

Pekka Pirilä

POHJOIS- MAISET SÄHKÖ- MARKKINAT

hinnanmuutoksen paineissa

Vesivoimalla tuotetaan tänä päivänä noin puolet pohjoismaisesta sähköenergiasta. Markkinat ovat avoimet ja vapaa kilpailu ohjaa operatiivista toimintaa ja hinnanmuodostusta. Vesivoiman tuotanto pystyy joustavasti reagoimaan sähköntarpeen vaihteluihin, mikä parantaa sähköntuotannon tehokkuutta. Viimeaikaiset sähkönhintojen huimat nousut osoittavat kuitenkin, että markkinoiden toiminnassa on puutteita, jotka aiheuttavat haittoja kaikille osapuolille, niin sähköyhtiöille kuin kuluttajillekin. Puutteiden korjaaminen ei ole yksinkertaista, mutta tuskin kuitenkaan mahdotonta.

Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden toimintatavat muuttuivat 1990-luvulla perusteellisesti. Sähköenergian kauppaa ja tuotantoa avattiin vapaalle kilpailulle sekä kansallisesti että Pohjoismaiden kesken. Edelleen luonnolliseksi monopoliksi arvioitu sähkön siirto- ja jakelutoimiala veloitettiin palvelemaan tasapuolisesti kaikkia energiakaupan osapuolia. Pohjoismaissa ei muutokseen tarvittu yhtä suuria mullistuksia kuin monissa muissa maissa, koska erityisesti tuotannossa oli laajaa kilpailua jo ennen muutosta ja koska myös maasta toiseen tapahtuva kauppaa oli olennainen osa toimintaa jo ennen markkinauudistusta. Muutokset yritysten toimintatapoihin ja toiminnan taloudellisiin edellytyksiin ovat kuitenkin olleet dramaattiset. Pohjoismaihin ei tässä yhteydessä sisälly Islanti, sillä Islannilla ei ole sähkönsiirtoyhteyttä muihin Pohjoismaihin.

Hyvin toimivan vapaan kilpailun tulisi johtaa operatiiviseen toimintaan, jonka kustannukset ovat lähellä taloudellista optimia ja jonka tehokkuudesta pääsevät hyötymään sähkön käyttäjät. Pitemmällä aikavälillä kilpailun tulisi ohjata myös investointien toteutumiseen siten, että sähköjärjestelmä säilyttää

riittävän toimintavarmuuden johtamatta ylimitoitettuihin investointeihin.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden operatiivinen toiminta

Pohjoismaisten markkinoiden toimintaan vaikuttaa keskeisellä tavalla sähköntuotantokoneiston koostumus. Kaikkiaan sähköä käytetään neljän Pohjoismaan alueella vuosittain vajaat 400 TWh. Tyypillisesti noin puolet tästä määrästä tuotetaan vesivoimalla, neljännes ydinvoimalla ja viimeinen neljännes jakautuu hiililauhdevoiman ja yhteistuotantovoimalaitosten kesken. Pieni osuus on tuulivoimalla sekä muulla sähkön erillistuotannolla. Vuosittaiset vaihtelut ovat hyvin suuret erityisesti vesivoiman tuotantomahdollisuuksissa, jotka voivat vaihdella rajoissa 150–240 TWh. Vesivoimantuotannon vaihtelut on kompensoitava muun tuotannon, kulutuksen sekä markkina-alueen rajat ylittävän tuonnin ja viennin muutoksilla.

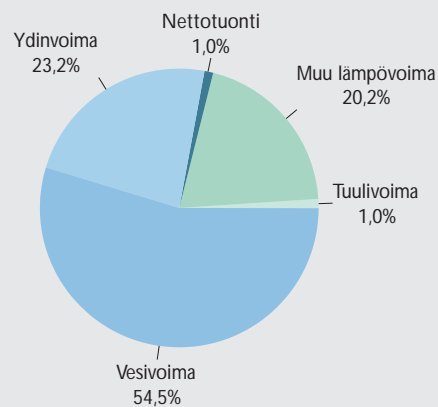
Vesivoima vaatii siis vuositasolla suurta sopeutumiskykyä muulta järjestelmältä. Toisaalta juuri vesivoima on poikkeuksellisen joustava reagoimaan lyhytaikaisempiin vaihteluihin sähköntarpeessa. Vesivoimalaitosten koneistoteho on kaksinkertainen verrattuna keskimääräiseen tuotantotehoon, ja käytännössä voidaan vesivoimantuotannon kokonaistehoa aina muuttaa kumpaan tahansa suuntaan tarvetta vastaavassa määrin aiheuttamatta merkittäviä lisäkustannuksia. Tällaisen säädön tarpeita varten on vesivoiman varastoaltaissa säännöstelykapasiteettia 120 TWh, mikä vastaa yli puolen vuoden keskimääräistä vesivoimantuotantoa. Kaikissa tilanteissa ei vesivoimalaitosten säätömahdollisuuksia voida kuitenkaan käyttää täysin hyväksi johtuen sähkönsiirtoyhteyksien asettamista rajoituksista.

Edellä esitettyjen tekijöiden perusteella voidaan pohjoismaista sähköjärjestelmää pitää primaarisesti vuosienergiarajoitteisena ja vain toissijaisesti tehorojoitteisena. Tämä tarkoittaa, että määräävin tasapainoehdo koskee sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainoa vuositasolla. Vain satunnaisesti ja lyhytaikaisesti nousee välitön tehotilanne määrääväksi tasapainoehdoksi. Näissä tehorojoitteisissa tilanteissa rajoitukset eivät yleensä ulotu samanlaisina koko verkkoon.

Järjestelmän energiarajoitteisuus näkyy selkeästi hinnanmuodostuksessa. Puhtaasti tehorojoitteisessa ja tehokkaan kilpailun alaisessa järjestelmässä kukin sähköntuottaja tarjoaa joka hetki sähköä markkinoille koko sillä kapasiteetilla, jonka marginaalikustannukset alittavat markkinahinnan. Hintataso määräytyy tällaisessa ideaalitalanteessa yksikäsitteisesti hetkellisen kokonaistehon funktiona.

Runsaasti säännösteltävää vesivoimaa sisältävässä energiarajoitteisessa järjestelmässä määrääväksi muo-

Pohjoismaiden sähköhankinta vuonna 2001*



Lähde: Nordel

* Poislukien Islanti

dostuu vesivoimantuottajien hinnoittelumenettely. Vesivoimantuottajan välittömät marginaalikustannukset ovat mitättömän pienet, mutta tuottaja menettää samalla vettä säännöstelyaltaasta ja siten myöhempää tuotantokykyä. Vesivoimantuottajan todellinen marginaalikustannus ei siten määräydykään välittömistä kustannuksista vaan altaassa olevan veden vaihtoehtoisarvosta eli siitä tuotosta, jonka tuottaja saa odotusarvoisesti käyttäessään veden myöhemmin edullisimmalla mahdollisella tavalla. Tätä vaihtoehtoisarvoa on tapana nimittää kyseisen energiamäärän vesiarvoksi. Vesivoimantuottaja tarjoaa ideaalisen kilpailun vallitessa sähköä markkinoille sen vesiarvon mukaisella hinnalla.

Kussakin altaassa olevan veden vesiarvo määräytyy odotettavissa olevasta sähköhinnasta sillä jaksolla, jonka kuluessa vesi on edullisinta käyttää tuotantoon sekä allaskohtaisista erityistekijöistä, kuten ylitäytymisen riskistä sekä voimalaitosten ja siirtoyhteyksien ominaisuuksista. Eri vesivoimantuottajien vesiarvot ovat yleensä lähellä toisiaan, joten myös tuottajien tarjouksien voidaan olettaa olevan lähellä toisiaan. Tärkeä asema tässä päättelyketjussa on sillä, kuinka vesivoimantuottajat määrittävät vesiarvon. Käytännössä vesiarvon laskeminen joudutaan tekemään laskennallisesti perustuen stokastiseen dynaamiseen ohjelmointiin. Dynaaminen ohjelmointi on tehokas menetelmä optimiratkaisun löytämiseksi monista peräkkäisistä päätöksistä koostuvaan ongelmaan. Yksi dynaamisen ohjelmoinnin vahvuus on se, että sitä voidaan soveltaa käsittelemään stokastista ongelmaa eli tilannetta, jossa ratkaisuun vaikuttaa myös satunnaisia ulkoisia tekijöitä kuten sateisuus.

Sähkön hinta ennakoi kysyntä-tarjontatasapainoa

Dynaamisen ohjelmoinnin arvo ja vesiarvokäsitteen merkitys vesivoiman käytön optimoinnissa ymmärrettiin Ruotsissa ja Norjassa jo 1960-luvulla. Vesiarvon ja optimaalisen tarjoushinnan yhteys ymmärrettiin myös nopeasti Norjan sähkömarkkinakäytännön muututtua 1990-luvun alussa. Laskenta, joka antaa vastaukseksi kullekin vesivoimantuottajalle oikean vesiarvon, vaatii paitsi toimivaa stokastisen dynaamisen ohjelmoinnin toteutusta, myös suuren määrän lähtötietoja, joista osaa on jatkuvasti päivitettävä. Tästä johtuen tapahtuu laskenta valtaosin käyttäen vain yhtä Trondheimin teknillisessä korkeakoulussa (nytemmin Norjan teknis-luonnontieteellinen yliopisto, NTNU) kehitettyä ohjelmistoa, joka nykyisin tunnetaan lyhenteellä EMPS. Kun sama ohjelmisto on laajasti käytössä, ei ole yllättävää, että myös tulokset ovat sangen yhdenmukaiset, vaikka käyttäjän panos onkin merkittävä lähtötietojen päivittämisessä ja tulosten tulkinnassa.

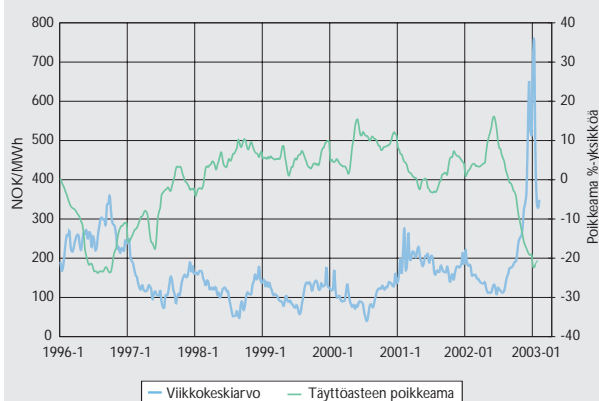
Olenaisiin seuraus vesiarvomallin käytöstä on, että sähkön hinta ennakoi jatkuvasti lähikuukausille odotettavissa olevaa kysyntä-tarjontatasapainoa. Jos vettä on altaissa normaalisti, ovat hinnantvaihtelut maltillisia. Perushintataso määräytyy hiililauhdevoiman muuttuvista kustannuksista, koska Tanskan ja Suomen hiililauhdevoima on normaalitilanteissa muuttuvilta kustannuksiltaan kallein tuotantomuoto, jolla on olennaista merkitystä energiatasapainon kannalta. Jos hintataso nousee, lisääntyy hiililauhdevoiman tuotanto. Jos sateisuus on samalla normaali, täyttyvät altaat liikaa ja seurauksena on joko ohijuoksutuksia tai pakko myydä sähköä olennaisesti halvemmalla. Jos taas hintataso olisi jatkuvasti hiililauhdevoiman muuttuvia kustannuksia alhaisempi, olisi seurauksena altaiden liiallinen tyhjeneminen ja energiapula viimeistään loppukeväästä ennen seuraavien sulamisvesien tuloa.

Sademäärien poikkeaminen normaalista vaikuttaa altaiden tulovirtaamiin ja sen kautta pinnantasaan. Vesiarvomalli antaa tällöin vedelle tavanomaisesta poikkeavan arvon ja vesivoimantuottajat muuttavat tarjouksiaan. Tämä johtaa edelleen muutoksiin hiililauhdevoiman ja ääritapauksissa monien muidenkin tuotantomuotojen käytössä.

Vuosi 2002 on selkeä esimerkki markkinoiden reagoinnista sateisuuteen

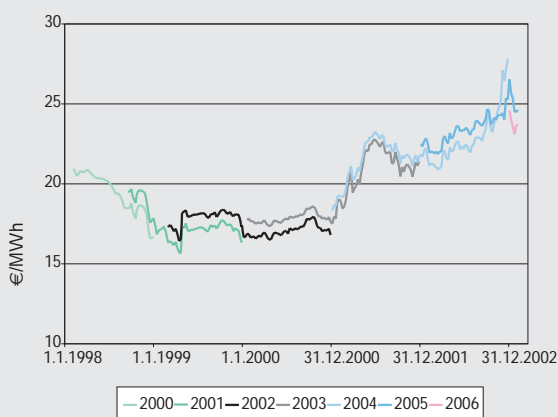
Vuoden 2002 alkupuoliskon tulovirtaamat olivat Norjassa kokonaisuutena jopa keskimääräistä korkeammat, mutta monilla alueilla Norjassa ja erityisesti Ruotsissa ja Suomessa sademäärät jäivät poikkeuksellisen vähäisiksi. Tämä johti sähkön hintojen

Nord Poolin systemihinnan viikkokeskiarvo ja altaiden täyttöasteen poikkeama ajankohdan keskiarvosta



Lähde: Nord Pool

Nord Poolin vuosifutuureja



Lähde: Nord Pool

nousuun alkukesästä alkaen vähäateisilla alueilla ja syksyllä myös eteläisessä Norjassa, jonka tulovirtaamat jäivät myös vähäisiksi elokuun jälkeen. Siirtoyhteyksien aiheuttamat rajoitukset ja niihin liittyvät hintaerot olivat vuoden 2002 kesällä poikkeuksellisen voimakkaat.

Jälkikäteen arvioiden näyttäisi siltä, että Norjan vesivoimantuottajat eivät reagoineet riittävän voimakkaasti muiden alueiden vähäateisuuteen, sillä Norjan vesivoimantuotanto pysyi keskimääräistä runsaampana marraskuuhun saakka, vaikka Norjankin altaat olivat tyhjentyneet poikkeuksellisen alas jo alkusyksystä. Olisi ollut edullisempää, että hinnat olisivat nousseet voimakkaammin elo-syyskuusta alkaen ja lauhdevoimantuotanto lisääntynyt voimakkaasti jo

Sähkön hinnanmuodostukseen liittyviä ongelmia:

- Sähkön markkinahinnan suuret vaihtelut vaativat kaikilta laajamittaiseen sähkökauppaan osallistuvilta kykyä vaatimaan riskinhallintaan. Tätä vaatimusta voi pitää monissa tapauksissa kohtuuttomana ja se aiheuttaa myös merkittäviä kustannuksia.
- Hinnanmuodostus ei ole kaikissa tilanteissa toiminut optimaalisesti, mikä on synnyttänyt tarpeettomia taloudellisia menetyksiä.
- Sähkösiirron rajoitukset synnyttävät alueellisia hintaeroja, jotka eivät kaikissa tilanteissa ole käyttäytyneet johdonmukaisesti ja jotka vaikeuttavat merkittävästi kaupankäyntiä sekä riskeiltä suojautumista. On kuitenkin huomattava, että ei ole taloudellisesti järkevää pyrkiä kaikkien siirron pullonkaulojen poistamiseen. Siirtorajoitusten lieventäminen sekä siirtorajoitustilanteiden markkinamenettelyjen kehittäminen ovat tarpeen.
- Sähkön kuluttajakäytön hinnoittelussa ei ole otettu riskinhallintaa oikealla tavalla huomioon. Tämä on johtanut kuluttajahintojen liiallisiin hintavaihteluihin. Asianmukainen riskinhallinta johtaa alimpien hintojen nousuun, mutta ehkäisee tehokkaasti odottamattomia hinnankorotuksia. Oikea hinnoittelu on vaikeaa tai mahdotonta, jos markkinoilla voi alhaisten hintojen jaksoilla käydä esteettömästi kauppaa myös ilman hintasuojausta hankitulla sähköllä.
- Hinnanmuodostus on perustunut muuttuviin kustannuksiin. Näin ollen kaupankäynnissä on saatu hyvin vähän tuottoa sille pääomalle, joka on sidottuna sähköntuotantoon. Tuottajat ovat selvinneet tästä tilanteesta, koska niiden taseet olivat markkinoiden avautuessa vahvat ja voimalaitoksien poistot jo suurelta osin tehtyinä. Pitkävaikutteiset sopimukset siirsivät ongelmasta osan sähkön jälleenmyyjille, joiden pääomarakenne saattoi olla heikompi. Pahimpia yrityskohtaisia ongelmia on helpotettu kohtuullistamalla pitkävaikutteisia sopimuksia.

silloin. Kun altaisiin olisi jäänyt enemmän vettä olisivat talven hintahuiput leikkaantuneet olennaisesti.

Tapahtumaketju on esimerkki siitä, kuinka vapaiden sähkömarkkinoiden tulisi ohjata kysyntää ja tarjontaa kohtaamaan kokonaishyvinvoinnin kannalta optimaalisella tasolla, ja siitä, että tämä edellyttää ajoittain hyvin rajujakin vaihteluita sähkön markkinahinnassa. Ei ole kuitenkaan toivottavaa eikä yleisen edun mukaista, että nämä hintavaihtelut kohdistuvat täysimääräisesti niihin markkinaosapuoliin, jotka eivät kuitenkaan osallistu tasapainon toteuttamiseen. Erittäin ongelmallisia vaihtelut ovat sähkön jälleenmyyjille, jotka eivät pysty muuttamaan myyntihintaansa ostohintojensa vaihteluita vastaavasti. Näiden ongelmien eliminoimiseksi tai ainakin lieventämiseksi on mahdollista solmia kiinteähintaisia sähkökauppoja vuosiksin eteenpäin. Nord Poolin sähköpörssin osuus on nykyisin vajaat 30 prosenttia sähköstä, ja loput myydään joko kahdenvälisin sopimuksin tai käytetään tuottajan omaan kulutukseen. Pörssihinta vaikuttaa välittömästi vain pieneen osaan muusta kaupankäynnistä.

Vaikka valtaosa sähkönhankinnan kustannuksista ei olekaan välittömästi pörssihintasadonnaista, on välttämätöntä suojata taloudellisesti pörssihintasadonnaista hankintaa. Tämä tapahtuu käymällä kauppaa sähköfutuureilla ja muilla sähkön pörssihin-

taan sidotuilla johdannaisilla. Nord Poolin sähköfutuuri ovat niin sanottuja finanssijohdannaisia, mikä tarkoittaa, että ne eivät sisällä todellisia sähkötoimintuksia koskevia sitoumuksia. Sen sijaan sähköfutuuriin myyjä sitoutuu maksamaan ostajalle korvauksen, jos sähkön hinta on kohdeajanjaksolla korkeampi kuin futuurin myyntihinta. Päinvastaisessa tapauksessa ostaja maksaa korvauksen myyjälle.

Jos sähkön todelliset tuotanto- ja kulutusmäärät tiedettäisiin ennakkolta ja jos futuurien ehdot kuvaisivat tarkoin toteutuvia kauppoja, voitaisiin kaikki hintariskit eliminoida ostamalla tai myymällä sopivia futuureja. Tilanne ei ole kuitenkaan näin hyvä, koska sähkönkulutus riippuu muun muassa säätilasta ja koska futuurit joudutaan määrittelemään tiettyjen ajallisten ja alueellisten hintakeskiarvojen mukaan, vaikka kunkin osapuolen todellinen hankintatarve vaihtelee ajallisesti eikä jakaudu koko markkina-alueelle.

Kun keskitytään toiminnan taloudelliseen optimointiin olemassa olevan kapasiteetin puitteissa, ovat pohjoismaiset sähkömarkkinat toimineet yleisesti ottaen sängen hyvin. Markkinamekanismi on johtanut tuotantoresurssien lähes optimaaliseen käyttöön, missä vesivoimaa käytetään kysyntä-tarjontatilanteen tasapainottamiseen minuuteista lähes vuoteen ulottuvilla aikaväleillä ja lauhdevoimaa energiatilanteen tasapainottamiseen vuositasolla.

"Jos sähkön todelliset tuotanto- ja kulutusmäärät tiedettäisiin ennakolta ja jos futuurien ehdot kuvaisivat tarkoin toteutuvia kauppoja, voitaisiin kaikki hintariskit eliminoida ostamalla tai myymällä sopivia futuureja."

Futuurikauppa investointien houkuttimena

Sähkömarkkinoiden toimintaa olemassa olevan kapasiteetin puitteissa voi siis pitää tietyin varauksin onnistuneena. Muuttuviin kustannuksiin perustuva sähköhinnoittelu on kuitenkin johtanut siihen, että yhtään voimalaitosinvestointia ei ole toteutettu normaalein kaupallisin lähtökohdin tapahtuvaa sähkömyyntiä varten. Julkiset markkinahinnat ovatkin aivan liian alhaiset tekemään tällaisen investoinnin houkuttelevaksi. Voimalaitosinvestointia ajatellen ovat julkisista hinnoista merkityksellisiä lähinnä tulevia vuosia koskevat futuurihinnat, koska ne kuvaavat hintaodotuksia ja koska voimalaitoksen taloudellista tuottoa voitaisiin jo ennalta pyrkiä varmistamaan käymällä kauppaa futuureilla. Tulevia, vähintään vuoden päässä olevia vuosia koskevat futuurihinnat olivat vuosina 1999–2000 tasolla 16–18 euroa/MWh ja keväästä 2001 välillä 21–25 euroa/MWh.

Edullisimpien arvioiden mukaan ydinvoimalaitos voisi juuri ja juuri saavuttaa kannattavuuden ylimmillä esiintyneillä futuurihinoilla. Yleisesti kuitenkin katsotaan, että mikään voimalaitosinvestointi ei ole sähköä markkinoille tuottavalle osapuolelle kiinnostava, ellei hintataso nouse tasolle 35–40 euroa/MWh. Luonnollinen johtopäätös rästä olisi, että markkinoilla vallitsee edelleen ylikapasiteettitilanne, jonka purkautuminen johtaa hintatason nousuun. Kuitenkin loppuvuoden 2002 ja alkuvuoden 2003 kokemukset kertovat, että vain kohtuullisesti keskimääräistä vähäsateisempi vuosi voi johtaa järjestelmän lähelle energia- ja tehopulaa. Koska sateisuus olisi voinut olla vielä huomattavasti vähäisempää, emme selvästikään ole ylikapasiteettitilanteessa, vaan kapasiteettia on käytettävissä pikemminkin liian vähän.

Tämänhetkiseen lainsäädäntöön ja siihen pohjautuvaan markkinakäytäntöön perustuvat sähkömarkkinat näyttäisivät siis olevan kykenemättömät synnyttämään sähköntuottajille taloudellista kannustinta oikean kapasiteettitason ylläpitämiselle. Yksi perussyy tälle on tapa, jolla sateisuuden vaihtelut vaikuttavat vesivoiman saatavuuteen. Pohjoismaiset yhteiskunnat eivät pidä hyväksyttävänä kerran kymmenessä vuodessa toteutuvaa vakavaa energiapulaa, mutta tällaisen pulan ehkäiseminen edellyttää kapasiteettia, joka ylittää tarpeen useimpina vuosina. Tilanne voidaan ratkaista markkinaehtoisesti vain sisällyttämällä myös välttämättömäksi arvioidun kapasiteetin pääomakustannukset jollain menettelyllä sähkön hintaan. Tämä voisi periaatteessa tapahtua siten, että sähköntuottajat nostavat hintapyyntönsä muuttuvien kustannusten yläpuolelle. Tämä merkitsisi kuitenkin luopumista tehokkaasta kilpailusta ja ohjaisi voimalaitosten käyttöä epäoptimaalisesti.

Yksi mahdollinen ratkaisu investointien vauhdittamiseksi olisi muuttaa lainsäädäntöä kaikissa Pohjoismaissa siten, että sähkönhintaan lisätään kapasiteettimaksu, joka palautetaan kilpailuilla kapasiteettimarkkinoilla käytettävissä olevan kapasiteetin haltijoille. Tähänkin ratkaisuun liittyy monia suuria ongelmia esimerkiksi siinä, kuinka suhtaudutaan olemassa olevaan ja jo kuolettuun kapasiteettiin. Tavoitteena on kuitenkin oltava löytää markkinaehtoinen tapa turvata kapasiteetin riittävyys säilyttäen samalla nykyisen sähkömarkkinaratkaisun hyvät puolet operatiivisen toiminnan ohjauksessa. ◀

Prof. Pekka Pirilä

(pekka.pirila@hut.fi) on vuodesta 1980 tutkinut energiataloutta ja energijärjestelmiä. Vuoteen 1999 hän työskenteli Valtion teknillisessä tutkimuskeskuksessa erikoistutkijana, johtavana tutkijana ja tutkimuspäällikkönä. Vuodesta 1999 hän on energiatalouden professorina Teknillisessä korkeakoulussa. Tärkeimpiä tutkimuskohteita ovat nykyisin energiamarkkinoiden toiminta, energiainvestoinnit ja ilmastositomusten vaikutus energiatalouteen.

