGSKERFI UMFRAM KOSTNAÐ EF KERFIÐ VÆRI ÁN FLUTNINGSTAKMARKANA. 49
MYND 15 ORKUVER, AÐFLUTNINGSLÍNUR OG HELSTU AÐVEITUSTÖÐVAR Í RAFORKUKERFINU Á ÍSLANDI ÁRIÐ 1973 (SJÁ RIT ORKUSTOFNUNAR, ORKUMÁL). 52
MYND 16 NÚVIRÐI ÞJÓÐHAGSLEGS KOSTNAÐAR TÍMABILIÐ 2013-2040 FYRIR ÞRJÚ TILVIK VARÐANDI ÞRÓUN NOTKUNAR OG FLEIRA. 55
MYND 17 SKIPTING AUKINS KOSTNAÐAR Í HÁTILVIK NIÐUR Á ÞÆTTI. 55

1. INNGANGUR

Að beiðni Guðmundar Inga Ásmundssonar aðstoðarforstjóra Landsnets hafa Jón Vilhjálmsson hjá EFLU verkfræðistofu og Friðrik Már Baldursson prófessor við Háskólann í Reykjavík tekið saman þessa skýrslu þar sem metið er gildi þess að halda áfram uppbyggingu flutningskerfis raforku hér á landi.

Notuð er sú aðferðafræði að horfa á tvö tilvik varðandi uppbyggingu flutningskerfisins. Í öðru tilvikinu er horft á óbreytt núverandi kerfi sem leiðir af sér auknar takmarkanir við flutning raforku þegar fram líða stundir. Hins vegar er gert ráð fyrir að hér á landi sé kerfi sem er án flutningstakmarkana. Síðan er áætlaður mismunur á kostnaði þjóðfélagsins af rekstri þessara kerfa og hann metinn sem ávinningur af því að byggja upp öflugt flutningskerfi.

Í skýrslunni er byrjað á að fjalla um grunnupplýsingar sem útreikningarnir byggja á en síðan fjalla kaflar 3 til 6 um einstaka þætti þessara útreikninga. Í kafla 8 er samantekt á niðurstöðum og sýnd há- og lágtilvik. Í kafla 7 er rætt um mögulega frekari uppbyggingu á atvinnutækifærum sem nýta verulega raforku og hvaða ávinningur gæti verið af slíku fyrir Landsnet. Flutningskerfi Landsnets er forsenda fyrir slíkri uppbyggingu en í kaflanum er ekki reynt að meta ávinning annarra af henni. Ekki er neitt fjallað um viðhald á núverandi kerfi.

Í útreikningunum hér að aftan er reynt að meta til fjár sem flesta þætti sem snúa að afhendingu raforku og skipta máli hvað varðar uppbyggingu flutningskerfisins. Einungis eru teknir með þeir þættir sem þekktir eru með nokkurri vissu og því er líklega fremur um vanmat að ræða en ofmat. Dæmi um slíkt er kostnaður vinnsluaðila, sem er að öllum líkindum vanmetinn, þar sem flutningskerfið takmarkar nýtingu virkjana auk þess sem líklega myndi nýting virkjana verða lakari í óbreyttu núverandi kerfi en í kerfi án takmarkana. Hér er heldur ekki tekið tillit til mikilvægis öflugs flutningskerfis fyrir virka samkeppni á raforkumarkaði. Hærra verð vegna minni samkeppni leiðir til þjóðhagslegs taps sem er ekki tekið með í reikninginn. Erfitt er einnig að meta til fjár þætti eins og áhrif á byggðaþróun og áhrif náttúruhamfara. Slíkt er því ekki reynt hér heldur fjallað almennt um þessa þætti.

2. GRUNNUPPLÝSINGAR

Hér eru teknar saman ýmsar grunnupplýsingar sem eru notaðar við útreikninga í skýrslunni. Um er að ræða upplýsingar um flutningskerfið og takmarkanir sem eru í kerfinu. Einnig er fjallað um álag á raforkukerfið og hvernig það mun þróast næstu áratugi samhliða því að fólki fjölgar og atvinnulíf landsmanna byggist upp. Mikilvægt er einnig að horfa til þess hvar álagsaukning er, þar sem kerfið ræður mis vel við aukningu eftir því hvar hún er á landinu. Einnig eru teknar saman tölur um kostnað við orkuvinnslu með olíu og áætlað hvernig hann gæti þróast næstu áratugina.

2.1 Flutningskerfi raforku

Á mynd 2 er sýnt flutningskerfi Landsnets eins og það var við lok árs 2012. Skipta má kerfinu niður í tvo meginþætti:

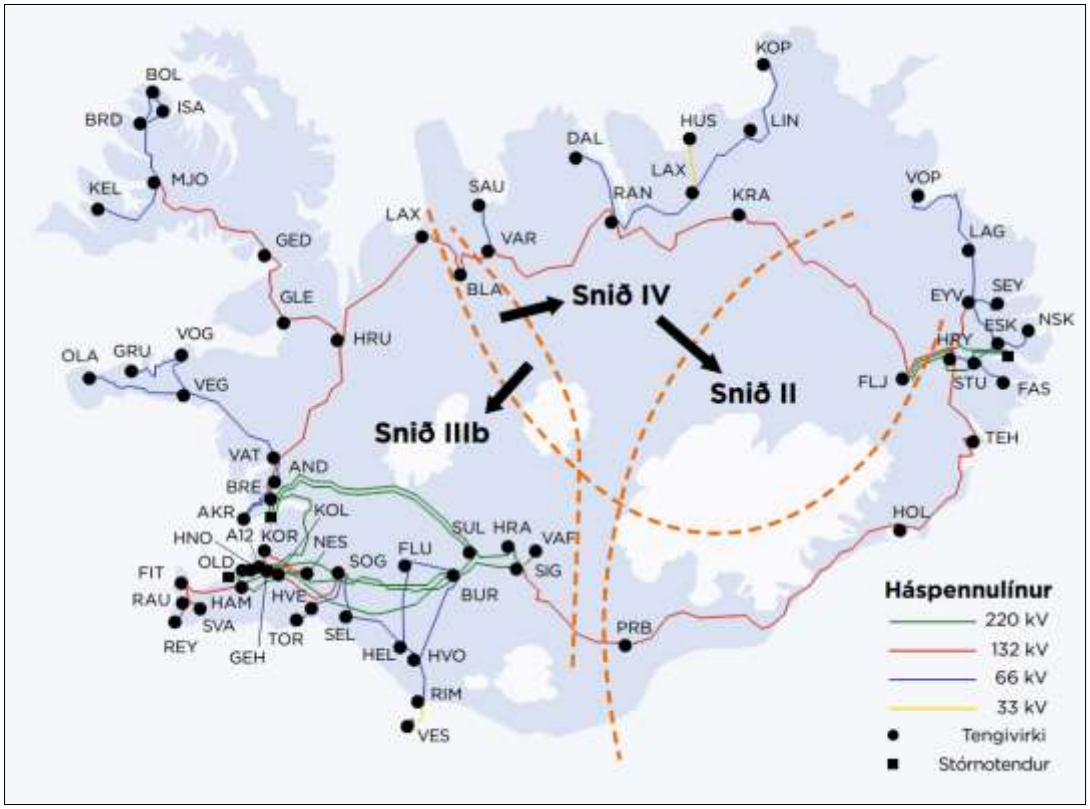
1) **Meginflutningskerfið** sem er á 220 kV og 132 kV spennu og að stórum hluta möskvakerfi. Hluti 132 kV kerfisins er geislakerfi sem liggur frá hringtengda kerfinu og á það við um línuna til Vestfjarða frá Hrútatungu í Mjólká og frá Hamranesi við Hafnarfjörð út á Suðurnes. Kerfið á 132 kV frá Brennimel í Hvalfirði og hringinn í kringum landið að Sigölduvirkjun auk línunnar til Vestfjarða er einnig oft kalla byggðalínukerfið.
2) **Svæðakerfin** sem eru að stærstum hluta á 66 kV spennu og þjóna landfræðilega afmörkuðum svæðum. Þessi kerfi eru að stærstum hluta geislakerfi en áætlanir til langs tíma gera ráð fyrir að hlutur möskvakerfa aukist hér og einnig mun spenna hækka í einhverjum tilvikum í 132 kV.

Þegar skoðuð er flutningsgeta kerfisins er litið á nokkra þætti til að tryggja að rekstur þess sé innan marka um gæði og öryggi. Til að uppfylla slíkt er farið yfir eftirfarandi þætti:

1) Flæði um einstaka þætti kerfisins má ekki fara ekki yfir flutningsgetu viðkomandi þáttar.
2) Spenna í afhendingarpunktum kerfisins þarf að vera innan þeirra marka sem heimilt er.
3) Flæði um ákveðin snið í kerfinu má ekki fara umfram skilgreint hámark til að tryggja öruggan rekstur kerfisins. Á mynd 2 eru sýnd þau snið í gegnum kerfið sem Landsnet hefur notað að undanförnu til að meta öryggismörk. Miðað er við eftirfarandi hámarksflæði um þessi snið:

    - Snið II: 100 MW
    - Snið IIIb: 130 MW
    - Snið IV: 100 MW

Ef þessi skilyrði eru ekki uppfyllt þarf að grípa til aðgerða og hér að aftan er miðað við þessi skilyrði þegar takmarkanir í flutningi eru metnar.



Mynd 2 Flutningskerfi Landsnets í lok árs 2012.

2.2 Vinnsla og notkun raforku

Til að finna hvort flutningstakmarkanir eru í kerfinu þarf að liggja fyrir álag sem verður á kerfið næstu árin. Þau gögn er að finna í raforkuspá og er spá frá 2012 fyrir heildarvinnslu á landinu sýnd í töflu 2, sjá skýrslu orkuspárnefndar, Raforkuspá 2012-2050. Inni í þessum tölum er umsamin aukning hjá RioTinto Alcan í Straumsvík en samkvæmt nýlegri yfirlýsingu þeirra verður ekki af allri þeirri aukningu. Mikilvægt er að skoða vel álagsþróunina á þeim svæðum þar sem kerfið er þung lestað og meta hvort forsendur um álagsþróun hafi eitthvað breyst frá síðasta endurreikningi raforkuspár. Samkvæmt nýjustu upplýsingum um rafvæðingu fiskimjölsverksmiðja er hún að ganga hraðar fyrir sig en gert var ráð fyrir í raforkuspá og voru því tölur um áætlaða raforkunotkun verksmiðjanna endurskoðaðar allt spátímabilið.

Tafla 2 **Spá um raforkunotkun, forgangsorka og ótryggð orka. Almenn notkun að meðtöldum dreifitöpum og núverandi og samþykkt ný stóriðja (*Rauntölur).**

Ár	Úttekt frá dreifikerfinu forgangs- og ótryggð orka með dreifitöpum		Úttekt frá flutningskerfinu		Flutningstöp		Úttekt frá vinnslu-fyrirtækjum		Samtals	
	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
2005*	2.958	528	5.191	617	254	45	278	47	8.681	1.201
2006*	3.049	538	6.265	830	269	45	342	51	9.925	1.436
2007*	3.150	550	8.113	1.222	330	54	383	59	11.976	1.825
2008*	3.235	546	12.434	1.502	400	63	398	61	16.467	2.135
2009*	3.169	542	12.925	1.523	356	60	385	59	16.834	2.147
2010*	3.140	562	13.209	1.555	330	52	381	59	17.059	2.181
2011*	3.203	558	13.284	1.561	323	54	400	62	17.210	2.189
2012	3.317	579	13.531	1.590	352	43	404	62	17.603	2.230
2013	3.412	596	14.041	1.645	386	48	408	63	18.247	2.304
2014	3.488	608	14.313	1.676	394	49	412	63	18.608	2.349
2015	3.556	620	14.340	1.680	398	50	416	64	18.710	2.365
2016	3.641	628	14.366	1.683	401	50	420	65	18.828	2.377
2017	3.722	642	14.383	1.685	404	51	424	65	18.933	2.394
2018	3.806	656	14.400	1.687	408	51	429	66	19.042	2.411
2019	3.889	671	14.417	1.689	411	52	433	67	19.150	2.428
2020	3.980	686	14.434	1.691	414	53	437	67	19.265	2.447
2025	4.488	774	14.434	1.691	431	56	460	71	19.812	2.539
2030	4.874	840	14.434	1.691	445	59	483	74	20.236	2.611
2035	5.161	890	14.434	1.691	457	62	508	78	20.560	2.667
2040	5.470	943	14.434	1.691	470	66	534	82	20.908	2.726
2045	5.813	1.002	14.434	1.691	484	69	561	86	21.292	2.792
2050	6.200	1.069	14.434	1.691	500	73	589	91	21.722	2.865

Tafla 3 sýnir almenna raforkunotkun eftir landshlutum og þá er búið að gera ráð fyrir að á næstu árum muni eldsneytisnotkun fiskimjölsverksmiðja færast yfir á raforku. Einnig er gert ráð fyrir að afli á uppsjávarfiski verði meiri en verið hefur á allra síðustu árum þegar loðnuveiði hefur verið lítil. Þetta tvennt kallar á verulega aukningu í raforkunotkun eins og fram kemur í töflu 4.

Tafla 3 Spá um almenna raforkunotkun með dreifitöpum eftir landshlutum.

Ár	SN GWh	HS GWh	VL GWh	VF GWh	NL GWh	AL GWh	SL GWh	Samtals GWh
2005*	212,1	1.138,3	201,0	216,0	420,9	388,6	381,1	2.958
2006*	201,2	1.203,6	220,3	214,4	418,3	393,2	397,8	3.049
2007*	197,6	1.274,1	234,4	212,8	426,8	378,5	426,3	3.150
2008*	204,4	1.335,0	239,0	216,9	420,2	381,8	437,8	3.235
2009*	199,7	1.298,9	235,1	224,0	407,5	369,3	435,7	3.170
2010*	199,4	1.286,1	226,5	214,4	403,7	370,5	439,1	3.140
2011*	204,3	1.288,1	233,6	228,4	408,1	381,4	459,0	3.203
2012	200,6	1.324,0	233,4	229,7	412,1	453,1	463,8	3.317
2013	203,1	1.355,1	258,6	230,8	415,6	477,4	471,9	3.412
2014	206,4	1.396,1	265,9	232,0	417,3	495,3	475,2	3.488
2015	209,4	1.431,2	274,3	232,6	418,5	507,6	482,9	3.556
2016	213,5	1.471,9	286,5	233,8	423,3	522,0	489,7	3.641
2017	218,2	1.512,2	289,6	235,1	427,7	537,9	500,9	3.722
2018	223,1	1.554,2	292,7	236,5	432,2	555,4	512,2	3.806
2019	227,9	1.600,7	295,9	238,2	436,9	565,8	523,8	3.889
2020	233,3	1.650,6	299,2	240,3	469,2	551,9	535,4	3.980
2025	259,3	1.901,1	318,5	251,0	507,9	660,8	589,9	4.488
2030	277,1	2.139,0	336,2	260,2	535,6	701,2	625,1	4.874
2035	290,9	2.347,5	348,2	266,9	552,3	707,4	649,3	5.162
2040	303,2	2.590,4	361,5	271,9	565,4	708,1	670,8	5.471
2045	314,3	2.873,8	374,2	276,7	577,1	707,4	690,9	5.814
2050	324,2	3.206,9	386,4	280,8	587,4	705,8	709,3	6.201

Í spá orkuspárnefndar er einnig áætlað álag á aðveitustöðvar Landsnets og eru þær tölur notaðar hér með þeirri breytingu að skipting álags fiskimjölsverksmiðja niður á aðveitustöðvar var endurskoðuð. Í síðasta endurreikningi á raforkuspánni var ekki gert ráð fyrir auknu álagi á Þórshöfn, Fáskrúðsfirði eða á Höfn vegna slíkra verksmiðja. Það hefur verið lagað hér svo allar núverandi verksmiðjur verði komnar að fullu yfir á raforku árið 2025 og er aflþörfin þá um 125 MW.

Önnur notkun eldsneytis í iðnaði en í fiskimjölsverksmiðjum er lítil og því ekki þörf á að skoða hana sérstaklega. Í raforkuspá er gert ráð fyrir aukinni notkun raforku í samgöngum.

Tafla 4 Spá um raforkunotkun fiskimjölsverksmiðja.

Ár	SN GWh	NL GWh	AL GWh	SL GWh	Samtals GWh
2013	8,6	0,0	167,6	21,2	197,5
2014	10,4	0,0	183,7	25,2	219,3
2015	12,2	0,0	196,1	29,1	237,3
2016	14,1	0,0	209,0	33,3	256,4
2017	16,3	0,0	223,3	38,2	277,8
2018	18,9	0,0	239,0	43,7	301,6
2019	21,0	0,0	247,2	48,3	316,4
2020	23,4	26,7	230,7	53,5	334,3
2025	32,6	37,3	321,8	74,6	466,4
2030	35,3	40,4	348,1	80,7	504,5
2035	35,3	40,3	347,8	80,7	504,1
2040	34,9	39,8	343,6	79,7	498,0

2.3 Uppsett afl í raforkukerfinu

Gögn úr raforkuspá eru einnig notuð til að meta hvort virkjanir anni notkuninni á landinu og ef ekki þurfa nýjar virkjanir að tengjast flutningskerfinu sem síðan þarf að flytja orkuna til notenda. Ef ekki koma til ný flutningsvirki, önnur en þau sem þarf til að tengja nýjar virkjanir við núverandi flutningskerfi, kallar tenging nýrra virkjana samhliða vexti markaðarins á aukið álag á kerfið.

Tafla 5 sýnir hvernig tiltækt afl mun þróast næstu árin og eru þar sýnd tvö tilvik, annars vegar miðað við núverandi flutningskerfi og hins vegar ef engar takmarkanir væru á flutningi raforku. Í seinna tilvikinu er gert ráð fyrir að samhliða tilkomu nýrra jarðgufustöðva, sem hafa nægan orkuforða til að nýta aflið með yfir 8.000 stunda nýtingu á ári, verði hægt að nýta umframafl í Fljótsdal. Vatnsaflsstöðvar henta vel til að mæta sveiflum í notkun og ef næg miðlun er til staðar tapast ekki orka ef dregið er úr vinnslunni á lágálagstímum en síðan keyrt á fullum afköstum þegar notkunin er sem mest. Miðað er við að umframaflið í Fljótsdal nýtist á þennan hátt með nýjum jarðgufustöðvum.

Tafla 5 Uppsett afl í virkjunum og aflþörf raforkunotenda.

Ár	Markaður	Núverandi uppsett afl	Reiðu-afl	Óbreytt flutningskerfi					Ótakmarkað flutnignskerfi			
				Nýjar virkjanir	Aukin töp	Umframafl Fljótsdalur	Samtals tiltækt	Umfram-afl	Nýjar virkjanir	Umframafl Fljótsdalur	Samtals tiltækt	Umfram-afl
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2012	2.230	2.549	-100	0	0	-90	2.359	129	0	-90	2.359	129
2013	2.304	2.549	-100	0	0	-90	2.359	55	0	-90	2.359	55
2014	2.349	2.647	-100	0	-1	-90	2.456	107	0	-90	2.457	108
2015	2.365	2.647	-100	0	-2	-90	2.455	90	0	-90	2.457	92
2016	2.377	2.647	-100	0	-3	-90	2.454	77	0	-90	2.457	80
2017	2.394	2.647	-100	0	-4	-90	2.453	59	0	-90	2.457	63
2018	2.411	2.647	-100	0	-5	-90	2.452	41	0	-90	2.457	46
2019	2.428	2.647	-100	0	-6	-90	2.451	23	0	-90	2.457	29
2020	2.447	2.647	-100	0	-7	-90	2.450	3	0	-90	2.457	10
2021	2.464	2.647	-100	45	-9	-90	2.493	29	45	-60	2.532	68
2022	2.483	2.647	-100	45	-10	-90	2.492	8	45	-60	2.532	48
2023	2.503	2.647	-100	90	-12	-90	2.535	32	45	-60	2.532	29
2024	2.521	2.647	-100	90	-13	-90	2.533	12	45	-60	2.532	10
2025	2.539	2.647	-100	90	-15	-90	2.532	-7	45	-60	2.532	-8
2026	2.556	2.647	-100	135	-15	-90	2.577	21	90	-30	2.607	51
2027	2.571	2.647	-100	135	-15	-90	2.576	5	90	-30	2.607	36
2028	2.585	2.647	-100	135	-16	-90	2.576	-9	90	-30	2.607	22
2029	2.598	2.647	-100	180	-16	-90	2.620	22	90	-30	2.607	8
2030	2.611	2.647	-100	180	-17	-90	2.620	9	135	0	2.682	70
2031	2.622	2.647	-100	180	-17	-90	2.619	-3	135	0	2.682	60
2032	2.633	2.647	-100	225	-18	-90	2.664	31	135	0	2.682	49
2033	2.644	2.647	-100	225	-18	-90	2.664	20	135	0	2.682	38
2034	2.655	2.647	-100	225	-18	-90	2.663	8	135	0	2.682	26
2035	2.667	2.647	-100	225	-19	-90	2.663	-4	135	0	2.682	15
2036	2.678	2.647	-100	270	-19	-90	2.707	30	135	0	2.682	4
2037	2.690	2.647	-100	270	-20	-90	2.707	17	180	0	2.727	37
2038	2.702	2.647	-100	270	-20	-90	2.707	5	180	0	2.727	25
2039	2.714	2.647	-100	270	-20	-90	2.706	-7	180	0	2.727	13
2040	2.726	2.647	-100	315	-21	-90	2.751	25	180	0	2.727	1

Eins og fram kemur í töflunni er nægt tiltækt afl í kerfinu til 2020 og síðan er gert ráð fyrir að ný 45 MW vinnslueining komi í rekstur á þriggja til fjögurra ára fresti í núverandi flutningskerfi. Gert er ráð fyrir að fyrsta slík einingin sé í Reykjanesvirkjun, önnur í Hverahlíðarvirkjun, þriðja í Bjarnarflagi, fjórða í Hverahlíð (seinni vél virkjunarinnar) og síðan verður framhaldið að vera á Suðvesturlandi þar sem núverandi flutningskerfi ræður ekki við fleiri vélar á Norðausturlandi. Ef næg flutningsgeta væri á Austurlandi væri samhliða uppbyggingu þessara stöðva hægt að

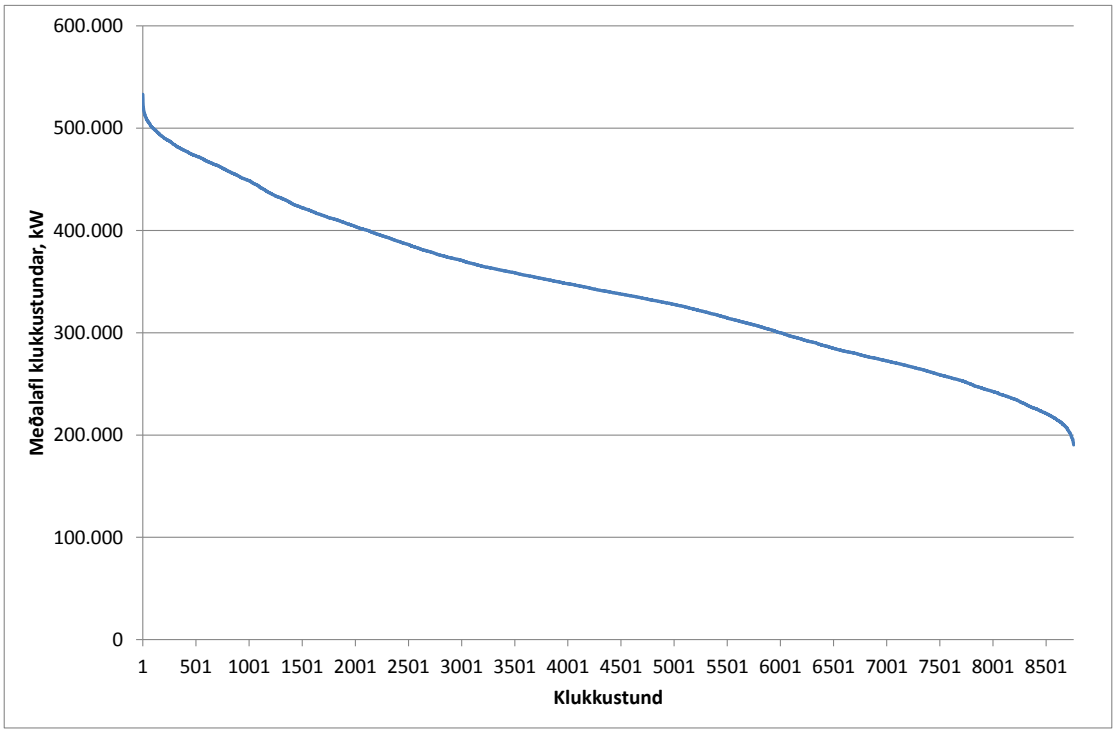
nýta 90 MW umframafl í Fljótsdal til að seinka nýjum virkjunum eins og fram kemur í töflunni. Næstu árin ætti því að vera næg tiltæk orka á almenna markaðinum þó svo að hér sé ekki tekið tillit til orku sem mögulegt væri að skerða á háálagstímum en t.d. er notkun kyntra hitaveitna um 40 MW. Einnig er núna verið að vinna að öflun jarðhita fyrir tvær kyntar hitaveitur sem nota nú raforku. Þær breytingar hafa ekki verið teknar inn í raforkuspána.

Hafa þarf einnig í huga að Norðurál er með samning um 45 MW til viðbótar núverandi notkun sem þeir geta hvenær sem er nýtt sér. Líklega mun það taka þá nokkur ár að auka notkunina eða að koma af stað álverinu í Helguvík.

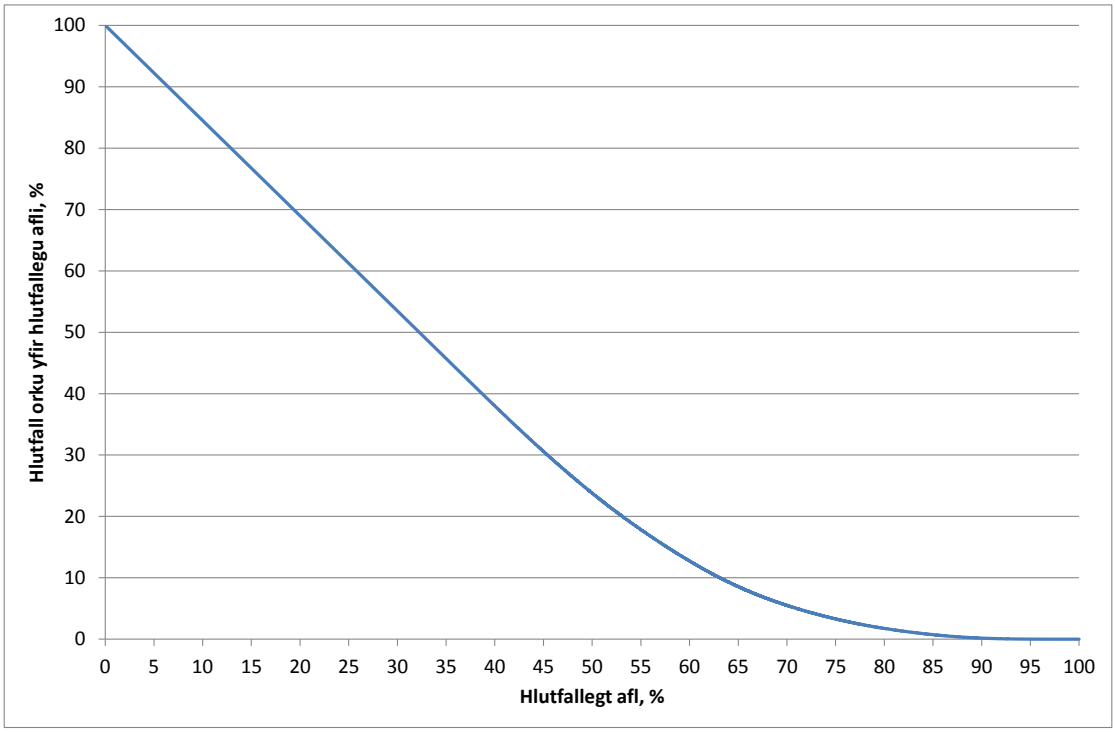
2.4 Langæislína almennrar notkunar

Í útreikningum hér að aftan er metið hve mikið afl er hægt að afhenda frá flutningskerfinu á hverjum tíma. Þegar meta á áhrif skertrar afhendingar þarf að hafa í huga að hæstu topparnir standa stutt og því lítil orka sem tilheyrir þeim. Til að meta þetta samspil afls og orku var skoðuð afhending Landsnet til almennra nota árið 2011, klukkutíma fyrir klukkutíma. Á mynd 3 er sýnd langæislína notkunar ársins 2011. Úttektin var mest 533 MW og einungis í 97 tíma á því ári var hún yfir 500 MW. Einnig sést á myndinni að notkunin er nánast alltaf meiri en 200 MW.

Á mynd 4 hefur gögnunum frá langæislínunni verið varpað þannig að þau sýni samspilið á milli hlutfallslegs afls og orku. Á myndinni sést að rúm 5% orkunnar tilheyrir afli sem er meira en 70% af hæsta gildi aflsins. Í efri helmingi aflsins er um 24% orkunnar. Tölurnar á mynd 4 verða notaðar við mat á orkuskerðing út frá aflskerðingu. Hafa þarf í huga að í sumum tilvikum getur orkuskerðing verið meiri þar sem ekki er víst að notkunin komi strax inn þegar afl fer undir skerðingarmörk auk þess sem notkun getur verið tekin út og sett inn í stórum þrepum og skerðing verður þannig meiri en nauðsynleg er skv. álagsflæðireikningum.



Mynd 3 **Langæislína úttektar frá Landsneti vegna allrar almennrar raforkunotkunar árið 2011.**



Mynd 4 **Samspil aflúttektar og orkuúttektar frá Landsneti samkvæmt raungögnum allrar almennrar notkunar árið 2011.**

2.5 Raforkuverð

Ttil að meta atriði eins og kostnað vegna aukinna tapa í flutningskerfinu samhliða auknu álagi á kerfið er hér miðað við að raforkuverð vegna slíkra þátta sé **4,0 kr./kWh** allt tímabilið.

2.6 Fjárfestingar í nýjum virkjunum

Ef ekki er hægt að nýta afl að fullu í virkjunum vegna flutningstakmarkana veldur slíkt auknum kostnaði hjá vinnsluaðilum raforku. Til að meta þennan kostnað verður miðað við að það kosti **400 MISK/MW** að setja upp orkuvinnslu í nýju jarðvarma- eða vatnsorkuveri. Inni í þessari tölur er gert ráð fyrir kostnaði við grunntengingu við flutningskerfið en engin styrking þess. Aukinn rekstrarkostnaður virkjana samhliða auknu uppsettu afli er ekki tekinn inn í þetta dæmi.

2.7 Orkuvinnsla með olíu

Ef ekki er hægt að anna raforkunotkun frá flutningskerfinu er gert ráð fyrir að notuð sé olía sem getur þá ýmist verið notuð sem varmagjafi í olíukatli eða til raforkuvinnslu í díselstöð. Notaðar eru eftirfarandi forsendur:

Eldsneytisverð, flotaolía:	183,1 kr./l
Eðlisþyngd, flotaolía:	0,848 kg/l
Orkuinnihald, flotaolía:	11,7 kWh/kg
Eldsneytisverð, IFO380	122,8 kr./kg
Orkuinnihald, IFO 380	11,5 kWh/kg
Nýtni í eldneytiskatli:	0,90
Nýtni í dieselstöð:	0,30

Út frá þessum forsendum fæst eldsneytiskostnaður við orkuvinnslu með olíu undir lok árs 2012:

Olíukostnaður við hitun í katli:	12 kr./kWh
Olíukostnaður við raforkuvinnslu:	62 kr./kWh

Alþjóðlegar spár um þróun olíuverðs gera ráð fyrir að verð fari áfram hækkandi til lengri tíma litið, samhliða því að notkun vex, sem kallar á nýtingu dýrari olíulinda. Tekið er mið af spá um þróun olíuverðs frá Energy Information Adminisration í Bandaríkjunum frá desember 2012 en þar er meðalhækkun til 2040 um 1,3%/ári. Hér er því miðað við að olíuverð hækki að raunvirði að meðaltali um 1,3 % á ári næstu áratugi og fæst þá eftirfarandi eldsneytiskostnaður við orkuvinnslu með olíu árið 2040:

Olíukostnaður við hitun í katli:	17 kr./kWh
Olíukostnaður við raforkuvinnslu:	88 kr./kWh

2.8 Núvirðisreikningar

Við núvirðisreikninga er miðað við grunnárið 2013 og notaðir 5,5% raunvextir.

3. ÁREIÐANLEIKI OG GÆÐI RAFORKUAFHENDINGAR

Fyrir notendur raforku skiptir það miklu máli að áreiðanleiki og gæði raforkuafhendingar sé viðunandi. Ef notendur fá ekki raforku þýðir það í flestum tilvikum verulegt fjárhagslegt tap eða mikil óþægindi hjá notendum. Ef spenna víkur frá málgildi eða ef spennan er bjöguð af völdum yfirsveiflna getur slíkt valdið notendum erfiðleikum og jafnvel tjóni og hafa því verið settar reglur um þessa og fleiri gæðaþætti.

3.1 Kostnaður vegna raforkuskorts

Starfshópur um rekstrartruflanir, sem er samstarfshópur dreifiveitna og Landsnets, setti fyrir rúmum tveimur áratugum upp skráningu á rekstrartruflunum í raforkukerfinu og þar er m.a. skráð skert orkuafhending. Einnig hefur hópurinn metið kostnað vegna skerðingar á raforkuafhendingu og birtir árlega slíkar upplýsingar, sjá skýrslu hópsins frá 2012. Í töflu 6 er sýndur áætlaður kostnaður vegna truflana í flutnings- og dreifikerfum raforku undanfarin átta ár og er hann einnig sýndur í hlutfalli við raforkuvinnslu í landinu. Einnig er kostnaðurinn þar framreiknaður til verðlags ársins 2012. Eins og fram kemur í töflunni er kostnaður breytilegur milli ára sem ræðst mest af breytilegu veðurfari. Einnig er fundið meðaltal yfir þetta átta ára tímabil og er það 117,8 kr./MWh eða sem gæti jafngilt um 2,5% af kostnaði notenda við raforkuöflun.

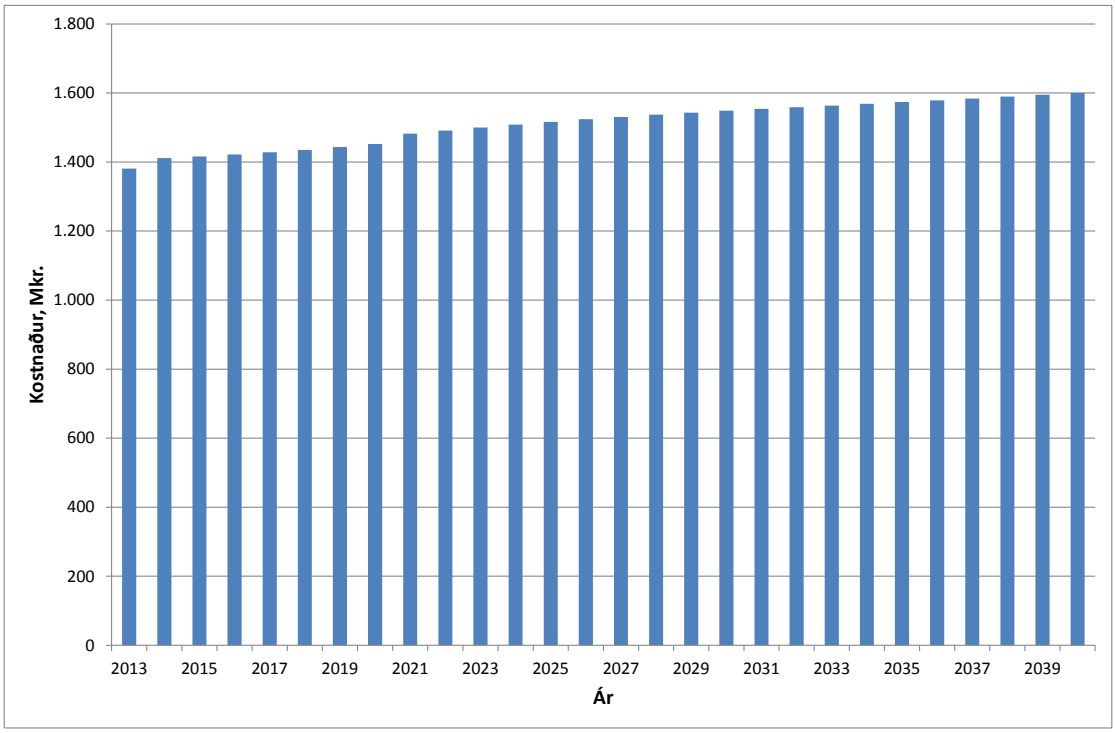
Tafla 6 Kostnaður vegna raforkuskorts undanfarin ár skv. skráningu veitufyrirtækja á truflunum.

Ár	Kostnaður	Vinnsla	Vísitala	Kostnaður á orkueiningu í vinnslu		Kostnaður á skerta orku	
			neysluverðs	Verðlag		Verðlag	
				hvers árs	2012	hvers árs	2012
	Mkr.	GWh		kkr./GWh	kkr./GWh	kr./kWh	kr./kWh
2004	623	8.620	234,6	72,3	122,4	751	1.272
2005	1.128	8.681	244,1	129,9	211,5	800	1.302
2006	1.411	9.925	260,6	142,2	216,8	1.028	1.567
2007	1.186	11.976	273,7	99,0	143,8	406	590
2008	1.260	16.467	307,7	76,5	98,8	548	708
2009	1.888	16.834	344,6	112,2	129,3	1.614	1.861
2010	636	17.059	363,2	37,3	40,8	1.150	1.258
2011	1.243	17.210	377,7	72,2	76,0	1.145	1.204
Samtals	9.375	106.772	397,4	87,8	117,8		
Hlutur Landsnets					76,5		

Út frá þessum tölum hefur verið áætlaður kostnaður við skerta orkuafhendingu vegna truflana í flutningskerfinu og þá miðað við að fyrir óbreytt flutningskerfi verði hann sá sami á unna einingu og hann hefur verið að meðaltali undanfarin átta ár, sjá töflu 7 og mynd 5.

Tafla 7 Áætlaður kostnaður vegna skerðinga við truflanir næstu ár miðaður við óbreytt flutningskerfi.

Ár	Vinnsla GWh	Kostnaður á orku-einingu kkr./GWh	Kostnaður alls Mkr.	Núvirði Mkr.
2013	18.041	76,5	1.381	1.381
2014	18.440	76,5	1.412	1.338
2015	18.502	76,5	1.416	1.272
2016	18.574	76,5	1.422	1.211
2017	18.657	76,5	1.428	1.153
2018	18.750	76,5	1.435	1.098
2019	18.856	76,5	1.443	1.047
2020	18.973	76,5	1.452	998
2021	19.367	76,5	1.482	966
2022	19.480	76,5	1.491	921
2023	19.595	76,5	1.500	878
2024	19.705	76,5	1.508	837
2025	19.812	76,5	1.517	798
2026	19.909	76,5	1.524	760
2027	19.997	76,5	1.531	723
2028	20.080	76,5	1.537	689
2029	20.160	76,5	1.543	655
2030	20.236	76,5	1.549	623
2031	20.299	76,5	1.554	593
2032	20.363	76,5	1.559	564
2033	20.428	76,5	1.564	536
2034	20.494	76,5	1.569	510
2035	20.560	76,5	1.574	485
2036	20.627	76,5	1.579	461
2037	20.695	76,5	1.584	438
2038	20.765	76,5	1.589	417
2039	20.835	76,5	1.595	396
2040	20.908	76,5	1.600	377
Samtals			42.338	**22.124**

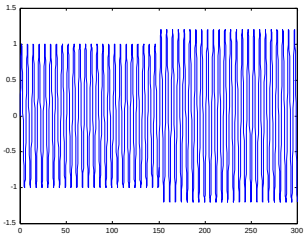


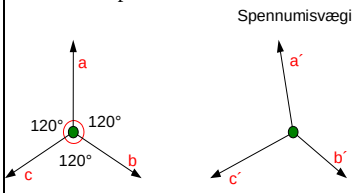
Mynd 5 Áætlaður kostnaður vegna skerðinga við truflanir næstu ár miðaður við óbreytt flutningskerfi.

Engin leið er til að losna við þennan kostnað að fullu þar sem ætíð verða einhverjar truflanir í rekstri sama hve öflugt flutningskerfi raforku er. Ef flutningskerfið yrði byggt upp þannig að engar takmarkanir væru í því myndi þessi kostnaður lækka sökum þess að kerfið þyldi þá betur truflanir. Ef horft er til Norðurlandanna er orkuskerðing þar í hlutfalli við afhenta orku mun minni en hér á landi. Árin 2001 til 2010 var meðaltal Norðurlandanna um 29% af skerðingunni hér á landi og næst hæsta landið var með um 43% af skerðingunni á Íslandi (sjá ENTSOE 2011). Ekki er við því að búast að við getum komist jafn langt niður með skerðinguna og að meðaltali á Norðurlöndunum sökum þess hve landið er strjálbýlt og veðurfar erfitt. Því verður miðað við að í kerfi án flutningstakmarkana fari kostnaðurinn hér á landi niður í 40% af því sem hann er núna og hann verður þá um 1% af kostnaði við raforkuöflun.

3.2 Tíðni- og spennugæði

Hér að fram hefur verið fjallað um afhendingaröryggi sem er eitt þeirra atriða sem snúa að gæðum raforkuafhendingar. Í reglugerð um gæði raforku og afhendingaröryggi eru teknar saman kröfur sem gerðar eru til gæðaþátta varðandi afhendingu raforku. í þeirri reglugerð eru nefndir eftirfarandi 7 þættir varðandi tíðni og spennugæði:

Atriði	Nafn	Skilgreining	Gæðakröfur
1	**Tíðnibreytingar**	Frávik í rekstrartíðni frá máltíðni (sem er 50 Hz).	Kerfistíðni skal vera 50 Hz. Við eðlileg rekstrarskilyrði á meðalgildi rekstrartíðni mælt í 10 s að vera innan eftirfarandi marka: 50Hz +/- 99,5% tímans og 50 Hz +4 / -6 % (þ.e. 47 – 52 Hz) allan mælitímann.
2	**Afhendingarspenna og vikmörk**	Spenna sem er mæld í ákveðinn tíma á hverjum afhendingar- og notkunarstað Vikmörk í afhendingarspennu miðast við nafnspennu og eru þau leyfilegu frávik sem afhendingarspennan má taka.	Afhendingarspenna skal vera innan skilgreindra vikmarka en getur verið háð staðbundnum aðstæðum. Vikmörk: +10/-10% Miðað er við að mælt sé á afhendingar- eða notkunarstað viðskiptavinar. Ef mælt er í dreifistöð skulu neðri vikmörk spennu vera lægst -4,5% í stað -10%, nema unnt sé að sýna fram á að slík þrenging eigi ekki við eða mörkin séu víðari en -4,5%
3	**Spennublikk**	Spennublikk er notað til að lýsa óstöðugum sjónrænum áhrifum af völdum ljóss (blikk) vegna hraðra breytinga á spennu eða reglulegum endurteknum breytingum á spennubylgjunni og er skilgreint skv. UIE-IEC-aðferð þannig: $$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$ þar sem: • P_{st} = Skammtímagildi mælt í 10 mín. • P_{lt} = Langtímagildi metið út frá 12 mælingum á P_{st} í einn sólarhring.	Nafn- Mörk spenna P_{st} >35 kV <=1,3 <=35 kV <=0,6 95% tímans.
4	**Spennuþrep**	 Fyrirvaralaus stök breyting spennu milli tveggja stöðugra samfelldra spennugilda af óþekktri tímalengd. Getur verið annaðhvort spennuhækkun eða spennulækkun.	Sjá skal til þess að spennuþrep verði ekki meiri en hér segir: • Þrep sem geta orðið á klukkutíma fresti eða oftar skulu ekki vera meiri en sem nemur > 35kV 2,0% <=35kV 3,5% • Þrep sem geta komið allt að 4 sinnum á sólahring mega vera allt að >35kV 5,0% <=35kV 5,0% • Árstíðabundin þrep skulu ekki vera meiri en sem nemur >35kV 5,0% <=35kV 8,0%

Atriði	Nafn	Skilgreining	Gæðakröfur
5	**Spennumisvægi**	Ójafnt virkt gildi spennu í þriggja fasa kerfi og/eða misstór horn milli fasa spennu.  <u>Neikvæð spennufylgd</u> (negative voltage sequence) eða gildi hennar er oft notuð sem mælikvarði á spennumisvægi í þriggja fasa kerfi. Neikvæð spennufylgd er reiknuð út frá fasaspennu á eftirfarandi hátt. $U_{-} = \frac{1}{3} \bullet \left(V_a + a^2 \bullet V_b + a \bullet V_c\right)$ Þar sem V_a, V_b og V_c eru fasaspennur og a er vigur (vector) með lengdina 1 og hornið 120° eða $a = 1 \angle 120^{\circ}$	Neikvæð spennufylgd, skal vera innan við >35kV 2,0% <=35kV 3,0% miðað við 10 mínútna meðaltal og 95% tímans. Þó er meira frávik heimilt á svæðum þar sem einfasa dreifing er útbreidd en dreifiveita skal reyna eftir bestu getu að halda sig innan fyrrnefndra marka.
6	**Bjögun af völdum einstakra yfirsveiflna**	Bjögun rekstrarspennu af völdum einstakra yfirsveiflna spennu með tíðni sem er frábrugðin rekstrartíðni. Bjögun vegna einstakra yfirsveiflna er oft skilgreind sem D_h en sú stærð er reiknuð samkvæmt: $D_h = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100\ \%$ Þar sem U_h er fasaspenna yfirsveiflu og h er númer þeirrar yfirsveiflu sem er til athugunar. U_1 er fasaspenna nafnspennu kerfis.	Bjögun vegna einstakra yfirsveifla, D_h, skal vera innan eftirfarandi marka: >200 kV 2,0% 35-200 kV 3,0% <=35 kV 6,0% 95% tímans.
7	**Heildarmat á bjögun vegna yfirsveiflna**	Heildarbjögun rekstrarspennu af völdum allra spennusveiflna með tíðni sem er frábrugðin rekstrartíðni. Heildarbjögun yfirsveiflna er skilgreind samkvæmt formúlunni: $THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{m} D_h^2}$ Þar sem m er hæsta númer yfirsveiflu spennu sem metin er (oft er miðað við m = 50 sem svarar til 2500 Hz).	Fyrir flutnings- og dreifikerfi skal heildarbjögun yfirsveiflna, THD, vera innan eftirfarandi marka: >200 kV 3,0% 35-200 kV 5,0% <=35kV 8,0% 95% tímans.

Hér að aftan verður gert ráð fyrir að nýjar virkjanir komi í rekstur eftir því sem markaðurinn stækkar sbr. umfjöllun í kafla 2. Slíkt á að tryggja tíðni við eðlilegan rekstur kerfisins en í bilanatilvikum er gert ráð fyrir að tíðnivandamál séu meðtalin í mati á afhendingaröryggi.

Þegar álagið á kerfi eykst og ef ekki kemur til frekari uppbygging kerfisins er hætt við að við mikið álag fari spenna niður fyrir leyfileg mörk á einhverjum afhendingarstöðum Landsnets. Reiknað hefur verið álagsflæði í kerfinu fyrir næstu áratugi til að sjá hvar slík vandamál koma upp og til að geta metið hve mikið þarf að skerða afhendingu til að losna við þau.

Gert er ráð fyrir að vandamálum sem þessum sé mætt með skerðingu á afhendingu raforku á hálagstíma þannig að spennan fari ekki niður fyrir 90%. Áður en að farið er að meta skerðingu vegna spennuvandamála er athugað hvort einhverjar einingar í kerfinu séu yfirlestaðar sbr. kafla 4 og beitt skerðingu til að losna við slíkt. Kostnaður vegna spennuvandamála er tekinn með kostnaði við flutningstakmarkanir sem fjallað er um í kafla 4, sjá töflu 8.

4. FLUTNINGSTAKMARKANIR OG TÖP Í KERFINU

Hér verður tekinn saman kostnaður vegna flutningstakmarkana sem koma upp í kerfinu ef ekki er bætt við flutningsvirkjum samhliða vexti almenna markaðarins. Inni í þessum tölum er einnig kostnaður vegna skerðinga sem þörf er á vegna þess að ekki er hægt að halda spennu yfir 90% eins og fjallað er um í kafla 3.

Ef ekki er lagt í neinar fjárfestingar í flutningsvirkjum samhliða vexti almenna markaðarins kemur að því að einstök flutningsvirki geti ekki annað álaginu og þarf þá að takmarka flutninga á háálagstíma. Til að losna við slíkt er miðað við að vinna orku í kötlum þar sem slíkt er til staðar en annars er miðað við díselstöðvar til vinnslu raforku. Við mat á því hve mikið þarf að skerða notkunina er miðað við aðgerðir í eftirfarandi röð:

1) Byrjað á að athuga hvort einhverjar einingar séu yfirlestaðar og álag skert til að losna við slíka yfirlestun.
2) Síðan er athugað hvort spenna sé innan leyfilegra marka og ef hún er undir 90% er álag skert uns spenna er innan marka.
3) Að lokum, eftir að notkun hefur verið skert vegna yfirlestunar og/eða spennuvandamála, er kannað hvort flutningar um ákveðin snið í meginflutningskerfinu fara yfir stöðugleikamörk og notkun þá skert uns flæði er komið undir þau mörk.

4.1 Yfirlestun og spennuvandamál í svæðakerfum

Fyrst eru skoðuð atriði 1) og 2) hér að framan. Algengast er að spennar séu yfirlestaðir og af þeim sökum þurfi að skerða afhendingu. Einnig munu koma upp spennuvandamál á vissum svæðum ef kerfið verður óbreytt næstu árin. Ekki er hér gert ráð fyrir neinum endurbótum á kerfinu til að losna við þessi vandamál en ef það væri gert, svo sem með að fjölga spennum, mun í mörgum tilvikum vera sama vandamál áfram nema það færist yfir í að flæði um ákveðin snið í meginflutningskerfinu fari yfir stöðugleikamörk sbr. atriði 3) hér að framan og af þeim sökum þurfi að skerða notkunina.

Við útreikninga á kostnaði vegna skerðinga er áætluð orka sem er í toppnum sem er skertur. Notuð eru gögn sem lýst er í kafla 2. Einungis er tekin lágmarksskerðing en gera má ráð fyrir að í raunveruleikanum verði hún meiri bæði vegna þess að tekið er út ákveðið þrep í einu og skerðing í MW því meiri og vegna þess að notkun komi ekki strax aftur inn þegar álagið er komin niður fyrir mörk.

Vandamál við flutning raforku eru mest vegna Austurlands m.a. vegna þess að álag mun aukast mikið þar á næstunni sökum aukinnar raforkunotkunar fiskimjölsverksmiðja. Þar að auki er byggðalínukerfið veikt og getur aðeins borið litla

aukningu. Í töflu 8 er sýnt álag á Austurlandi og hve mikið þarf að skerða það vegna takmarkana í flutningsgetu svæðakerfa í landshlutanum og vegna spennuvandamála. Eins og sést í töflunni þarf þegar í ár að skerða vegna svæðakerfanna og skerðingin fer hratt vaxandi.

Tafla 8 Álag á Austurlandi og skerðing vegna takmarkaðrar flutningsgetu svæðakerfa.

Ár	Notkun MW	Sam-lögun MW	Vinnsla á svæði MW	Álag á flutnings-kerfi MW	Skerðing svæða-kerfi MW	Álag eftir skerðingu MW
2012	105,4	-5,3	-40,9	59,2	0,0	59,2
2013	127,8	-6,4	-40,9	80,5	-3,5	77,0
2014	129,7	-6,5	-40,9	82,3	-5,3	77,0
2015	149,1	-7,5	-40,9	100,8	-23,8	77,0
2016	152,2	-7,6	-40,9	103,7	-26,7	77,0
2017	154,6	-7,7	-40,9	105,9	-28,9	77,0
2018	156,6	-7,8	-40,9	107,9	-30,9	77,0
2019	158,0	-7,9	-40,9	109,2	-32,2	77,0
2020	157,1	-7,9	-40,9	108,3	-31,3	77,0
2025	170,9	-8,5	-40,9	121,5	-44,5	77,0
2030	177,0	-8,9	-40,9	127,3	-50,3	77,0
2035	179,3	-9,0	-40,9	129,4	-52,4	77,0
2040	180,8	-9,0	-40,9	130,8	-53,8	77,0

Minni vandamál eru í öðrum landshlutum en þó þarf að skerða notkun í Vestmannaeyjum þar sem spennir og sæstrengur eru takmarkandi. Hér er horft á óbreytt kerfi frá því sem nú er og því ekki tekinn með fyrirhugaður nýr strengur til Vestmannaeyja en einnig þarf nýjan spenni til að flutningsgetan aukist. Þar að auki eru smávægileg spennuvandamál á Snæfellsnesi og á Vestfjörðum og þarf því að skerða álag á þeim svæðum.

Út frá tölunum í töflunni hér að framan er reiknaður kostnaður vegna þessara skerðinga og þá notuð gögn sem eru í kafla 2. Þessi kostnaður er sýndur í töflu 9.

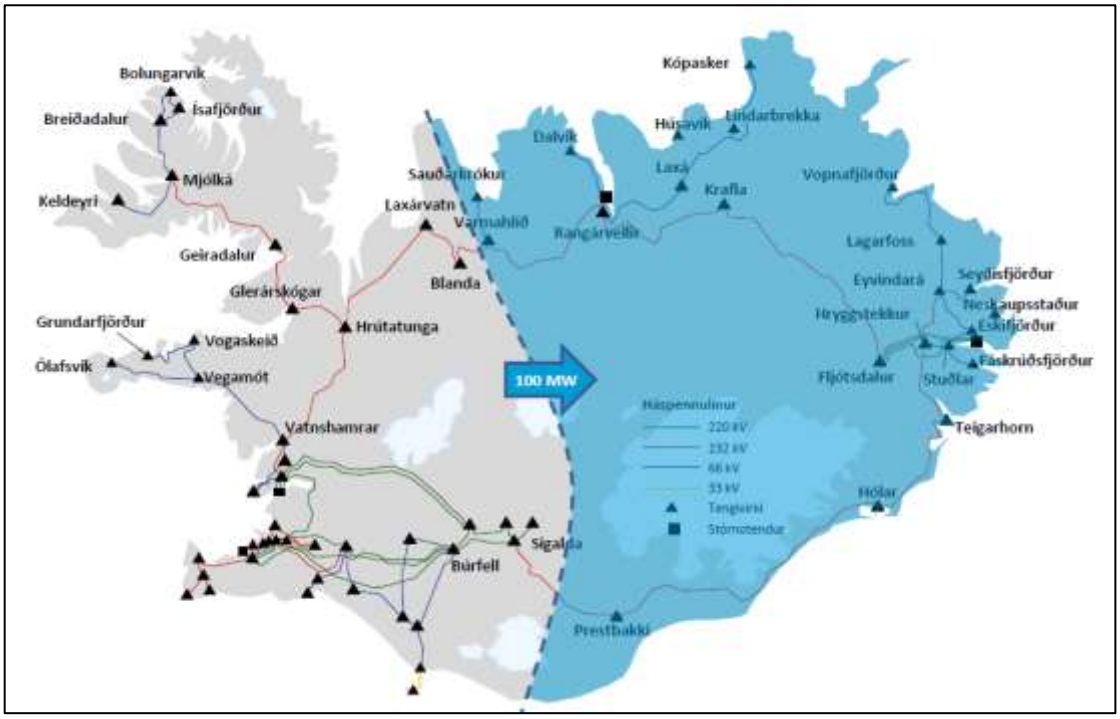
Tafla 9 **Kostnaður við orkuvinnslu með olíu til að takmarka flutninga svo svæðakerfi séu ekki yfirlestuð eða til að koma í veg fyrir spennuvandamál.**

Ár	SN Mkr	HS Mkr	VL Mkr	VF Mkr	NL Mkr	AL Mkr	SL Mkr	Samtals Mkr
2013						0		0
2014						2		2
2015	0	0	7	14	0	210	6	237
2016								311
2017								384
2018								457
2019								531
2020	0	0	17	5	0	440	142	604
2021								773
2022								941
2023								1.110
2024								1.278
2025	0	0	16	7	0	1.077	346	1.447
2026								1.601
2027								1.755
2028								1.908
2029								2.062
2030	0	0	31	52	0	1.563	569	2.216
2031								2.336
2032								2.456
2033								2.576
2034								2.697
2035	0	0	85	74	0	1.887	771	2.817
2036								3.029
2037								3.241
2038								3.453
2039								3.666
2040	0	0	126	176	0	2.204	1.371	3.878

Hér hefur verið litið á óbreytt kerfi frá því sem nú er, allt tímabilið. Þá kemur í ljós að nokkrir spennar í kerfinu yfirlestast og einnig fer spenna í sumum tilvikum undir 90%. Eftir skerðinguna vegna svæðakerfana er skoðað hvort flæði um snið í meginflutningskerfinu fari yfir stöðugleikamörk og er fjallað um það í kafla 4.2.

4.2 Takmarkanir á flæði um meginflutningskerfið

Eftir að notkun hefur verið skert vegna svæðakerfa er horft á flæði um mikilvægustu sniðin í meginflutningskerfinu og ef flæði er umfram mörk sem fram koma í kafla 2 er notkun skert frekar uns flæði er innan marka. Snið IV hefur mest áhrif og eru stöðugleikamörk um það 100 MW eins og fram kemur á mynd 6.



Mynd 6 Áhrifasvæði flutningstakmarkana um snið IV.

Í töflu 10 kemur fram álag innan sniðs IV og vinnsla sem er á svæðinu. Út frá þessum tölum er síðan reiknað hve mikið þarf að skerða notkunina til að flæði um sniðið sé innan leyfilegra marka. Hér er einnig gert ráð fyrir að ein vél komi í rekstur í Bjarnarflagi árið 2026 og skili 43 MW út á net. Ekki er hægt að gera ráð fyrir að fleiri vélar komi í rekstur þar vegna þess að þá fer flæði um snið IIIB yfir leyfileg mörk. Eins og sést er skerðingin í svæðakerfunum ekki nægjanleg á næstu árum til að halda flæði um snið IV innan leyfilegra marka en eftir að vél kemur í rekstur í Bjarnarflagi breytist þetta og fram til 2035 er flæðið innan marka án frekari skerðingar. Í viðauka V1 er að finna frekari gögn um álag á kerfið, vinnslu virkjana eftir svæðum og flæði um snið.

Tafla 10 Álag innan sniðs IV og skerðing vegna takmarkaðrar flutningsgetu meginflutningskerfisins um sniðið.

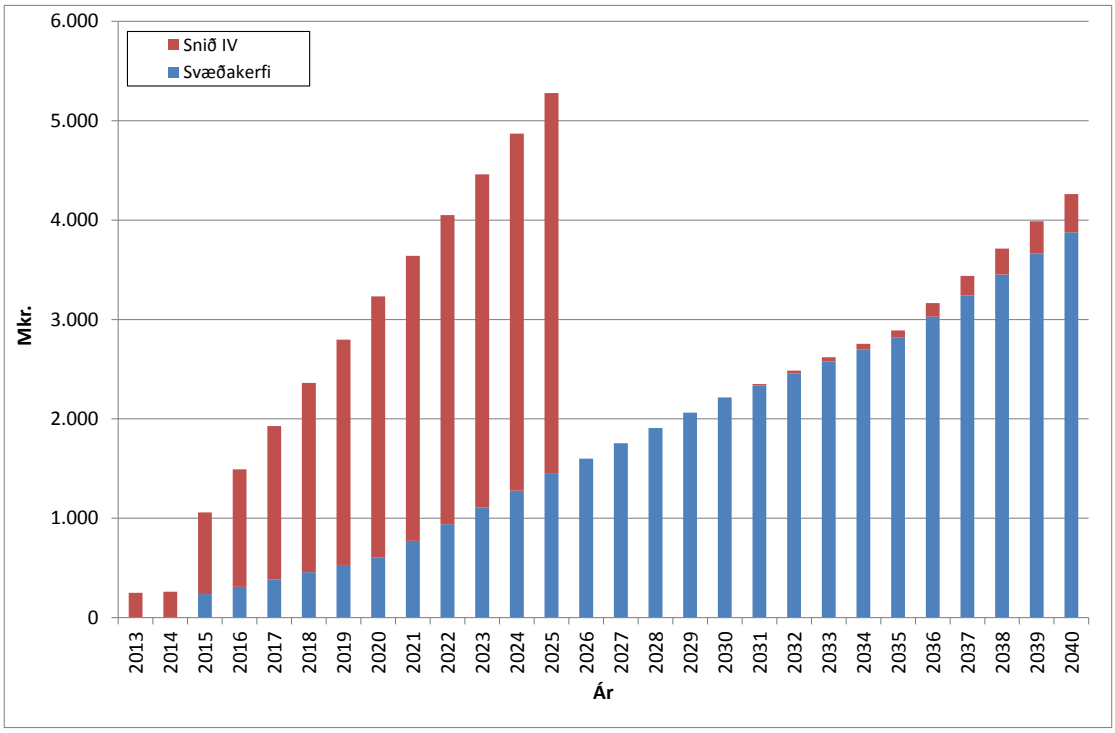
Ár	Notkun	Sam-lögun	Vinnsla á svæði	Álag á lutnings kerfi	Skerðing ALLS	Þar af snið IV	Álag eftir skerðingu
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
2012	235,8	-11,8	-140,0	84,0	0,0	0	84,0
2013	276,0	-13,8	-140,0	122,2	-22,2	-18,7	100,0
2014	278,2	-13,9	-141,6	122,7	-22,7	-17,4	100,0
2015	297,9	-14,9	-141,6	141,4	-41,4	-17,6	100,0
2016	301,7	-15,1	-141,6	145,1	-45,1	-18,3	100,0
2017	305,0	-15,2	-141,6	148,1	-48,1	-19,2	100,0
2018	307,9	-15,4	-141,6	150,9	-50,9	-20,0	100,0
2019	310,1	-15,5	-141,6	153,0	-53,0	-20,8	100,0
2020	320,1	-16,0	-141,6	162,5	-62,5	-31,2	100,0
2025	339,5	-17,0	-184,6	137,9	-44,5	0,0	93,4
2030	350,1	-17,5	-184,6	148,0	-50,3	0,0	97,7
2035	355,5	-17,8	-184,6	153,1	-53,1	-0,7	100,0
2040	359,5	-18,0	-184,6	156,9	-56,9	-3,1	100,0

Í töflu 11 og á mynd 7 er sýndur kostnaður bæði vegna skerðinga í svæðakerfum og vegna frekari skerðingar til að takmarka flæði um snið IV. Kostnaður minnkar verulega árið 2026 vegna þess að miðað er við að Bjarnarflagsvirkjun komi í rekstur með eina vél á því ári. Ef svæðakerfin væru uppfærð þannig að það væru engar takmarkanir þar myndi skerðingin næstu ár ekki breytast mikið þar sem flæði í sniðinu mun áfram takmarka notkunina. Undir lok tímabilsins er snið IV aftur farið að vera takmarkandi en ekki er hægt að setja inn vél 2 í Bjarnarflagi þar sem skerða þyrfti stóran hluta vinnslu hennar vegna takmarkana um snið IIIb.

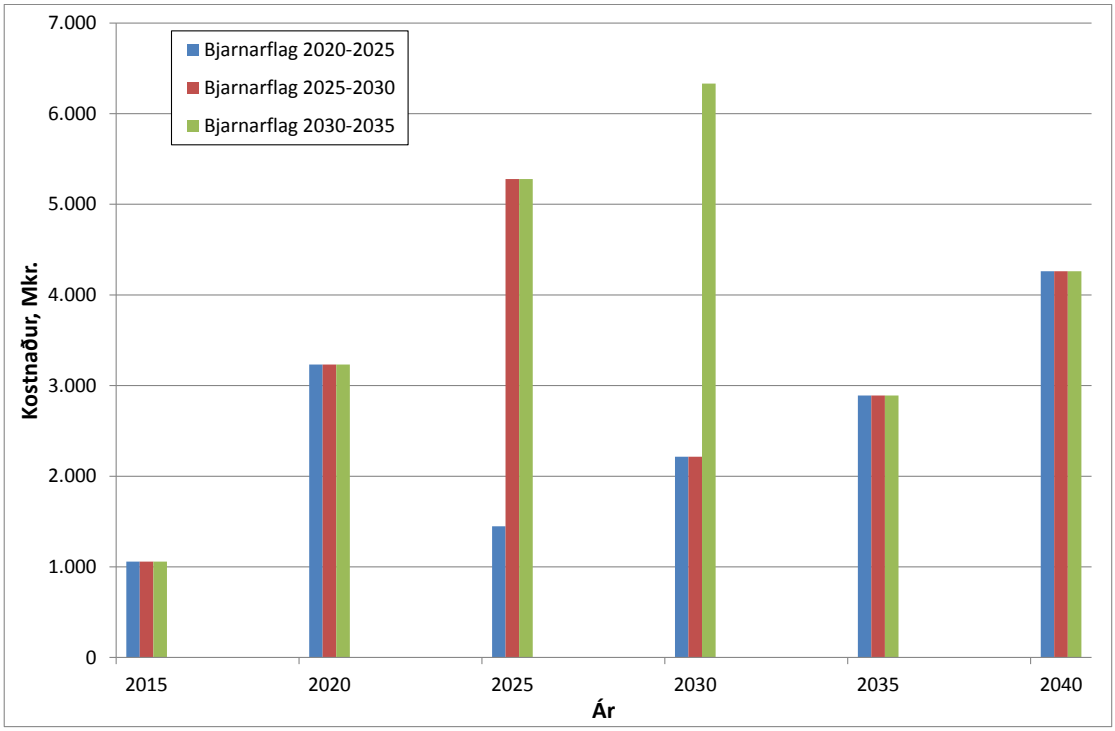
Á mynd 8 er sýnt hvaða áhrif tímasetning á virkjun á Norðausturlandi (Bjarnarflag 45 MW) hefði á kostnaðinn. Ef virkjunin kemur fyrr í rekstur minnkar kostnaðurinn en ef henni seinkar eykst kostnaðurinn frekar. Verulegur munur er á tilvikunum eftir því hvort virkjunin kemur í rekstur 2021 eða 2031 en í síðara tilvikinu eykst meðalkostnaðurinn á ári um 1.400 Mkr. Ef virkjuninni seinkar mjög mikið og flutningskerfið verður ekki byggt frekar upp mun skerðing á raforku til katla ekki nægja til að koma í veg fyrir skerðing til annarra nota svo fljótlega þarf að fara að ræsa dísilstöðvar sem mun leiða af sér mun meiri kostnað en hér er áætlaður. Mikilvægt er því að efla meginflutningskerfið til að auka flutningsgetu kerfisins til Austurlands.

Tafla 11 **Frekari kostnaður við orkuvinnslu með olíu til að takmarka flutninga um snið IV auk kostnaðar vegna svæðakerfa sem þegar er innifalinn í töflu 10.**

Ár	Kostnaður			Núvirði
	Svæða-kerfi	Snið IV Mkr.	Samtals	
2013	0	249	249	249
2014	2	258	260	247
2015	237	821	1.058	951
2016	311	1.182	1.493	1.271
2017	384	1.544	1.928	1.556
2018	457	1.905	2.362	1.808
2019	531	2.267	2.797	2.029
2020	604	2.628	3.232	2.222
2021	773	2.869	3.641	2.373
2022	941	3.109	4.051	2.502
2023	1.110	3.350	4.460	2.611
2024	1.278	3.591	4.870	2.702
2025	1.447	3.832	5.279	2.777
2026	1.601	0	1.601	798
2027	1.755	0	1.755	829
2028	1.908	0	1.908	855
2029	2.062	0	2.062	875
2030	2.216	0	2.216	892
2031	2.336	15	2.350	897
2032	2.456	29	2.485	899
2033	2.576	44	2.620	898
2034	2.697	58	2.755	895
2035	2.817	73	2.890	890
2036	3.029	135	3.164	924
2037	3.241	197	3.439	951
2038	3.453	260	3.713	974
2039	3.666	322	3.988	991
2040	3.878	384	4.262	1.004



Mynd 7 **Kostnaður vegna skerðingar notkunar sökum takmarkana í núverandi flutningskerfi raforku.**



Mynd 8 **Kostnaður vegna skerðingar notkunar sökum takmarkana í núverandi flutningskerfi raforku við mismunandi tímasetningar á virkjun á Norðausturlandi.**

4.3 Takmarkanir varðandi vinnslu raforku

Ef takmarkanir eru á flutningum milli landshluta getur komið upp sú staða að ekki sé hægt að nýta sér það að rennslisaðstæður við vatnsaflsvirkjanir geta verið mismunandi og hægt er að fá betri nýtingu út úr virkjanakerfinu með því að eiga möguleika á að flytja orku milli landshluta. Einnig gerir þetta það að verkum að nýjar virkjanir verða helst að koma nálægt stórum álagspunktum í kerfinu. Eftirfarandi eru dæmi um slíkt:

1) Nú er 90 MW umframafl í Fljótsdalsvirkjun sem ekki er hægt að nýta að neinu ráði fyrr en flutningskerfið milli Austfjarða og annarra landshluta hefur verið eflt verulega.

2) Áform eru uppi um virkjanir í Bjarnarflagi og Þeystareykjum en ef þær eiga eingöngu að anna almenna markaðinum með óbreyttu flutningskerfi er einungis hægt að reisa eina 45 MW vél í þessum virkjunum næstu áratugina.

3) Komið getur upp það ástand að rennsli sé lítið til Fljótsdalsvirkjunar og að hún geti því ekki annað orkuþörf álversins á Reyðarfirði. Nægt vatn gæti verið við virkjanir á Suðurlandi svo auka mætti orkuvinnslu þar og nýta í álverinu fyrir austan. Almennt álag getur löngum stundum verið mikið á Austurlandi og hefur flutningskerfið því ekki getu til að flytja nema takmarkaða orku til álversins. Því er einungis hægt að nýta slíka samkeyrslu lítillega.

Í kafla 2 eru sýnd tvö dæmi um uppbyggingu virkjana og á annað við óbreytt flutningskerfi og hitt sýnir uppbyggingarleið ef engar takmarkanir væru í kerfinu. Hér verður kostnaður raforkuvinnslunnar vegna flutningstakmarkana metinn út frá þessum dæmum um uppbyggingu vinnslukerfisins. Kostnaðarauka milli þessara tilvika er síðan dreift jafnt á tímabilið þar sem fjárfestingar koma til á mörgum árum auk þess sem óvissa er um nákvæma tímasetningu. Þar að auki valda takmarkanir í meginflutningskerfinu því að erfiðleikar geta verið með flutninga milli landshluta sem geta takmarkað vinnslu í einstökum virkjunum og einnig kallað á þörf fyrir meira reiðuafl. Erfitt er að meta þetta atriði nákvæmlega nema með mun ítarlegri athugun en hér var gerð en til að taka með lágmarksáhrif af þessu er miðað við að þetta kalli á um 1% aukningu í uppsettu afli eða 20 MW. Niðurstaða þessara reikninga er sýnd í töflu 12. Í töflunni kemur fram að fjárfesta þarf í orkuvinnslu fyrir um 62 milljarða kr. vegna takmarkana í flutningskerfinu eða að núvirði tæplega 33 milljarða kr.

Tafla 12 Auknar fjárfestingar í orkuvinnslu vegna takmarkana í flutningskerfinu (meðtalin aukin vinnsla vegna tapa).

Ár	Fjárfest-ingar Mkr.	Aukaafl vegna eyjareksturs Mkr.	Samtals Mkr.	Núvirði Mkr.
2013	1.929	0	1.929	1.929
2014	1.929	296	2.225	2.109
2015	1.929	296	2.225	1.999
2016	1.929	296	2.225	1.895
2017	1.929	296	2.225	1.796
2018	1.929	296	2.225	1.702
2019	1.929	296	2.225	1.614
2020	1.929	296	2.225	1.530
2021	1.929	296	2.225	1.450
2022	1.929	296	2.225	1.374
2023	1.929	296	2.225	1.303
2024	1.929	296	2.225	1.235
2025	1.929	296	2.225	1.170
2026	1.929	296	2.225	1.109
2027	1.929	296	2.225	1.051
2028	1.929	296	2.225	997
2029	1.929	296	2.225	945
2030	1.929	296	2.225	895
2031	1.929	296	2.225	849
2032	1.929	296	2.225	805
2033	1.929	296	2.225	763
2034	1.929	296	2.225	723
2035	1.929	296	2.225	685
2036	1.929	296	2.225	649
2037	1.929	296	2.225	616
2038	1.929	296	2.225	583
2039	1.929	296	2.225	553
2040	1.929	296	2.225	524
Samtals	54.012	7.992	62.004	32.852

4.4 Töp í flutningskerfinu

Samhliða auknu álagi á raforkukerfið munu töp aukast hlutfallslega við óbreytt flutningskerfi. Nú eru orkutöp í flutningskerfinu tæp 2% af raforkuvinnslu á landinu. Hér er aukning metin út frá útreiknuðum töpum á mesta álagstíma og þá kemur í ljós að jaðarafltöpin eru að meðaltali það tímabil sem hér er skoðað tæp 7% enda er verið að skoða kerfi sem er þung lestað. Í lok tímabilsins eru heildartöpin rúm 2,6%. Ef

flutningskerfið utan Suður- og Suðvesturlands yrði byggt upp mætti gera ráð fyrir að töp mundu minnka í kerfinu um allt að 10 MW við lok spátímabilsins. Tafla 13 sýnir hvernig töpin aukast.

Tafla 13 Töp í flutningskerfinu.

Ár	Afltöp óbreytt kerfi MW	Núverandi hlutfallsleg töp MW	Aukin afltöp MW	Aukin orkutöp GWh	Kostnaður Mkr.	Núvirði Mkr.	Töp í öflugu kerfi MW
2013	43,4	43,4	0,0	0,0	0	0	35
2014	44,8	44,2	0,5	2,7	11	10	35
2015	46,2	44,5	1,6	8,1	32	29	35
2016	47,6	44,8	2,8	13,9	56	47	36
2017	48,9	45,1	3,8	19,2	77	62	36
2018	50,3	45,4	4,9	24,6	98	75	36
2019	51,7	45,7	6,0	29,9	120	87	36
2020	53,1	46,1	7,0	35,0	140	96	37
2021	55,0	46,4	8,6	42,8	171	112	37
2022	56,9	46,8	10,1	50,4	202	125	37
2023	58,7	47,1	11,6	58,0	232	136	38
2024	60,6	47,5	13,1	65,6	263	146	38
2025	62,5	47,8	14,7	73,3	293	154	38
2026	63,2	48,1	15,0	75,2	301	150	38
2027	63,9	48,4	15,4	77,2	309	146	39
2028	64,5	48,7	15,8	79,2	317	142	39
2029	65,2	48,9	16,3	81,4	326	138	39
2030	65,9	49,2	16,7	83,6	334	135	39
2031	66,5	49,4	17,1	85,6	343	131	39
2032	67,1	49,6	17,5	87,7	351	127	39
2033	67,8	49,8	18,0	89,8	359	123	40
2034	68,4	50,0	18,4	91,8	367	119	40
2035	69,0	50,2	18,8	93,9	375	116	40
2036	69,6	50,4	19,2	95,8	383	112	40
2037	70,2	50,7	19,5	97,7	391	108	40
2038	70,8	50,9	19,9	99,6	398	104	41
2039	71,4	51,1	20,3	101,4	406	101	41
2040	72,0	51,3	20,7	103,3	413	97	41
Samtals				1.767	7.067	**2.928**	

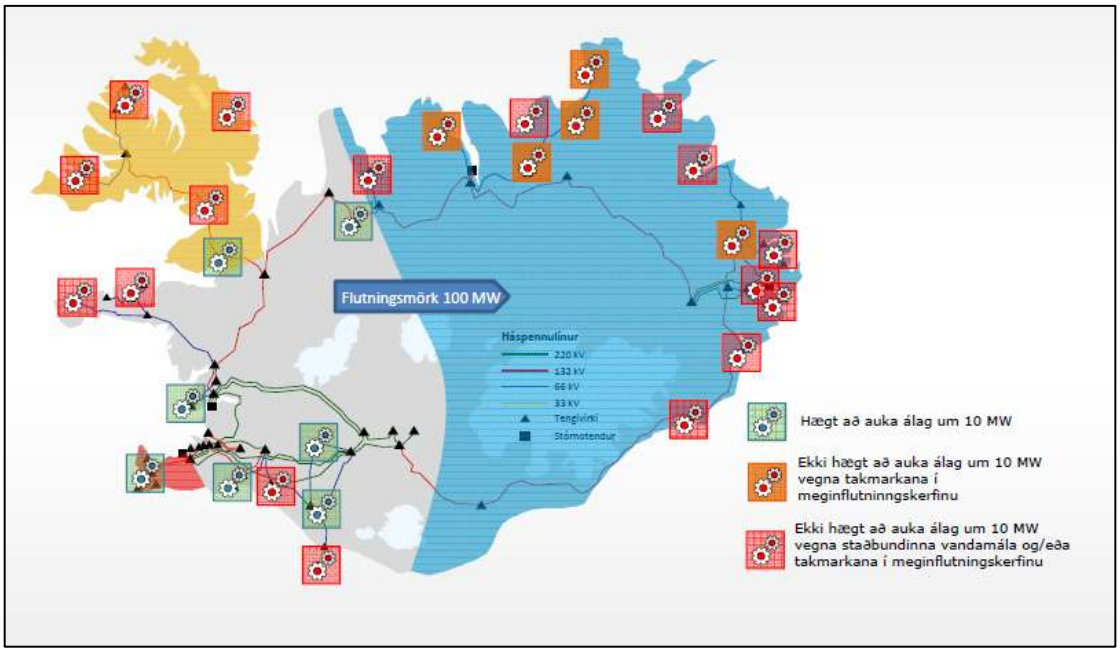
5. ÁHRIF ÖRYGGIS OG GÆÐA Í RAFORKUAFHENDINGU Á BYGGÐ

Raforka er undirstaða nútímaþjóðfélags og það er mikilvægt fyrir einstaklinga og fyrirtæki að njóta öruggrar raforkuafhendingar og að önnur gæði hennar séu ásættanleg. Þeir sem búa á þéttbýlasta svæði landsins líta á það sem sjálfsagðan hlut að raforka sé alltaf til staðar enda hafa truflanir á raforkuafhendingu verið fátíðar á þeim svæðum undanfarin ár og langt er um liðið síðan löng truflun hefur komið upp á höfuðborgarsvæðinu. Ef gæði raforkuafhendingar á ákveðnu svæði eru verulega lakari en á öðrum svæðum er hætt við að það virki fráhrindandi bæði fyrir búsetu fólks og atvinnustarfsemi.

Á sumum svæðum á landinu er flutningskerfið það þung lestað að ekki getur komið til nein aukin notkun að ráði nema kerfið sé styrkt. Ef engin uppbygging verður í flutningskerfi raforku á næstu áratugum mun munur á milli svæða aukast hvað varðar mögulega uppbyggingu atvinnustarfsemi sem gæti haft verulega áhrif á byggðaþróun. Til að gefa hugmynd um það á hvaða svæðum á landinu væri erfitt að auka verulega álag á raforkukerfið var skoðuð lestun á flutningskerfið ef bætt væri við stöku 10 MW álagi á mismunandi stöðum á landinu. Gengið var út frá álagi á kerfið í heild eins og það er áætlað árið 2015. Á mynd 9 kemur fram hvar hægt væri að setja niður meðalstórt iðnfyrirtæki sem notar 10 MW og einnig þau svæði þar sem meginflutningskerfið á í erfiðleikum með að anna auknu álagi af öryggi. Erfitt er að anna slíku álagi víða í 66 kV kerfinu svo sem á Austfjörðum, Vestfjörðum og Snæfellsnesi. Aftur á móti er hægt að anna auknu álagi í nágrenni stærri virkjana og á svæðum sem tengjast 132 og 220 kV kerfinu á Suðurlandi, Vesturlandi og Norðurlandi. Mörg af þeim svæðum sem ekki bera nýjan 10 MW notanda eiga undir högg að sækja og er því mikilvægt að styrkja flutningkerfið til þessara svæða svo kerfið hindri ekki byggðaþróun.

Árið 2010 var meðal virðisauki í íslenskri atvinnustarfsemi 274 krónur á hverja notaða kílówattstund eins og fram kemur í útreikningum START hópsins þar sem reiknað er hlutfall virðisauka samkvæmt tölum Hagstofu Íslands og raforkunotkunar. Aukin notkun um 10 MW og 50 GWh á ári gæti því skilað tæplega 14 milljörðum í árlegan virðisauka. Ganga má út frá að 2/3 af þeirri upphæð færu í laun og tengd gjöld og það samsvarar um 9 milljörðum kr. á ári sem mundu skila sér til fólksins í nágrenni starfseminnar. Slík viðbót gæti skipt miklu máli fyrir viðkomandi byggðarlag. Takmarkanir í flutningskerfinu sem hindra uppbyggingu atvinnulífs geta því haft mikið að segja fyrir einstök byggðarlög.

Einnig getur óbreytt flutningskerfi hindrað að hægt verði að ráðast í hagkvæmustu virkjanirnar hverju sinni. Slíkt getur haft áhrif á byggðaþróun þar sem virkjanir kalla á störf sérstaklega á uppbyggingartíma þeirra en einnig þarf að sinna viðhaldi allan rekstrartíma virkjananna. Erfitt er að meta þennan þátt til fjár og verður það því ekki gert hér.



Mynd 9 **Staðir þar sem takmarkaðir möguleikar eru til að staðsetja meðalstór fyrirtæki.**

6. NÁTTÚRUHAMFARIR

Á undanförnum áratugum hafa náttúruhamfarir valdið litlu tjóni á raforkukerfinu á Íslandi en þrátt fyrir það er nauðsynlegt að vera vakandi fyrir því að slíkir atburðir geta valdið verulegum truflunum í rekstri kerfisins. Sem betur fer eru mjög litlar líkur á að slíkir atburðir eigi sér stað. Segja má að náttúruhamfarir eigi sér stað vegna ójafnvægis sem er til staðar í náttúrunni. Ekki er í mannlegu valdi að koma í veg fyrir slíkt en stundum er hægt að minnka áhrif náttúruhamfara á mannvirki með fyrirbyggjandi aðgerðum (sjá nánar bók Viðlagatryggingar Íslands um Náttúruvá á Íslandi frá 2012 og skýrslu Hauks Tómassonar um Náttúruhamfarir og virkjanir frá 1972).

6.1 Áhrif náttúruhamfara á raforkukerfið

Dæmi um atburði sem hér gæti verið um að ræða eru eftirfarandi:

1) Hamfaraveður sem valda tjóni á flutningslínum.
2) Snjóflóð eða aurskriður sem falla á línur.
3) Flóð sem valda tjóni á flutningslínum svo sem við eldgos í Vatnajökli.
4) Jarðskjálftar sem valda tjóni á orkuverum eða flutningslínum.
5) Eldgos þar sem aska og vikur valda vandamálum við rekstur vatnsorkuvera og flutningslína.
6) Eldgos sem valda erfileikum við orkuöflun jarðgufustöðva.
7) Eldgos þar sem hraun hefur áhrif á orkuöflun vatnsorkuvera.
8) Eldgos þar sem hraun fer yfir línu.

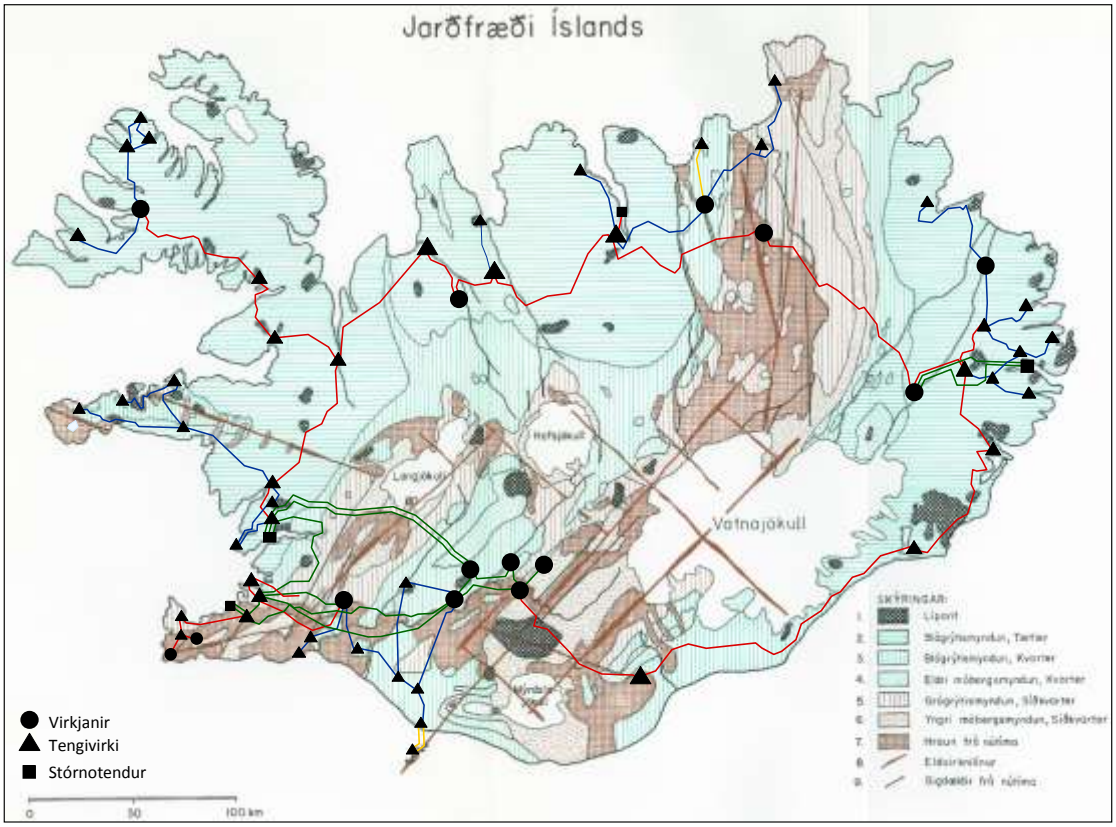
Fyrstu fjögur atriðin hafa komið upp hér á landi á síðustu áratugum og hafa valdið tjóni. Þó hefur tekist að vinna þannig úr þeim að þessi tilvik hafa reynst vel viðráðanleg. Komið geta upp atburðir sem erfitt væri að ráða við og eftir því sem kerið er veikara eru meiri erfiðleikar að mæta þannig atburðum. Dæmi um slíkt gætu verið eftirfarandi:

1) Ef eldgos veldur því að ein virkjun verður ekki starfhæf en flutningskerfið er í fullum rekstri geta aðrar virkjanir komið eitthvað á móti slíku. Takmarkanir í flutningskerfinu geta á móti komið í veg fyrir að hægt sé að koma orkunni til notenda auk þess sem aðrar virkjanir hafa takmarkaða getu til að taka á sig aukið álag. Ef t.d. eldgos nálægt Kröflu gerði stöðina óstarfhæfa yrði erfitt að bæta kerfinu á Norður- og Austurlandi það upp með aukinni vinnslu á Suðurlandi vegna takmarkana í flutningskerfinu.
2) Annað dæmi, sem væri ennþá erfiðara, er að rekstur Fljótsdalsstöðvar stöðvaðist. Flutningskerfið gæti þá ekki flutt nema takmarkað magn austur auk þess sem ekki er nægjanlegt afl í kerfinu til að mæta slíku þó svo að engar

takmarkanir væru í flutningskerfinu. Slík tilvik sem stæðu í langan tíma mundi því valda miklu tjóni.

3) Eldgos á Suðurnesjum gæti skemmt flutningslínuna sem liggur frá höfuðborgarsvæðinu og mundi þá einangra Suðurnesin frá öðrum hlutum raforkukerfisins. Á svæðinu eru virkjanir með 170 MW í uppsettu afli en álag á svæðinu er um 55 MW svo 115 MW mundu detta út af landskerfinu sem mundi eiga í vandræðum með að ráða við slíkt á háálagstíma. Nýjar línur sem fyrirhugaðar eru til svæðisins eiga að liggja samhliða núverandi línu og mundu því að öllum líkindum einnig skemmast og því breyta stöðunni lítið.

Ef litið er á hvar hraun hafa runnið frá síðasta jökulskeiði (síðustu 10.000 ár) sést að stór hluti raforkuvera landsins er á slíkum svæðum eins og fram kemur á mynd 10. Þetta á við um virkjanir Landsvirkjunar í Tungnaá og allar jarðgufustöðvarnar. Einnig sést á myndinni lega eldvirknilína og liggur flutningskerfið víða um slík svæði. Þegar horft er á myndina sést að nokkur hætta er á að eldvirkni valdi tjóni á raforkumannvirkjum.



Mynd 10 Flutningskerfi raforku og útbreiðsla hrauna og eldvirknilína (Raforkukerfið sett inn á kort frá Hauki Tómassyni frá 1972).

6.2 Viðbrögð við náttúruhamförum

Þegar truflanir eiga sér stað í raforkukerfinu er ætíð reynt að anna áfram allri notkun raforku. Gripið er til allra þeirra ráðstafa sem tiltækar eru en hætt við að ekki sé hægt að anna öllu álaginu vegna flutningstakmarkana eða ónógs uppsett afls í kerfinu. Mikilvægt er að gera sér grein fyrir þeim möguleikum sem eru í kerfinu til að mæta slíkum erfiðleikum. Helstu atriði sem þar gæti verið um að ræða eru eftirtaldir:

1) Álag almennra nota er breytilegt innan ársins og því er auðveldara að ráða við áföll sem koma upp að sumarlagi heldur en að vetrinum þegar álag er mest á kerfið. Ef skoðað er hámarksálag almennrar notkunar eftir mánuðum sést að árstíðasveiflan er um 170 MW. Hafa þarf í huga að yfir lágálagstíma er notað tækifæri til viðhalds á orkuverum sem gerir það að verkum að ekki er allt þetta umframafl tiltækt með skömmum fyrirvara.
2) Ódýrasta varaafl í kerfinu eru olíukatlar kyntra hitaveitna og iðnaðar. Þessi notkun er nokkuð sveiflukennd sérstaka hjá fiskimjölsverksmiðjum. Árið 2011 var hún á mesta álagstíma um 52 MW en mest var hún 92 MW þegar loðnuvertíð stóð sem hæst. Síðan 2011 hafa bæst um 40 MW við þetta afl á Austurlandi (fiskimjölsverksmiðjur) og framundan er frekari auking á Höfn og í Vestmannaeyjum.
3) Endurkaup á orku frá stórum notendum raforku getur verið hagkvæmara en að skerða alla notendur jafnt. Virðisauki í orkueiningu er minnstur hjá stórnotendum raforku og því gæti það verið kostur að semja við þá aðila um að minnka úttekt. Álverin þurfa nokkurn fyrirvara á slíku en til lengri tíma ættu þau að geta minnkað straumþéttleika og einnig tekið ker úr rekstri. Minni hætta er á verulegu tjóni við rafmagnsleysi sem vitað er um með litlum fyrirvara hjá Járnblendiverksmiðjunni á Grundatanga.
4) Eldsneytiskyntar varastöðvar eru víða um land til notkunar við truflanir í flutnings- eða dreifikerfum. Kostnaður er mikill við keyrslu á þessum stöðvum en þar sem flestar truflanir standa um skamma hríð verður kostnaður við nýtingu þeirra ekki óhóflegur. Ef truflun stendur um langa hríð er hagkvæmara að nýta þá möguleika sem koma fram hér að framan. Uppsett afl í þessum stöðvum er um 110 MW en ekki er víst að það sé allt tiltækt á sama tíma og er því eðlilegra að miða við aðeins lægri tölu t.d. 100 MW.

Ef flutningskerfið hefur litla umframgetu við eðlilegan rekstur er hætt við því að aðgerðir eins og þær sem hér eru nefndar nýtist takmarkað við stóráföll þar sem ekki er hægt að flytja næga orku á milli landshluta. Sú staða getur því vel komið upp að veruleg umframorka/afl sé til staðar í einum landshluta en á sama tíma sé skortur í öðrum landshluta. Áður hefur verið nefnt dæmi um Austurland.

7. ÁHRIF FREKARI UPPBYGGINGAR IÐNFYRITÆKJA SEM BYGGJA Á NOTKUN RAFORKU Á REKSTUR LANDSNETS

Alþingi samþykkti í janúar 2013 þingsályktun um vernd og orkunýtingu landsvæða. Þar eru nokkrir virkjanakostir settir í orkunýtingarflokk sem munu nýtast næstu áratugi til að anna aukningu almenna markaðarins. Vinnslugeta þessara kosta er nokkur umfram það sem þörf er á fyrir almenna markaðinn fram til 2040 og væri hægt að nýta hana fyrir nýja iðnaðarnotendur. Í töflu 14 eru þessir kostir teknir saman og þar kemur einnig fram hve mikið afl og orka gæti verið tiltækt fyrir orkufreka notendur ef gert er ráð fyrir að þessar virkjanir ásamt ónýttri núverandi getu anni einnig auknu álagi almenna markaðarins. Ef farið verður út í hagnýtingu þessara kosta munu flutningar raforku aukast verulega sem kallar á fjárfestingar í flutningskerfinu. Hér eru teknar saman tölur um mögulegar auknar tekjur Landsnets ef farið verður út í hagnýtingu þessara virkjanakosta sem ættu að nýtast við uppbyggingu flutningskerfisins og rekstur þess og gætu þá vonandi bætt ástand kerfisins frá því sem nú er.

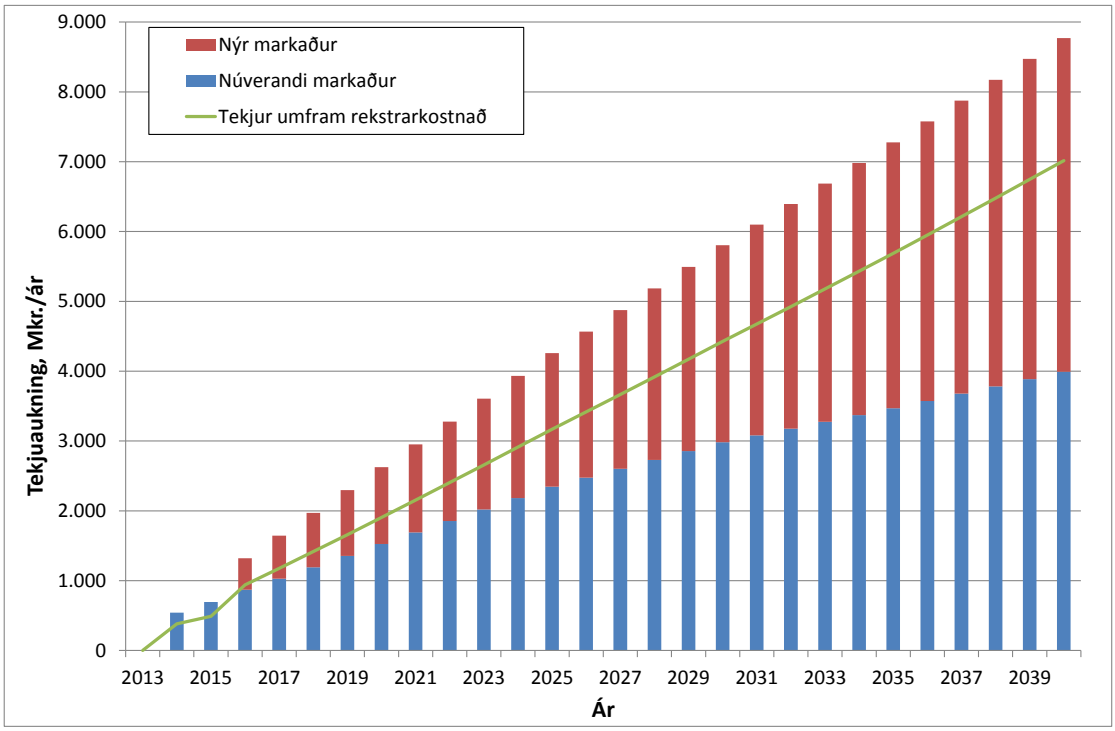
Hafa þarf í huga þegar þessar tölur eru skoðaðar að orkutölur jarðgufuvirkjana miða við 8.200 stunda nýtingu á afli en almenni markaðurinn er með mun lægri nýtingu. Aukin notkun orkufrekra notenda mun kalla á frekari uppbyggingu flutningskerfisins og þá ætti umframafl í Fljótsdalsstöð að nýtast og því ekki þörf í þessu dæmi á að setja upp meira afl í núverandi vatnsaflsvirkjanir til að tryggja fulla nýtingu jarðgufustöðva. Neðst í töflu 14 er sýnd skipting aukinnar notkunar niður á almenna markaðinn og nýja orkufreka notendur. Sýnd eru tvö dæmi og miðar annað við að kostir í Rammaáætlun verði fullnýttir árið 2040 og hitt dæmið að þeir verði fullnýttir á fimmtán árum eða tímabilið 2014 til 2028.

Meiri flutningar um kerfið munu auka tekjur Landsnets verulega ef verðgildi gjaldskrár helst óbreytt og ætti þessi tekjuaukning að nýtast til að byggja upp flutningskerfið svo hægt verði að anna auknum flutningum. Litið var á auknar tekjur sem vöxtur frá og með 2014 gæti skilað og þá miðað við raforkuspá fyrir almenna markaðinn og að einnig komi til nýir orkufrekir aðilar sem munu vaxta jafnt og þétt. Reiknuð voru tvö dæmi og sýnir annað tekjuaukninguna ef virkjanakostir í nýtingarflokki rammaáætlun verða fullnýttir árið 2040 og hitt dæmið ef þeir verða fullnýttir á næstu fimmtán árum eða árið 2028. Jafnframt er gert ráð fyrir að ónýtt orkuvinnslugeta í virkjunum sé að meðaltali 1% af heildargetu allra virkjana. Tekjurnar vaxa verulega samkvæmt þessum dæmum og árleg tekjuaukning er tæpir 9 milljarðar kr. við lok tímabilsins við óbreytta gjaldskrá í fyrra dæminu og rúmir 8 milljarðar kr. í seinna dæminu. Ef gert er ráð fyrir að nú fari um 30% af tekjuaukanum til reksturs kerfisins og að það hlutfall lækki í 20% við lok spátímabilsins skilar þessi aukni markaður árið 2040 um 6-7 milljörðum kr. sem nýta má til uppbyggingar. Tekjuaukningin næstu áratugi er sýnd á myndum 11 og 12.

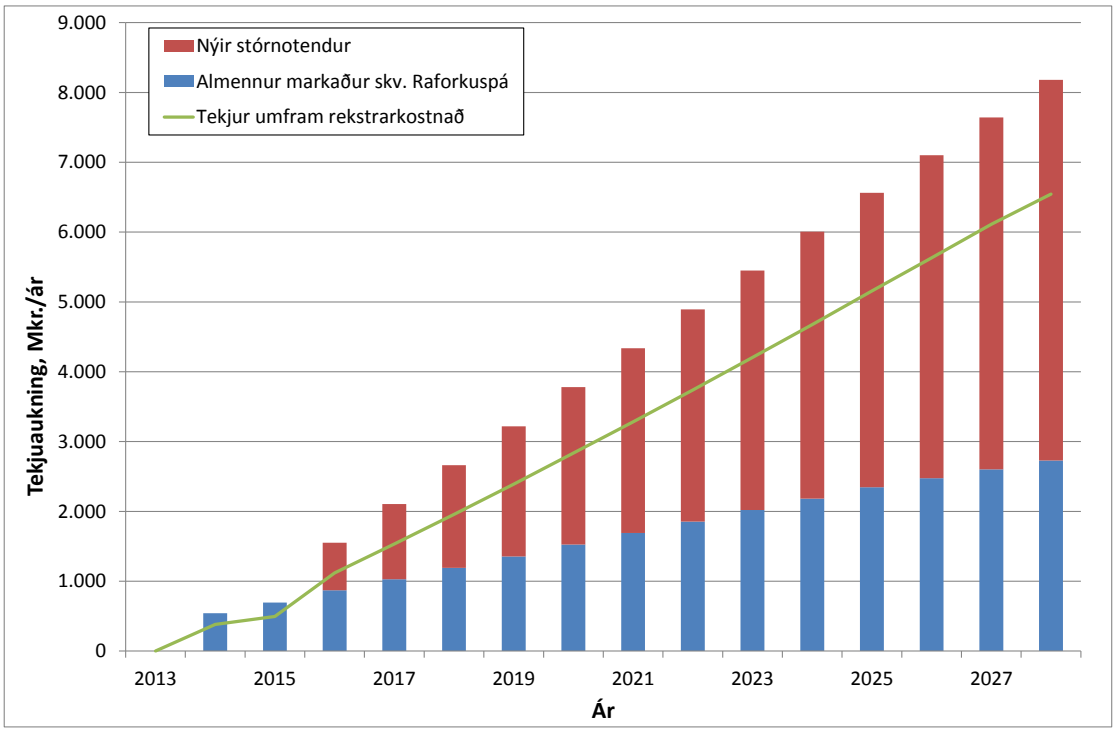
Samkvæmt áætlunum Landsnets eru miklar fjárfestingar framundan í flutningskerfi Landsnets og er áhugavert að bera þessar fjárfestingar saman við núverandi fjárfestingagetu fyrirtækisins að viðbættum tekjum frá aukinni notkun að frádregnum auknum rekstrarkostnaði. Landsnet hefur talið að fjárfestingar næstu tíu ára geti numið um 77 milljörðum kr. og að núverandi tekjur geti lagt til 35 milljarða á næstu tíu árum. Síðan er framlag aukinnar notkunar reiknað eins og hér að framan sem gefur tæpa 10 milljarða kr. og auknir flutningar til nýrra iðnaðarnotenda gefa rúma 12 milljarða kr. Samtals ætti því óbreytt gjaldskrá Landsnets að geta lagt um 57 milljarða til nýrra fjárfestinga á næstu tíu árum. Þessu til viðbótar er síðan minni þjóðhagslegur kostnaður sem nemur sömu fjárhæð eða 57 milljörðum kr. eins og gerð var grein fyrir í köflum 3 og 4, sjá mynd 13. Hafa þarf í huga þegar þessar tölur eru skoðaðar að tekjur eru meiri við lok tímabilsins en við upphaf þess og líklegt er að fjárfestingarþörf Landsnets minnki að nýju þegar horft er til lengri tíma.

Tafla 14 Virkjunarkostir í orkunýtingarflokk samkvæmt Þingsályktun um áætlun um vernd og orkunýtingu landsvæða.

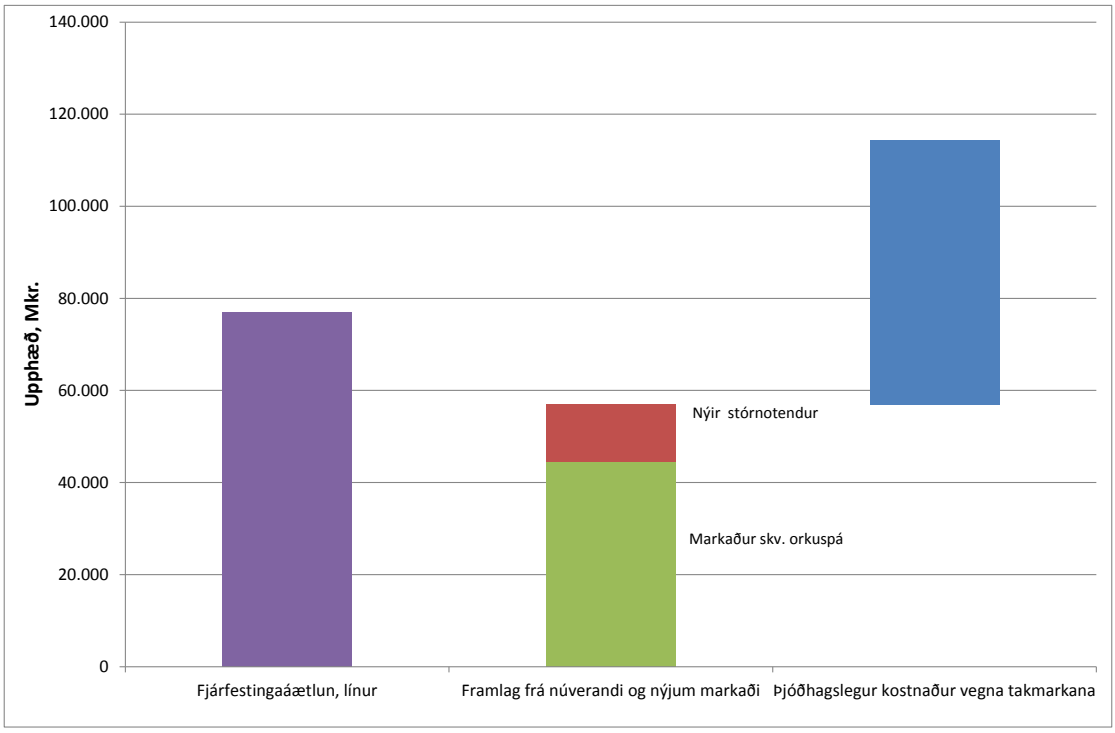
Virkjunarkostur	Landshluti	Afl út á net MW	Orka GWh
Hvalárvirkjun	Vestfirðir	35	259
Blönduveita	Norðurland	28	180
Reykjanes	Suðvesturland	76	540
Stóra-Sandvík	Suðvesturland	48	394
Eldvörp	Suðvesturland	48	394
Sandfell	Suðvesturland	48	394
Sveifluháls	Suðvesturland	48	394
Meitillinn	Suðvesturland	43	353
Gráuhnjúkar	Suðvesturland	43	353
Hverahlíð	Suðvesturland	86	705
Bjarnaflag	Norðausturland	86	705
Krafla I, stækkun	Norðausturland	38	304
Krafla II, 1. áfangi	Norðausturland	43	353
Krafla II, 2. áfangi	Norðausturland	86	705
Þeistareykir	Norðausturland	171	1402
Þeistareykir, vesturs væði	Norðausturland	86	705
Samtals		978	7.881
Ónýtt 2014		107	664
Þörf almenna markaðarins til 2040		377	2.661
Tiltækt til annarra nota		**708**	**5.884**
Þörf almenna markaðarins til 2028		236	1.819
Tiltækt til annarra nota		**849**	**6.726**



Mynd 11 **Flutningstekjur vegna aukningar núverandi raforkumarkaðar og mögulegrar aukningar vegna nýrra orkufrekra notenda ef virkjanir í nýtingarflokki rammaáætlunar verða fullnýttar árið 2040.**



Mynd 12 **Flutningstekjur vegna aukningar núverandi raforkumarkaðar og mögulegrar aukningar vegna nýrra orkufrekra notenda ef virkjanir í nýtingarflokki rammaáætlunar verða fullnýttar árið 2028.**



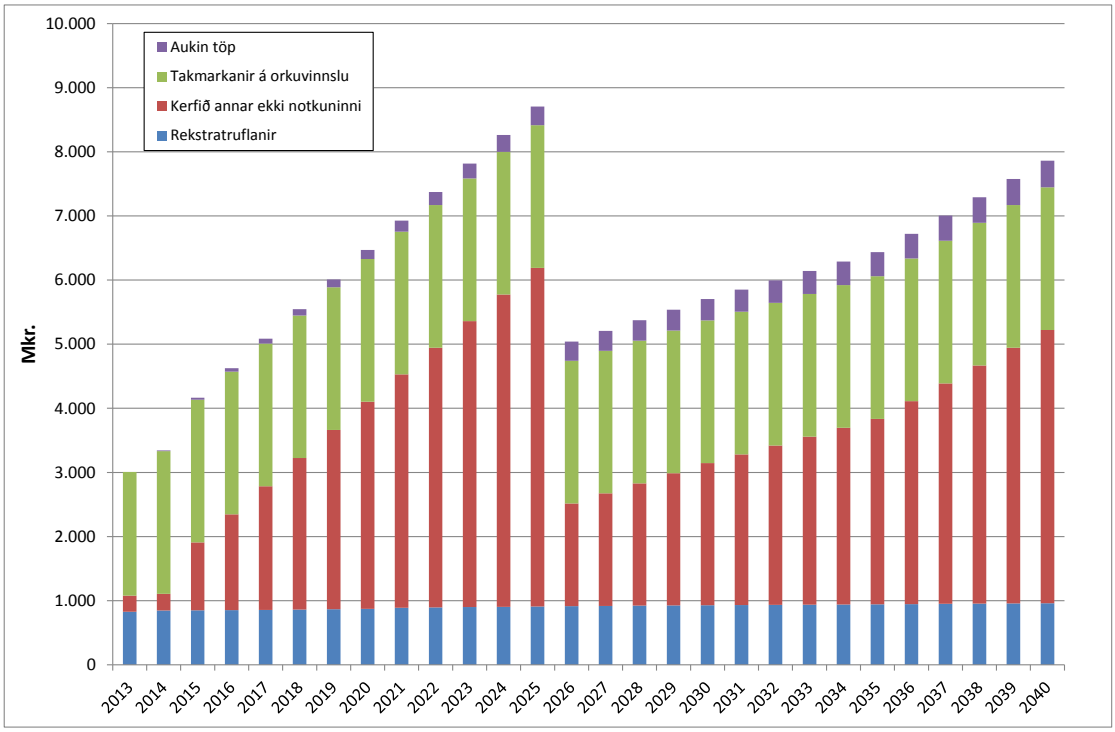
Mynd 13 Fjárfestingaáætlun Landsnets fyrir næstu tíu ár í samanburði við mögulegt framlag frá tekjum Landsnets við óbreytta gjaldskrá ásamt þjóðhagslegum kostnaði við takmarkanir í flutningskerfinu.

Þar að auki má gera ráð fyrir að það sé þjóðfélagslegur ávinningur af því að byggja upp ný atvinnutækifæri í fyrirtækjum sem nýta verulegt magn af raforku. Ef horft er á þann virðisauka sem verður til í núverandi stóriðjufyrirtækjum eins og gert hefur verið í skýrslu EFLU verkfræðistofu fyrir Starfshóp um rekstrartruflanir sést að hann var um 4,5 kr./kWh á árinu 2010 (verðlag þess árs). Ef þessi tala er notuð til að reikna virðisaukann í þessari nýju atvinnustarfsemi út frá tölunum í töflu 14 (miðað við fullnýtingu rammaáætlunar 2040) fást 26 milljarðar kr. Líklegt er að sú nýja atvinnustarfsemi, sem nýta myndi þessa orku, væri með eitthvað meiri virðisauka og ef hann færi í 10 kr./kWh væri þessi upphæð um 60 milljarðar kr. á ári. Ef hlutur launa og tengdra gjalda er 2/3 af virðisaukanum og hlutur fjármagns 1/3 væru laun og tengd gjöld tengd þessari nýju atvinnustarfsemi 17 milljarðar kr. ef virðisaukinn er 4,5 kr./kWh á ári og 40 milljarðar kr. á ári ef hann er 10 kr./kWh og eiga þessar tölur við notkunina við lok spátímabilsins.

Ef frekari stórnotkun verður að veruleika þarf að styrkja flutningskerfið meira og myndi sú uppbygging að öllum líkindum einnig nýtast almennri notkun. Slíkt myndi þá leiða af sér frekari þjóðfélagslegan ávinning en rætt er um hér að framan í köflum 3 til 6.

8. ÁHRIF BREYTTRA FORSENDNA Á NIÐURSTÖÐUR

Í töflu 15 og á mynd 14 hér að aftan er tekinn saman kostnaðurinn sem áætlaður var í köflum 3 til 6 hér að framan. Eins og þar kemur fram liggur stærsti hluti kostnaðarins í þremur þáttum: rekstratruflanir, flutningskerfið annar ekki notkuninni og takmörkunum í orkuvinnslu. Sýndur er kostnaður í núverandi kerfi umfram kostnað í kerfi án takmarkana. Þar sem nokkur kostnaður er vegna rekstrartruflana í kerfi án takmarkana eru hér tekin með 60% af kostnaði vegna rekstrartruflana eins og fjallað var um í kafla 3.1. Aðrir þættir sem hér eru áætlaðir ættu að vera hverfandi í kerfi án takmarkana. Einnig þarf að hafa í huga að erfitt er að meta ýmsa þætti til fjár eins og fram kemur hér að framan og því má ætla að kostnaðurinn í töflunni sé fremur of lágur en of hár. Eins og fram kemur í töflu 15 fara vandamál vegna þess að flutningskerfið annar ekki notkuninni hratt vaxandi á næstu áratugum.



Mynd 14 **Kostnaður vegna takmarkana í núverandi flutningskerfi umfram kostnað ef kerfið væri án flutningstakmarkana.**

Tafla 15 **Kostnaður vegna takmarkana í núverandi flutningskerfi umfram kostnað ef kerfið væri án flutningstakmarkana.**

Ár	Rekstrar-truflanir Mkr.	Kerfið annar ekki notkuninni Mkr.	Takmarkanir á orku-vinnslu Mkr.	Aukin töp Mkr.	Samtals Mkr.	Núvirði Mkr.
2013	829	249	1.929	0	3.007	3.007
2014	847	260	2.225	11	3.343	3.169
2015	850	1.058	2.225	32	4.165	3.742
2016	853	1.493	2.225	56	4.627	3.940
2017	857	1.928	2.225	77	5.087	4.106
2018	861	2.362	2.225	98	5.547	4.244
2019	866	2.797	2.225	120	6.008	4.357
2020	871	3.232	2.225	140	6.468	4.447
2021	889	3.641	2.225	171	6.927	4.514
2022	895	4.051	2.225	202	7.372	4.553
2023	900	4.460	2.225	232	7.817	4.576
2024	905	4.870	2.225	263	8.262	4.585
2025	910	5.279	2.225	293	8.707	4.580
2026	914	1.601	2.225	301	5.041	2.513
2027	918	1.755	2.225	309	5.207	2.461
2028	922	1.908	2.225	317	5.372	2.407
2029	926	2.062	2.225	326	5.538	2.351
2030	929	2.216	2.225	334	5.704	2.296
2031	932	2.350	2.225	343	5.850	2.232
2032	935	2.485	2.225	351	5.996	2.168
2033	938	2.620	2.225	359	6.142	2.105
2034	941	2.755	2.225	367	6.288	2.043
2035	944	2.890	2.225	375	6.434	1.981
2036	947	3.164	2.225	383	6.720	1.961
2037	950	3.439	2.225	391	7.005	1.938
2038	954	3.713	2.225	398	7.290	1.912
2039	957	3.988	2.225	406	7.575	1.883
2040	960	4.262	2.225	413	7.860	1.852
Samta	25.403	76.888	62.004	7.067	171.361	**85.922**

Til að kanna hve viðkvæmar niðurstöður þessara reikninga eru fyrir breytingum á forsendum voru reiknaðar til viðbótar tvær sviðsmyndir og á önnur þeirra að sýna hátilvik og hin lágtilvik. Eftirfarandi forsendur eru notaðar í hátilvikinu:

1) Aukning almennrar raforkunotkunar sé í samræmi við aukningu sem er í háspá Orkuspárnefndar frá 2010.
2) Reiknivextir séu 4,5%.
3) Kostnaður á orkueiningu vegna skerðingar hækki um 1% á ári.
4) Töp aukast vegna aukins álags á kerfi og er gert ráð fyrir að sú aukning muni fylgja hlutfallslegri aflaukningu í öðru veldi. Síðan er veruleg skerðing á háálagstíma sem minnkar töpin og er því miðað við að aukningin verði helmingur af því sem fæst út frá fyrrnefndri forsendu.

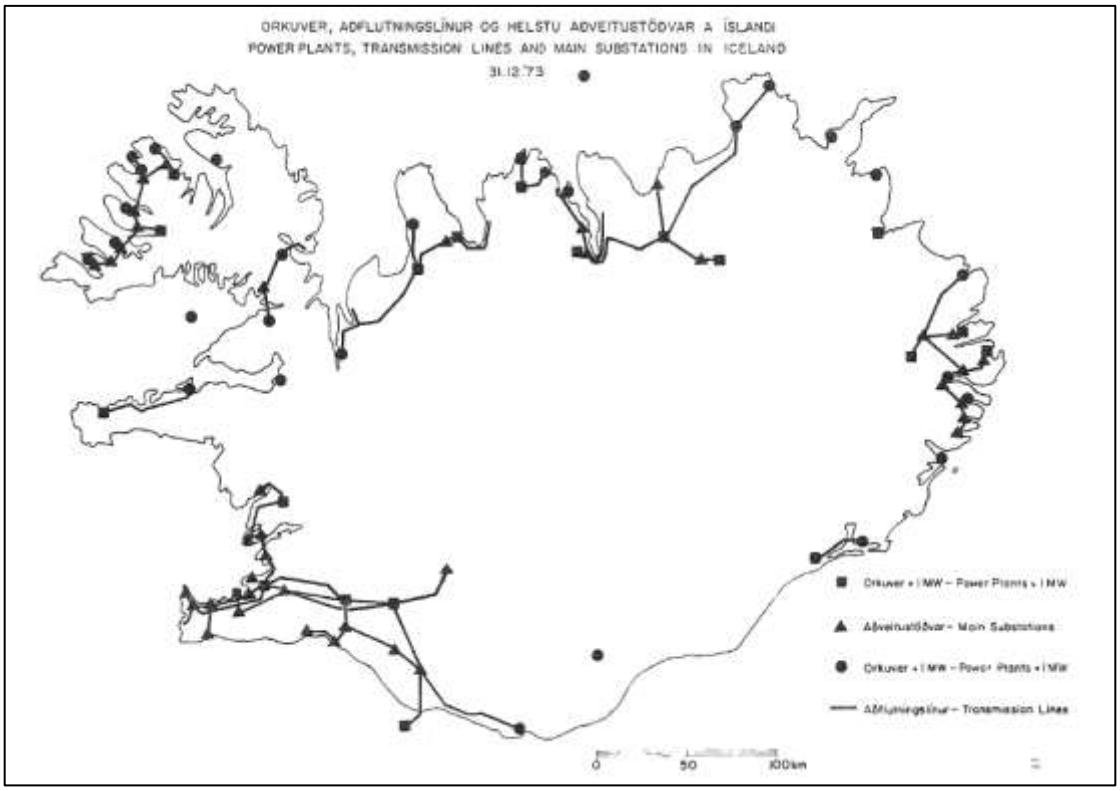
Í þessu tilviki koma virkjanir hraðar inn en í aðaltilvikinu auk þess sem gert er ráð fyrir að virkjanaröð sé aðeins önnur til að anna megi betur álagi á Norður- og Austurlandi. Rými er fyrir 2*45 MW í nýjum virkjunum á Norðausturlandi í þessu tilviki. Niðurstöður fyrir hátilvikið eru sýndar í töflu 16.

Eftirfarandi forsendur eru notaðar við gerð lágtilviks:

1) Aukning almennrar raforkunotkunar sé í samræmi við aukningu sem er í lágspá Orkuspárnefndar frá 2010.
2) Reiknivextir séu 6,5%.
3) Kostnaður á orkueiningu vegna skerðingar lækki um 1% á ári.
4) Töp minnka vegna minna álags á kerfi og er gert ráð fyrir að sú minnkun muni fylgja hlutfallslegri aflminnkun í öðru veldi. Síðan er veruleg skerðing á háálagstíma sem hefur áhrif á hlutfallsleg töp og er miðað við að breytingin verði helmingur af því sem fæst út frá fyrrnefndri forsendu.

Niðurstöður fyrir lágtilvikið eru sýndar í töflu 17.

Í þessu tilviki er ekki hægt að koma fyrir neinni nýrri virkjun á Norðausturlandi vegna takmarkana um snið IIIB. Þessar sviðsmyndir sýna vel að með óbreyttu flutningskerfi stefnir í að landið skiptist í mörg svæðakerfi. Í slíku ástandi þarf hvert svæði fyrir sig að reisa virkjanir til að anna auknu álagi á svæðinu þar sem flutningskerfið hefur ekki getu til að flytja meiri orku milli svæða. Staða flutningskerfisins er því farin að líkjast því sem var hér á landi fyrir 40 árum síðan en þá voru mörg einangruð kerfi þar sem hvert þeirra þurfti að virkja fyrir eigin markað, sjá mynd 15. Slíkt kallar á óhagkvæmni í uppbyggingu virkjana umfram það sem um væri að ræða ef hægt væri að nýta allar nýjar virkjanir til að anna álagi hvar sem er á landinu.



Mynd 15 Orkuver, aðflutningslínur og helstu aðveitustöðvar í raforkukerfinu á Íslandi árið 1973 (sjá rit Orkustofnunar, Orkumál).

Á mynd 16 er sýnt núvirði þjóðhagslegs kostnaðar fyrir þessi tilvik til ársins 2040. Á myndinni kemur vel fram hve mikil óvissa er í þessum tölum. Kostnaðurinn getur orðið verulega meiri en hér kemur fram og einnig minni. Út frá því hve mikil kostnaður hér er um að ræða er líklegt að þessi staða muni hamla verulega vexti atvinnustarfsemi á Norður- og Austurlandi sem leiði af sér minni hagvöxt en ella hefði orðið.

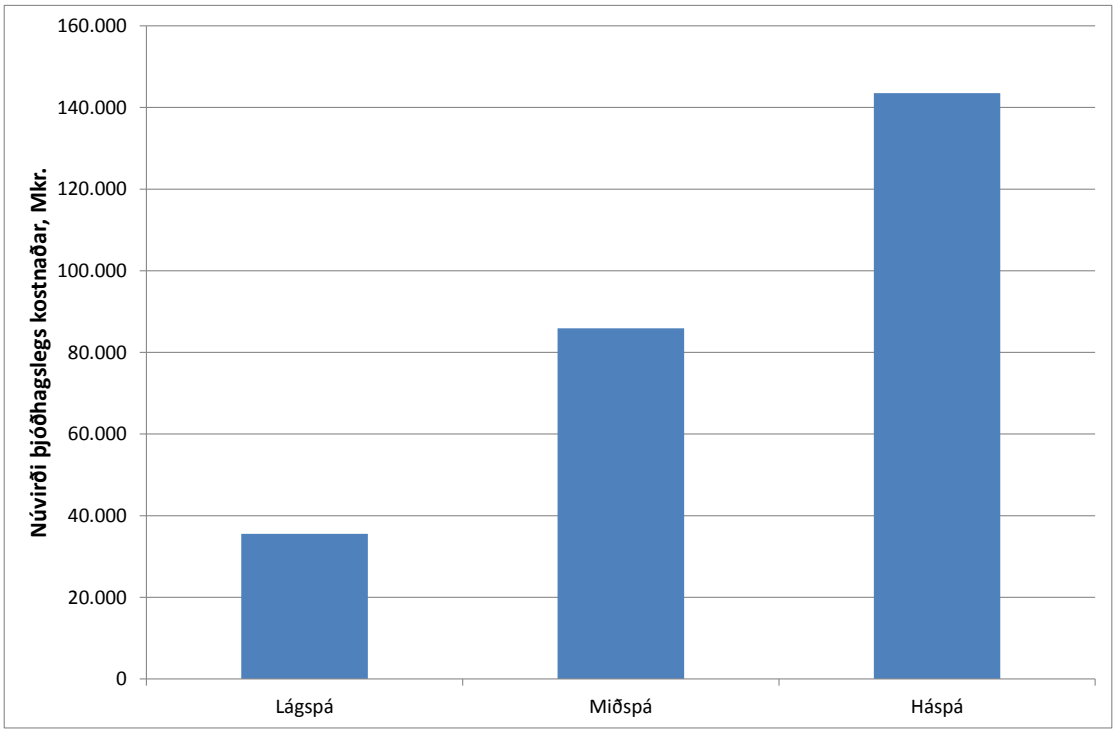
Í hátilvikinu er það álagsþróun samkvæmt háspá orkuspárnefndar sem hefur lang mest áhrif á kostnaðinn til hækkunar enda eykst skerðing t.d. á Austurlandi um alla álagsaukninguna, sjá mynd 16. Næst koma reiknivextir en hækkun kostnaðar vegna skorts hefur tiltölulega lítil áhrif enda eru litlar líkur á að sá kostnaður hækki mjög mikið.

Tafla 16 **Kostnaður vegna takmarkana í núverandi flutningskerfi umfram kostnað ef kerfið væri án flutningstakmarkana. Tölur fyrir hátilvik.**

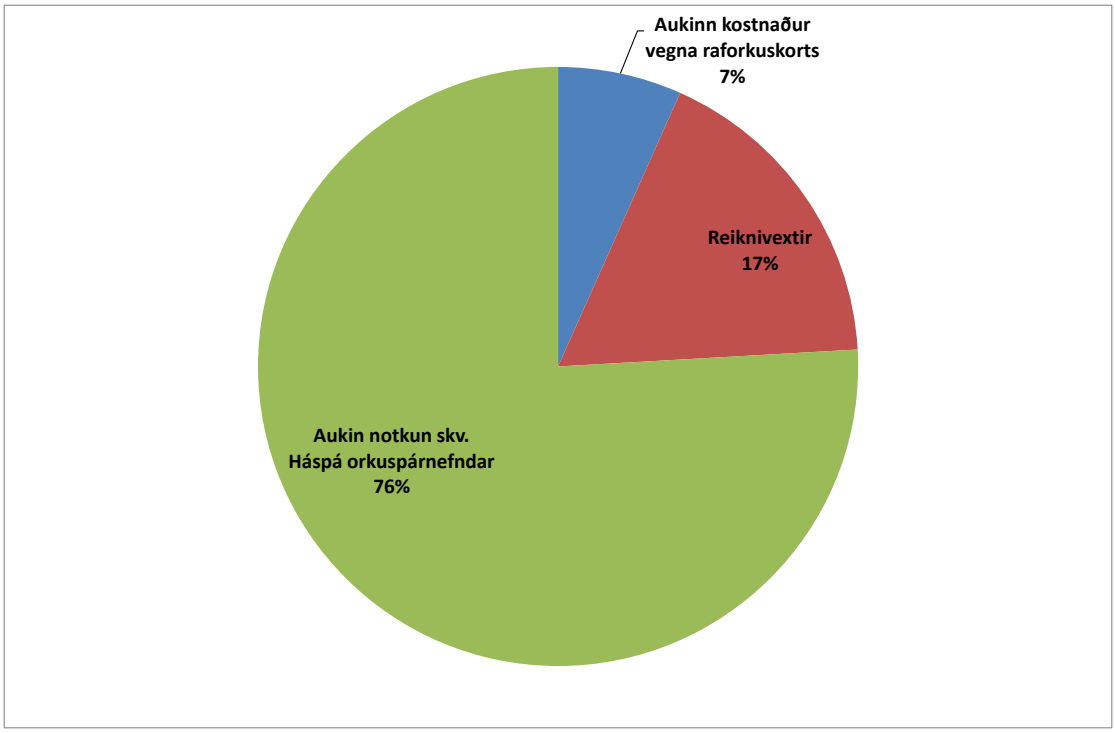
Ár	Rekstrar-truflanir Mkr.	Yfirlestun flutnings-virkja Mkr.	Takmarkanir á orku-vinnslu Mkr.	Aukin töp Mkr.	Samtals Mkr.	Núvirði Mkr.
2013	829	341	1.929	0	3.098	3.098
2014	857	398	2.225	21	3.500	3.350
2015	869	1.501	2.225	52	4.648	4.256
2016	883	2.056	2.225	85	5.249	4.600
2017	897	2.612	2.225	116	5.849	4.905
2018	912	3.167	2.225	147	6.450	5.176
2019	928	3.722	2.225	178	7.052	5.415
2020	944	4.277	2.225	208	7.654	5.624
2021	975	4.597	2.225	255	8.052	5.662
2022	992	4.918	2.225	302	8.436	5.676
2023	1.009	5.238	2.225	348	8.820	5.679
2024	1.026	5.558	2.225	394	9.204	5.671
2025	1.044	5.879	2.225	441	9.588	5.654
2026	1.061	6.224	2.225	460	9.971	5.626
2027	1.078	6.570	2.225	481	10.353	5.591
2028	1.095	6.915	2.225	501	10.736	5.548
2029	1.112	7.261	2.225	522	11.120	5.498
2030	1.129	7.606	2.225	543	11.503	5.443
2031	1.145	7.977	2.225	565	11.913	5.394
2032	1.162	8.347	2.225	588	12.322	5.339
2033	1.179	8.718	2.225	610	12.732	5.279
2034	1.197	9.088	2.225	632	13.142	5.215
2035	1.215	9.459	2.225	654	13.552	5.146
2036	1.232	9.850	2.225	675	13.983	5.081
2037	1.251	10.241	2.225	697	14.414	5.012
2038	1.269	10.633	2.225	718	14.845	4.940
2039	1.288	11.024	2.225	740	15.277	4.864
2040	1.308	11.415	2.225	761	15.709	4.786
Samta	29.885	175.591	62.004	11.693	279.173	**143.529**

Tafla 17 **Kostnaður vegna takmarkana í núverandi flutningskerfi umfram kostnað ef kerfið væri án flutningstakmarkana. Tölur fyrir lágtilvik.**

Ár	Rekstrar-truflanir Mkr.	Yfirlestun flutnings-virkja Mkr.	akmarkani á orku-vinnslu Mkr.	Aukin töp Mkr.	Samtals Mkr.	Núvirði Mkr.
2013	829	64	1.286	0	2.179	2.179
2014	837	24	1.582	-5	2.438	2.289
2015	830	190	1.582	1	2.603	2.295
2016	824	203	1.582	8	2.617	2.166
2017	818	215	1.582	13	2.629	2.043
2018	813	228	1.582	19	2.641	1.928
2019	808	240	1.582	24	2.654	1.819
2020	804	253	1.582	29	2.667	1.716
2021	811	212	1.582	46	2.651	1.602
2022	806	172	1.582	62	2.622	1.488
2023	802	131	1.582	77	2.593	1.381
2024	797	91	1.582	94	2.564	1.282
2025	792	51	1.582	110	2.535	1.191
2026	787	46	1.582	108	2.523	1.113
2027	781	42	1.582	107	2.512	1.040
2028	776	38	1.582	106	2.501	973
2029	770	34	1.582	105	2.490	909
2030	764	29	1.582	104	2.479	850
2031	757	25	1.582	105	2.469	795
2032	751	21	1.582	105	2.459	743
2033	745	17	1.582	105	2.449	695
2034	739	13	1.582	106	2.439	650
2035	733	8	1.582	106	2.429	608
2036	726	448	1.582	106	2.863	673
2037	721	888	1.582	106	3.297	727
2038	715	1.329	1.582	106	3.731	773
2039	709	1.769	1.582	106	4.165	810
2040	703	2.209	1.582	105	4.599	840
Samta	21.747	8.990	44.000	2.062	76.800	**35.578**



Mynd 16 **Núvirði þjóðhagslegs kostnaðar tímabilið 2013-2040 fyrir þrjú tilvik varðandi þróun notkunar og fleira.**



Mynd 17 **Skipting aukins kostnaðar í hátilvik niður á þætti.**

HEIMILDIR

[1] Alþingi, 2013: „*Þingsályktun um vernd og orkunýtingu landsvæða*“. Samþykkt á Alþingi 14. jnaúar 2013.

[2] Energy Information Administration, 2012: „*AEO2013 Early Release Overview*“ (http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/early_prices.cfm).

[3] ENTSOE, Regional Group Nordic, 2011: „*Nordic Grid disturbance and fault statistics 2010*“. (https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/operations/entsoe_nordic_FaultStatistics2008).

[4] Haukur Tómasson, 1972: „*Náttúruhamfarir og virkjanir*“. Orkustofnun, raforkudeild.

[5] Iðnaðarráðuneytið, 2004: „*Reglugerð um gæði raforku og afhendingaröryggi*“. Reglugerð nr. 1048/2004 með síðari breytingum.

[6] Landsnet, 2012. „*Ársskýrsla 2012*“.

[7] Orkuspárnefnd, 2012: „*Raforkuspá 2012-2050. Endureikningur á spá frá 2010 út frá nýjum gögnum og breyttum forsendum*“. Orkustofnun OS-2012/04.

[8] Orkustofnun, 1974: „*Orkumál nr. 26*“.

[9] Orkuspárnefnd, 2010: „*Raforkuspá 2010-2050*“. Orkustofnun OS-2010/07.

[10] Viðlagatrygging Íslands/Háskólaútgáfan, 2013: „*Náttúruvá á Íslandi. Eldgos og jarðskjálftar*“.

[11] Starshópur um rekstrartruflanir, 2012: „*Kostnaður vegna raforkuskorts. Tölur til notkunar árin 2012 og 2013*“. Unnið af EFLU verkfræðistofu.

VIÐAUKI 1

Raforkunotkun og vinnsla eftir svæðum

Tafla V1.1 Notkun, vinnsla og flæði um Snið II.

Ár	Notkun MW	Samlögun 0,95 MW	Vinnsla svæðis MW	Samals MW	Skerðing svæðakerfi MW	Snið II MW
2012	109,3	-5,5	-49,3	54,5	0,0	54,5
2013	131,7	-6,6	-49,3	75,8	-3,5	72,3
2014	133,6	-6,7	-49,3	77,6	-5,3	72,3
2015	153,1	-7,7	-49,3	96,1	-23,8	72,3
2016	156,1	-7,8	-49,3	99,0	-26,7	72,3
2017	158,5	-7,9	-49,3	101,3	-28,9	72,3
2018	160,6	-8,0	-49,3	103,3	-30,9	72,4
2019	162,0	-8,1	-49,3	104,6	-32,2	72,4
2020	161,1	-8,1	-49,3	103,7	-31,3	72,4
2025	175,1	-8,8	-49,3	117,1	-44,5	72,6
2030	181,3	-9,1	-49,3	123,0	-50,3	72,7
2035	183,6	-9,2	-49,3	125,2	-52,4	72,8
2040	185,2	-9,3	-49,3	126,6	-53,8	72,8

Tafla V1.2 Notkun, vinnsla og flæði um Snið IIIB.

Ár	Notkun MW	Samlögun 0,95 MW	Vinnsla svæðis MW	Samals MW	Skerðing svæðakerfi MW	Snið IIIB MW
2012	126,9	-6,3	-244,9	-124,4	0,0	-124,4
2013	144,7	-7,2	-244,9	-107,5	0,0	-107,5
2014	145,0	-7,2	-246,5	-108,8	0,0	-108,8
2015	145,2	-7,3	-246,5	-108,6	0,0	-108,6
2016	146,0	-7,3	-246,5	-107,8	0,0	-107,8
2017	146,9	-7,3	-246,5	-107,0	0,0	-107,0
2018	147,7	-7,4	-246,5	-106,2	0,0	-106,2
2019	148,5	-7,4	-246,5	-105,4	0,0	-105,4
2020	159,4	-8,0	-246,5	-95,1	0,0	-95,1
2025	164,8	-8,2	-246,5	-89,9	0,0	-89,9
2030	169,3	-8,5	-289,5	-128,7	0,0	-128,7
2035	172,4	-8,6	-289,5	-125,7	0,0	-125,7
2040	175,0	-8,7	-289,5	-123,3	0,0	-123,3

Tafla V1.3 Notkun, vinnsla og flæði um Snið IV.

Ár	Notkun MW	Samlögun 0,95 MW	Vinnsla svæðis MW	Samals MW	Skerðing svæðakerfi MW	Snið IV MW
2012	235,8	-11,8	-140	84,0	0,0	84,0
2013	276,0	-13,8	-140	122,2	-22,2	100,0
2014	278,2	-13,9	-141,6	122,7	-22,7	100,0
2015	297,9	-14,9	-141,6	141,4	-41,4	100,0
2016	301,7	-15,1	-141,6	145,1	-45,1	100,0
2017	305,0	-15,2	-141,6	148,1	-48,1	100,0
2018	307,9	-15,4	-141,6	150,9	-50,9	100,0
2019	310,1	-15,5	-141,6	153,0	-53,0	100,0
2020	320,1	-16,0	-141,6	162,5	-62,5	100,0
2025	339,5	-17,0	-141,6	180,9	-80,9	100,0
2030	350,1	-17,5	-184,6	148,0	-50,3	97,7
2035	355,5	-17,8	-184,6	153,1	-53,1	100,0
2040	359,5	-18,0	-184,6	156,9	-56,9	100,0

Tafla V1.4 Notkun, vinnsla og flæði inn á Austurland frá Vopnafirði að Höfn.

Ár	Notkun MW	Samlögun 0,95 MW	Vinnsla svæðis MW	Samals MW	Skerðing svæðakerfi MW	AL MW
2012	105,4	-5,3	-40,9	59,2	0,0	59,2
2013	127,8	-6,4	-40,9	80,5	-3,5	77,0
2014	129,7	-6,5	-40,9	82,3	-5,3	77,0
2015	149,1	-7,5	-40,9	100,8	-23,8	77,0
2016	152,2	-7,6	-40,9	103,7	-26,7	77,0
2017	154,6	-7,7	-40,9	105,9	-28,9	77,0
2018	156,6	-7,8	-40,9	107,9	-30,9	77,0
2019	158,0	-7,9	-40,9	109,2	-32,2	77,0
2020	157,1	-7,9	-40,9	108,3	-31,3	77,0
2025	170,9	-8,5	-40,9	121,5	-44,5	77,0
2030	177,0	-8,9	-40,9	127,3	-50,3	77,0
2035	179,3	-9,0	-40,9	129,4	-52,4	77,0
2040	180,8	-9,0	-40,9	130,8	-53,8	77,0