

Minnisblað til verkefnastjórnar um sjö vindorkuhugmyndir

Inngangur

Á fyrstu stigum stigum rammaáætlunar var aðallega verið að bera saman vatnsorkukosti. Þá var hagkvæmni kostanna metin á sama hátt og gert var í hagkvæmniathugunum virkjunaraðila, það er með því að reikna stofnkostnað á orkueiningu sem fæst með því að deila áætlaðri árlegri orkuvinnslu, upp í stofnkostnaðinn. Sömu aðferðafræði var beitt á jarðvarmakosti. Á þessum árum voru virkjanakostirnir í vatnsafl og jarðvarma og frumáætlanir virkjunaraðilanna oftast aðgengilegar. Aðferðin tók ekki tillit til mismunandi áætlaðs viðhalds- og rekstrarkostnaðar eða mislangs endingartíma. Í 1.áfangi Rammaáætlunar voru skilgreindir sjö hagkvæmniflokkar sem á núverandi verðlagi væru frá um 55 til ríflega 160 kr/kWh á ári.

Í seinni tíð hafa aðrar gerðir orkuöflunar svo sem vindorka komið á borð rammaáætlunar og í núverandi 6.áfangi er meirihluti umsókna vindorkuhugmyndir.

Þegar farið var að skoða hagkvæmni vindorku í 5.áfangi Rammaáætlunar, blasti við að ekki gengi að bera saman svo gjörólíkar aðferðir við orkuvinnslu eins og vatnsafl og vindafl á grundvelli stofnkostnaðar á orkueiningu. Því var ákveðið að nota svokallaða LCOE aðferð (Levelised Cost of Energy) eða núvirtann meðalorkukostnað, til að bera saman hagkvæmni virkjanakosta. Við þann útreikning er tekið tillit til orkuvinnslu, viðhalds- og rekstrarkostnaðar, endingar- eða afskriftartíma og núvirt með tilliti til reiknivaxta. Aðferðin áætlar þann núvirta meðlorkukostnað sem dugar til að greiða upp stofnkostnaðinn og standa undir rekstrarkostnaði á áætluðum líftíma mannvirkjanna.

Í 5.áfangi var einnig reynt að líta til kostnaðar við útvegum svokallaðrar jöfnunarorku til að hægt væri að bera saman stöðuga og óstöðuga orkuvinnslu. Þannig var reynt að verðleggja kaup á afl og orku sem kæmi í stað vindorku þegar vindstyrkur væri of lítil til að vindorkuver gæti afhent orku til viðskiptavina sinna. Þróunaraðilar vindorku kölluðu eftir upplýsingum um hvernig slík jöfnunarpjónusta gæti gengið fyrir sig og hvað hún myndi kosta en fyrir lá að Landsvirkjun væri eini aðilinn sem gæti veitt slíka þjónustu að einhverju marki. Í ársbyrjun 2023 upplýsti Landsvirkjun á opnum fundi að það væri verið að skoða forsendur og mögulega verðlagningu slíkrar þjónustu en að framboð á jöfnun vindorku yrði mjög takmarkað næstu árin. Ástæðan væri mjög há núverandi nýting afls í kerfi Landsvirkjunar, sem gerði það nauðsynlegt að setja upp meira afl í núverandi stöðvum áður en hægt væri að auka framboðið. Einnig var upplýst að þjónustan yrði að öllum líkindum miðuð við að LV myndi hvorki kaupa né selja nettó orku til vindorkuaðila. Jöfnunin yrði því hugsuð til að gera vindorkuaðila kleyft að selja stöðuga orku til viðskiptavina og jöfnunaraðilinn (LV) myndi taka við orku frá vindmyllum þegar hún væri umfram meðallag en afhenda vindorkuaðilanum orku þegar vinnsla vindmylla væri undir

meðallagi. Ekki liggur fyrir að svona samningar hafi verið gerðir til þessa og möguleg verðlagning jöfnunarþjónustu liggur ekki fyrir.

Faghópur 4 greip því til þess ráðs í minnisblaði sínu til Verkefnisstjórnar í október 2024 að horfa til spár NVE (Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2023) um líklega verðlagningu stöðugar og óstöðugar orku í Noregi á næstu árum og áratugum. Þannig átti að vera hægt að bera saman hagkvæmni ólíkra orkuöflunarkosta. Kostnaðarverð (LCOE) orku var metið og dregið frá áætluðu markaðsverði til að meta hagnað orkuframleiðandans, sem í minnisblaðinu var kallað efnahagslegt mikilvægi. Áætlað markaðsverð stöðugar orku var sett á 10 kr/kWh en óstöðugar orku á 8 kr/kWh í samræmi við framtíðarspá NVE. Mismunurinn 2 kr/kWh er líklega lægri en aðkeypt samningsbundin vindjöfnunarþjónusta gæti kostað.

Forsendur og aðferðarfræði

Eins og sjá má í nýjustu skýrslu IRENA (International Energy Agency) um kostnað endurnýjanlegrar orku (Renewable Power Generation Cost in 2025) hefur framleiðslukostnaður vindorku lækkað mikið á undanförunum árum. Aðalástæðan er tækniframfarir í framleiðslu búnaðarins og það gildir einnig um sólarorku, rafgeyma og fleiri nýjungar. Þessi lækkun kostnaðar hefur ekki verið tilfellið í eldri og þroskaðri orkuvinnsluaðferðum svo sem vatnsorku og jarðvarma. Veginn meðalstofnkostnaður vindorkuvera á afleiningu hefur lækkað um helming á síðustu upb 10 árum, úr um 2.000 USD/kW í kringum 2015 í undir 1.000 USD/kW á árinu 2025.

Eins og fram kom hér að framan þá var staðan þannig á fyrstu stigum Rammaáætlunar að frumáætlanir virkjunaraðila lágu yfirleitt fyrir og í þeim kom áætlaður stofnkostnaður fram. Nú er staðan þannig að áætlanir virkjunaraðila eru trúnaðarmál. Raforka er á samkeppnismarkaði þannig að virkjunaraðilum er í raun óheimilt að birta upplýsingar sem nota má til að áætla líklegt kostnaðarverð þeirra. Sumir virkjunaraðilar, sem skiluðu upplýsingum um stofnkostnað verkefna sinna til Orkustofnunar, gerðu athugasemdir við að Faghópur 4 fengi þær upplýsingar. Allavega er ljóst að Rammaáætlun ætti ekki að birta nákvæmar upplýsingar um væntan stofnkostnað eða kostnað á orkueiningu fyrir einstök verkefni.

Í 5.áfanga notaði Faghópur 4 sama stofnkostnað á MW fyrir öll vindorkuverkefni, 210 MISK/MW og einnig sömu nýtingu afls 40% og 25 ára endingar- eða afskriftartíma. Eini munurinn á orkukostnaði verkefnanna kom til vegna mismunandi tengikostnaðar sem ræðst af fjarlægð frá tengipunkti og öðrum aðstæðum. Landsnet áætlaði tengikostnaðinn.

Stofnkostnaður vindorkuverkefna ræðst mjög af innkaupsverði vindmyllanna sem er oft 60 – 80% af stofnkostnaðinum. Vindmylluframleiðendur gefa almennt ekki tilboð eða nákvæma verðáætlun fyrr en að eiginlegum innkaupum kemur og fara þá oft fram á

trúnað um verðið. Því byggja virkjunaraðilar áætlanir sínar á sögulegum upplýsingum, oft úr eigin verkefnum. Nákvæmni áætlana um innkaupsverð er því líklega ekki mjög mikil á því stigi sem sótt er um flokkun Rammaáætlunar. Áætlanir um annan kostnað svo sem vegagerð og undirstöður eru líklega enn meiri óvissu undirorpnar. Því telur faghópurinn eðlilegt að nota staðlaðan stofnkostnað á MW á þessu stigi. Áætlanir Landsnets sýna að tengikostnaður vindorkuvera á kW uppsetts afls er talsvert breytilegur frá einu verkefni til annars. Í 6.áfanga verður því sami háttur hafður á varðandi áætlun stofnkostnaðar vindorkuvera og var í 5.áfanga, það er að nota viðmið frá Irena fyrir stofnkostnað allra verkefnanna, nema hvað tengikostnaður verður áætlaður af Landsneti fyrir hvert verkefni. Einnig verður litið til áhrifa framkvæmdanna á áreiðanleika raforkuafhendingar.

Skýrsla IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2025, sýnir að veginn meðalkostnaður á afleiðingu í vindorkuverum sem tekin voru í notkun 2025 var talsvert breytilegur milli landa og landsvæða og er að jafnaði hærri í löndum þar sem þjóðartekjur á mann eru háar. Meðalkostnaður evrópskra verkefna var 1.725 USD/kW en hann var 1.828 USD/kW í Þýskalandi og 1.641 USD/kW í Svíþjóð. Faghópur 4 telur rétt að nota frekar hærri meðalkostnað en lægri vegna verðlags á Íslandi og mun nota 1.900 USD/kW sem samsvarar um 228 MISK/MW mv núverandi gengi USD. Tölur IRENA um stofnkostnað alls (TIC = Total Installed Cost) innihalda tengikostnað. Faghópurinn hyggst því draga meðaltengikostnað verkefnanna frá stofnkostnaði alls til að fá meðalstofnkostnað án tengingar. Síðan verður tengikostnaði hvers verkefnis bætt við. Tengikostnaður sjö verkefna á Íslandi sem Landsnet mat nú í september 2026 var frá 12 til 33 MISK/MW og meðaltalið, vegið með stærð verkefnanna, var 24 MISK/MW. Því mun faghópurinn nota 204 MISK/MW sem meðalstofnkostnað verkefnanna án kostnaðar við tengingu við landsnetið.

Ofangreind skýrsla IRENA sýnir að nýting aflsins í vindorkuverum hefur hækkað talsvert á síðustu 10 árum eða frá ríflega 30% í vindorkuverum sem gangsett voru árið 2015 til um 36% í nýlega uppsettum vindorkuverum (2025). Vegin meðalnýting er talsvert mismunandi eftir landssvæðum og er td um 34% í Evrópu en 42% í Bandaríkjunum. Aðstæður á Íslandi bjóða upp á háa nýtingu og td samsvarar áætluð orkuvinnsla Vaðöldvers Landsvirkjunar um 42% nýtingu. Aðstæður við Vaðöldu teljast væntanlega góðar á íslenskan mælikvarða en þær geta vel verið betri á öðrum stöðum. Reikna má með að þau vindorkuver sem verða að veruleika á Íslandi á næstu áratugum verði reist þar sem aðstæður eru með besta móti. Faghópurinn hyggst því reikna með að meðalnýting aflsins verði 42%.

Skilgreina þarf líklegt meðalsöluverð raforku yfir líftíma vindorkuveranna til hægt sé að reikna heildarhagnað af orkuvinnslu vindorkuveranna. Mismunur söluverðsins og kostnaðarverðs (LOCE) er margfaldaður með áætlaðri árlegri orkuvinnslu til að áætla hagnað hvers árs. Faghópurinn hyggst nota sömu aðferð og gert var í 5.áfanga, þ.e. að

nýta áætlað meðalsöluverð óstöðugar orku á næstu áratugum. Rétt þykir að nota ívið hærri tölu en fyrir tveimur árum og verður meðalsöluverðið því sett 9 kr/kWh nú í stað 8 kr/kWh í október 2024. Árlegan hagnað af orkusölunni er hægt að hafa ásamt öðrum jákvæðum áhrifum hvers vindorkuvers til hliðsjónar við þau áhrif sem teljast neikvæð. Rétt er að ítreka að á þessu stigi undirbúnings er einungis hægt að giska gróflega á hagnað vindorkuveranna.

Niðurstöður með tilliti til hagkvæmni

Í töflunni hér að neðan er sýndur stofnkostnaður og rekstrarkostnaður hverrar vindorkuhugmyndar. Stofnkostnaðurinn er byggður á upplýsingum IRENA um stofnkostnað verkefna 2025 en tengikostnaður er áætlaður af Landsneti. Árlegur rekstrarkostnaður er áætlaður 3% af stofnkostnaði. Núvirtur meðalorkukostnaður (LCOE) er reiknaður miðað við 5% ávöxtunarkröfu og 25 ára líftíma. Árlegur hagnaður miðast við meðalsöluverð 9 kr/kWh.

	Upp sett afl	Orku- vinnsla	Tengi- kostnaður	Stofnkostnaður án tengikostnaðar	Stofn- kostnaður alls	Rekstrar- kostnaður	Orku- kostnaður LCOE	Árlegur hagnaður
	MW	GWh/a	mkr	mkr	mkr	mkr/a	kr/kWh	mkr/a
Alviðra	98	361	1.200	19.992	21.192	600	5,8	1.142
Hrútmúli	101	372	2.350	20.604	22.954	618	6,0	1.098
Mosfellsheiði I	100	368	2.100	20.400	22.500	612	6,0	1.104
Mosfellsheiði II	100	368	0	20.400	20.400	612	5,6	1.252
Garpsdalur	75	276	1.300	15.300	16.600	459	5,9	847
Sólheimar	75	276	1.200	15.300	16.500	459	5,9	854
Hnotasteinn	150	552	5.000	30.600	35.600	918	6,2	1.524
Hnotasteinn	216	795	13.600	44.064	57.664	1.322	6,8	1.741

Uppsett afl vindorkuvers við Sólheima er sett 75 MW þó sótt hafi verið um 108 MW og afl vindorkuvers í Garpsdal er einnig sett 75 MW þó þar hafi verið sótt um 88 MW. Ástæðan er er sú að Landsnet telur ekki svigrúm fyrir meiri innmötun en 75 MW alls frá nýjum orkuverum á þessu svæði. Í töflunni eru sýndar tvær útgáfur af vindorkugarði við Hnotastein. Sú síðari er miðuð við fyrirhugað hámark uppsetts afls 240 MW sem myndi útheimta nýja 220 kV tengingu til Þeistareykja en sú fyrri (150 MW) er miðuð við mesta afl sem hægt væri að tengja inn á Kópaskerslínu 1 eftir spennuhækkun í 132 kV. Vakin er athygli á því að tengikostnaður Mosfellsheiðar II er enginn, en er innifalinn í kostnaði við tengingu Mosfellsheiðar I.

Niðurstöður með tilliti til áhrifa á flutningskerfi raforku

Landsnet hefur greint áhrif umræddra vindorkuhugmynda á flutningskerfið sem eru talsvert mismunandi. Vindorkuver eru ólík hefðbundum orkuverum sem fyrir eru á Íslandi að því leyti að þau eru ekki með samfasa rafölum og taka ekki þátt í tíðnistýringu kerfisins og svo er afl þeirra háð vindstyrk hverju sinni og því ekki stýranlegt. Aftur á móti geta vindorkuver haft jákvæð áhrif á spennustýringu og fasvik en leggja ekki til skammhlaupsafl. Skammhlaupsstyrkur tengipunkts vindorkuvers er því mikilvægur og þeim mun mikilvægari sem afl vindorkuversins er meira.

Flutningsgeta raforku milli Norður- og Suðurlands um byggðalínuna svokölluðu er fyrir löngu orðin alltof lítil. Því er talsverður munur á því hvort fyrirhugað vindorkuver er sunnan/vestan við svokallað snið IIIB í flutningskerfinu eða norðan/austan við það snið. Landsnet bendir á að ekki sé hagstætt við núverandi aðstæður að auka orkuvinnslu fyrir norðan/austan við snið IIIB þar sem það mun auka aflflutning um sniðið til notenda sunnan við það. Hnotasteinninn er sú eina af núverandi umræddum vindorkuhugmyndum sem er norðan við þrengslin í sniði IIIB, en spennuhækkun Kópaskerslínu samhliða uppbyggingu vindorkuvers myndi hafa mjög jákvæð áhrif á raforkuframboð á Melrakkasléttnu og gera það kleyft að framlengja 132 kV kerfið út á Langanes þar sem orkuskortur hefur verið viðvarandi. Taflan hér að neðan sýnir helstu áhrif á flutningskerfið.

Verkefni	Styrkur tengipunkts	Kerfisleg áhrif
Mosfellsheiði I	SCR 45–58 (29–36 N-1)	Góð tenging
Mosfellsheiði II	SCR 45–58 (29–36 N-1)	Góð tenging
Hrútmúli	SCR $\approx$ 37	Góð tenging
Sólheimar	SCR 8–20 eðlilegt, mjög veikt í N-1	Jákvæð áhrif á Vesturlínu og Vestfirði
Garpsdalur	SCR 6,5–10,8 eðlilegt, 2,5–3,7 N-1	Jákvæð áhrif á Vestfirði
Alviðra	SCR 9–11 eðlilegt, $\sim$ 4 N-1	Mikið afl fyrir tengipunkt
Hnotasteinninn	SCR 2,5–3,7	Veikur tengipunktur, jákvætt fyrir svæðið

Verkefnunum er raðað eftir fýsileika tengingar við flutningskerfið.

Mosfellsheiðarverkefnin og Hrútmúli eru á hagstæðum stað til tengingar við flutningskerfið. Tengipunktarnir eru sterkir, þe skammhlaups hlutfall sem er hlutfall skammhlaupsafls í tengipunktinum og uppsetts afls vindorkuversins er hátt. Þessi vindorkuver eru einnig í nágrenni við mikla orkunotkun og vatnsaflsstöðvar sem gætu jafnað út breytileika vindorkunnar ef til kemur.

Sólheimar og Garpsdalur eru vestan sniðs IIIB og geta haft jákvæð áhrif á aflfluting til Vestfjarða en tengipunktarnir eru veikari en þeir fyrstnefndu, sérstaklega við svokallaðar N-1 aðstæður, sem koma upp þegar truflanir eru á hluta flutningskerfisins. Þess ber að geta hér að Landsnet telur svigrúm til viðbótarvinnslu á svæðinu alls einungis vera um 50 – 75 MW en vindorkuhugmyndirnar eru alls 196 MW, Sólheimar 108 og Garpsdalur 88 MW..

Alviðra tengist inn á 132 kV kerfið í Borgarfirði og Landsnet telur 98 MW vera mjög mikið afl til að tengja inn á þá línu. Skammhlaupshlutfallið er einnig lágt við N-1 aðstæður.

Eins og áður kom fram þá er spennuhækkun Kópaskerslínu úr 66 í 132 kV forsenda þess að hugmynd að vindorkuveri við Hnotastein verði að veruleika. Þá þarf að takmarka uppsett afl við 150 MW en þrátt fyrir það verður skammhlaupshlutfall lágt og tengipunkturinn telst mjög veikur.