

ARUANNE

Taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia kasutamise edendamine EESTI, 2005

EUROOPA PARLAMENDI JA NÕUKOGU DIREKTIIVI 2001/77/EÜ (taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia kasutamise edendamise kohta elektrienergia siseturul) artikli 3 lõige 3 sätestab, et “Liikmesriigid avaldavad esimest korda hiljemalt 27. oktoobril 2003. aastal ning seejärel iga kahe aasta tagant aruande, mis sisaldab eelkõige kõnealuste eesmärkide saavutamist mõjutada võivaid kliimategureid arvesse võttes siseriiklike soovituslike eesmärkide täitmise edu analüüsi ning näitab, kui suures ulatuses võetud meetmed vastavad siseriiklikele kliimamuutustega seotud kohustustele”.

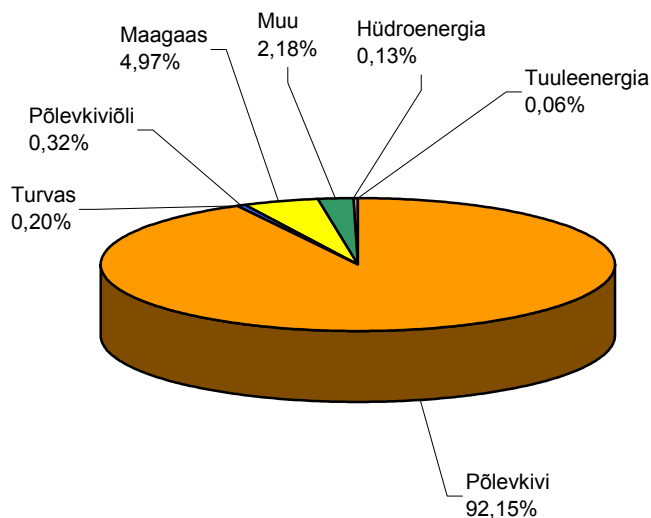
Käesolev aruanne tugineb Riigikogu 15. detsembri 2004. a. otsusega kinnitatud kütuse- ja energiamajanduse pikaajalisele riiklikule arengukavale aastani 2015 (RTI, 2004, 88, 601), Eesti elektrimajanduse arengukavale (RTL, 2006, 7, 134) ja nende koostamiseks teostatud alusuuringutele (<http://www.mkm.ee/index.php?id=8098>).

Eesmärk

Kütuse- ja energiamajanduse pikaajaline riiklik arengukava aastani 2015 sätestab ühe eesmärgina saavutada aastaks 2010 taastuvatest energiaallikatest toodetud elektri osakaaluks 5,1% brutotarbimisest.

Elektritootmine kasutatavate kütuseliikide kaupa

Alljärgnev joonis näitab, kuidas jagunes elektritootmine kütuseliikide kaupa 2003. aastal.



Elektritootmise keskkonnamõju

Eesti elektrimajanduse arengukava andmete kohaselt on viimastel aastakümnetel elektritootmine olnud Eestis suurim vee ja mineraalsete loodusvarade kasutaja ning jäätmete tekitaja. Fossiilkütuste (põlevkivi, masuudi ja maagaasi) põletamine elektri ja soojuse tootmisel annab suurima osa Eesti kasvuhoonegaaside emissioonist, õhku paisatud tahketest osakestest ning lenduvatest orgaanilistest ühenditest.

Kui CO₂ emissiooni arvestuslik kogus ühe ruutkilomeetri kohta on maailmas keskmiselt 157 tonni, Euroopa Liidu vanades liikmesriikides 1320 ja uutes liikmesriikides keskmiselt 1030 tonni, siis Eestis on see näitaja 450 tonni¹. Põlevkivi kasutamisega seotud CO₂ emissioon moodustab ligikaudu 67% CO₂ koguemissioonist. Võrreldes nii taastuvate kütustega kui ka muude fossiilkütustega on põlevkivi märksa suurema keskkonnamõjuga kütus: madalam kütteväärtus, suhteliselt kõrge väävli ja ülikõrge tuhasisaldus, mistõttu tekib põlevkivist elektri tootmisel muude kütustega võrreldes märksa suurem keskkonnakahju. Nii paisatakse näiteks Eestis 1 kWh elektri tootmisel õhku keskmiselt 1,18 kg süsinikdioksiidi, seevastu Poolas on see elektritootmise keskkonnamõju näitaja 0,96 kg, Saksamaal 0,46 kg, Euroopa Liidu keskmisena 0,34 kg ja näiteks Rootsis vaid 0,03 kg². Erisused põlevkivist elektritootmise kahjuks on ka muude keskkonnaheitmete osas vastavalt sellele, milliseid kütuseid või tehnoloogiaid mujal kasutatakse.

Taastuvaenergia ressurs, mis on kasutatav elektrienergia tootmiseks

Elektrienergia tootmiseks kasutatavate taastuvate energiaallikate osakaalu tõstmise võimaluste selgitamiseks teostati Majandus- ja Kommunikatsiooniministeeriumi (MKM) tellimusel sellekohane uuring, mis on avaldatud MKM veebilehel (<http://www.mkm.ee/index.php?id=8098>).

Eelnimetatud uuringu kohaselt avaldub Eesti taastuvenergia potentsiaal eeskätt biokütustel baseeravas elektri ja soojuse koostootmises ning tuuleenergiast, samuti arendatakse väikesemahulist hüdroenergeetikat, mille tehniliselt rakendatavaks koguressursiks on ~40 MW. Eraldi väärivad mainimist ka jäätmed, seda eelkõige jäätmepõletusdirektiivi 2000/76/EÜ rakendamisel. Suureneb ka päikeseenergia rakendamise konkurentsivõime ning osakaal. Taastuvate energiaallikate osakaal Eesti energiabilansis tervikuna suureneb.

Biokütused.

Juba täna kasutatakse suurt osa raiutava küttepuidu ja puidutöötlemisjääkide primaarenergiast energia muundamise protsessides (peamiselt soojuse tootmiseks). Biomassil põhineva elektri ja soojuse koostootmise arengut pidurdavaks teguriks on soojuskoormuse vähesus ning asjaolu, et soodsa soojuskoormusega piirkondadesse on

¹ CO₂ heitmenäitajad on toodud 1999.a. kohta Rahvusvahelise Energiaagentuuri andmetel.

² Tolmpõletustehnoloogia asendamisel tsirkuleeriva keevkihi tehnoloogiaga saavutatakse Eestis hinnanguliselt sarnane tase Poolaga.

juba paigaldatud uued, ainult soojust tootvad seadmed. Samuti piirab arengut biokütuste mahukas eksport, mistõttu esineb kohalikel energiatootjatel ressursipuudus.

Kütteks kasutatava puidu kogus sõltub küll metsavarude suurusest ja paiknemisest, kuid seda mõjutavad veel muudki faktorid – keskkonnanakitselised piirangud, raieaht, puidutöötlemise ettevõtete paiknemine ning nendes kasutatavad tehnoloogiad, alternatiivsete kütuste hinnad jne. Traditsioonilises metsakorralduses ei peeta tarbepuidu kõrval arvet raiejäätmete ja muu väheväärtusliku puidu üle, samuti mittemetsamaadel kasvava puidu kohta. Seetõttu usaldusväärsed andmed küttepuidu potentsiaali kohta puuduvad.

Suurimaks seni kasutamata puitkütuse ressursiks on raiejäätmel, eriti kuuseoksad ja -ladvad. Kasutamata ressursiks on ka muu madalakvaliteediline puit. Tingituna riigi- ja erametsade puistute erinevast vanuselisest ja liigilisest koosseisust asub suurem osa sellest kasutamata ressursist erametsades. Nii näiteks erametsade kuusikutest on 62% vanemad kui 60 aastat ja erametsades hall-lepikud moodustavad kuni 10% puistute pindalast. Kuna erametsaomanikest vaid 1% kuulub erametsaomanike organisatsioonidesse, on tulevikus küttepuidu varumine komplitseeritud ja võimalik vaid heas koostöös metsavarumifirmadega.

Lisaks on oluline märkida, et raiejäätmete väljaviimisega metsast vaesestame metsaalust pinnast ja sellega halvendame uue metsa kasvutingimusi. Vähemviljaka mullaga piirkondades on raiejäätmete metsast väljaviimisel suuremaid või väiksemaid piiranguid. Lisaks metsas tekkivatele jäätmetele, tekib jäätmel ka puidu töötlemisel, kuid saeveskites tekkiv koor ja saepuru kasutatakse juba praegu enam-vähem täies ulatuses ja seda ressursi täiendavana arvestada pole otstarbekas.

Eestis toodetakse ja on toodetud biogaasi energiatootmise eesmärgil sõnnikust ja heitvete mudast ning seda kogutakse Pääsküla prügilast.

Farmi biogaasi laialdane kasutamine energia tootmiseks vajaks suurte toetussüsteemide käivitamist. Välistatud ei ole üksikute suurfarmide sõnniku integreeritud käitlemissüsteemi käivitamine eesmärgil saada energiat ja väetist ning leevendada keskkonnasaastet.

Samas on vajalik märkida, et Eestis on kaks kuni 8 aasta jooksul töötanud biogaasi tootmise ja kasutamise süsteemi vastavalt Pärnu ja Linnamäe seafarmide juures. Mõlemad seadmed on seisatatud seoses sealiha turustamisvõimaluste piiratusega ning Linnamäel ka kääritamistangi leketega. Nende taaskäivitamist pole teadaolevalt analüüsitud, kuid selle majanduslik tasuvus on küsitav.

Prügilagaasi ja heitvete mudast saadava biogaasi ressursid Eesti kohta on määratlemata, sest puuduvad usaldusväärsed andmed.

Erinevate bioenergia liikide laialdasem arendamine vajab projektipõhiseid tasuvusarvutusi. Nii energiametsa kui energiaheina istanduste rajamine ei ole praegu majanduslikult tasuv, kuigi energiaheina kultiveerimiseks ja koristamiseks vajaminev tehnika oleks olemasoleva põllumajandustehnika näol kasutada. Tehniliselt on võimalik ka põhu kasutamine energiatootmiseks, kuid selle kasutamine on veokauguse tõttu majanduslikult piiratud. Märgalataimede ressursi on peale peenendamist võimalik kasutada lisandina näiteks hakkpuidule. Välistatud pole üksikute suurfarmide sõnniku

integreeritud käitlemissüsteemi käivitamine energia ja väetise saamiseks ning keskkonnasaaste vähendamiseks.

Biokütuste osakaalu suurendamise võimalused

Puit on kõige suurema majandusliku potentsiaaliga biokütus elektri tootmiseks Eestis. Vastavalt kütuse- ja energiamajanduse pikaajalisele riiklikule arengukavale aastani 2015 on puidu kogu võimalik majanduslik aastane primaarenergia kogus 5,72 TWh. Seetõttu on ülimalt oluline uurida puidust toodetava elektri majanduslikke parameetreid, eelkõige hindu ja tasuvust.

Võrreldes puitkütuste ressursi hinnanguga kasutatakse küttepuid 2001.a andmete alusel umbes 2/3-ndiku ulatuses. Seega on hinnanguliselt vaba ressursi kuni 865 000 tm ulatuses ehk ca 6000 TJ. Nagu nähtub tarbimise andmetest, kasutatakse sellest valdav osa kodumajapidamistes. Jäätmete kasutamise taset võrreldes metsatööstuses tekkivate jäätmete ressursi hinnanguna on vähem informatiivne, sest jäätmeid tekib nii metsas kui saeveskites ja teistes puidutöötlemise ettevõtetes. Arvestuslikult kasutatakse puidujäätmeid umbes 75% ulatuses metsanduse arengukavas (<http://www.envir.ee/2391>) toodud ressursist. Seega võiks arvestuslik vaba ressurss ulatuda 595 000 tm-ni ehk ca 3600 TJ-ni. Puidu töötlemisel tekkivad jäätmed on ulatuslikult juba kasutusel, sh puidubriketi, pelletite ja puidusöe tootmiseks, tselluloosi tooraineks jne. Tselluloositooraineks läheb arvatavasti ka osa peenpuitu, mis võis olla arvestatud küttepuude ressursi hulka. Seega, täiendavaks kütusena kasutamiseks on küttepuude ja puidujäätmete ressurss lähedal ammendumisele.

Elektri ja soojuse koostootmise mahu suurendamise reservid on otseselt seotud koostootmiseks sobiva soojuskoormusega. Praegu toodetakse katlamajades umbes 26% kogu soojusest puitkütuste baasil. Ligikaudseks hinnanguks eeldame, et 50% sellest oleks mõeldav katta koostootmisega, asendades veekatelad aurukateldega ja vasturõhuturbiinide ning generaatoritega. Hinnates koostootmisvõimsuste täisvõimsusel kasutustundide arvuks 5300 h, on võimalik hinnata täiendavat perspektiivset koostootmisvõimsust puitkütuste baasil.

Arvustused näitavad, et koostootmise baasil võib puitkütustest täiendavalt toota kuni 0,83 TWh soojust ja 0,164 TWh elektrit.³ Seda võiks nimetada katlamajade puitkütusekatelde koostootmise seadmetega asendamise potentsiaaliks tehnoloogilise otstarbekuse seisukohalt. Aastaks 2010 prognoositud Eesti elektritarbest moodustaks see 2,2 - 2,7%.

Hinnang on pigem optimistlik kui pessimistlik, sest puitkütusekatelde keskmine võimsus on alla 1 MW_{th}. Nii väikeste katelde asendamine koostootmiseseadmetega pole kindlasti majanduslikult otstarbekas.

Elektrienergia tootmiseks kasutatavate taastuvate energiaallikate osakaalu tõstmise võimaluste uuringus määrati hakkpuitu kasutava aurutsükliga elektri ja soojuse koostootmisjaama pessimistlikud algandmed, mis annaks ettekujutuse maksimaalse elektri müügihinna tasemest, mille puhul oleks projekt tasuv - väga pessimistlike

³ Keskmiseks soojuse ja elektritoodangu suhteks koostootmisel on võetud 0,2.

algandmete puhul peab elektri müügihind olema 1582 EEK/MWh, et jaam 20 aasta jooksul ennast ära tasuks.

Puidu kõrval teiseks võimalikuks kütuseks elektri tootmisel on biogaas. Biogaasil koostootmisjaama võimsused on väiksemad kui puiduhakkel. Eelnimetatud uuringus määrati ka biogaasi kasutava gaasimootoriga elektri ja soojuse koostootmisjaama tasuvus kindlale baasvariandile, mis peaks peegeldama Eesti keskmist olukorda. Toodud baasvariandi puhul on elektri hinna 880 EEK/MWh juures elektri ja soojuse koostootmisjaama puhas nüüdisväärtus võrdne nulliga. Sellest suurema müügihinna juures on vaadeldav jaam tasuv ja väiksema hinna puhul mittetasuv (jaama lihttasuvusajaks on 10,5 aastat ja diskonteeritud tasuvusajaks 20 aastat, tasuvusaja määramine on tehtud täpsusega 0,5 aastat).

Samas vaadeldi ka biogaasi kasutamist koostootmisjaamades, kus kütus saadakse prügimäelt ja kulutused biogaasi saamiseks on väiksemad. Baasvariandi puhul on elektri müügihind võrdne 473 EEK /MWh, mis on täiesti konkurentsivõimeline põlevkivist toodetava elektriga. Mõnevõrra halvemate algtingimuste juures kujunes elektri müügihind võrdseks 644 EEK/MWh. Suurema hinna puhul on projekt tasuv ja väiksema korral mittetasuv. Lõpetuseks tuleb meelde tuletada, et arvutused on tehtud reaalhindades ning nominaalhinna saamiseks tuleb reaalhind korrutada läbi prognoositava inflatsiooniga.

Elektrivõrguga liitumisel ei tohiks koostootmisjaamadel erilisi probleeme tekkida, sest nad asuksid koormustsentrites (linnad, suured asulad). Võimaldab võrgukadude mõningast vähenemist, kuid väikese ja hajutatud võimsuse tõttu on mõju tühine. Selleks, et väikeste koostootmisjaamade elektritoodang oleks reguleeritav, tuleks nad rajada koos soojusakuga.

Tuuleenergia.

Tuuleenergia on Eestis üheks olulisemaks taastuvenergia ressursiks. Eesti paikneb Läänemere rannikul intensiivse tsüklonaalse tegevuse piirkonnas. Tugevamad tuuled puhuvad rannikualadel, eriti Lääne-Eestis ja saartel, kuid tuuline on ka Peipsi järve äärne ala. Liigestatud pinnamoe ja metsade takistava toime tõttu kahaneb tuule kiirus järsult sisemaa suunas.

Elektrituulikute ühendamisel elektrivõrguga tuleb arvestada võrgu tehnilisi võimalusi. Eesti elektrisüsteemi omapäraks on suurte elektrijaamade paiknemine Kirde-Eestis ja peamiste tarbimispiirkondade paiknemine Kirde-Eestis ning Tallinna ja Tartu piirkonnas. Seetõttu on 220 ja 330 kV põhivõrk suhteliselt kaugel tuulerikastest, kuid väga väikese elektritarbimisega aladest saartel ja mandriosa läänerannikul ning Peipsi järve ääres. Neile aladele ulatub ainult suhteliselt madala läbilaskevõimega 110 ja 35 kV võrk. Ebaühtlase genereeriva võimsuse ilmumine elektrivõrgu nõrkadesse osadesse võib tekitada tõsisemaid tuulikute elektromagnetilise ühilduvuse probleeme võimsuse ja pingete kvaliteedi osas.

Eesti enamikes tuulepiirkondades on elektrivõrk nõrk ja lühisvõimsus väga madal ning flikker avaldub väga tugevalt. Selles osas on paremas olukorras Peipsi järve piirkond. Eesti jaotusvõrk on projekteeritud ja ehitatud ühesuunalise elektrivarustuse tarvis.

Väikeelektrijaamade, sh ka tuuleelektrijaamade ühendamine jaotusvõrku muudab vastava võrguosa mitme toitepunktiga võrguks, mis põhjustab võrgu valdajale rea tehnilisi ja majanduslikke probleeme, sh ka releekaitsega ja muu automaatikaga seonduvaid. Nendest olulisemad on võrgu releekaitse ja muu automaatika uuendamine seoses mitmepoolse toite tekkimisega ja lühisvoolude suurenemisega, võrgust anomaalialtlitluses eraldunud osa väikejaama(de)st toitmise vältimine, väikejaama (relee)kaitse jm juhtimisseadmete vastavus võrgu esitatud nõuetele. Juhul, kui on kasutusel elektronmuunduritega väikese värelemissiooniga elektrituulikud ja kasutatakse ka efektiivseid filtreid harmoonikute emissiooni allasurumiseks, jääb piiravaks teguriks võrkude läbilaskevõime ja võrgutrafode pingereguleerimise võimalused. Eriti teravad on need probleemid miinimumkoormuste perioodidel, kui samas elektrituulikud töötavad maksimaalse tootmise režiimis. Meil tuleks kavandatavad tuulefarmid ühendada 110 või 330 kV elektrivõrku.

Elektrisüsteemi tänast olukorda arvestades on Eestis tuulegeneraatoreid võimalik installeerida 90–100 MW ulatuses, kuid sellega kaasneks elektrisüsteemi talitluse kvalitatiivne halvenemine. Negatiivsete kaasmõjudeta saab püstitada 30–50 MW tuulikuid. Lisaks elektrivõrkudega seonduvale piirab tuuleressursi laialdasemat kasutamist suhteliselt väike elektrikoormus, olemasolevate elektrijaamade agregaatide suur ühikvõimsus ja halb manööverdamisvõime. Probleemi leevendab Eesti elektrisüsteemi tugev side (ühendusvõimsus) Läti ja Venemaa elektrisüsteemidega, mis võimaldab tuuleenergia ebatasasusi katta. Tehniliseks piiriks tuulegeneraatorite paigaldamisel Eesti elektrisüsteemis on 400–500 MW. See nõuab aga investeeringuid elektrivõrkudesse ja elektrijaamadesse, tagamaks tuuleenergia ülekannet, reguleerimist ja vajalikke reserve.

Võimalusi ühendatava tuulevõimsuse suurendamiseks

Pinge kvaliteedist tulenevate kitsenduste ületamiseks nõrkades võrkudes on olemas järgmised võimalused, mis lubavad suurendada võrku ühendatavat tuulevõimsust:

- võrgu tugevdamine täiendavate liinide rajamise teel, mis on otsene võimalus vältida pinge kvaliteedi rikkumisi tuulevõimsuse toimet. Samas võib sageli uute liinide rajamine põhjustada sedavõrd suuri lisakulutusi, et tuuleprojekt muutub ebarentaabliks;
- reaktiivvõimsuse reguleerimine elektroonsete juhtimisseadmetega, mis mõnedel juhtudel võib olla oluline tuulevõimsuse mõju kompenseerimiseks pinge kvaliteedile;
- koormuse juhtimise rakendamine võib olla efektiivseks abinõuks tuulevõimsusega seotud pinge kitsenduste ületamisel – nõrga võrgu efekt minimeeritakse, juhtides lähedal paiknevate tarbijate koormust, sobitamaks seda tuuleagregaadi väljundvõimsusega. Tavaliselt siiski pole koormus juhitav küllalt kiiresti ja küllalt väikeste astmetena, et võidelda värelusega ning juhtimine sobib rohkem pinge nivoo säilitamiseks antud piires. Juhtimiseks sobivad koormused pole ka alati kättesaadavad – nad kas lihtsalt puuduvad läheduses või esineb nende kasutamisel tehnilisi raskusi või omanikud ei soovi teha koostööd. Seetõttu pole Eestis käesoleval ajal koormuse juhtimine üldjuhul rakendatav. Siiski on mõeldav tuulevõimsuse ülesseadmine koos

vastavate ettevõtete rajamisega, mille koormus on juhitav. Ühtlasi vähendaks selline kombineeritud lähenemine võrgukadusid ja parandaks pinge kvaliteeti;

- tuuleenergia hajutamine – see kontseptsioon on kasutatav suurtes tuuleparkides, mille kohaselt annab tuulepargi pinge juhtimissüsteem signaale pargi juhtimissüsteemile võimsuse vähendamiseks või suurendamiseks sõltuvalt võrgupinge nivoost;
- energiasalvestuse rakendamine, mille tehnoloogia näideteks on pumpelektrijaamad, akupatareid, hoorattad. Nende kasutamine on kulukas, kuid kulud võivad, eriti akupatareide osas, tulevikus langeda.

Konkurentsivõime sõltuvus investeeringu maksumusest

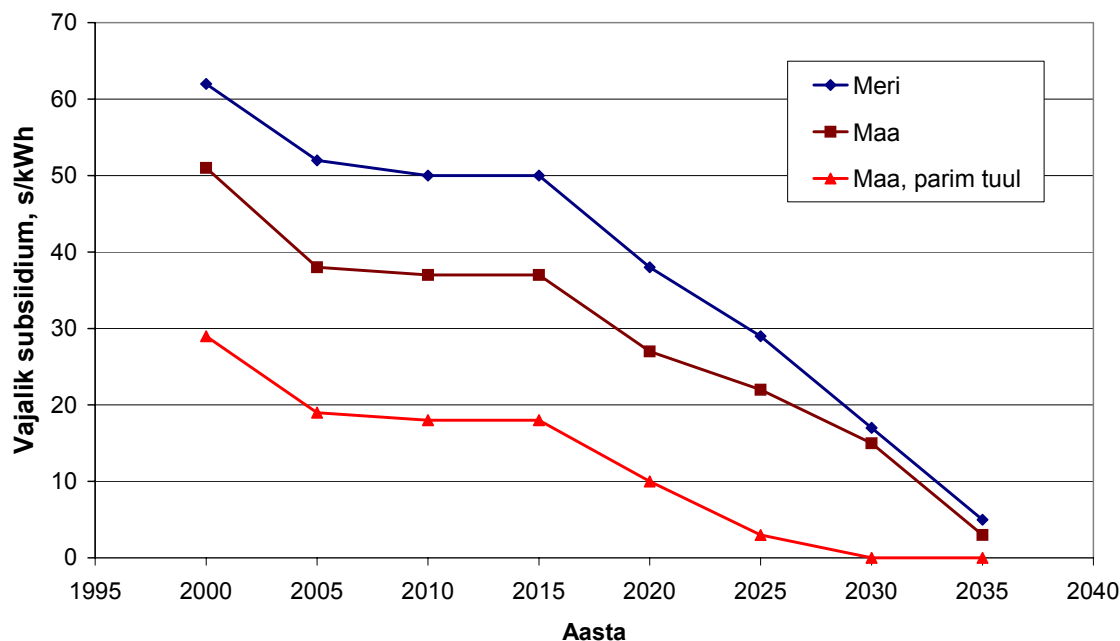
Uurides tuulegeneraatorite investeeringu erikulu mõju nende konkurentsivõimele tuleb arvestada, et erinevatel ajahetkedel on tasuvust tagav erikulu suurus erinev, sest energiasüsteem muutub pidevalt. Eesmärgiks seati määrata suurim konkurentsivõimet tagav erinvesteeringu väärtus iga planeerimise alamperioodi (5 aastat) jaoks. On selge, et mida kõrgemale tõuseb elektri tootmise marginaalkulu süsteemis, seda suurem võib turule pääsemiseks olla tuulegeneraatorite investeeringukulu. Sama seos kehtib ka tuuletingimuste jaoks – mida paremad need on, seda kallim tuulik võib olla.

Tuuleenergia konkurentsivõime ja CO₂ emissioonide vähenemise analüüs

Rahvusvahelised kogemused ja varasemad arvutused on näidanud, et ilma majanduslike soodustusteta tuuleenergiat kasutusele võtta ei õnnestu. Konkurentsivõimet suurendaks ühelt poolt madalam investeeringu hind koos kõrgema toodetud elektri ostuhinnaga ja teiselt poolt fossiilsetel energiaallikatel põhinevaid tehnoloogiaid kallimaks tegevad keskkonnamaksud ja kõrgem kütuse hind. On selge, et uute investeeringute ja muude tegurite mõjul tulevikus elektri hind tõuseb Eestis, kuid samal ajal väheneb ka tuulegeneraatoritega saavutatav keskkonnasääst, sest uued tehnoloogiad saastavad oluliselt vähem. Pika aja jooksul arenevad ja muutuvad odavamaks ka teised, praegu kallid taastuvenergia tehnoloogiad, saades omakorda konkurendiks tuuleenergiale. Oluline tuulegeneraatorite konkurentsivõimet suurendav tegur on CO₂ maks, mis muudab kallimaks fossiilkütustest toodetud elektri. Tõstes CO₂ maksu piisavalt kõrgele, on võimalik tagada tuulikute turuletulekut ka ilma nende investeerimiskulusid või toodangut subsideerimata.

Vajalikud toetused

Kõige lihtsam tuulest toodetud elektri subsideerimise viis on soodushinnaga ostukohustus, mida ka Eestis rakendatakse. Erinevates tuuletingimustes töötavate generaatorite tasuvuseks vajaliku subsiidiumi suuruse hindamiseks tehti arvukalt mudelarvutusi, mille tulemused on esitatud alltoodud joonisel. Tuleb arvestada, et joonisel toodud toetused on saadud lähtudes kindlatest investeeringukuludest, kütusehindadest, keskkonnamaksudest ja muudest algandmetest. Mistahes olulise teguri muutumisel tuleb graafikud ringi arvutada. Võimalik variantide arv ulatub tuhandetesse ning vastav temaatika vajaks eraldi uuringut.



CO₂ emissioonide vähenemine

CO₂ emissioonide vähenemise hindamiseks tuleb võrrelda tuulegeneraatoreid sisaldavaid ja mittesisaldavaid, kuid muudelt tingimustelt identseid mudelarvutusi. Arvutused näitavad, et aastal 2010 vähendaks rannikul heades tuuletingimustes ülesseatud 50 MW tuulikuid energiasüsteemist lähtuvat CO₂ emissiooni 0.11 Mt ja aastal 2025 vähendaks 150 MW tuulikuid rannikul ja 150 MW rannikumeres CO₂ emissiooni 1.0 Mt võrra. (2004. aastal oli Keskkonnaministeeriumi andmetel Eestis CO₂ emissioon 18,532Mt).

Elektrituulikute kasutamise võimalustest

Kuigi suvekuudel tõuseb päevane koormus võrreldes ööga umbes 200 MW, ei oleks selle katmine tuulikutega keskkonnasõbralik, kuna see sunniks põlevkivijaamu jätkama äärmiselt ebaökoonoomset tööd miinimumvõimsuse juures. Koormuse suurenemisel sügis-talvisel perioodil muutuks suure elektrituulikute võimsuse puhul tõsiseks probleemiks täiendavate Narva EJ plokkide käivitamine. Külmas reservis olevate plokkide käivitamiseks kulub 14...16 tundi, s.o umbes sama palju aega, mis võib esineda tuulikute poolt arendatava võimsuse tippude vahel. Seega seda nn. külma reservi tuulikute võimsuse kõikumise kompenseerimiseks kasutada ei saa ja töös tuleb hoida nn. pöörleva reservina suuremat arvu plokkide. Tagajärjeks on jälle soojuselektrijaamade kütusekulu ja emissiooni suurenemine. Oluline on mainida, et töös oleva põlevkiviploki koormuse muutmise lubatud kiirus on kõigest kuni 2,5 MW/minut.

Hüdrojaamade puudumise tõttu jääb Eesti elektrisüsteemis alati tuuleressursi kasutamist piiravaks tehniliseks probleemiks elektrituulikute võimsuse kiirete ja suurte fluktuatsioonide kompenseerimine. Tehes seda soojuselektrijaamadega (eriti veel suurte põlevkivijaamadega), suureneb kütuse kulu ja väheneb tuulikute keskkonnaefekt ja majanduslik tasuvus.

Toodud probleeme saab leevendada elektri ekspordiga/impordiga sõltuvana naaberelektrisüsteemide võimalustest ja tahtmistest ning elektrituru tingimustest. Abi on ka Eesti elektrisüsteemi tootmisvõimsuste struktuuri ümberkujundamisest, kuid see võtab väga kaua aega. Pikemas perspektiivis võib lahenduseks osutuda elektri salvestamine.

Tuuleenergia kasutamise plussid ja miinused

Tuuleenergia kasutamise eelisteks on:

- taastuv ja puhas energialiik;
- suur (Eesti vajaduste seisukohalt praktiliselt piiramatu) ressurss, eriti arvestades tuuleparkide rajamise võimalusi rannikumerre;
- kasutatav ressurss (tuul) on tasuta;
- väikese võimsuse tõttu agregaaadi väikesed kapitalikulud (mitte erikulud!) ning ehitustööde suhteline lihtsus – võimaldab elektrituulikuid rajada kiiresti (0,5 aastaga) nii munitsipaal- kui eravahendite arvel;
- elektrituulikute automatiseeritus vähendab personali vajadust ja käidukulusid;
- arenev ja täiustuv tehnoloogia;
- elektrituulikute projekteerimiseks ja käitamiseks vajaliku tarkvara ja oskusteabe suhteliselt hea kättesaadavus;
- piisava huviliste ringi olemasolu;
- tööhõive suurendamine, kasutades kohalikku tööjõudu elektrituulikute püstitamisel ja juhul, kui õnnestuks seadmeid või nende osi Eestis toota;
- väike kahjulik toime keskkonnale.

Tuuleenergia kasutamise puudusteks on:

- elektrituulikute toodangu olemuslik juhuslikkus ja väga suur ajaline ebaühtlus;
- reservvõimsuse vajadus tuulikute toodangu kompenseerimiseks tuulevaikuse perioodidel – elektrituulikute rajamine vähendab vajadust ehitada muud tüüpi juhitava iseloomuga elektrijaamu ainult väikeses osas;
- reguleervõimsuse vajadus tuulekiiruse muutlikkusest tingitud väljundvõimsuse fluktuatsioonide silumiseks – selleks sobiv võimsus Eesti energiasüsteemis täna puudub, reguleerimisreservide suurendamine tõstab kulusid süsteemis;
- elektrituulikute võimsuse fluktuatsioonide kompenseerimine fossiilkütuseid kasutavate jaamadega suurendab keskkonnasaastet;
- raskused elektrituulikute elektromagnetilisel ühildumisel võrguga (pinge kõikumised, flikker, harmoonikud); elektrituulikute nimivõimsuse madal kasutusmäär võrreldes teiste elektrijaamadega - Eesti oludes jääb üldjuhul alla 30 %; suured kapitali erikulud (kr/kW);
- peamiselt kahest eelnevast puudusest tingitud toodetud elektri suhteliselt kõrge omahind; elektrituulikute fluktueeriva toodangu madal konkurentsivõime avatud elektriturul, toetusmehhanismide vajadus;

- potentsiaalne negatiivne mõju Eesti majandusele – seadmete sisseost süvendab väliskaubanduse defitsiiti, subsiidiumid tõstavad elektri hinda tarbijatele ja väliskapitali kaasamisel viiakse Eesti tarbijatelt kogutud toetused Eestist välja;
- elektrituulikute ehituse ja käidu kogemuse ja oskusteabe vähesus Eestis.

Järeldused

Rannikul parimates tuuletingimustes olevate generaatorite konkurentsivõimeliseks muutmiseks on vajalik, et investeeringukulu langeb tasemeni 7000 kuni 11000 krooni/kW.

Konkurentsi tagamiseks peaks rannikul heades tuuletingimustes olevate generaatorite investeeringu maksumus langema tasemeni 5000 kuni 8000 krooni/kW.

Rannikumerre ehitatud tuuliku eriinvesteering peaks lähiaastatel olema vahemikus 8000 kuni 11000 krooni/kW.

Juhul, kui tuulest toodetud elektri müüki elektrivõrku ei subsideerita, tuleks parimate tuulegeneraatorite kasutuselevõtuks 2005. aastal nende ehitamist toetada ulatuses kuni 7000 krooni/kW. Seega 1 MW tuuliku rajamist tuleks toetada kuni 7 miljoni krooniga.

Vähemalt 100 USD/tCO₂ suurune CO₂ maks võimaldaks lähitulevikus turule tulla rannikul parimates tuuletingimustes olevad generaatorid ja maksu muutus avaldab kuni 2015. aastani vähe mõju. Alates 2020. aastast väheneb maksu vajalik suurus 25 USD-ni ja jätkab langust nullini. Analoogne tendents iseloomustab ka teistes tuuletingimustes asuvaid generaatoreid.

Eesti majandusliku olukorra seisukohalt tundub täna 100 USD suurune CO₂ maks utoopiline, kuid arvestades järjest rangemaks muutuvaid keskkonnanõudeid kogu maailmas ja Eesti astumist Euroopa Liitu võib see number osutada reaalsuseks oodatust oluliselt varem.

Arvestades OÜ-le Jaotusvõrk ja OÜ-le Põhivõrk laekunud elektrituulikute võrguga liitumise taotlusi ligi 400 MW ulatuses, võib lähiaastail oodata rea tuuleparkide rajamist, eelkõige Pakri poolsaarel, Virtsu ja Audru piirkonnas, Saaremaal ning põhjarannikul.

Kokkuvõttes võib öelda, et aeg töötab Eestis tuulegeneraatorite kasutuselevõtu kasuks: energiasüsteemi arenguks tehtavad investeeringud tõstavad elektri hinda, fossiilkütuste hinnad ja keskkonnamaksud suurenevad, tuulikute hinnad alanevad ning nende tehnilised näitajad paranevad. Ka teised muudatused energiasüsteemis, eriti kiirelt reguleeritavate gaasiturbiinide rajamine, peaksid tuulikute turuletulekut lihtsustama. Tuulikute võimsuse järske muutusi kompenseerivate hüdrojaamade puudumine Eestis vähendab siiski oluliselt võimalikku keskkonnasäästu ning kui arvestada ka elektrivõrgu ülesehitust, eriti selle väikest läbilaskevõimet tuulerikastes piirkondades, siis tehnilistest ja majanduslikest probleemidest tuuleenergia rakendamisel puudu ei tule.

Tuuleenergia kasutamise keskkonnamõju

Tuuleenergia kasutamine võimaldab reeglina vähendada kasvuhoonegaaside ja teiste kahjulike heitmete emissioone. Üldisesse elektrisüsteemi ühendatud elektrituulikute puhul sõltub emissioonide vähenemine tuulikute võimsuse kiireid muutusi kompenseerivate elektrijaamade tüübist. Kui kompenseerijateks on hüdrojaamad, siis

probleemid puuduvad. Kui kompenseerijateks on fossiilkütuseid põletavad jaamad, siis ei ole tuulikute toodang ja emissioonide vähenemine enam lineaarses sõltuvuses, sest fossiilkütuseid kasutava jaama kütusekulu on pidevas siirderežiimis oluliselt suurem kui stabiilsel koormusel töötades. Kasutades elektrituulikute võimsuse muutuste kompenseerimiseks Eesti suuri põlevkivielektrijaamu, vähenevad õhusaaste emissioonid oluliselt vähem, kui lineaarset sõltuvust kasutades võiks eeldada. Keskkonnaefekti saamiseks tuleks reguleerimisvõimsust osta naaberelektrisüsteemidest.

Elektrituulikute negatiivne mõju keskkonnale on eelkõige seotud nende võimaliku kahjuliku mõjuga linnustikule, eriti nende paiknemisel lindude rändeteedel Lääne-Eestis. Väheneda võib ka lindude asustustihedus ja sigivus tuuleparkide ümbruses. Teiste maade kogemustel põhinevad hinnangud selles osas on üsna vastandlikud.

Arvestatav on ka audiovisuaalne mõju läheduses paiknevale inimasustusele, sh seni ebapiisavalt uuritud infraheli toime. Siiski on need mõjud oluliselt vähendatavad elektrituulikute sobiva paigutusega asustatud alade suhtes.

Hüdroenergia

Eesti hüdroenergeetiline ressurss on tagasihoidlik. Kuigi Eesti kuulub keskmise äravoolu poolest ($250\,000\text{ m}^3/\text{km}^2$ aastas) suhteliselt veerikkasse piirkonda, raskendab vee-energia kasutamist veevarude killustatus. Eesti territooriumil olevast 7308 vooluveekogust üldpikkusega 31 019 km [Loopmann 1979] on 94% pikkusega kuni 10 km. Ainult kümne jõe (Võhandu, Pärnu, Põltsamaa, Pedja, Kasari, Keila, Jägala, Navesti, Emajõgi, Pedetsi) pikkus ületab 100 km. Vähem kui 50 jõe vooluhulk ületab $2\text{ m}^3/\text{sek}$ ja ainult 14 jõel on see üle $10\text{ m}^3/\text{sek}$. Veerikkamateks on Narva (keskmise vooluhulk suudmes ligi $400\text{ m}^3/\text{sek}$), Emajõgi (71,8), Pärnu (64,1) aga ka Kasari (27,6), Navesti (27,2) ja Pedja (25,4) jõgi. Mõned andmed suuremate jõgede kohta on esitatud tabelis 10.1. Pinnamood on tasandikuline. Pinnavormide suhtelised kõrgused ei ületa enamasti 20 m, ulatuvad harva 50 m-ni ning ainult üksikjuhtudel ületavad selle. Siiski leidub rida vee-energia kasutamiseks kõlbulikke koondatud langusega jõeosi, millest suur osa on ka varem kasutusel olnud.

Esmajoones olgu mainitud paeastangult alla voolavad Põhja-Eesti rannajõed – Purtse, Kunda, Selja, Loobu, Valgejõe, Jägala, Pirita ja Keila, millest igast võiks saada mitusada kW võimsust. Riia lahe vesikonnas on suurim potentsiaal Pärnu jõel, mille keskjooksul on rida koondatud langusega kohti, millest mõne võimsus võib ulatuda mõne megavatini. Kasari jõe tingimused on üldiselt ebasoodsad madalate soiste kallaste tõttu, kuid siiski leiduvad alamjooksul mõned paarisaja kilovatise astmed. Peipsi järve vesikonnas leidub astanguid võimsusega umbes 100 kW paljudel jõgedel (Suur ja Väike Emajõgi, Suislepa, Ahja, Võhandu, Piusa jt.). Märkatav on Põltsamaa (Paala) jõe potentsiaal, eriti Põltsamaa linna piirkonnas. Väikesi kasutamiseks sobivaid astmeid leidub paljudel jõgedel üle maa.

Eesti Entsüklopeedia annab meie jõgede summaarseks teoreetiliseks hüdroenergeetiliseks ressursiks umbes 300 MW.

Teoreetilisest ressursist tunduvalt väiksem on tehniliselt kasutatav ressurss, mis on põhiliselt määratud koondatud languste (jõuastmete) olemasoluga ja nende kasutamise võimalustega. Tehnilisest ressursist tuleb omakorda eristada majanduslikult põhjendatud

ressurssi, mis sõltub paljudest ajas muutuvatest teguritest, nagu kütuste ja elektrienergia hind, riigi energiapoliitika, keskkonnanõuded jms. Tänaustes tingimustes võib majanduslikult põhjendatud ressursi hulka arvata võimalikud hüdroelektrijaamad, kus toodangu omahind ei ületa 1,2 kr/kWh.

Eesti hüdroenergeetiliste varude hindamisel on otstarbekas vaadelda Narva jõe varu eraldi, kuna Narva jõe varu on võrreldav Eesti kõigi ülejäänud jõgede summaarse varuga ja selle kasutamine pakub huvi suurenergeetika seisukohalt. Teiselt poolt aga on Narva jõe potentsiaal suures osas ära kasutatud Venemaa halduses oleva Narva HEJ (125 MW) näol. Vastavalt rahvusvahelistele tavadele jaotatakse piirijõgedel töötavate HEJ-de toodang riikide vahel võrdeliselt nende territooriumil asuva valgala pindala osaga. Kuna Narva jõe valg alast paikneb umbes üks kolmandik Eesti territooriumil, peaks Eesti riigil olema õigus ka vastavale osale Narva HEJ toodangust.

Narva jõel leidub oluline kasutamata ressurss – Omuti jõuaste võimsusega erinevatel hinnangutel 15-30 MW. Insener U. Sihiveer on näidanud võimalust ehitada Omutisse HEJ koguni võimsusega 60 MW, suunates 23 km pikkuse kanaliga Pljussa jõgi Narva jõe lähtesse, Vasknarva profiili. Idee vettpidavust on kinnitanud professorid H. Velner ja U. Liiv. Siiski tuleb idee elluviimine kõne alla vaid Eesti-Vene ühisprojektina. Ainult Eesti-poolse kava puhul jaama rajamiseks tekib kindlasti piirijõega seonduvaid probleeme. Seega tuleb Omuti HEJ käsitada võimalusena pikemas perspektiivis.

Narva kui praeguse piirijõe ressursi kasutamine on seotud pigem poliitiliste kui tehniliste ja majanduslike aspektidega.

Kokkuvõttes võib Eesti jõgede tehniliselt rakendatavaks hüdroenergeetiliseks ressursiks ilma Narva jõeta hinnata kuni 30 MW keskmise aastase kogutoodanguga kuni 200 000 MWh, millest lähituleviku majanduslikult põhjendatud ressurss moodustaks umbes 10...15 MW aastatoodanguga 70 000...100 000 MWh. Sellest ligi 3 MW keskmise aastatoodanguga ligi 17 000 MWh on tänaseks juba realiseeritud. Omuti jõuaste lisaks tehnilisele (ja ka majanduslikule) ressursile 15-20 MW ja aastatoodangule 100 000...150 000 MWh, kolmandik Narva HEJ võimsusest aga veel vastavalt 40 MW ja 250 000 MWh.

Hüdroelektrijaama rajamiseks vajalikud investeeringud sõltuvad väga suurel määral konkreetsetest looduslikest tingimustest ja taastatavate elektrijaamade või veskite puhul ka säilinud hüdrorajatiste mahust ja seisukorrast (hüdrorajatiste maksumus moodustab 40...60 % veejõujaama kogumaksumusest). Seega nõuab kapitalikulude hindamine igal konkreetsel juhul ulatuslikku analüüsi. Samas kujutavad nende analüüside tulemused ärisaladust ja on üldjuhul konfidentsiaalsed.

Võimalike hüdroelektrijaamade erikapitalikulud moodustavad konfidentsiaalsete ekspertiis hinnangute kohaselt üldiselt 15000...35000 kr/kW, mis tagab jaamade tasuvusaja 6...10 aasta piires, mis hüdroelektrijaamade tööiga – 50...60 aastat – arvestades on igati vastuvõetavad. Kapitalikulud on võimalik vähendada kuni 20 % ulatuses automaatika lihtsustamise teel, kuid see suurendab omakorda aastaseid tegevuskulusid.

Oluliselt võimaldab kapitalikulud vähendada hüdroturbiinide kohapeal valmistamine. Senine praktika näitab, et see oleks võimalik väikeste turbiinide puhul võimsusega kuni

20 kW. Samuti vähendab kapitalikulusid tunduvalt vanade turbiinide renoveerimine, kui viimased on säilinud. Samas on selliste turbiinide tööiga märgatavalt lühem – 10...20 a.

Pumpjaamade rajamine oleks küll tehniliselt soovitatav, nt tuulejaamade töö silumiseks, kuid tänapäeval pole nad Eesti oludes ilmselt majanduslikult põhjendatud. Samuti tekib keskkonnavalasid raskusi.

Hüdroelektrijaamade plussid ja miinused.

Vee-energia kasutamise eelisteks on:

- taastuv ja puhas energialiik;
- ei raiska ressursse – jaama läbinud vesi jääb kasutuskõlblikuks;
- hästi väljaarendatud tehnoloogia – minihüdroelektrijaamad (MHEJ) on suhteliselt lihtsad, väga töökindlad ja pika tööeaga (tavaliselt üle 50 a);
- pikaajaline traditsioon, palju osaliselt säilinud rajatise;
- piisava kogemuse, oskusteabe ja huviliste ringi olemasolu;
- vee-energia omahind ei allu oluliselt inflatsioonile;
- MHEJ-de väikesed käidukulud ja peaaegu täielik automatiseeritus;
- väikesed kapitalikulud ja ehitustööde suhteline lihtsus, mis võimaldab rajada MHEJ kiiresti (poole kuni kahe aastaga) nii munitsipaal- kui eravahendite arvel, lihtsate tehnoloogiliste seadmetega ning väikeste mittespetsialiseeritud ehitusettevõtete poolt;
- paiknedes üle maa, võimaldavad nad vähendada ülekandekadusid ja parandada pingekvaliteeti;
- on väga hea manööverdamisvõimega. Muidugi ei toeta mini- ja mikrohüdrojaamad sageduse reguleerimist. Küll võimaldaksid mõned neist luua teatud manöövervõimsuse tuulejaamade võimsuse kõikumiste silumiseks – eelkõige pakub siin huvi Narva HEJ Eestile kuuluv võimsuse osa, aga ka taastatav Linnamäe HEJ Jägala jõel (millel on olemas piisav veehoidla ööpäevaseks reguleerimiseks) ning tulevikus võimalik Omuti jaam;
- regionaalarengulised eelised: endiste vesiveskite taastamisega tehakse korda sillad ja paisjärved, avarduvad puhke-, turismi- ja kalastamisvõimalused, suureneb tööhõive maapiirkondades;
- üldiselt tagasihoidlik kahjulik toime keskkonnale (vastupidiselt suurtele HEJ-le).

Põhipuudusteks on:

- suured erikapitalikulud ja energia suhteliselt kõrge omahind. Siiski – uute korrosioonikindlate materjalide kasutamine, hüdroagregaatide maksimaalne lihtsustamine ja standardiseerimine ning elektroonsete juhtimissüsteemide rakendamine, samuti orgaaniliste kütuste jätkuv kallinemine muudavad MHEJ-d igati konkurentsivõimelisteks. Eriti head näitajad saadakse endiste jaamade taastamisel. Märkida tuleks selliseid tänapäeva tehnoloogilisi täiustusi, nagu klaasplastikutest survetorud, täispuhutavad paisud, sukelkompakttagregaadid jms;

- teatud sõltuvus sesoonsusest ja ilmastikust, olles siiski Eestis tunduvalt väiksem, kui näiteks tuule- või päikeseenergia kasutamisel;
- ressursside killustatus ja piiratus.

Keskkonnamõju.

Väikehüdrojaamade kahjulik toime keskkonnale on õige projekteerimise ja disaini korral suhteliselt väike. Vastupidi, MHEJ-d ühtlustavad jõe vooluhulka, parandavad veevahetust ja vee aeratsiooni, seega tema sanitaarset seisundit. Õige miinimumvooluhulga tagamine paisu taga ja kalakäigud kindlustavad minimaalse mõju veeloomastikule, s.h vääriskalade migratsioonile rannikujõgedes. Väikesed paisjärvekesed suurendavad jõgede vastupanuvõimet põua- ja külmaperioodidel, mitmekesistavad maastikupilti ja avardavad puhkevõimalusi. Üle 2 m sügavusega paisjärvet ei jää suvel kuivaks ega külmu läbi talvel, tagades kaladele ja põhjaloomastikule elupaigad ka ekstreemtingimustel ning vältides ümbruskonna kaevude tühjaks jäämist põuaperioodidel. Paljud taastatud vesiveskid võiksid muutuda turismiobjektideks. Et säilitada looduslikult kaunid joad (nagu Jägala, Keila jt.), võib rakendada näiteks Soome kogemusi, kus sellistes kohtades paiknevad jaamad suletakse suvisel turismihooajal, kevadel ja sügisel töötavad aga ainult tööpäevadel. Helibarjääride ja kaasaegsete seadmete kasutamine võimaldab maksimaalselt alandada müranivood. Hoolika disainiga saab tagada hüdrorajatiste harmoneerumise ümbruskonnaga. Betoonpaisudele tuleks eelistada muld- või kivipaise, vajadusel tuleks kasutada varjatud juurdevoolukanaleid, maaaluseid survetorusid jne. Ülevoolupaisudele võib anda looduslike kärestike väljanägemise jne. Selles osas on head kogemused olemas nii Lääne-Euroopas kui ennesõjaaegses Eestiski. Üleujutustega seotud maakadu saab vähendada kaitsetammide rajamisega.

Siiski, vaatamata üldisele keskkonnasõbralikkusele, tuleb arvestada, et jõgi on terviklik süsteem, mille iga muutuse esilekutsumisega tuleb olla ettevaatlik. Veehoidlate mõju pole alati ühetähenduslik. Nende keskmiselt soojem ja hapnikuvaesem vesi võib vähendada hinnaliste külmaveelembeste kalaliikide (harjus, forell) arvukust, sobides hästi soojalembestele taimetoidulistele liikidele. Veetaseme tõstmine võib põhjustada raskusi maaparanduses. Kuivendusobjektide peakraavide suubumiskohtades võib veetaset paisutada ainult teatud piirini. Omaette probleeme võib üles kerkida, kui jõel paikneb muuotstarbelisi veehaardeid või jaamade kaskaad.

Kasutamist takistavad tegurid.

Põhiliste takistustena vee-energia kasutamisel tuleb nimetada järgmisi:

- suhteliselt kõrged eriiinvesteeringud, eriti uute jaamade rajamisel, mistõttu vaatamata madalatele käidukuludele tuleb elektri omahind väikehüdrojaama lattidel suhteliselt kõrge. Eksperthinnangute ja konkreetsete jõuastmete kohta tehtud tasuvusarvutuste kohaselt tuleb elektri omahinnaks taastatavate jaamade lattidel 60- 130 senti/kWh, uute jaamade lattidel aga 85-170 senti/kWh;
- rahastamisraskused – objektide suhtelise väiksuse tõttu on raske saada pikaajalisi sooduslaene;
- kogemuste ja oskuste piiratus, asjakohase konsultatsiooni saamise raskused;

- lüngad seadusandluses – eelkõige tuleb täpsustada veeressursside kasutamist reguleerivaid sätteid, s.h vee kasutus samale jõele rajatud hüdrojaamade kaskaadi korral. Näiteks töötas omal ajal Jägala jõel 8, Ahja ja Võhandu jõel 10, Öhne jõel 12 ja Piusa jõel koguni 25 vesiveskit ja elektrijaama;
- raskused omandiküsimuste lahendamisel;
- piirijõega seotud poliitilised takistused Narva jõe ressursi realiseerimisel – vajalikud oleks läbirääkimised Vene Föderatsiooni valitsusega ressursi kasutamiseks vastavalt rahvusvahelistele tavadele.

Hüdroelektrijaamade kasutamise suurendamise võimalused

Hüdroelektrijaamade võrguga liitumine olulisi tehnilisi probleeme ei tekita. Nende väljundvõimsus pole fluktuativ ja nende toodang on lühiperioodiks piisavalt hästi prognoositav. Hüdroelektrijaamad paiknevad reeglina asustatud piirkondades, kus jaotusvõrgud on hästi välja arenenud. Teatud probleemiks võib liitumisel nõrga võrguga olla asünkroongeneraatorite reaktiivvõimsuse vajadus. Selle leevendamiseks lülitatakse generaatorlattidele tavaliselt kondensaatorpatareid.

Väikeste hüdroelektrijaamade ühendamine jaotusvõrku muudab vastava võrguosa mitme toitepunktiga võrguks, mis põhjustab teatud tehnilisi probleeme, millest olulisemad on releekaitse ja automaatika uuendamise vajadus mitmepoolse toite tekkimise ja lühisvoolude suurenemise tõttu; võrgust anormaaltalitluses eraldunud tarbijate osa väikejaama(de)st toitmise vältimine ning väikejaama releekaitse jm juhtimisseadmete vastavus võrgu nõuetele.

Samas paiknedes hajutatult üle maa, võimaldavad nad vähendada ülekandekadusid ja parandada pinget kvaliteeti. Samuti on nad väga hea manööverdamisvõimega, võimaldades luua teatud manöövervõimsuse tuulejaamade võimsuse kõikumiste silumiseks.

Tänapäeval töötab Eestis hüdroelektrijaamu koguvõimsusega ligi 3,5 MW keskmise aastase kogutoodanguga ligi 19 GWh, mis moodustaks 2010.a. Eesti tarbimisest 0,2-0,3%. Arvestades rea firmade ja ettevõtjate tulevikukavasid ja veejõu viimase aja kasutuselevõtu tempot umbes 0,3-0,4 MW aastas, on lähiaastail oodata rea endiste jaamade ja vesiveskite taastamist koguvõimsusega umbes üle 5 MW keskmise aastase kogutoodanguga umbes 39 GWh, mis moodustaks 2010.a. Eesti tarbimisest 0,5-0,7%. Aastaks 2010 oleks reaalne tõsta HEJ-de koguvõimsus 9...10 MW-ni ja nende kogutoodang keskmiselt 45...55 GWh-ni aastas, mis moodustaks 2010.a. Eesti tarbimisest 0,6-0,9%. Soodsate ilmastikutingimuste korral võivad HEJ toota energiat kuni kaks korda rohkem. Venemaaga suhete positiivse arengu korral võib siia lisanduda Narva jõe energeetiline ressurss 40...60 MW ulatuses aastatoodanguga 200...300 GWh. 2010. aastal moodustaks see Eesti tarbimisest 2,8-5,0%. Seega saaks veerohkel aastal põhimõtteliselt katta kogu taastuvelektri tootmise kohustuse hüdrojaamadega, laiendades samas oluliselt tuulegeneraatorite kasutamise võimalusi.

Piiravateks teguriteks võivad osutuda keskkonnakaitse (eelkõige kalakaitse) nõuded.

Hüdroelektrienergia osakaalu tõstmisega seotud investeeringud elektrisüsteemi arendamiseks on suhteliselt väikesed ega oma praktilist mõju elektri hinnale. Muus osas

(soodushinnaga ostukohustus, maksusoodustused, subsiidiumid jms) on mõjud analoogilised teiste taastuvenergia osakaalu tõstmise mõjudega. Ühe MW installimine hüdrojaamades (nagu ka teistes taastuvaid energiaallikaid kasutavates jaamades) vähendab tänases Eesti energiasüsteemis õhku paisatud CO₂ hulka umbes 5000 t, SO₂ hulka 50 t, NO_x hulka 5 t ja tuha hulka 60 t võrra aastas [Raesaar 1996]. Tulevikus need arvud kindlasti vähenevad seoses uute soojuselektrijaamade kasuteguri ja põletamisprotsesside puhtuse tõusuga ning maagaasi kasutuse tõenäolise suurenemisega.

Kokkuvõte

Eespool esitatud andmete alusel võib aastaks 2010 seatud taastuvatest toodetud elektri tootmise ülesande realistlike lahendustena välja tuua järgmist:

Hüdroenergia

Käesoleva hetke HEJ võimsust ligi 3,5 MW suurendada kuni 10 MW, mis võimaldab toota keskmise veehulgaga aastal 45...55 GWh elektrit, mis moodustaks 0,6-0,9% 2010.a. Eesti tarbimisest. Vajalik investeering oleks 165-195 milj krooni.

Elektri ja soojuse koostootmine biomassi baasil

Kasutada ära katlamajade puitkütusekatelde koostootmise seadmetega asendamise tehnoloogiliselt otstarbekas potentsiaal, installeerides 31 MW elektrilist võimsust. See lubaks puitkütustest koostootmise baasil täiendavalt toota kuni 830 GWh soojust ja 164 GWh elektrit. 2010. aastaks prognoositud Eesti elektritarbest moodustaks see 2,2 - 2,7%. Vajalik investeering oleks 650-900 milj. krooni.

Siia lisandub biogaasist toodetud elekter. Praegu annab Pääsküla prügilagaasil töötav üks gaasimootor aastas 6-7 GWh elektrit. Prügilagaasi ning heitvete mudast, sõnnikust ja suuremates linnades tekkivatest toidujäätmetest saadava biogaasi baasil saaks seda numbrit mitmekordistada. Arvestades kokku 3 MW lisandumist, võiks 2010.a. arvestada 25 GWh toodetud elektriga, mis moodustaks Eesti tarbimisest 0,3-0,4%. Investeerida tuleks 55 (prügilagaas) kuni 140 (biogaas) milj krooni.

Taastuvelektrina tuleb arvele võtta mustleelise baasil toodetud elektrienergia, mida ametkondlikel andmetel toodeti 2001. aastal 11,2 GWh. 2010. a. tarbimisest moodustaks see 0,1-0,2%. Tselluloosi- ja paberitööstuse arenguga võib see number oluliselt suureneda.

Tuuleenergia

50 MW elektrituulikute aastatoodangu 123 GWh (mis moodustab 1,7-2,0% 2010.a. tarbimisest) lisamisega eelnevale ongi nõutav 5,1% taastuvelektrit täidetud. Tuulikute rajamiseks ja võrguga ühendamiseks on vaja investeerida ca 950 milj. krooni ja osta reguleerimisvõimsust ca 30 milj krooni eest aastas.

Tuuleenergia omab kõige suuremat potentsiaali ja täiesti võimalik on kogu 5,1% eesmärgi täitmine ainult tuulikutega. Selleks on vaja rajada 140-170 MW võimsusi,

investeeringutesse ja elektrivõrguga liitumisse 2460-2740 miljonit krooni, ehitades reguleerimiseks ca 80 MW gaasiturbiini umbes 640 miljonit krooni eest ja moderniseerides nelja Narva EJ bloki võimsuse primaar- ja sekundaarregulaatorid 120-180 miljonit krooni eest.

Muud

Kõige olulisem oleks kokkulepe Venemaaga Narva HEJ ühiseks haldamiseks, mis annaks meile ühe 41 MW hüdroagregaadi kasutamise võimaluse. Saadav elektritoodang oleks ca 200 GWh, mis moodustaks 2,8-3,3% 2010.a. tarbimisest. Lisaks saaksime mõningast leevendust elektrituulikute võimsuse kompenseerimise teravale probleemile.

Biokütuste põletamine segus põlevkiviga Narva EJ uutes keevkihtkateldes nõuaks biokütuse (puidu, õlgede, jm) vastuvõtu, lühiajalise ladustamise, põletamiseks ettevalmistamise ja sööteseadmete ehitamist, mis võiks tulla kõne alla pärast põlevkivikatelde piisava töökindluse saavutamist põlevkivil. Biokütuste veokaugused võivad aga kujuneda ebamajanduslikult suureks. Samuti võib ette näha kütuse hankimise raskusi, sest praegu on puitkütuse turg jõudnud end praktiliselt ammendada ja uue suure tarbija lisandumisel tõuseks esiteks kütuse hind ja arvatavasti tekiks kiiresti ka kütusepuudus. Ainsaks reaalseks lahenduseks täiendava kütuse hankimisel võiks kõne alla tulla energiametsa või energeetiliste põllukultuuride kasvatamine. Seegi tõstaks kütuse hinda ja nõuaks ettevalmistavat aega. Viimatimainitud asjaolu piirab ka biokütustel elektri ja soojuse koostootmise laiemat arengut.

5,1% Eesti sisemisest elektri tarbimisest saab katta taastuvate energiaallikate arvel aastal 2010, kui nende baasil toodetakse 300-360 GWh elektrienergiat. Selle koguse eest tuleb maksta 90-144 miljonit krooni ostuhinna toetust.

Võetud meetmed

Taastuvate energiaallikate kasutamist elektrienergia tootmisel reguleerib elektrituruseadus, mis jõustus 2003. aastal ja mida täiendati 2004. aastal (RT I 2003, 25, 153; 2004, 18, 131; 86, 583). Taastuvate energiaallikate kasutamise soodustamiseks elektrienergia tootmisel on kehtestatud järgmine regulatsioon :

1. võrgu arenduskohustus (§66);
2. taastuvate energiaallikate määratlus (§ 57);
3. taastuvatest energiaallikatest tootmise nõuded (§ 58);
4. taastuvast energiaallikast toodetava elektrienergia osakaalu määramise tingimused kui seda kasutatakse koos fossiilkütustega (§58);
5. päritolutunnistus (§ 58);
6. taastuvatest energiaallikatest toodetud elektrienergia ostukohustus (§ 59);
7. ühesugustel tingimustel osutatavad võrguteenused (§65);
8. ühesugused ülekande ja jaotuse võrgutasud (§71);

9. tarbija teavitamine elektrienergia tootmiseks kasutatud kütustest ning tekitatud keskkonnamõjust (§75).

Taastuvatest allikatest toodetud elektri osakaal siseriiklikus brutotarbimises oli 2004.a. alla 1%, kuigi 2003.a. leidis aset hüdro- ja tuuleenergia tootmise 2,7-kordne kasv 7 GWh-lt 2002. aastal 19 GWh-ni 2003. aastal. Aasta 2005 lõpuks oli taastuvatest allikatest toodetud elektri osakaal siseriiklikus brutotarbimises 1,2%.

Käesoleval ajal on ette valmistatud ja esitatud Vabariigi Valitsusele edasiseks menetlemiseks elektrituruseaduse muutmise seaduse eelnõu, mis esitab taastuvate energiaallikate kasutamise soodustamiseks uue, eelmisest tõhusama skeemi.

Hetkel kehtiv seadus kohustab võrguettevõtjat ära ostma (hinnaga 81 senti/kWh) kogu taastuvtootja toodetud elektrienergia oma võrgu kadude piires. Selle toetuskeemi peamine puudus on see, et võrguettevõtja, kellel puudub elektrienergia müügi tegevusluba, ei saa osta rohkem elektrienergiat kui moodustavad tema võrgu kaod. Eelkõige tekitab see asjaolu ebakindlust suurtele nn tuuleparkidele, kes on liitunud (või soovivad liituda) põhivõrguga – väikese elektrienergia tarbimisega perioodidel (näiteks suveööd) on põhivõrgu kaod väikesed ning seega ka ostukohustus väike. Seaduse ettevalmistamise ajal 2002. aastal ei olnud võimalik ette näha nii kiiret suurte tuuleparkide arengut ning seetõttu käesoleval ajal kehtiv toetuskeem enam päris hästi ei sobi seatud eesmärgi saavutamiseks (ei tuuleparkide ega süsteemi seisukohast). Samuti ei näe kehtiv seadus mingisugust toetuskeemi ette tõhusa koostootmise edendamiseks, mis aga on üks direktiivi 2004/8/EÜ (jõustus 2004. a.) põhieesmärke (tõhusa koostootmise toetamine ning seeläbi varustuskindluse tõstmine ja primaarenergia säästmine, kasutades mõistlikult elektrienergia tootmisel tekkivat soojusenergiat või vastupidi, koos soojusenergiaga toota ka elektrienergiat).

Eelnõu esitab taastuv- ja koostootjatele sellise toetuskeemi, mis võimaldab tootjatel kasutada endistviisi ostukohustust või müüa ise oma toodangut ning saada võrku antud ja müüdud elektrienergia eest toetust. Toodetud elektrienergia eest võivad ühte kahest toetusvõimalusest kasutada kõik taastuvtootjad.

Ostukohustus on pandud põhivõrguettevõtja nimetatud müüjale, kuna põhivõrguettevõtja ei tohi tegeleda ostu-müügi tegevusega. Taastuvast energiaallikast toodetud elektrienergiat ostetakse endiselt hinnaga 81 senti/kWh.

Lisaks ostukohustuse kasutamisele on nüüd taastuvtootjatel võimalus saada toetust võrku antud ja müüdud elektrienergia eest. See võimalus peaks ärgitama tootjaid aktiivselt tegelema müügiga, kuna see annaks võimaluse oluliselt rohkem teenida kui ostukohustust kasutades (praegu on Narva elektrijaamade piirhind 41 s/kWh, seega toetus võimaldab teenida $41+50 = 91$ s/kWh).

Pikendatud on ka toetuskeemi kasutusaega: 12 aastat alates tootmise alustamisest (praegu kehtiv seadus sätestab, et toetuskeem kehtib 7-12 aasta jooksul, kuid mitte kauem kui 2015. a. lõpuni).

Üldises toetuskeemis sätestatakse tuult energiaallikana kasutavatele tootjatele alates 2009. aastast üks piirang: nimelt makstakse neile toetust või võimaldatakse kasutada ostukohustust niikaua, kuni jooksvas kalendriaastas saavutatakse Eestis toodangu piir

(tõenäoliselt 300 GWh), sellest piirist enamtoodetud elektrienergia peavad tootjad maha müüma turuhinnaga ja ostukohustust või toetust kasutamata. Arvestust peetakse iga kalendriaasta kohta eraldi. Tuuleenergiast toodetud elektrienergia ostukohustuse või toetuse maksmise sidumine toodangu iga-aastase kogusega on tingitud Eesti elektrisüsteemi tehnilisest eripärast – süsteemis puuduvad kiiresti reguleeritavad elektrijaamad tuulest toodetud elektrienergia tasakaalustamiseks.

Lisatud on täpsustus, et tootja nimetab ise oma määratud tarne, mida ta soovib müüa ostukohustust kasutades. Tootjad, kes toodavad elektrienergiat taastuvast energiaallikast alla 1 MW tootmisvõimsusega elektrijaamas, võivad müüa oma toodangut avatud tarnena.