

Energiatalous - energiamarkkinat

Syksy 2008

Pekka Pirilä

Sisältö

1.	Kurssin tavoitteet	3
2.	Teoreettista pohjaa - mikrotaloustiede.....	4
2.1	Täydellinen ja epätäydellinen kilpailu	4
2.1.1	Kysyntäfunktio.....	4
2.1.1.1	Kuluttajan preferenssi	4
2.1.1.2	Kysyntäfunktio.....	5
2.1.1.3	Kuluttajan ylijäämä.....	6
2.1.2	Tuotanto ja tarjonta	6
2.1.2.1	Yksittäinen tuottaja	6
2.1.2.2	Tuotantokustannukset rajallisten resurssien tapauksessa	11
2.1.2.3	Tuottajan ylijäämä	12
2.1.2.4	Hyvin lyhyen aikavälin muuttuvat kustannukset.....	12
2.1.2.5	Kokonaistarjonta	12
2.1.3	Täydellinen kilpailu	13
2.1.4	Monopoli.....	14
2.1.4.1	Hintadiskriminointi	15
2.1.5	Markkinavoima kilpailuilla markkinoilla	16
2.1.6	Oligopoli (duopoli)	19
2.1.6.1	Bertrandin tasapaino	19
2.1.6.2	Cournot'n tasapaino.....	20
2.1.6.3	Peliteoria oligopolien tarkastelussa	20
3.	Maailman energiavarat ja polttoainemarkkinat	23
3.1	Öljytuotteet	23
3.1.1	Raakaöljymarkkinat	23
3.2	Maakaasumarkkinat	25
3.2.1	Tuotannon ja siirron kustannukset.....	26
3.2.2	Kaasumarkkinoiden vapauttaminen.....	26
3.3	Kivihiilen varat ja markkinat	27
3.4	Yhteenveto maailman uusiutumattomista energiavaroista	27
4.	Sähkömarkkinat	29
4.1	Pohjoismainen sähköjärjestelmä.....	29
4.1.1	Tuotantokapasiteetti.....	29
4.1.2	Siirtoverkko.....	31
4.1.3	Järjestelmän tasapaino	34
4.1.4	Yhteenveto pohjoismaiden fyysisestä sähköjärjestelmästä	37
4.2	Fyysisen sähköjärjestelmän käyttö	38
4.2.1	Järjestelmävastuu ja fyysisen tasapainon hallinta.....	38
4.3	Verkkoliiketoiminta	40

4.3.1	Sähkön siirto	40
4.3.2	Sähkön jakelu	41
4.4	Sähköenergian kauppa	44
4.4.1	Sähkötase	44
4.4.2	Fyysisen sähkökaupan kaupankäynnin vaiheet	47
4.4.3	Sähköpörssi	47
4.4.4	OTC-kauppa.....	54
4.4.5	Kahdenkeskeinen kauppa.....	55
5.	Sähkön hinnanmuodostus pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla	56
5.1	Toiminta markkinoilla	56
5.1.1	Lämpövoiman tuottajien toimintatapa	56
5.1.2	Vesivoimantuottajien toimintatapa, vesiarvo	56
5.1.2.1	Epävarmuuden vaikutus vesivoiman tuottajan toimintatapaan	58
5.1.3	Tuntihintojen ja hintafutuuriin vuorovaikutus	59
5.1.4	Dynaaminen ohjelmointi ja vesiarvomallit	60
5.1.5	Vesiarvon määräytyminen pohjoismaisilla markkinoilla	62
5.2	Hinnanmuodostus kapasiteettia rakennettaessa	67
5.2.1	Taloudellisesti optimaalinen tuotantorakenne	67
5.2.1.1	Perinteinen kustannussuora - kuormituskäyrä -tarkastelu	67
5.2.1.2	Kustannussuorat ja kuormituskäyrä vuosienenergiatarkastelussa.....	68
5.2.2	Investointien vaikutus hintakehitykseen	70
5.2.2.1	Perusvoiman vaikutus	70
5.2.2.2	Säätö- ja huippuvoimalaitosten vaikutus	71
5.2.3	Investointien kannattavuus	71
5.2.3.1	Skenaariot	71
5.2.4	Johtopäätökset markkinoiden kehittymisestä	72
6.	Riskinhallinta energialiiketoiminnassa	74
6.1	Miksi ja milloin riskinhallintaa tarvitaan?	74
6.2	Riskin mittaaminen	74
6.2.1	Value at Risk (VaR).....	74
6.2.1.1	VaR energialiiketoiminnassa, PaR.....	77
6.2.2	Riskisalkku.....	78
6.2.3	Faktorimallit.....	79
6.3	Energiayhtiön riskinhallinta markkinaympäristössä.....	81
6.3.1	Salkun muodostuminen.....	81
6.3.2	Kaupankäynnin riskien määräytyminen	81
6.3.3	Aktiivinen riskinhallinta energiakaupassa	83
6.4	Sähkön jälleenmyyjän hinnoittelu.....	86
6.4.1	Esimerkki kiinteään hintaan tapahtuvan kaupan hinnoittelusta.....	88
7.	Ympäristönäkökohdat ja markkinat	90
7.1	Yrityskohtaiset kiintiöt ja päästökauppa.....	92
7.1.1	Päästökaupan vaikutus sähkön hintaan ja muihin hintoihin	95
7.2	Vihreät sertifikaatit	97

1. Kurssin tavoitteet

Kurssin tavoitteena on

- opettaa energiemarkkinoiden ymmärtämisen kannalta tärkeää teoriaa, joka kuuluu valtaosin mikrotaloustieteen piiriin. Mikrotaloustiede kuvaa taloudellisten toimijoiden käyttäytymistä ja tämän käyttäytymisen vaikutuksia mm. markkinoiden toimintaan.
- kuvata polttoaineiden ja sähkön kaupankäynnin ominaispiirteitä, kuten tietämystä energian saatavuudesta, polttoaineiden hintakehityksestä sekä pohjoismaisen sähköjärjestelmän ominaisuuksista.
- tarkastella yksityiskohtaisemmin kaupankäyntiä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla
- käsitellä taloudellisten riskien luonnetta ja niiltä suojautumista energiemarkkinoilla.

Tämän monisteen lisäksi on käytettävissä sähköisessä muodossa ja tulostettavissa kurssiaineistoa sisältävä julkaisu:

- Maailman energiavaroja ja polttoaineiden hintoja koskeva materiaali on pääosin raportissa: *Forsström, Pirilä ja Tamminen: Maailman Energiavarat, KTM:n tutkimuksia ja raportteja 18/1997*

Mikrotaloustiedettä käsitellään monissa oppikirjoissa, mutta yksikään tiedossani oleva kirja ei vastaa kovin hyvin kurssin tarpeita. Kaikissa niissä on runsaasti materiaalia, jota tällä kurssilla ei tarvita, mutta toisaalta ne eivät kuitenkaan sisällä ainakaan helposti omaksuttavassa muodossa kurssin kannalta tärkeitä asioita. Ehkä paras yksittäinen lähde on

Hal R. Varian: *Microeconomic Analysis*, 3rd ed., W. W. Norton & Co, 1992, joka on amerikkalainen alan jatkokurssitasoinen ja huomattavasti tämän kurssin käsittelyä laajempi mikrotaloustieteen perusteet ohittava oppikirja. Kirjassa on kuitenkin käsitelty suurin osa kurssin kannalta tärkeästä aineistosta ja se sisältää kohtuullisen helposti omaksuttavassa muodossa syventävää tietoa mm. peliteorian soveltamisesta markkinoiden ymmärtämiseen.

Toinen kirja, jota olen käyttänyt kurssimateriaalin valmistelussa on

Schotter, Andrew: *Microeconomics, A Modern Approach*, 2nd ed., Addison-Wesley, 1997, joka on edellistä helppolukuisempi, mutta toisaalta hajanaisempi esitys mikrotaloustieteestä. Kirjassa on tietoisesti haettu kertomuksenomaista lähestymistapaa helpottamaan kokonaisuuden ymmärtämistä, mutta tämän kurssin kannalta lähestymistapa ei ole erityisen hyödyllinen.

2. Teoreettista pohjaa - mikrotaloustiede

2.1 Täydellinen ja epätäydellinen kilpailu

2.1.1 Kysyntäfunktio

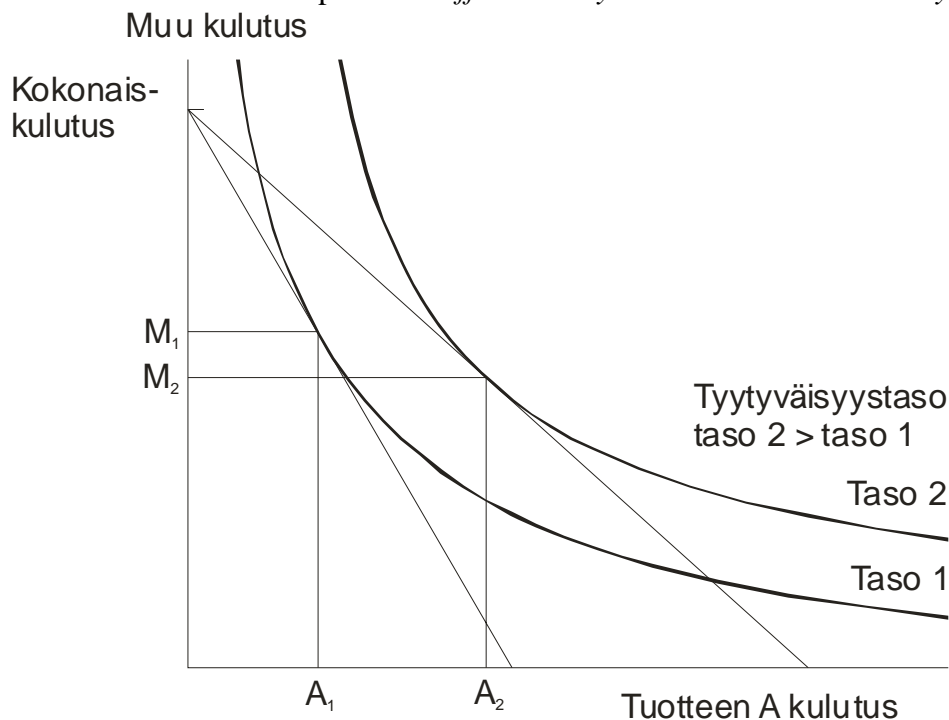
Mikrotaloustiede tarkastelee markkinoiden toimintaa lähtien kuluttajien ja tuottajien toimintatavoista. Kuluttajan toimintaa kuvaa tällöin kysyntäfunktio. Yleisessä muodossa oleva kysyntäfunktio kuvaa samanaikaisesti monien eri tuotteiden kysyntää kaikkien näiden tuotteiden hintojen ja kuluttajan käytettävissä olevan varallisuuden (sekä mahdollisesti joidenkin muidenkin tekijöiden) funktiona.

Seuraavassa tarkastellaan yhteen tuotteeseen kohdistuvaa kysyntää. Kuluttajien käytettävissä olevat varat määräävät kulutuksen yleisen tason ja muut kulutusmahdollisuudet muodostavat kokonaisuuden, johon tätä yhtä tuotetta verrataan.

2.1.1.1 Kuluttajan preferenssi

Kun kuluttaja harkitsee, kuinka paljon käyttää tarkastelun kohteena olevaa tuotetta, hän vertaa siitä saatavaa hyötyä tai nautintoa siihen mitä muuta hän voisi resurssiensa puitteissa tehdä. Tehdään nyt yksinkertaistava oletus, että ainoa resurssi, joka rajoittaa kuluttajan valintoja on varallisuus eli että kuluttaja tyydyttää muita tarpeitaan jäljelle jäävän varallisuuden sallimassa määrin. Kun kuluttajan käytettävissä oleva kokonaisvarallisuus on kiinnitetty, vertaillaan siis tarkasteltavan tuotteen kulutusta ja muuhun kulutukseen (ml. säästäminen tai negatiivisena terminä lainanotto) jäävää varallisuutta.

Vertailun tuloksena voidaan piirtää *indifferenssikäyriä* eli *samanarvoisuuskäyriä*, joiden avulla voidaan



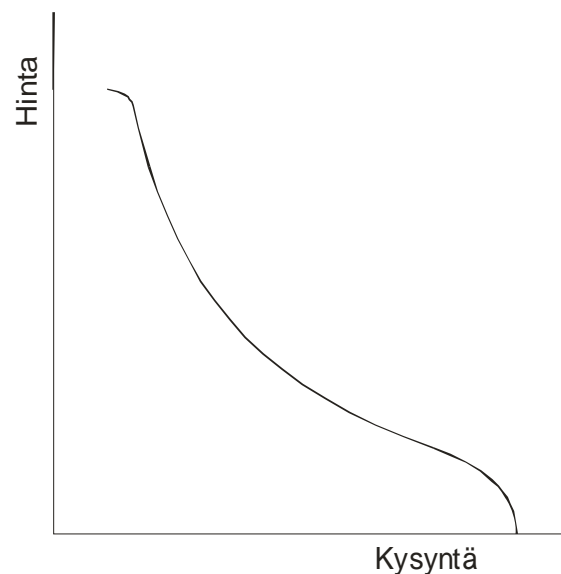
Kuva 1. Kaksi kuluttajan indifferenssikäyrää ja hinta-varallisuusyhdistelmä, joilla vastaavat tyytyväisyystasot on saavutettavissa

ka ilmaisevat millaisia yhdistelmiä kyseistä tuotetta ja muuhun käyttöön jätettyä varallisuutta kuluttaja pitää samanarvoisina. Kun vaaka-akseli kuvaa tarkasteltavan tuotteen kulutusta ja pystyakseli kaikkeen muuhun jäävää varallisuutta, voidaan piirtää eri tyytyväisyystasoja vastaavia indifferenssikäyriä siten, että siirtyminen oikealle ja/tai ylöspäin merkitsee aina siirtymistä suurempaa tyytyväisyyttä vastaavalle indifferenssikäyrälle. Luonnolliselta tuntuu ajatella, että indifferenssikäyrä olisi aina laskeva, mutta tällekin päätelmälle on löydettävissä poikkeuksia. Niillä ei nyt ole kuitenkaan merkitystä.

Toteutuva yhdistelmä kyseisen tuotteen kulutusta ja muuhun varattavaa varallisuutta määräytyy kuvan 1 mukaisessa tilanteessa käytettävissä olevan kokonaisvarallisuuden ja kyseisen tuotteen hinnan perusteella. Olettaen, että tuotteen hinta ei riipu kulutusmäärästä, kuvaa tietyn kokonaisvarallisuuden sallimia yhdistelmiä laskeva suora, joka leikkaa vaihtoehtoisia käyttöjä kuvaavan pysty akselin käytettävissä olevaa varallisuutta vastaavassa pisteessä. Suoran kulmakerroin on negatiivinen ja tuotteen hinnan suuruinen. Kuluttajan valintaa vastaa piste, jossa suurinta saavutettavissa olevaa tyytyväisyystasoa vastaava käyrä sivuaa tätä suoraa. Kuvassa esitetään kahta eri hintatasoa vastaavat ratkaisut. Korkeampi hinta johtaa sekä kyseisen tuotteen alhaisempaan kulutukseen, että kuluttajan alhaisempaan kokonaistyytyväisyyteen. Esimerkkitapauksessa muu kulutus on korkeampi tuotteen A hinnan ollessa korkeampi, mutta tämäkään ei ole yleinen tulos, vaan riippuu indifferenssikäyrien muodosta.

2.1.1.2 Kysyntäfunktio

Kun edellisen kohdan tarkastelu toteutetaan kaikille kuluttajille ja tuotteen A eri hintatasoille ja kutakin hintatasoa vastaavat kulutusmäärät lasketaan yhteen, saadaan kysyntäfunktio, joka kertoo tuotteen kysynnän hinnan funktiona. Useimmissa tapauksissa kysyntä on nolla hinnan ollessa hyvin korkea ja saavuttaa jonkun kyllästymistason hinnan laskeessa nollaan. Riippuvuus on monotonisesti laskeva ja useimmissa tapauksissa kuvan 2 mukaisesti loiveneva. Kiinnostava alue rajoittuu usein hyvin kauas rajatapauksista, joissa kysyntä tai hinta on nolla. Kuvan tapauksessa kysyntä häviää, kun hinta ylittää tietyn kynnyksen ja saavuttaa selvästi nollasta eroavan arvon heti tämän kynnyksen alapuolella. Hyvin alhaisilla hinnoilla kysyntä ei enää kasva nopeasti.



Kuva 2. Yhden kuluttajan (käänteinen) kysyntäfunktio.

Kysyntäfunktio $Q_A(P_A)$ ilmaisee, kuinka tuotteen A kokonaiskysyntä markkinoilla Q_A riippuu tuotteen hinnasta P_A . Käänteinen kysyntäfunktio $P_A(Q_A)$ ilmaisee vastaavasti hinnan toteutuneen kysynnän funktiona. Näistä funktioista voidaan laskea kysynnän hintajousto suhteellisten muutosnopeuksien suhteenä (näin määriteltynä ξ on yleensä negatiivinen

$$\xi = \frac{\partial Q_A}{\partial P_A} \cdot \frac{Q_A}{P_A} = \frac{\partial \ln Q_A}{\partial \ln P_A} \quad (1)$$

Esimerkkitapauksena lasketaan hintajousto lineaarisesti alenevalle kysynnälle $Q_A = Q_0 - bP_A$. Koska derivaatta on vakio $-b$, on hintajousto $\xi = -bP_A / Q_A$ suhteellisia muutoksia kuvaavana suurena itseisarvoltaan sitä suurempi, mitä alhaisempi on kysynnän taso.

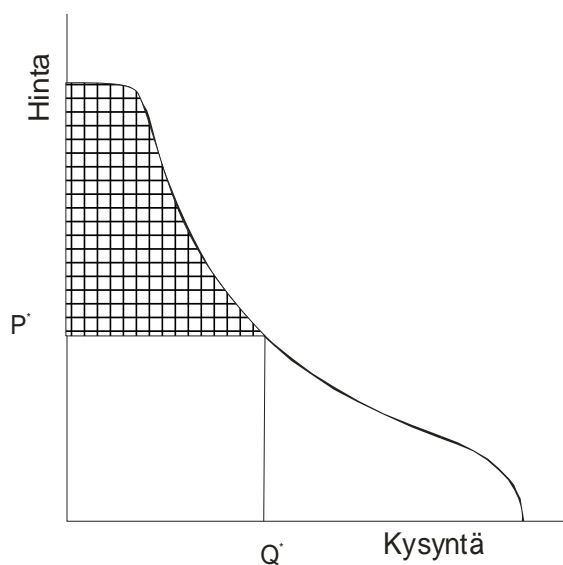
2.1.1.2.1 Kompensoitu kysyntäfunktio

Edellä on tarkasteltu kysynnän muutoksia, kun vain kohteena olevan tuotteen hinta muuttuu, mutta kaikki muut hinnat ja varallisuudet säilyvät vakiona. Tässä on pieni ristiriita, joka tulee esille, kun tarkastellaan rahan reaaliarvoa. Yhden tuotteen hinnan nousu merkitsee yleisen hintatason nousua eli tuottaa inflaatiota. Tähän liittyy myös se, että myyjän tulot nousevat, minkä johdosta nimellistä lisävarallisuutta tulee kokonaistalouteen. Kompensoitu kysyntäfunktio lasketaan vaatiessa, että kuluttajan kokonaisyhyvinvointi säilyy hintamuutoksissa. On suhteellisen helppo nähdä, että tämä vähentää normaalitapauksissa jonkin verran kysynnän hintajoustoa. Jos kyseessä on heikkolaatuinen tuote, voi vaikutus olla päinvastainen.

Kompensoimatonta kysyntäfunktiota nimitetään myös Walrasin kysyntäfunktioksi ja kompensoitua Hicksin kysyntäfunktioksi.

2.1.1.3 Kuluttajan ylijäämä

Tuotteen käyttö synnyttää kuluttajille etua, koska kaikki hankinta tapahtuu vakiohinnalla, mutta kuluttajan saama hyöty on rajatapausta lukuunottamatta tätä hintaa suurempi. Esimerkiksi oikean kuvion tapauksessa tuotteen hinta on P^* ja kysyntäfunktion mukaisesti kulutus Q^* . Kulutustason ollessa tätä pienempi olisivat kuluttajat valmiita maksamaan tuotteesta enemmän eli tuotteen arvo on alhaisilla kulutustasoilla suurempi. Täten myyntihinnan ja kysyntäkäyrän väliin jäävä alue ilmaisee, kuinka paljon ylimääräistä arvoa kuluttajat saavat, kun tuotetta on saatavissa kysyntää vastaava määrä hinnalla P^* .



Kuva 3. Kuluttajan ylijäämä.

2.1.2 Tuotanto ja tarjonta

2.1.2.1 Yksittäinen tuottaja

Tuottajaa kuvataan tuotantofunktiolla, joka ilmaisee tuotannon määrän resurssien käytön funktiona. Resurssit ovat esimerkiksi tuotannollista pääomaa, työvoimaa ja raaka-aineita. Käytännössä niistä kullekin voidaan yleensä antaa rahallinen arvo, jolloin yhden tuotteen tapauksessa käänteinen tuotantofunktio ilmaisee tiettyä tuotantomäärää vastaavaa kokonaiskustannusta.

Kun resurssit jaetaan pääomaan K , työvoimaan L ja raaka-aineisiin R , on tuotantofunktio $Q = Q(K, L, R)$. Tuotantofunktion keskeisiä piirteitä on *mittakaavatuotos* (*returns to scale*), joka ilmaisee tuotannon suhteellisen muutoksen, kun kaikkia tuotantotekijöitä muutetaan samalla tekijällä:

$$Q_\lambda = Q(\lambda K, \lambda L, \lambda R)$$

Mittakaavatuotos tuotos riippuu skaalautuvuudesta seuraavasti

$$Q_\lambda > \lambda Q \quad \text{kasvava mittakaavatuotos}$$

$$Q_\lambda = \lambda Q \quad \text{vakio mittakaavatuotos}$$

$$Q_\lambda < \lambda Q \quad \text{laskeva mittakaavatuotos}$$

Esimerkiksi, jos mittakaavatuotos on kasvava, on suurempi yksikkö tehokkaampi kuin pienempi, joka käyttää resursseja samassa suhteessa.

Skaalautuvuuden ohella on tärkeää tietää, kuinka eri resurssien käyttösuhteet vaikuttavat tuotantoon. Tätä voidaan kuvata, sillä missä suhteessa kahta tuotantotekijää on muutettava, kun tuotannon määrä halutaan pitää vakiona. Kvantitatiivisesti tätä kuvaa substituutiokorvaavuus, joka voidaan määrätä tarkastelemalla tuotantofunktion differentiaalia

$$dQ = \frac{\partial Q}{\partial K} dK + \frac{\partial Q}{\partial L} dL + \frac{\partial Q}{\partial R} dR$$

Esimerkiksi pääoman ja työvoiman substituutiokorvaavuus r_{KL} saadaan tästä, kun vaaditaan, että $dQ = 0$ ja $dR = 0$. Näin ollen

$$r_{KL} = - \left. \frac{dK}{dL} \right|_{Q,R} = \frac{\partial Q / \partial L}{\partial Q / \partial K} \quad (2)$$

Läheistä sukua substituutiokorvaavuudelle ja terminä vakiintuneempi on *substituutiojousto*

$$\varepsilon_{KL} = \frac{\partial(K/L)}{\partial r_{KL}} \bigg/ \frac{K/L}{r_{KL}} \quad (3)$$

Osa resursseista on yleensä sellaisia, joiden käyttöä voidaan säätää hyvinkin lyhyellä aikavälillä, kuten voimalaitosten polttoaineen käyttö ja osa taas on pitkäksiin aikaa sidottua, kuten itse voimalaitokset. Asiaa monimutkaistaa se, että aikaskaaloja on enemmän kuin kaksi. Esimerkiksi tyypillisellä lauhdevoimalaitoksella esiintyy mm. seuraavia aikaskaaloja:

Aikaskaala	Toimenpide	Resurssien käyttövaikutus
Alle 15 min	Rajoitettu tehon säätö	Polttoaineenkulutus
~ 2 tuntia	100 % tehonsäätö	Polttoaineenkulutus, huoltotarve
1-2 vrk	kylmän laitoksen käynnistys	Polttoaineenkulutus, huoltotarve
2 kk-1 v	"koipussi", henkilöstön siirto muihin tehtäviin tai lomautus	Palkkamenot, muut ylläpitomenot, polttoainevaraston kulut
1-8 v	voimalaitosinvestoinnit	kaikki kustannukset ml. pääomakustannukset

Yksinkertaisuuden vuoksi tarkastellaan useimmiten kuitenkin vain kahta eri aikaskaalaa vastaavia tuotantofunktioita: lyhyen ajan tuotantofunktiota, jonka aikaskaala voitaisiin valita joko kylmäkäynnistyksen vaatimaa aikaa lyhyemmäksi tai pitemmäksi ja pitkän aikavälin tuotantofunktiota, joka sallii toistuvat voimalaitosinvestoinnit ja ottaa kaikkien resurssien käytön huomioon. Lyhyen aikavälin tuotantofunktion käyttökelpoisuutta parantaa se, että keskeisimmät kustannukset, kuten polttoaineenkulutus ja vakituisen henkilöstön palkat eivät vaihtele eri vaihtoehtojen välillä niin kauan, kun lomautukset eivät tule kyseeseen.

2.1.2.1.1 Lyhyen aikavälin tuotantofunktio

Lyhyen aikavälin kustannukset koostuvat

Muuttuvista kustannuksista, joita ovat voimalaitoksen tapauksessa mm.

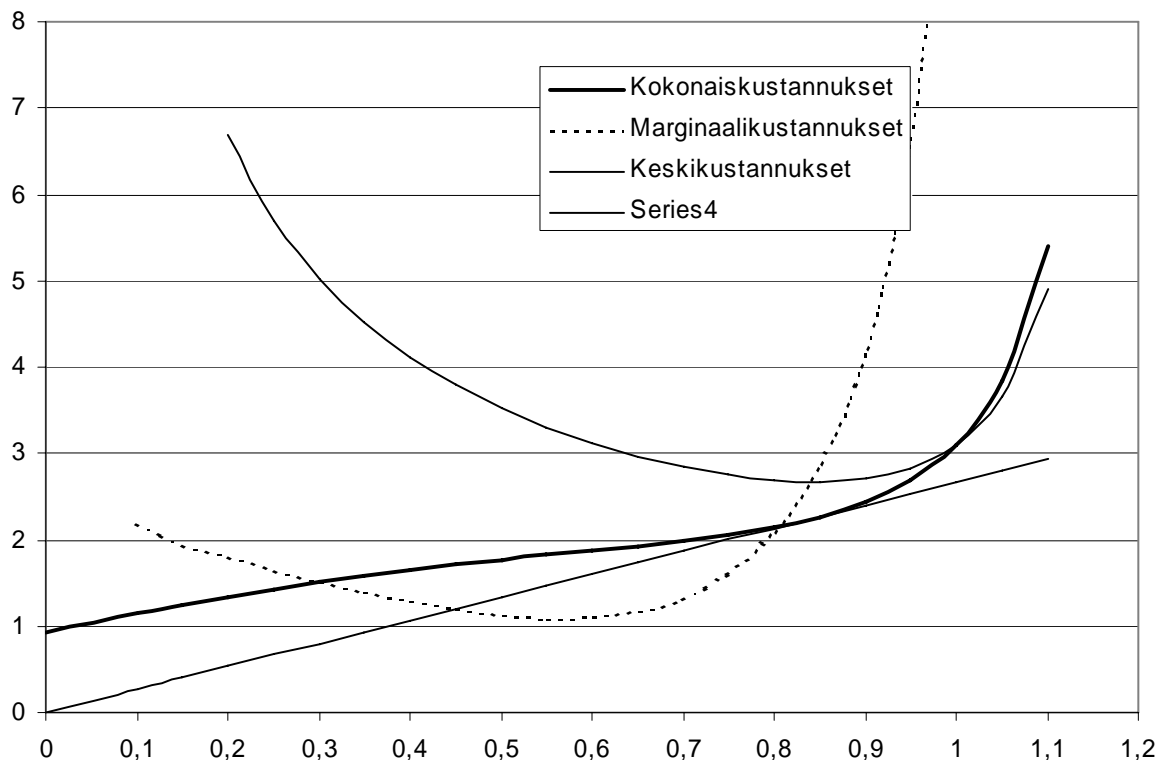
- polttoainekustannukset,
- käyttömäärästä riippuvat huolto- ja korjauskustannukset,
- käyttömäärästä riippuvat ostetut palvelut.

ja kiinteistä kustannuksista, joita ovat mm.

- pääomakustannukset,
- vakituisen henkilön palkat,
- kalenteriajasta riippuvat ylläpito- ja huoltokustannukset,
- erilaiset vakuutus- yms. maksut.

Pääomakustannukset on lyhyen aikavälin tuotantofunktioon laskettava vaihtoehtoiskäytön arvona, koska esimerkiksi voimalaitos ei yleensä kelpaa mihinkään muuhun, on ainoa vaihtoehto yleensä sen myynti (vaihtoehtoisesti voidaan tarkastella nyt tapahtuvan käytön vaikutusta tuotantokoneiston tulevaan käyttöön). Tiettyyn ajanjaksoon liittyvä pääomakustannus on siten summa laitoksen myyntihinnan alenemasta kyseisenä ajanjaksona ja tätä myyntihintaa vastaavalta pääomalta vaaditusta tuotosta.

Lyhyen aikavälin kokonaiskustannuksista voidaan laskea tuoteyksikön keskimääräinen kustannus ja marginaalikustannus. Lyhyen aikavälin kustannuksille tyypillinen tilanne on ilmaistuna kuvassa 4. Tuotantomäärän ollessa olemassa olevaan kapasiteet-



Kuva 4. Lyhyen aikavälin kustannukset. Suora on origosta kokonaiskustannusfunktiolle piirretty tangentti. Kokonaiskustannukset ovat tietyn aikavälin kustannukset (esim. €/h) tehon ollessa vaaka-akselin mukainen. Marginaalikustannukset ja keskikustannukset ovat energiayksikön kustannukset (esim. €/MWh).

tiin verrattuna pieni, ovat kiinteät kustannukset tärkeimmät, mutta myös marginaalikustannus on suurempi kuin optimitilanteessa. Tuotannon kasvaessa marginaalikustannukset laskevat kunnes kapasiteetin rajoituksia joudutaan kompensoimaan käyttämällä enemmän muita resursseja suhteessa tuotannon lisäykseen. Vielä tämän jälkeen keskimääräiset kustannukset alenevat, kunnes tuotantomäärän ollessa 0,84

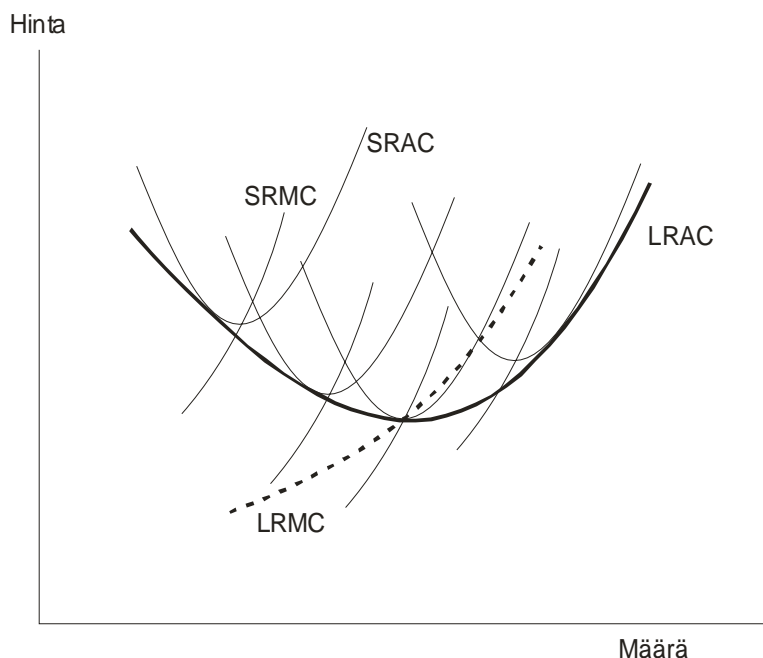
- marginaalikustannukset ovat keskimääräisten kustannusten suuruiset
- keskikustannuksilla on minimi
- origosta piirretty suora sivuaa kokonaiskustannuksia kuvaavaa käyrää.

On helppo nähdä, että näiden kolmen piirteen on toteuduttava juuri keskimääräisten tuotantokustannusten minimipisteessä. Tällä tuotannon tasolla on kyseisen olemassa olevan tuotantokapasiteetin kilpailukyky parhaimmillaan.

Sähköntuotannossa edellä kuvattu optimipiste saavutetaan yleensä lähellä voimalaitosten maksimikapasiteettia, jota voidaan kuvata siten, että kustannukset nousevat siinä pisteessä äärettömiin. Tätä ennen on suppea alue, jossa marginaalikustannukset nousevat, koska käyttöasteen nostaminen lähes maksimiinsa johtaa ylimääräisiin kustannuksiin.

2.1.2.1.2 Pitkän aikavälin tuotantofunktio

Pitkän aikavälin tuotantofunktiossa otetaan huomioon korvaus- ja uusinvestoinnit. Koska näihin investointeihin ei laskentahetkellä ole sitouduttu, voidaan niihin liittyvät pääomakustannukset laskea arvioitujen investointikustannusten perusteella. Pitkän aikavälin tarkastelussa myös nykyisen kapasiteetin arvoa on luonnollista tarkastella siltä kannalta, kuinka se vaikuttaa tulevaan investointitarpeeseen.



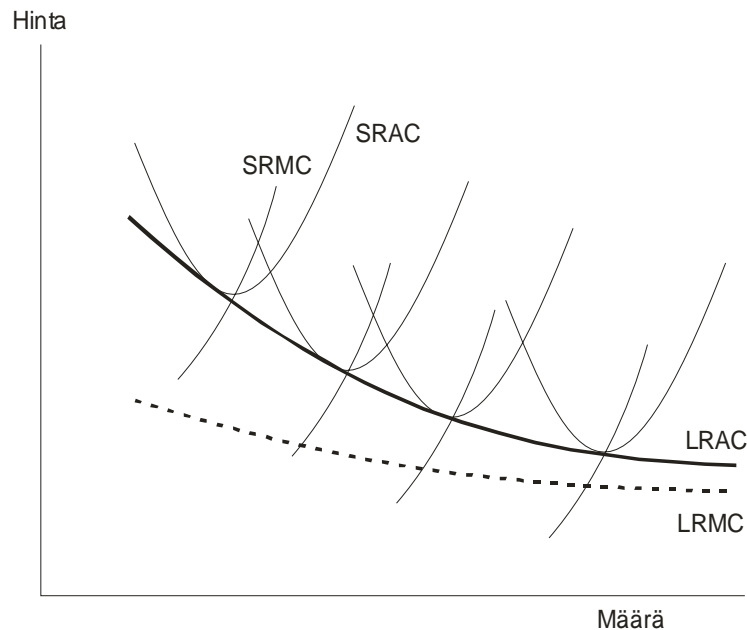
Kuva 5. Pitkän aikavälin kustannusfunktioiden muodostuminen, kun tuotannolle on optimaalinen skaala. Kustannukset on laskettu energiayksikköä kohti.

Pitkän aikavälin tarkasteluissa ei ole odotettavissa samankaltaista voimakasta minimiä marginaalikustannuksissa ja keskimääräisissä tuotantokustannuksissa kuin lyhyen aikavälin tarkasteluissa, koska tarkastelun kohteena olevalla tuottajalla on mahdollisuus lisätä kapasiteettiaan lisäinvestoinneilla (joiden yhtenä vaihtoehtona on myös kapasiteetin ostaminen toisilta tuottajilta).

Kilpailua koskevien tarkastelujen kannalta on olennaista se, noudattaako kustannusten käyttäytyminen kuitenkin samaa peruslinjaa ja erityisesti se, onko tuottajalla marginaalikustannusten ja keskimääräisten kustannusten kannalta jotkut optimisuuruudet, joiden yläpuolella yksikkökustannukset nousevat. Tällainen nousu voi aiheutua esimerkiksi suuren yrityskoon hallitsemiseen liittyvistä tekijöistä. Sähkön tuotannossa on vaikea nähdä tekijöitä, jotka johtaisivat siihen, että suuri yksikkökoko johtaisi kustannusten nousuun suhteessa muihin toimijoihin, kun kokonaiskapasiteetti samalla toimialueella on sama. Kustannukset voivat kyllä nousta johtuen edullisimpien tuotantorurssien, kuten vesivoiman, rajallisuudesta, mutta tämä koskee samoilla markkinoilla myös pienempiä toimijoita.

Pitkän aikavälin tuotantofunktio saadaan etsimällä kaikki erilaisia kapasiteettivaihtoehtoja vastaavat lyhyen aikavälin tuotantofunktiot (joissa pääomakustannukset on laskettu tulevia investointeja koskevien periaatteiden mukaisesti). Kutakin tuotantomäärää vastaava pitkän aikavälin tuotantokustannus on sitten edullisin vaihtoehto

mahdollisista lyhyen aikavälin tuotantofunktioiden tarjoamista mahdollisuuksista. Toisin sanoen pitkän aikavälin kustannusfunktio saadaan alapuolisena verhokäyränä lyhyen aikavälin kustannusfunktioista. Kuvassa 5 on esitetty ohuemmillä viivoilla



Kuva 6. Pitkän aikavälin tuotantofunktio, kun keskimääräiset kustannukset laskevat kaikissa kokoluokissa.

neljää eri kapasiteettitasoa vastaavat lyhyen aikavälin marginaali- (SRMC) ja keskimääräiset (SRAC) kustannukset sekä näitä vastaavat pitkän aikavälin marginaali- (LRMC) ja keskimääräiset kustannukset. On huomattava, että kuva 5 edustaa tapausta, jossa myös pitkän aikavälin kustannukset nousevat, kun tuotantomäärä kasvaa optimitasonsa yläpuolelle.

Sähkön tuotannossa tilanne voi olla pikemminkin kuvan 6 mukainen. Tässä tapauksessa marginaalikustannus on suurilla tuotantomäärillä olennaisesti vakio ja keskimääräinen kustannus lähestyy tätä tasoa asympotoottisesti.

2.1.2.2 Tuotantokustannukset rajallisten resurssien tapauksessa

Esimerkiksi pohjoismaiselle sähköntuotantojärjestelmälle on ominaista, että käytettävissä on kustannuksiltaan edullisia rajallisia resursseja. Suurimittainen vesivoima on valtaosin kustannuksiltaan edullista, mutta sitä ei voida ottaa käyttöön koko sähkönkulutusta vastaavaa määrää. Tämä rajoitus on riippumaton yritysten omistuskustannuksista.

Mahdollisuudet edulliseen yhteistuotantoon teollisuuden lämmöntuotannon tai kaukolämmöntuotannon kanssa muodostavat myös vastaavan rajallisen resurssin, vaikka sen käsittely onkin monimutkaisempaa.

Edullisten rajallisten resurssien kyseessä ollen on tyypillistä, että marginaali- ja keskimääräisten kustannusten minimitaso saavutetaan jo alhaisella tuotantotasolla, minkä yläpuolella kustannukset ovat nousevia.

2.1.2.3 Tuottajan ylijäämä

Tuottajille syntyy ylijäämää, kun myyntihinta ylittää tuotantokustannukset. Jos kaikki tuotanto perustuu samaan teknologiaan, on tuotantokustannus vakio ja ylijäämä suoraan verrannollinen tuotantoon. Ylijäämä voi tällöin olla olennaisesti nolla, koska tuotanto voi toteutua laajana, vaikka myyntihinta ei merkittävästi ylitä tuotantokustannuksia.

Rajallisten resurssien tapauksessa myyntihinnan on katettava kalleimman toteutuvan tuotannon kustannukset, joten tällöin syntyy edullisten resurssien haltijoille aina ylijäämää.

2.1.2.4 Hyvin lyhyen aikavälin muuttuvat kustannukset

Esimerkiksi sähköntuotannossa tehdään päätöksiä hyvin usein tilanteessa, jossa osa toimintamahdollisuuksista on suljettu pois. Tämä voi aiheutua tehonmuutoksiin ja käynnistykseen liittyvistä viiveistä, jotka rajoittavat tarjottavissa olevaa määrää, mutta joiden synnyttämiä rajoituksia voidaan toisinaan lieventää lisäkustannuksia aiheuttavien toimenpiteiden avulla. Erityisesti käynnistyskustannusten osalta on ratkaisevaa se, kuinka pitkään laitosta arvioidaan voitavan käyttää kannattavasti käynnistyksen jälkeen.

Yleisemmin esille tuleva poikkeama edellä kohdassa 2.1.2.1.1 esitetystä teoriasta koskee kiinteiden kustannusten huomioon ottamista. Kun päätös koskee kerrallaan esimerkiksi yhden tunnin tuotantoa, määräävät tällä aikavälillä muuttuvat kustannukset sen kannattaako tuotantoa pitää yllä vai ei.

2.1.2.5 Kokonaistarjonta

Useiden tuottajien kokonaistarjontaa kuvaava lyhyen aikavälin tarjontafunktio voidaan laskea laskemalla yhteen kutakin hintatasoa vastaavat eri tuottajien tarjonnat tuottajakohtaisten lyhyen aikavälin tuotantofunktioiden mukaisesti. Näin saadun funktion käänteisfunktio ilmaisee minimihinnan, jolla tietty tuotemäärä voi tulla saataville.

Pitkän aikavälin tarjontaa voidaan tarkastella samalla tavoin vain, jos tuottajien määrä on rajoitettu ja jos kunkin tuottajan tarjontaa rajoittaa kustannusten nousu kohdan 2.1.2.1.2 kuvan 5 mukaisesti (tai tuottajakohtaiset resurssirajoitukset). Jos eri tuotantoteknologioiden kokonaisresurssit ovat rajoitettuja kohdan 2.1.2.2 mukaisesti, voi tämä säädellä tarjontaa eri hintatasoilla.

Pitkällä aikavälillä käytettäessä teknologioita, joihin ei liity kokonaisresurssien rajoituksia, voi kukin tuottaja lisätä kapasiteettiaan ja myös uusia tuottajia voi tulla markkinoille. Jos paras yleisesti käytettävissä oleva teknologia johtaa optimaaliseen tuottajakohtaiseen skaalaan, jossa kuvan 5 mukaisesti pitkän ja lyhyen aikavälin marginaaliset ja keskimääräiset kustannukset ovat kaikki yhtä suuret, on laajojen markkinoiden optimitilanne se, jossa sopiva määrä tuottajia tuottaa juuri tällä kapasiteettitasolla. Tällöin tuotantokustannus on riippumaton kokonaisvolyymista.

Ellei tuotantokustannuksissa esiinny minimiä eli, jos ne ovat kohdan 2.1.2.1.2 kuvan 6 mukaiset, saavutetaan pitkällä aikavälillä alhaisimmat kustannukset, kun tuottajia on vain yksi, joka tuottaa koko kysyntää vastaavan tuotannon.

2.1.3 Täydellinen kilpailu

Idealisessa kilpailutilanteessa toimii markkinoilla suuri määrä tuottajia ja suuri määrä kuluttajia. Jokaisen tuottajan ja kuluttajan markkinaosuus on pieni, joten kukaan ei voi vaikuttaa merkityksellisessä määrin hintatasoon, ts. kaikki ovat *hinnanottajia*.

Lyhyellä aikavälillä kunkin tuottajan kustannukset määräytyvät todellisia toiminta- vaihtoehtoja vastaavien lyhyen aikavälin kustannusten mukaisesti. Tällaisessa tilanteessa eri toimijoiden mahdollisuudet vastata kysynnän tai muun tarjonnan muutoksiin ovat erilaiset. Edellä kohdassa 2.1.2.5 kuvattiin kokonaistarjontaa tässä tilanteessa. Täydellisen kilpailun vallitessa ja lyhyen aikavälin tekijöiden säädellässä markkinoita riippuu kysyntä yleensä hinnasta monotonisesti laskevana funktiona ja tarjonta on monotonisesti kasvava funktio (lukuunottamatta hyvin pienen kysynnän tilannetta, jossa hinta voi laskea tarjonnan noustessa, mutta tämä on alueella, jossa oletus monista tuottajista ei toteudu). Näiden kahden monotonisen funktion leikkauspiste määrää hintatason ja volyymin yksikäsitteisesti. (Periaatteessa on mahdollista, että joko hintataso tai volyymi ei määräydy tarkoin, jos kumpikin käyrä on leikkauskohdassa pystysuora tai kumpikin vaakasuora, mutta tämäkin on merkittävää vain, kun osapuolia on hyvin vähän.) Tässä tapauksessa syntyy yleensä ylijäämää sekä kuluttajille, että tuottajille.

Idealisoidussa tilanteessa, jossa kaikki tuotantoyksiköt ovat identtisiä ja niiden kustannusfunktiot kuva 4 mukaiset, on hinnan aina oltava vähintään keskimääräisten kustannusten minimin tasolla, koska muuten ei yksikään tuottaja käynnistä tuotantoaan. Kun tämä taso ylittyy, kannattaa tuottajan tuottaa tasolla, jolla marginaalikustannukset ovat markkinahinnan suuruiset. Jos tuotantolaitoksia on riittävästi, käynnistetään niitä se määrä, jolla keskikustannukset jäävät alhaisimmiksi jokaisen yksikön tuottaessa yhtä paljon. Tämä määrä on likimäärin kokonaiskysyntä jaettuna laitosten keskimääräisten keskikustannusten minimiä vastaavalla tuotannolla.

Tarkasteltaessa kilpailua pitkällä aikavälillä, on kilpailun tasapaino mahdollinen vain, jos tuottajakohtaisissa kustannuksissa on minimi (Kuva 5). Tällöin on tuotantokustannus edellisen kohdan mukaisesti vakio ja tasapainotilanteessa kaikki tuottajat myyvät tuotantonsa hinnalla, joka on täsmälleen tuotantokustannusten mukainen. Tasapainotilanteessa eivät tuottajat siis tuottajat saa lainkaan ylijäämää, mutta kuluttajat saavat. (Tuottajat saavat kyllä korvauksen kaikista kuluistaan ml. pääomalta vaadittu vähimmäistuotto.) Tuottajien lukumäärä hakeutuu tasolle, jolla jokainen tuottaja tuottaa lähellä keskikustannusten minimiä olevalla teholla.

Jos mittakaavatuotos on kasvava kaikissa kokoluokissa (Kuva 6), johtaa vapaa kilpailu monopoliin sillä suurimman tuottajan kustannukset ovat aina alhaisimmat, jolloin pienempien tuottajien on pakko vetäytyä markkinoilta toiminnan tappiollisuuden takia..

Kun vapaa kilpailu johtaa monen tuottajan ja kuluttajan tasapainoon, se turvaa myös suurimman mahdollisen kokonaisyhyvinvoinnin eli kuluttajien ja tuottajien yhteenslaskettujen ylijäämien maksimiin. Tapauksessa, jossa kilpailu johtaa monopoliin säilytetään kokonaisyhyvinvoinnin optimaalisuus vain, jos monopolituottaja hinnoittelee kustannuspohjaisesti samalla perusteella kuin vapaan kilpailun vallitessa.

2.1.4 Monopoli

Monopoli maksimoi voittonsa ottaen huomioon kokonaiskysyntää vastaavan kysyntäfunktion. Monopolin voitto on

$$\Pi = p(q)q - c(q) = q(p)q - c(q(p)) \quad (4)$$

missä p on hinta, q volyymi ja $c(q)$ tätä tuotantomäärää vastaava tuotantokustannus. Määrän q ja hinnan p välinen yhteys saadaan kysyntäfunktiosta $q(p)$ tai käänteisestä kysyntäfunktiosta $p(q)$. Kaavan ensimmäisessä muodossa on vapaana muuttujana tuotantomäärä ja toisessa hinta, joka on luonnollisempi ohjausmuuttuja.

Kaavassa voitto lasketaan myyntitulon ja kustannusten erotuksena. Maksimi saavutetaan pisteessä, jossa näiden termien derivaatat ovat yhtä suuret (voiton derivaatta on silloin 0). Tuloksen kannalta on yhdentekevää, lasketaanko derivaatta määrän vai hinnan suhteen. Tulkinta on tältä osin luonnollisempi laskettaessa derivaatta määrän suhteen, sillä tulon derivaatta on marginaalitulo ja kustannusten derivaatta marginaalikustannus. Näin saadaan monopolin voitonmaksimoinnille luonnollinen ehto

$$\text{marginaalikustannukset} = \text{marginaalitulo}$$

eli

$$p(q^*) + q^* p'(q^*) = c'(q^*) \quad (5)$$

missä q^* on maksimin antava tuotantomäärä ja p' ja c' vastaavien funktioiden derivaatat.

Tarkastellaan esimerkkinä yksinkertaisinta tapausta, jossa kysyntäfunktio on lineaarinen:

$$q = (p_0 - p)/b$$

$$p = p_0 - bq$$

Tällöin myyntitulo on

$$R = p_0q - bq^2$$

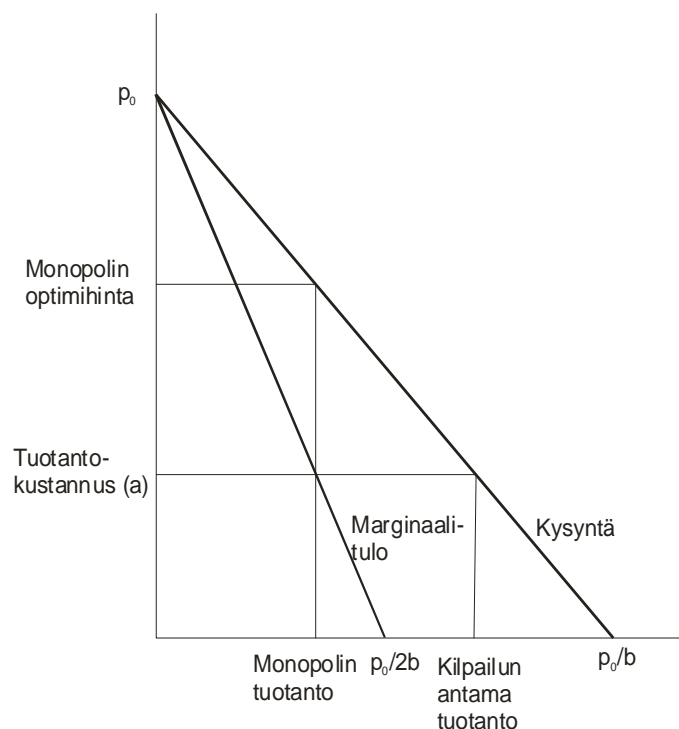
ja marginaalitulo

$$\frac{dR}{dq} = p_0 - 2bq$$

Tämä merkitsee, että marginaalitulo leikkaa hinta-akselin kohdalla p_0 , kuten kysyntäfunktiokin, mutta laskee kaksinkertaisella kulmakertoimella. Jos lisäksi tuotteen tuotantokustannus on vakio eli

$$c(q) = aq$$

on marginaalikustannus a ja monopolin voitto maksimoituu pisteessä



Kuva 7. Monopolin voiton maksimoivan hinnan määräytyminen lineaarisessa esimerkkitapauksessa

$$\begin{aligned} q^* &= (p_0 - a)/(2b) \\ p^* &= (p_0 + a)/2 \end{aligned} \quad (6)$$

Täydellisen kilpailun tapauksessa samaa tilannetta vastaava tuotanto on täsmälleen kaksinkertainen.

Kun kulutus puolittuu tässä lineaarisessa tapauksessa, supistuu kuluttajien ylijäämä neljännekseen. Monopolituottajan ylijäämä on puolestaan puolet täydellistä kilpailua vastaavasta kuluttajan ylijäämästä, joten yhteenlaskettu ylijäämä supistuu neljännekseksi.

Tarkasteltu esimerkkitapaus on voimakkaasti yksinkertaistettu, mutta useimmissa tapauksissa pitää paikkansa, että voittoa maksimoiva monopoli johtaa kokonaisyhyvinvoinnin alenemiseen. Jos skaalاعدut ovat hyvin suuret, voivat monopolituottajan kustannukset olla niin paljon pienempien kilpailevien tuottajien kustannuksia alhaisemmat, että monopoli lisää kokonaisyhyvinvointia. Tätä ilmiötä voimistaa samanaikainen suuri kysynnän hintajousto, sillä se pienentää osaltaan määrää, jolla monopolituottaja nostaa hintaa. Vaikka tuotannon supistuminen voi olla tällöinkin merkittävä, on menetetty kuluttajan ylijäämä pienten hintaerojen takia pienempi.

2.1.4.1 Hintadiskriminointi

Edellä on tarkasteltu, kuinka monopolin kannattaa valita tuotteen myyntihinta tapauksessa, jossa kaikki kuluttajat maksavat saman hinnan. Käsitellyssä lineaarisiin funktioihin perustuvassa esimerkissä monopolin ylijäämä oli puolet siitä, mitä kuluttajat olisivat saaneet täydellisen kilpailun tilanteessa. Kuluttajien ylijäämäksi jäi neljännes alkuperäisestä ja neljännes jäi kokonaan syntymättä johtuen pienentyneestä volyyymista.

Monopoli voi kuitenkin kasvattaa ylijäämäänsä kahdella tavalla:

1. perimällä korkeampaa hintaa niiltä kuluttajilta, joille tuotteen arvo on korkeampi kuin edullisin vakiohintaisen myynnin hintataso
2. myymällä tuotetta alennuksella niille kuluttajille, joille tuotteen arvo on alhaisempi kuin edullisin vakiohintaisen myynnin hintataso

Jotta monopoli voisi toteuttaa toista tai mieluummin molempia edellä esitetystä menettelyistä menettämättä ylijäämää muiden kuluttajien kanssa käymässään kaupassa on monopolin käytettävä ns. hintadiskriminointia eli myytävä tuotetta eri hintaan eri kuluttajille ja samallekin kuluttajalle siten, että hinta riippuu myyntivolyyymista.

Jos kaikki kuluttajat ovat identtisiä niin volyyymitarpeittensa kuin preferenssien suhteen, saavuttaa monopoli tavoitteensa antamalla sellaisen määrälennuksen, että tuotteen marginaalihinta kuluttajalle vastaa kaikilla volyyymeilla tuotteen marginaalista arvoa samalla volyyymilla.

Kun kaikki kuluttajat ovat identtisiä, voidaan tarkastella suoraan kuluttajien summaa. Jos kuluttajia on n kappaletta, on kunkin kuluttajan volyyymi aina $1/n$ kertaa kokonaisvolyyymi. Kuvan 7 esimerkissä monopolin kannattaa asettaa lähtöhinnaksi pienille volyyymeille p_0 ja marginaalihinnan p_M on oltava

$$p_M = p_0 - bnV$$

kun yhden kuluttajan volyyymi on V eli kokonaisvolyyymi nV . Kun marginaalihinta on tämän kaavan mukainen on myyntivolyymin V keskihinnan oltava

$$\bar{p} = p_0 - \frac{1}{2}bnV$$

Kun kuluttajien preferenssit vaihtelevat, on monopolituottajan pyrittävä löytämään monimutkaisempia menettelyjä saadakseen jokainen kuluttaja maksamaan tuotteesta mahdollisimman tarkoin se hinta, minkä hänen preferenssiensä puitteissa on mahdollista.

Hintadiskriminointi on ollut yleistä energia-alalla eikä se aina ole kuluttajien etujen vastaista. Esimerkiksi maakaasuputken rakentaminen Suomeen ei todennäköisesti olisi aikanaan toteutunut, ellei Neste Oy:llä olisi ollut mahdollisuuksia soveltaa hintadiskriminointia tuotteensa myynnissä. Monopolin tai määräävässä markkina-asemassa olevan yrityksen harjoittama hintadiskriminointi on kuitenkin pääsääntöisesti kilpailulainsäädännön mukaan kiellettyä markkina-aseman väärinkäyttöä.

2.1.5 Markkinavoima kilpailuilla markkinoilla

Tarkastellaan markkinoita, joilla vallitsee monien tuottajien kilpailu, mutta joilla joidenkin tuottajien markkinaosuus on suhteellisen suuri. Eri tuottajien kustannustasojen kesken voi esiintyä eroavaisuuksia, joten sekä kysyntä että tarjonta riippuvat hintatasosta.

Kokonaiskysyntä q määräytyy kulutuksen kysyntäfunktiosta $q(p)$. Tarkasteltavan tuottajan myyntiä merkitään q_A ja kaikkien muiden tuottajien tarjonta on hinnan funktio $q_M(p)$. Nyt siis

$$\begin{aligned} q &= q(p) \\ q_M &= q_M(p) \\ q_A &= q(p) - q_M(p) \end{aligned} \tag{7}$$

Tuottajan A tuotantokustannus on $c_A(q_A)$. Matemaattisesti tilanne on hyvin samanlainen kuin edellä käsitellyssä monopolin tapauksessa. Erona on vain, että kysynnän sijalla on kysynnän ja muiden tuottajien tuotannon erotus. Jos kilpailulle on hyvät edellytykset, on odotettavissa, että tarjonnan q_M hintajousto on suuri (täydellisen kilpailun tapauksessa, jossa kaikilla on käytössä sama laajennettavissa oleva teknologia se on ääretön).

Jos tuottajalla on markkinavoimaa, sen kannattaa tarjota tuotantoaan tuotantokustannuksia korkeammalla hinnalla. Lasketaan nyt, kuinka tämä tuottajalle optimaalinen lisähinta määräytyy.

Lähtökohtana on tilanne, joka syntyy, kun tuottaja tarjoaa tuotantonsa myytäväksi siten, että hinta on tuotantomäärää vastaavien marginaalikustannusten suuruinen. Nyt siis

$$\begin{aligned} \Pi_0 &= p_0 q_{A0} - c_A(q_{A0}) \\ p_0 &= c_A'(q_{A0}) \\ q_{A0} &= q(p_0) - q_M(p_0) \end{aligned} \tag{8}$$

Maksimaalinen tuotto määräytyy ehdoista:

$$0 = \frac{d\Pi}{dp} = q_A + p \frac{dq_A}{dp} - \frac{dq_A}{dp} c_A'(q_A)$$

$$\frac{dq_A}{dp} = q'(p) - q_M'(p) \quad (9)$$

$$q_A = q(p) - q_M(p)$$

Oletetaan nyt, että kaavoissa esiintyvät funktiot voidaan lineaarisoida seuraavasti

$$q(p) = q(p_0) - b \cdot (p - p_0)$$

$$q_M(p) = q_M(p_0) + b_M \cdot (p - p_0) \quad (10)$$

$$c_A(q_A) = c_A(q_{A0}) + p_0 \cdot (q_A - q_{A0})$$

Edellisistä kaavoista viimeisessä on otettu huomioon se, että p_0 on marginaalikustannuksen suuruinen ja on siksi jälkimmäisen termin kertoimena. Sijoittamalla yhtälöryhmään (9) saadaan lineaarisoidun tapauksen ratkaisu:

$$p_0 - p = \frac{q_{A0}}{2(b + b_M)} \quad (11)$$

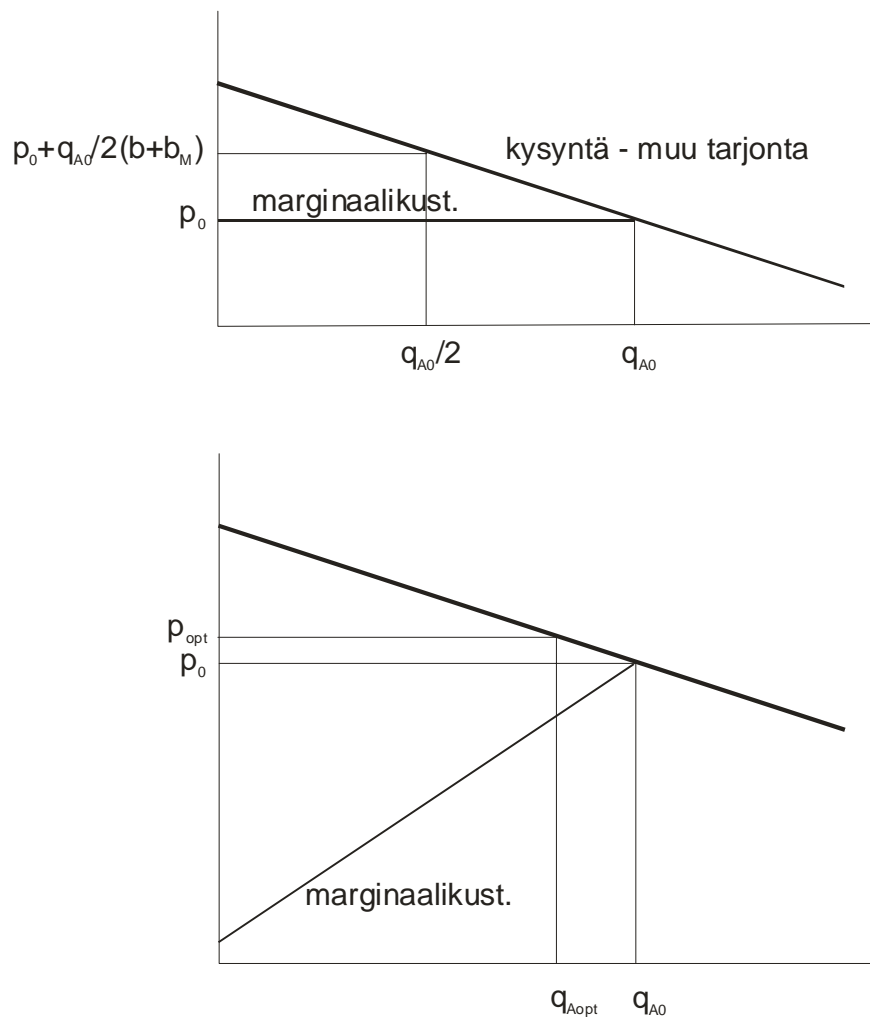
$$q_A = q_{A0}/2$$

Edellisessä luvussa käsitelty lineaarinen monopoliesimerkki on erikoistapaus nyt käsitellystä esimerkistä. Erona on vain, että monopolin tapauksessa $b_M = 0$. On helppo todeta, että kaava (11) antaa saman tuloksen, johon myös edellisessä luvussa päädyttiin kaavassa (6).

Kaavan (10) oletuksista ehkä rajoittavin on tuotantokustannuksia koskeva oletus, joka merkitsee, että kaikki tuotanto tapahtuu samalla kustannustasolla. Toisena esimerkkinä tarkastellaan lineaarisesti kertoimella a nousevia marginaalikustannuksia, joita kuvaa kustannusfunktiossa neliöllinen termi:

$$c_A = c_A(q_{A0}) + p_0 \cdot (q - q_{A0}) + a \cdot (q - q_{A0})^2 \quad (12)$$

jolloin ratkaisemalla sijoitusten jälkeen toisen asteen yhtälö saadaan



Kuva 8. Markkinavoimaa käyttävän tuottajan optimiratkaisu linearisoiduissa esimerkeissä, joissa (a) marginaalikustannus vakio ja (b) marginaalikustannukset nousevat.

$$p - p_0 = \frac{q_{A0}}{2(b + b_M)(1 + a \cdot (b + b_M))} \quad (13)$$

$$q_A - q_{A0} = -\frac{q_{A0}}{2(1 + a \cdot (b + b_M))}$$

Siirtymä marginaalikustannuksen mukaisesta ratkaisusta pienenee siis tekijällä $1/(1 + a \cdot (b + b_M))$. Tämä tekijä kuvaa sitä kuinka paljon nopeammin hinta eroaa marginaalikustannuksesta, kun tuotanto pienenee arvosta q_{A0} verrattuna tapaukseen, jossa vain hinta muuttuu.

Kolmas tarkastelutapa koskee tilannetta, jossa markkinavoimaa käyttävä tuottaja ei ole marginaalituottaja, mutta vaikuttaa silti markkinatasapainoon rajoittamalla myyntiään. Tilanne poikkeaa aiemmin esitetystä siten, että nyt q_A ei määräydy kaavan (9) mukaisesti, vaan on tuottajan itse valitsema ja hinta määräytyy kolmannesta yhtälöstä

(9). Muuten voidaan käyttää yhtälöiden (10) mukaista lineaarisointia. Nyt markkinoiden tasapainohinta p_0 ei ole sama kuin tuottajan A marginaalikustannus, jota merkitään c_A . Tuottajan A kustannusfunktiossa voidaan olettaa olevan portaan kohdalla q_{A0} tai tuottaja on jo valmiiksi rajoittanut tuotantoaan. Nyt siis

$$\begin{aligned} p - p_0 &= -(q_A - q_{A0}) / (b + b_M) \\ \Pi_{A0} &= q_{A0} \cdot (p_0 - c_A) \\ \Pi_A &= q_A \cdot (p - c_A) \end{aligned} \quad (14)$$

Tuottaja maksimoi voittonsa, kun

$$\begin{aligned} q_A &= \frac{1}{2} (q_{A0} + (b + b_M)(p_0 - c_A)) \\ p &= \frac{1}{2} \left(p_0 + c_A + \frac{q_{A0}}{b + b_M} \right) \end{aligned} \quad (15)$$

Olikin odotettavissa, että näin lasketussa ratkaisussa voi olla $q_A < q_{A0}$ ja $p > p_0$ tai päinvastoin, sillä alkuperäinen hintamarginaali $p_0 - c_A$ voi olla optimiarvoa pienempi tai suurempi. Päinvastainen ratkaisu voi kuitenkin rikkoa kapasiteettirajoituksen. Vertailu kaavan (11) ratkaisuun antaa odottaa, että optimihinta saadaan keskiarvona marginaalikustannuksesta c_A ja hinnasta, jonka kohdalla pisteestä (q_{A0}, p_0) kulmakertoimella $-1/(b + b_M)$ piirretty suora leikkaa pysty akselin. Graafisesti tilanne muistuttaa siis kuvaa 7 tai ylempää kuvista 8, mutta lähtötilanne on kuviin piirretyn lähtöhintatason yläpuolella.

Kaavoihin 14 ja 15 perustuva tarkastelu ei siis aidosti lineaarisessa tapauksessa anna oikeastaan mitään uutta tietoa. Uusi piirre on siinä, että nämä kaavat sopivat hyvin paikalliseen tarkasteluun tilanteessa, jossa tarkastellaan epälineaarista tehtävää lineaarisoinnalla se paikallisesti tai, kun analyyttistä muotoa ei tunneta ja parametrit perustuvat paikallisesti voimassa olevaan ekonometriseen analyysiin.

2.1.6 Oligopoli (duopoli)

Tarkastellaan edellisen teorian sovelluksena kahden kilpailevan tuottajan tilannetta: duopolia. Näille tarkasteluille on yhteisenä piirteenä, että kyseiset kaksi yritystä eivät muodosta kartellia, jossa ne jakavat markkinat sovitussa suhteessa. Tällainen tiukasti ohjattu kartelli käyttäytyy muuten täsmälleen kuin monopoli, paitsi että markkinat ja tuotot jaetaan osapuolten kesken jonkin keskinäisen sopimuksen mukaisesti.

Duopolille voidaan käyttää edellisen luvun kaavoja, kun tulkitaan indeksin M viittavan ainoaan kilpailijaan.

2.1.6.1 Bertrandin tasapaino

Tarkastellaan kahta kilpailevaa yritystä, jotka kumpikin käyttävät kaikkeen tuotantonsa samaa teknologiaa (tai ainakin tuotantokustannus on molemmille vakio ja samansuuruinen). Oletetaan myös, että kumpikin pystyy kasvattamaan tuotantoaan koko markkinakysyntää vastaavaksi. Tällöin kaavassa (10) määritelty b_M on ääretön (volyymi voi vaihdella ilman hinnanmuutosta, koska kustannus on vakio). Tästä nähdään kaavan (11) mukaan, että markkinavoiman käyttöön ei ole mahdollisuutta. Sama tulos on voimassa, vaikka muut edellä lineaarisoidut funktiot eivät olisikaan

lineaarisoitavissa. Bertrandin tasapaino ei siis eroa täydellisen kilpailun tasapainosta, mikä onkin helppo ymmärtää tilanteen määrittelystä.

2.1.6.2 Cournot'n tasapaino

Kun Bertrandin tasapaino syntyy kahden tuotannossaan rajattoman joustavan tuottajan hintakilpailusta, jonka toteutuminen ei edellytä kummaltakaan osapuolelta minkäänlaista tilanteen matemaattista analysointia, perustuvat muut yksikertaiset oligopolimallit tuotannon säätelyyn, jota ohjaa tietyn hintatason tavoittelu. Niissä osapuolet siis käyttävät markkinavoimaa ja perustavat hinnoittelunsa johonkin sopivaan malliin toisen osapuolen käyttäytymisestä. Tämän kaltaista toimintaa tutkitaan *peliteoriassa*.

Cournot'n tasapaino saavutetaan, kun kumpikin osapuoli vuodellaan (tai yhtäaikaisesti) määrää hinnoittelunsa luvun 2.1.5 periaatteiden mukaisesti käyttäen kysynnälle oikeaa hintajoustoa, mutta olettaen joka kerta, että kilpailija säilyttää tuotantonsa viimeksi havaitulla tasolla tai ainakin, että kilpailija ei muuta tuotantomääräänsä sen perusteella, mitä toimija itse tekee. Edellisen kohdan lineaarisoidussa mallissa tuottaja päättää siis oman markkinavoimansa käytöstä olettaen, että $b_M = 0$. Kaavan (11) mukaisesti tuottaja valitsee tuotantokseen aina puolet marginaalikustannuksiaan vastaavasta tuotannosta, jossa kysyntä on kokonaiskysyntä vähennettynä kilpailijan aiemmalla tai arvioidulla tulevalla tuotannolla.

Pienellä kokeilulla voi vakuuttua, että tämä päätösstrategia, johtaa konvergoivaan käyttäytymiseen. Jos molempien tuottajien kustannukset ovat samat, on tasapaino symmetrinen. Olkoon tuotantokustannus p_0 ja vastaava kysyntä q_0 . Nyt on siis tasapainossa kummankin tuottajan tuotanto q_A . Tuottajan tuotantokustannustasolla näkemä kysyntä on siis

$$q_{A0} = q_0 - q_A$$

ja kaavan (11) jälkimmäisen yhtälön mukaan

$$q_A = (q_0 - q_A) / 2$$

mistä voidaan ratkaista

$$q_A = q_0 / 3$$

Molempien tuottajien yhteenlaskettu tuotanto on siis kaksi kolmasosaa täydellisen kilpailun mukaisesta tuotannosta. Näin ollen Cournot'n tasapaino antaa tuloksen, joka on monopoliratkaisun ja täydellisen kilpailun välissä, mikä onkin luonnollinen tulos.

2.1.6.3 Peliteoria oligopolien tarkastelussa

Edellä esitetyt Bertrandin ja Cournot'n tasapainot ovat kaksi esimerkkiä ratkaisuista, joihin voidaan päätyä tarkastelemalla kahden tai useamman osapuolen käyttäytymistä kilpailutilanteessa. Tällaisten tilanteiden monipuolisempaan tarkasteluun on kehitetty peliteoriaa tunnettu matematiikan osa-alue.

Peliteoria tarkastelee yleensä tilannetta jolle on ominaista:

- Osapuolet toimivat rationaalisesti asetettujen tavoitteiden mukaisesti (yleensä pyrkien maksimoimaan hyödyn odotusarvoa). Tähän pyrkiessään he soveltavat ennalta määriteltyä strategiaa, joka kertoo, millä tavoin he missäkin tilanteessa toimivat.

- Osapuolet tuntevat toistensa strategiat ja ovat ottaneet tämän huomioon omassa strategiassaan.
- Strategia voi olla *puhdas strategia*, joka johtaa kussakin tilanteessa aina samaan toimintatapaan tai *sekoitettu strategia*, jossa ennalta on määrätty vain todennäköisyydet, joilla kukin tilanne johtaa kuhunkin kyseeseen tulevaan toimintatapaan. (Lopullinen päätös perustuu sitten arpaan.)

Kumpikin tarkasteltu ratkaisu ovat esimerkkejä yleisemmästä peliteoreettisesta tasapainosta *Nashin tasapainosta*. Nashin tasapaino on tilanne, jossa

1. Kukin pelin osapuoli toimii tavalla, joka on hänelle edullisin edellyttäen, että muut osapuolet käyttäytyvät siten kuin kyseinen osapuoli uskoo
2. Kun jokainen osapuoli soveltaa kohtaa 1, kaikki päätyvät todellakin käyttäytymään toistensa uskomusten mukaisesti.

On helppo nähdä, että molemmat tarkastellut ratkaisut ovat Nashin tasapainoja. Kummassakin tapauksessa on myös kyse puhtaasta strategiasta.

Peliteorian tekee monimutkaiseksi mm. se, että samalla perustilanteelle voi olla useita erilaisia Nashin tasapainoja, koska valittu toimintatapa on edullisin vain tiettyjen uskomusten vallitessa. Kullakin toimijalla voi olla mielessään tietty matemaattinen malli toisen käyttäytymisestä ja hän optimoi toimintansa sen mukaan. Jos nämä eri osapuolten mallit johtavat vastapuolen odotusten mukaiseen käyttäytymiseen tarkasteltavassa tilanteessa, on tasapaino saavutettu. Mikään ei takaa yleisessä tapauksessa, etteikö olisi olemassa myös muita matemaattisia malleja vastapuolen käyttäytymisestä, jotka johtavat johonkin muuhun tasapainotilanteeseen.

Kun osapuolet tuntevat toistensa strategiat, voivat he laskea suoraan, mihin toinen osapuoli kulloinkin päätyy. Täten on osapuolilla mahdollisuus päätyä suoraan Cournot'n tasapainoon ilman edellä esitettyä ketjua, jossa osapuolet lähestyvät askel askeleelta tasapainotilannetta. Itse asiassa toistensa strategian tuntevat osapuolet eivät teorian mukaan voikaan toimia muuten kuin siirtymällä suoraan tasapainoon. Erilaisten askelten kautta etenevä ketjua käsitellään peliteoriassa erikseen toistollisena pelinä. Jos toistojen lukumäärä on ennalta tiedossa ja jos olosuhteet eivät muutu toistojen aikana, on toistetun pelin ratkaisu tyypillisesti sen saman ratkaisun toistaminen, johon kertapelissä päädytään. Tämä voidaan perustella viimeisestä pelistä alkavalla päättelyllä:

- viimeinen peli on kertapeli, joten ratkaisu on kertapelin ratkaisu
- kun tämä tiedetään, on edellinen peli kertapeli jne.

Tilanne on toinen, jos peli jatkuu loputtomiin tai ainakin ennalta tuntemattoman määrän askeleita. Tällöin ratkaisu voi poiketa ja juuri tämä tilanne on olennainen markkinoiden toiminnan kannalta.

Tarkastellaan esimerkkinä kahta voimalaitoksen omistajaa, joilla on kummallakin koko kysyntää vastaava tuotantokapasiteetti. Kertapelitilanne johtaa Bertrandin tasapainoon, jossa hintatasoksi tulee muuttuvat kustannukset.

Kun kahden tuottajan tilanne toistuu loputtomiin, voivat pelaajat ryhtyä korottelemaan hintoja ja etsiä strategiaa, jossa hintataso saadaan pysyvästi asettumaan muuttuvien kustannusten yläpuolelle. Tämä tapahtuu peliteorian mukaisesti käsiteltävissä tilanteissa siten, että sovelletaan sekoitettua strategiaa, joka ottaa

huomioon kummankin osapuolen tarjoushistorian (yksinkertaisinta on olettaa, että tarjouksia annetaan tasavälein yhtäaikaisesti ja että alhaisempi tarjous voittaa aina kyseisen kierroksen, mutta monimutkaisempiakin tilanteita voidaan käsitellä).

- Jos osapuoli A tarjoaa riittävän usein korkeita hintoja, palkitsee osapuoli B nostamalla omien tarjouksiensa hinnan odotusarvoa niin, että A saa tuotteensa kaupaksi riittävällä todennäköisyydellä
- Jos osapuoli A taas tarjoaa alhaisia lähellä muuttuvia kustannuksia olevia hintoja, rankaisee B tarjoamalla vielä lähempänä muuttuvia kustannuksia olevia hintoja.
- A reagoi luonnollisesti vastaavalla tavalla B:n tarjouksiin.

A:n ja B:n ei siis tarvitse sopia hinnoista, mikä olisi laitonta vaan riittää, että he oppivat tuntemaan toistensa strategiat. Rationaalisina voittoa tavoittelevina toimijoina he päätyvät varmasti strategiaan, joka tuottaa molemmille ylijäämää. Valitettavasti peliteoria ei pysty löytämään aina tai edes yleensä vastausta kysymykseen siitä, mihin strategioihin rationaaliset osapuolet päätyvät. Lisäksi rationaalisuusvaatimus on olennainen ja edellyttää, että kumpikin osapuoli pystyy käymään läpi koko peliteoreettisen päättelyn.

3. Maailman energiavarat ja polttoainemarkkinat

Tässä luvussa esitetään vain joitain täydentäviä tai keskeisiä näkökohtia korostavia tietoja. Paljon laajempi käsittely on raportissa 'Maailman energiavarat' ja joiltain osin myös kirjassa 'Energia Suomessa', 3. painos.

Täydentävää tuoreempaa tilastoaineista maailman energiavaroista, energiantuotannosta ja käytöstä löytyy mm. BP:n www-sivuilta <http://www.bp.com>, joilta löytyviä kuvia on käytetty mm. luentokalvoina (katso "Reports and Publications").

Toinen paljon hyvää tietoa sisältävä sivusto on Yhdysvaltain energiaministeriön informaatiohallinnon <http://www.eia.doe.gov/>.

3.1 Öljytuotteet

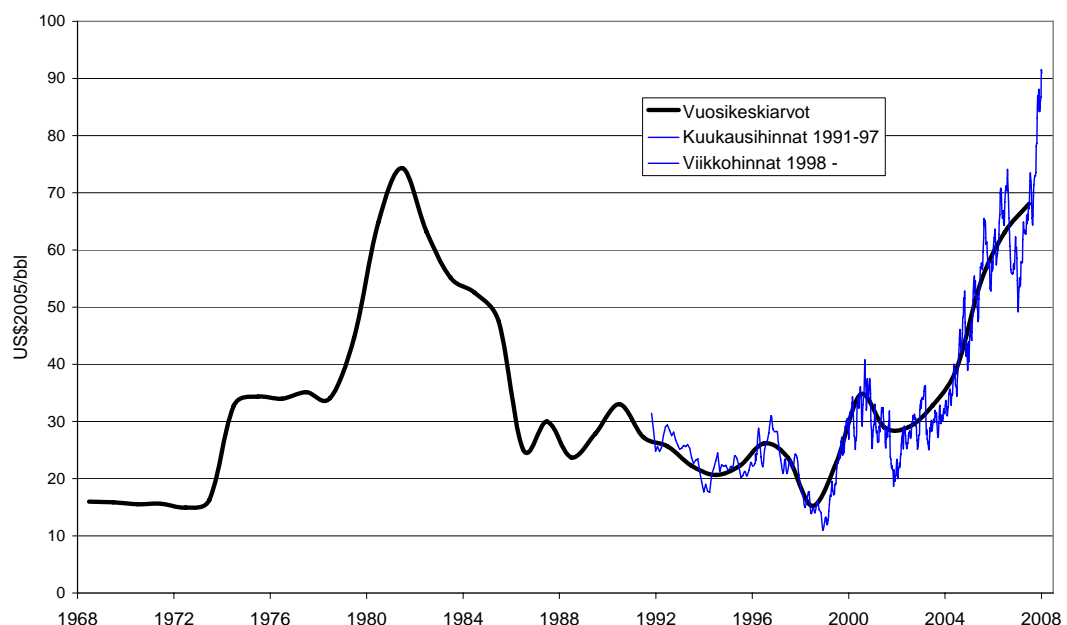
3.1.1 Raakaöljymarkkinat

Kts. Maailman energiavarat, Luku 2. Tuoreempaa tietoa seminaariesitelmässäni *Kuinka kauan öljyvarat riittävät liikennepolttonesteisiin?* 1.10.2002 sekä kirjan *Energia Suomessa* (VTT Prosessit), uudessa 3. painoksessa.

Öljymarkkinoiden keskeisiä vaiheita ja näkymiä ovat:

- markkinat olivat vahvasti suurten öljy-yhtiöiden hallinnassa 1970-luvun alkuun
- 1970-luvun alkuvuosina OPEC sai aikaan vähäisiä hinnankorotuksia, jotka lisäsivät OPEC-maiden osuutta hinnasta.
- vuoden 1973 loppupuolella ja vuoden 1974 alussa 1. öljykriisi nosti hinnat hetkessä yli kaksinkertaiseksi, nykyrahassa noin 35 \$/bbl tasolle. Tällöin OPECin osuus öljyntuotannosta oli noin 60 %.
- Tämä taso säilyi vuoteen 1978, jolloin alkanut 2. öljykriisi nosti hinnat edelleen

Raakaöljyn hinta vuoden 2005 dollareissa (Brent 38)



yli kaksinkertaisiksi. Vuosi 1981 oli hintojen huippuvuosi, jolloin hintojen vuosikeskiarvo ylitti nykyrahassa 70 \$/bbl.

- Lähinnä muun maailman tuotannon kasvu oli laskenut OPECin osuuden tuotannosta 50%:iin vuoden 1980 mennessä. Tällöin alkoi OPECin tuotanto myös määrällisesti laskea. Vuonna 1985 OPECin tuotanto oli laskenut lähes 50% huipputasostaan ja osuus noin 30%:iin maailman öljytuotannosta.
- Vuodesta 1982 alkanut öljynhintojen lasku jyrkkeni vuodesta 1985 vuoteen 1986, jolloin keskihinta putosi vuodessa tasolta 50 \$/bbl tasolle 25 \$/bbl (vuoden 2005 rahassa ilmaistuna).
- Vuodesta 1986 vuoteen 2003 öljyn hinta on vaihdellut lyhyitä poikkeusvaiheita lukuunottamatta välillä 20 - 30 \$(2005)/bbl. Ääritilanteissa vuoden 1998 lopulla hinta käväisi 10 \$/bbl tasolla ja vuonna 2000 tasolla 40 \$/bbl.
- OPECin markkinavoiman mursi öljykriisien jälkeen muissa maissa tapahtunut tuotannon kasvu. Nykyisin OPECin osuus markkinoista on noin 40%, mutta se tulee nousemaan lähimmän parinkymmenen vuoden aikana olennaisesti muun maailman tuotantokyvyn laskiessa varojen ehtyessä vähitellen.
- Viime vuosina (vuodesta 2003 alkaen) on öljyn dollarihintaa nostanut kaksi tekijää: dollarin heikkeneminen (tämä ei ole nostanut hintaa euroina, pikemmin päinvastoin) sekä tuotannon vaikeudet vastata nopeasti kasvaneeseen kysyntään, erityisesti Kiinassa. Tuotannon nostaminen kysynnän noustessa yllättävästi vie tyypillisesti pari vuotta. Ylikapasiteetti on tällöin hävinnyt niin raakaöljyn tuotannossa, merikuljetuksissa kuin jalostamoillakin. Tästä johtuen häiriöihin reagoidaan voimakkaasti. Meksikonlahden hurrikaanit synnyttivät hintapiikin syyskuussa 2005. Joulukuussa 2005 alkanut uusi nousu johti elokuussa 2006 kaikkien aikojen korkeimpiin nimellishintoihin (75–80 \$/bbl), jotka olivat myös reaalisesti lähellä vuoden 1981 huippuhintoja. Tätä huippua on seurannut nopea lasku noin 50 \$/bbl tasolle tammikuussa 2007 sekä uusi nousu, jonka tuloksena hinta oli vuoden 2007 lopussa lähes 100 \$/bbl.
- Öljy ja erityisesti pitemmän aikavälin öljyfutuurit ovat muodostuneet myös merkittäviksi sijoituskohteiksi. Tämä on ilmeisesti vaikuttanut hintoja nostavasti, mutta voi johtaa jatkossa myös nopeaan laskuun. Hintojen äkkinäiset vaihtelut (volatiliteetti) ovat siten muodostuneet entistä todennäköisemmiksi.
- Öljyn hinnannousun jatkuminen tulee vuodelta entistä mahdollisemmaksi, kun OPECin ja erityisesti muutaman Lähi-idän maan osuus öljymarkkinoista kasvaa. Tilannetta voi parantaa vain keskeisten öljytuottajamaiden ja läntisten teollisuusmaiden poliittisten ja taloudellisten suhteiden saaminen entistä vakiintuneemmiksi.
- Öljyn hintakehityksen ennakoiminen pysyy äärimmäisen vaikeana ja hyvinkin erilaiset hintakehitykset ovat täysin mahdollisia lähimpien 30 vuoden ajan. Tätä pitemmällä aikavälillä öljyvarojen ehtyminen vaikuttaa maailmanlaajuisesti ja hinnat asettunevat lähelle korvaavien energianlähteiden kustannuksia eli todennäköisesti huomattavasti OPECin tavoitetasoksi aiemmin ilmoittamaa noin 25 \$/bbl hintatasoa korkeammiksi. Myös OPEC on viitannut korkeampaan hintatavoitteeseen jatkossa ja on pitänyt jo laskua tasolle 50 \$/bbl huolestuttavana..

Öljytuotteiden hintaan vaikuttaa jonkin verran myös jalostamomarginaali, mutta se on normaalisti vain 1 - 5 \$/bbl eivätkä sen vaihtelut siten mullista öljyn hintoja. Ylikapasiteetin väheneminen on kuitenkin nostanut jalostamomarginaaleja vuosina 2004–05. Samalla jalostamomarginaalitkin ovat reagoineen voimakkaasti mm. hurrikaanien aiheuttamiin keskeytyksiin tuotannossa. Kehittyneiden jalostamojen marginaalit voivat olla merkittävästi keskimääräisiä marginaaleja korkeammat, koska ne pystyvät tuottamaan enemmän kalleimpia tuotelaatuja huonompilaatuisesta raakaöljystä.

Eri öljytuotteiden väliset hintasuhteet riippuvat niiden kulutusmäärien kehityksestä. Jalostamotekniikan kehitys tekee kuitenkin mahdolliseksi pienentää raskaiden ja keveiden öljytuotteiden hintaeroa samalla, kun keveiden jakeiden osuus kasvaa.

Öljyn lopullinen hinta määräytyy lähinnä parissa raaka-ainepörssissä, joista Lontoo on Suomen kannalta keskeinen. Lontoon hintanoteeraukset koskevat nykyisin tiettyä Pohjanmeren Brent-kentän laatua (Brent 38). Sitä huonompilaatuiset (raskaammat) öljyt maksavat vähemmän ja parempilaatuiset enemmän. Hintaerot ovat tyypillisesti 10 - 20 % Brent-laadun hinnasta. New Yorkin raaka-ainepörssissä on vastaava referenssilaa Brentiäkin kevyempi ja yleensä kalliimpi WTI, jonka hintanoteeraukset esiintyvät usein tiedotusvälineissä.

Öljy-yhtiöt suojautuvat yleensä öljynhinnanvaihtelujen aiheuttamilta taloudellisilta ongelmilta käyttämällä hyväksi öljyfutuureja ja muitakin johdannaisia.

3.2 Maakaasumarkkinat

Kts. Maailman energiavarat, Luku 3, erityisesti 3.3.

Maakaasumarkkinat ovat luonteeltaan hyvin erilaiset kuin öljymarkkinat. Kun öljyä voidaan helposti ja sangen kohtuullisin kustannuksina kuljettaa toiselle puolelle maapalloa, ovat maakaasutoimitukset valtaosin sidottuja kiinteään kaasuputkistoon, jossa taloudellinen siirtoetäisyys on korkeintaan muutamia tuhansia kilometrejä.

Kaasua voidaan kuljettaa myös nesteytettynä laivoilla, mutta kustannukset ovat moninkertaiset öljyn kuljetuksiin verrattuna ja myös huomattavasti kaasun putki-kuljetusta korkeammat, kun tälle on kohtuulliset edellytykset.

Toinen kaasun ongelma on, että sen varastoiminen lähellä kulutuskohdetta on paljon vaikeampaa, joten toimitusten luotettavuus on ensiarvoisen tärkeää. Esimerkiksi Keski-Euroopassa on kuitenkin sangen runsaasti kaasun varastoimiseen sopivia geologisia muodostelmia, joihin voidaan varastoida kaasua useiden kuukausien kokonaiskulutusta vastaava määrä. Yhdessä monista lähteistä tapahtuvan kaasunhankinnan kanssa nämä varastot turvaavat kaasutoimitukset noin vuodeksi. Suomessa tai lähialueilla ei ole vastaavia muodostelmia ainakaan riittävästi. (Lähin on Latviassa eikä se turvaisi Suomeen ulottuvaa aluetta läheskään vuodeksi, vaikka sinne olisi varma yhteys.)

Koska Suomessa ei ole juuri lainkaan kaasun varastoimismahdollisuutta yli siirtoputkiston sisältämän noin vuorokauden kulutuksen, tapahtuu kaasuntoimitus miltei reaaliaikaisena Venäjältä kuluttajalle.

3.2.1 Tuotannon ja siirron kustannukset

Tuotannon kustannukset vaihtelevat laajoissa rajoissa ollen pienimmillään vain vähäinen murto-osa kaasun nykyisistä myyntihinnoista. Korkeimmat kustannukset syntyvät tuotannon tapahtuessa syvillä tai muuten hankalilla merialueilla. Tältä osin teknillinen kehitys on kuitenkin ollut erityisen voimakasta ja sallii tuotannon laajenemisen entistä syvemmille merialueille. Manneralueilla tuotantokustannukset ovat merkittäviä pienten kenttien tapauksessa sekä mm. vaikeimmissa arktisissa oloissa, kuten Jamalin niemimaalla, jonne Venäjän tuotannon suurimpien laajennusinvestointien odotetaan suuntautuvan.

Useimmissa tapauksissa maakaasun siirron kustannukset ovat tuotantokustannuksia suuremmat. Kustannukset riippuvat luonnollisesti matkan pituudesta sekä olosuhteista reitin varrella. Karkean suuruusluokan kustannustasosta antaa arvio, jonka mukaan 200 km pitkä linja, joka soveltuu vuotuisen 5 mrd. m³ vuotuisen kaasunsiirtoon maksaa kohtalaisen helpoissa oloissa n. 200 M€

Kaasun siirto vaatii myös energiaa kompressorien käyttövoimaksi. Tähän tarkoitukseen voidaan käyttää joko sähkö- tai maakaasuturbiinikäyttöisiä kompressoreja.

Etäisyys Luoteis-Siperian kaasukentiltä Suomeen on noin 2500 km ja Keski-Euroopan huomattavasti suurempi. Jo tämän pituinen siirtomatka kohtuullisissa olosuhteissa aiheuttaa nykyisiin Venäjän kaasuntoimitusten myyntihinnoihin verrattuna merkittävät kustannukset, kun myös pääomakustannukset on otettu asianmukaisesti huomioon. Neuvostoliiton aikana rakennettujen putkilinjojen osalta pääomakustannukset ovat uponneita kustannuksia eivätkä välttämättä vaikuta kaasuyhtiö Gaspromin kustannuksiin ainakaan täysimääräisesti, mutta lisäyhteyksien rakentamisessa kaikki kustannuskomponentit on otettava huomioon. Erityisesti tuotannon laajentaminen Jamalin niemimaalle tai Barentsin merelle saattaa edellyttää kaasun hinnan nostamista viime vuosien keskimääräiseltä tasolta.

Norjan merenalaisten tuotantoalueiden osalta tilanne on samantapainen. Jo vuosia tuotannossa olleet alueet lienevät nykyhinnoilla hyvin kannattavia, mutta laajennukset pohjoisemmille alueille saattavat osoittautua kannattamattomaksi, ellei kaasun hinta nouse viime vuosien tasolta.

Kaasun tuotannon säilyttäminen nykytasolla saattaa jo synnyttää ajanmittaan hintapaineita, mutta kulutuksen nopea kasvu Euroopassa vaatii uuden tuotannon luomista paljon nopeammin ja siten myös lisää hintatason nousun todennäköisyyttä.

3.2.2 Kaasumarkkinoiden vapauttaminen

Koska kaasun siirto ja jakelu ovat sidoksissa suuria investointeja vaatineeseen kaasuverkkoon, on maakaasun myynti ollut useimmissa maissa monopolitoimintaa. Monissa tapauksissa, mm. Suomessa, onkin erittäin todennäköistä, että kaasuntoimituksia ei muulta pohjalta olisi voitu käynnistääkään. Euroopan maista käynnistyivät vapaat ja tehokkaasti kilpaillut kaasumarkkinat ensimmäiseksi Iso-Britanniassa. Myös mm. Saksassa on jo useita vuosia ollut rajoitettua kilpailua.

EU on säätänyt vuonna 1998 direktiivin 98/30, jonka mukaan EU-maiden täytyi viimeistään elokuussa 2000 avata kilpailulle 20 % kaasumarkkinoistaan. Direktiivin mukaan ainakin sähköntuottajien ja joidenkin muiden suurimpien asiakkaiden pitää voida valita kaasunmyyjänsä ja kaasuverkon haltija on velvollinen toimittamaan kaasun käyttäjälle. Tämä direktiivi ei koske kilpailuvaatimuksen osalta Suomea,

koska Suomen verkko ei ole suoraan yhteydessä muiden EU-maiden verkkoon ja koska Suomella on vain yksi kaasuntoimittaja.

Kaasumarkkinoiden vapauttaminen vaikutti kaasunhintaan voimakkaasti Englannissa, jossa hinta putosi nopeasti puoleen kilpailua edeltävältä tasolta. Tilanne Iso-Britanniassa on kuitenkin muusta Euroopasta poikkeava, koska kaikki kaasu tuotettiin omilta tuotantokentiltä lähinnä Pohjanmereltä tai Norjan Pohjanmeren kentiltä, joilta oli suora yhteys Iso-Britannian verkkoon. Tuotantoa on monilla eri tuotantoyhtiöillä, mikä loi luontevan pohjan kilpailulle kaasunmyynnissä. Toisaalta Iso-Britannian kaasuvarojen rajallisuuden olisi voinut odottaa pitävän hintatason korkeampana. Englannin ja Manner-Euroopan välille on äskettäin avattu kaasuputki, jossa alkuvaiheessa siirretään Iso-Britannian kaasua mantereelle, mutta myöhemmin, ehkä jo muutaman vuoden sisällä putki toimii Iso-Britannian tuotannon täydentäjänä sikäläisillä markkinoilla.

Iso-Britannian kokemusten perusteella on syytä odottaa hintojen laskua myös Manner-Euroopan markkinoilla, mutta lasku jäänee paljon vähäisemmäksi ja mahdollisesti myös lyhytaikaiseksi.

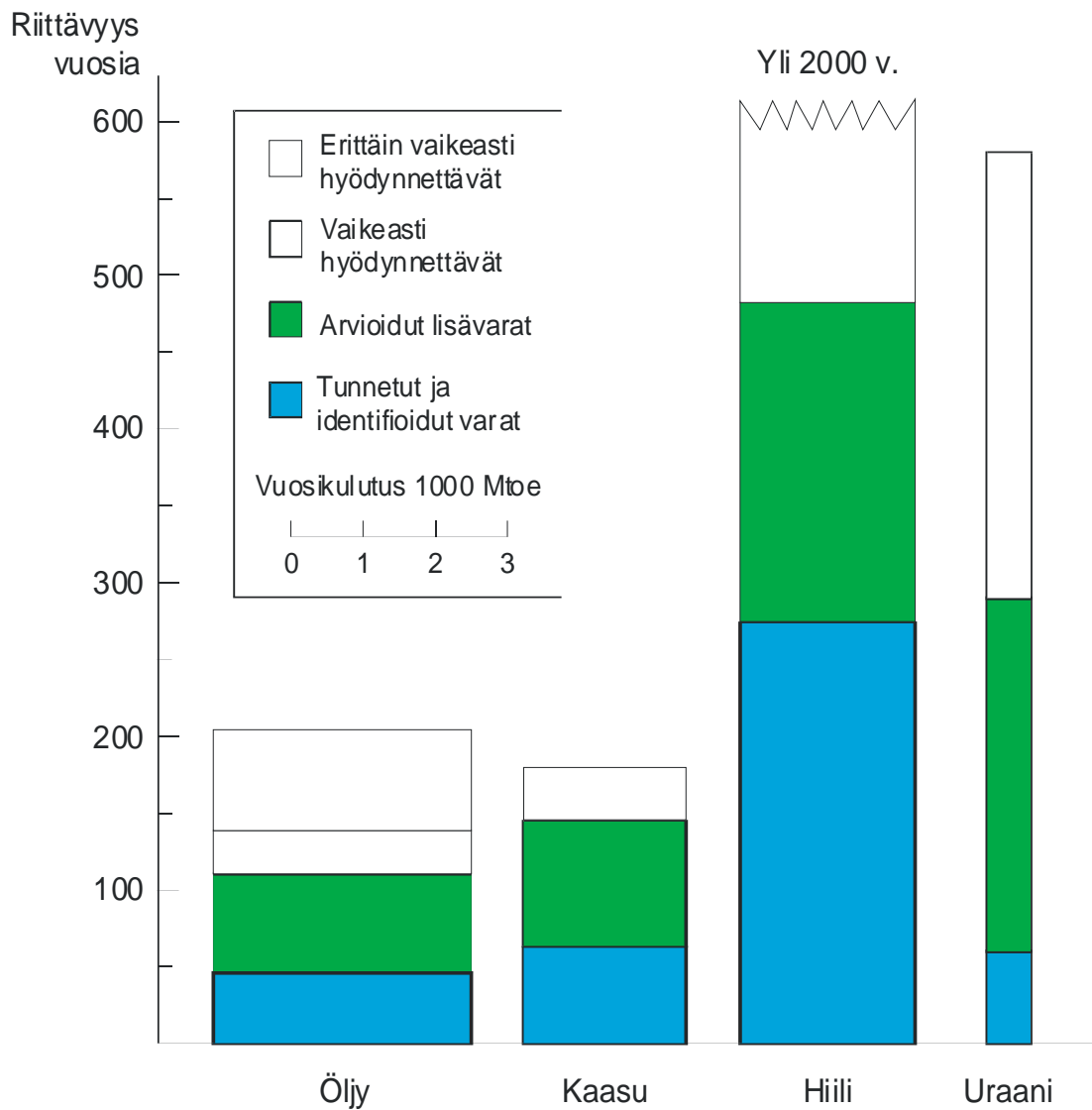
3.3 Kivihiilen varat ja markkinat

Kts. Maailman energiavarat, Luku 4.

3.4 Yhteenvedo maailman uusiutumattomista energiavaroista

Kuva 11 esittää yhteenvedon maailman uusiutumattomista energiavaroista. Olennaiset johtopäätökset ovat:

- Nykyisten kehitystrendien mukaan öljyn kulutus kasvaa hyvin hitaasti ja kaasun kulutus paljon nopeammin kaksinkertaistuen 20-30 vuodessa. Jos nämä trendit jatkuvat, tulee molemmista pulaa vuoden 2050 tienoilla tai ainakin selvästi ennen vuotta 2100.
- Uraania riittää nykykulutuksella sängen pitkään eikä kasvutrendiä ole näkyvillä. Uraanivarat ovat kuitenkin niin rajalliset, että nykymuotoisen ydinenergiantuotannon moninkertaistumiselle ei ole edellytyksiä. Hyötöreaktorit ja fuusio ovat resurssipohjan kannalta ongelmattomia (riittävyys yli 10000 vuotta), mutta ne eivät ole käytännössä saatavilla oleva vaihtoehto.
- Teknillisesti hyvälaatuiset hiilivarat riittävät voimakkaasti kasvavallekin kulukselle sadoiksi vuosiksi ja hankalampiakin varoja voidaan tulevaisuudessa käyttää, jos välttämätöntä. Hiilen osalta rajoittava tekijä on ympäristövaikutukset, erityisesti vaikutus ilmastoon.
- Teollisuusmaat voivat ehkä saattaa energiantuotantonsa kestäväälle pohjalle tukeutumalla eri energialähteiden edulliseen yhdistelmään, mutta kehitysmaiden kasvavan tarpeen tyydyttäminen käy hyvin vaikeaksi. Ainakin suuret teollistuvat maat, kuten Kiina ja Intia vaikuttavat jo lähivuosina voimakkaasti maailman energiankulutukseen.



Kuva 10. Maailman uusiutumattomien energiavarojen riittävyys. Kuvassa pylväiden korkeus ilmaisee riittävyuden vuosina ja leveys vuosikulutuksen. Pinta-alat edustavat siten resurssien kokonaismäärää. Erittäin vaikeasti hyödynnettävät öljyvarat ovat mm. öljyhiikkaa ja muita varoja, joiden taloudellinen käytettävyys on epävarmaa. Hiilen erittäin vaikeasti hyödynnettävät varat sijaitsevat tyypillisesti hyvin syvällä tai muuten hyödyntämistä vaikeuttavissa paikoissa.

4. Sähkömarkkinat

4.1 Pohjoismainen sähköjärjestelmä

Suomi on nyt sähköjärjestelmänsä ja sähkökaupan osalta kiinteä osa pohjoismaista kokonaisuutta, jossa Suomi, Ruotsi ja Norja ovat osapuolina miltei ilman rajoituksia ja johon myös Tanska on asteittain liittymässä.

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla erottuvat toisaalta sähkön fyysinen käsittely ja toisaalta sähköenergian kauppa kahdeksi sangen erilliseksi toiminnaksi. Sähköntuottajat osallistuvat molempiin kokonaisuuksiin osapuolena ja samoin sähkön lopulliset kuluttajat. Näiden lisäksi ovat sähkön siirto ja jakelu fyysisessä kaupassa keskeisessä asemassa, mutta niitä hoitavat organisaatiot ovat erillään sähköenergian kauppaa välittävistä organisaatioista.

Toistaiseksi on yleisintä, että saman paikallisen sähköyhtiön yksi osa huolehtii jakelusta ja siihen liittyvistä palveluista ja toinen osa sähkön kuluttajakaupasta. Tulevaisuudessa odotetaan kuitenkin näiden kahden toiminnon erottuvan lisääntyvässä määrin täysin erillisiin yhtiöihin. On odotettavissa, että lainsäädäntö tulee jatkossa edellyttämään tämänsuuntaisia muutoksia.

Seuraavassa käsitellään ensin fyysistä sähköjärjestelmää ja sitten sähköenergian kauppaa.

Täydentäviä tietoja Pohjoismaiden fyysisestä sähköjärjestelmästä löytyy mm. yhteistyöorganisaatio Nordelin sivuilta: <http://www.nordel.org>.

4.1.1 Tuotantokapasiteetti

Seuraavalla sivulla esitettävissä Nordelin vuoden vuosikertomuksesta saaduissa taulukoissa on esitetty Pohjoismaiden sähköntuotantokapasiteetti vuoden 2006 lopussa.

Voimalaitoskapasiteetin lisäykset ovat Pohjoismaissa olleet vähäisiä jo pitkään. Vuoden 2001 loppuun verrattuna kokonaiskapasiteetti on lisääntynyt 3700 MW eli noin 4%. Tästä lisäyksestä on tuulivoimaa 1300 MW, joten on otettava huomioon, että tuulivoima tuottaa keskimäärin vain noin neljänneksellä huipputehostaan. Tuulivoiman lisäys vastaa siten vain 300-400 MW sellaista kapasiteettia, jonka käyttöaste on hyvin korkea. Mukana on myös 280 MW Islannin lisäystä sekä noin 1100 MW vesivoimaa, joka on toteutettu sellaisissa vesistöissä, että sekään ei lisää tuotantokykyä enempää kuin 400 MW korkean käyttöasteen kapasiteettia. Edelleen sisältää tilastoiden kertoma muutos noin 1200 MW Ruotsin öljyaluevoimaa, joka on itse asiassa vanhaa kapasiteettia, joka oli jo poistettu käytöstä, mutta nyt palautettu huoltovarmuussyistä käyttövalmiuteen. Tällaisen lauhdevoiman kustannukset ovat hyvin korkeat ja sitä käytetään vain pakkotilanteessa. Energiantuotannon kannalta merkittävimpiin lisäyksiin kuuluvat lähinnä Suomessa rakennetut yhteistuotantolaitokset, jotka tuottavat samalla lämpöä teollisuudelle ja joiden osuus kapasiteetin lisäyksestä on 230 MW. Näiden vuosien aikana on myös suljettu yksi ydinvoimayksikkö Ruotsissa, mutta toisaalta nostettu muiden ydinvoimalaitosten tehoja, jolloin nettovähennykseksi on tullut 440 MW.

Todelliset uuden kapasiteetin lisäykset ovat siten vuosina 2002-2006 olleet hyvin pieniä ja sama kehitys näyttää jatkuvan vielä lähivuosina. Ensimmäinen suuri kapasiteetin lisäys tulee ilmeisesti olemaan Suomen 5. ydinvoimayksikkö (1600 MW), jonka arvioidaan viivästyminen johdosta tulevan käyttöön vasta vuonna 2011.

S1a Installed capacity¹⁾ by production types on 31 December 2006, MW

	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden	Nordel
Installed capacity total ¹⁾	12 699	16 544	1 707	29 268	33 819	94 037
Nuclear power	-	2 671	-	-	8 965	11 636
Other thermal power	9 554	10 743	113	244	8 094	28 748
- Condensing power	993 ²⁾	3 301	-	0	2 298	6 592
- CHP, district heating	7 687	3 737	-	131	2 954	14 509
- CHP, industry	567	2 924	-	49	1 229	4 769
- Gas turbines etc.	307	781	113	64	1 613	2 878
Hydro power	10	3 044	1 162	28 691	16 180	49 087
Wind power	3 135	86	-	333	580	4 134
Geothermal power	-	-	432	-	-	432
Mothballed ³⁾	0	0	0	0	500	500

1) Refers to the sum of the rated net capacities of the individual power plant units in the power system, and should not be considered to represent the total capacity available at any single time.

2) Includes 100% condensing power in Denmark. The rest is included in CHP, district heating.

3) Mothballed capacity that can be recommissioned by decision of the power plant owner. All mothballed plants are considered as unavailable no matter how long in advance the decision of recommissioning must be taken. Mothballed capacity are not included in the total installed capacity.

S1b Installed capacity¹⁾ by main energy source on 31 December 2006, MW

	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden	Nordel
Installed capacity, total ¹⁾	12 699	16 544	1 707	29 268	33 819	94 037
Nuclear power	-	2 671	-	-	8 965	11 636
Fossil fuels ²⁾	8 934 ⁵⁾	8 409	113	64	5 132	22 652
Renewable power	3 765	5 464	1 594	29 204	19 722	59 749
- Hydro power	10	3 044	1 162	28 691	16 180	49 087
- Bio fuel	294	2 190	-	96	2 715	5 295
- Waste	326	144	-	84 ⁴⁾	247	801
- Wind power	3 135	86	-	333	580	4 134
- Geothermal power	-	-	432	-	-	432
Mothballed ³⁾	0	0	0	0	500	500

1) Refers to the sum of the rated net capacities of the individual power plant units in the power system, and should not be considered to represent the total capacity available at any single time.

2) Include coal, oil, gas, etc.

3) Mothballed capacity that can be recommissioned by decision of the power plant owner. All mothballed plants are considered as unavailable no matter how long in advance the decision of recommissioning must be taken. Mothballed capacity are not included in the total installed capacity.

4) Includes energy recovery from industry.

5) Includes 24 MW not specified

Vuotta 2001 edeltävien vuosien merkittävin muutos oli tuulivoiman voimakas lisääntyminen Tanskassa. Muuten ovat kapasiteettilisäykset jo useita vuosia sitä ennenkin olleet vähäisiä. 1990-luvun loppuvuosina poistettiin päinvastoin käytöstä huomattava määrä vanhoja voimalaitoksia ml. Barsebäckin ydinvoimalaitoksen yksi yksikkö. Tarkempia tietoja kapasiteetin muutoksista ja rakenteilla olevasta kapasiteetista löytyy Nordelin vuosikertomusten taulukoista S3 ja S4.

Keskimääräisenä vesivuotena pystyy vuoden 2006 lopun vesivoima kapasiteetti tuottamaan sähköä seuraavasti:

	Suomi	Norja	Ruotsi	Yhteensä
Energia, GWh	13 120	120 229	65 000	198 349
Keskiteho, MW	1 498	13 725	7 420	22 643

Kun keskitehoja verrataan edellisen taulukon tietoihin, nähdään, että keskiteho on kaikissa Pohjoismaissa alle 50 % nimellistehosta ja keskimäärin se on 47,6 %. Vesivoiman tuotantoajankohtaa voidaan säädellä säännöstelylaitaiden avulla. niiden kapasiteetti on energiana ilmaista:

	Suomi	Norja	Ruotsi	Yhteensä
Säännöstelykapasiteetti, GWh	5 530	84 300	33 758	123 588
Suhteessa vuosituotantoon	42 %	70 %	52 %	62 %

Käytettävissä oleva allaskapasiteetti ja voimalaitosteho merkitsevät, että millä tahansa hetkellä on alueella kokonaisuutena käytettävissä tuotantotehoa kulutuksen edellyttämä määrä. Sen sijaan kapasiteetti ei riitä kuin osittain tasaamaan vaihteluita vuodesta toiseen. Normaalina vesivuotena ovat Suomen ja Ruotsin altaat sangen täysiä (yli 90 % kapasiteetista) jossain vaiheessa kesällä ja Norjan altaat elo-syyskuussa. Tämän jälkeen ylittää tuotanto yleensä virtauksen altaisiin ja altaiden pinta laskee kevään minimiin, joka on tyypillisesti 20-30 % kapasiteetista.

Tavallista kuivempuna vesivuotena voi sataa energiana ilmaisten noin 40 TWh vähemmän kuin normaalivuotena ja erikoisen runsassateisena noin 50 TWh enemmän (tällaisia vuosia esiintyy historiallisten tilastojen perusteella kumpiakin noin yksi neljästäkymmenestä). Kun minimissään on normaalisti altaissa noin 30 TWh, ei säännöstelyvara riitä selviämään yhdestäkään poikkeuksellisen kuivasta vuodesta. Vajausriskiä lisää mahdollisuus kahteen peräkkäiseen selvästi keskimääräistä kuivempaan vuoteen.

Pohjoismaista sähköjärjestelmää voidaan kuvata *energiarajoitteiseksi*, koska mahdollinen pula koskee voimakkaimmin vuosienenergiaa. Ilman yhteyksiä muihin maihin Suomen ja erityisesti Tanskan järjestelmät olisivat *tehorajoitteisia*, sillä uhkana olisi ensisijaisesti tehon loppuminen huippukuorman aikaan, jos joitain isoja laitoksia olisi seisokissa häiriön tai huoltotoimenpiteiden johdosta.

1990-luvun lopulla on erityisesti Ruotsissa suljettu monia lauhdevoimalaitoksia (ydinvoimalaitos Barsebäck 1 sekä useita öljylauhdevoimalaitoksia, jotka on nyt pääosin kuitenkin palautettu varavoimakäyttöön. Toisaalta myös Barsebäck 2 suljettiin 2005) ja vähennyksiä on myös Tanskan ja Suomen hiililauhdevoimassa. Tässä tilanteessa ei Suomen, Ruotsin ja Norjan muodostamalla alueella ole enää riittävästi muuta energiantuotantokapasiteettia korvaamaan äärimmäisiä mahdollisia vesivoiman vajaus-tilanteita. Täten tuotannon ja kulutuksen tasapainottaminen tapahtuu äärimmäisessä tilanteessa siten, että kulutus supistuu tuotannon maksimoinnin lisäksi. Tähän antaa energiavaltainen teollisuus kuten Norjan alumiiniteollisuus kohtalaisia mahdollisuuksia. Sähkön hinnan noustessa pulatilanteessa moninkertaiseksi ei alumiinin tuottaminen olekaan taloudellisesti järkevää, vaikka tuottajilla olisikin kiinteähintainen etuoikeus nimettyjen vesivoimaloiden tuotantoon tai muita erityisiä sopimusjärjestelyjä. Kokonaistaloudellisesti edullisempaa on pysäyttää tuotanto ja myydä sähkö, mutta edellä mainitut sopimusjärjestelyt tekevät tämän hankalaksi tai teollisuuslaitokselle itselleen taloudellisesti vähemmän kiinnostavaksi.

4.1.2 Siirtoverkko

Pohjoismaiden siirtoverkon rakenne selviää seuraavan sivun kuvasta (lähde Nordel).

Sähkönsiirtoverkko on Suomen ja yleensä myös Ruotsin sisäisten verkkojen osalta riittävä estämään miltei kaikki sähkökaupan kannalta merkitykselliset pullonkaulatilanteet. Sen sijaan Norjassa esiintyy usein rajoituksia, jotka estävät käyttämästä kaikkea vesivoimakapasiteettia tavalla, johon ilman näitä rajoituksia päädyttäisiin.

Normaalitilanteissa ei rajoituksia ole, mutta suurena osana vuoden päivistä esiintyy joinain tunteina siirto rajoituksia. Tilanne on suunnilleen sama Norjan ja Ruotsin välisten siirtoyhteyksien osalta: rajoitukset eivät ole harvinaisia, mutta suurimman osan ajasta niitä ei ole. Rajoitukset liittyvät yleensä tilanteisiin, joissa haluttaisiin käyttää suurella teholla jonkun Norjan alueen vesivoimaloita joko sähkön poikkeuksellisen suuren kysynnän tai altaiden ylitäytymisuhan takia. Kaiken kaikkiaan on rajoituksia ollut Suomen, Ruotsin ja Norjan alueella jossain yhteydessä noin 50 % kaikista tunteista, mutta hyvin usein merkitykseltään vähäisenä.

Suomen ja Ruotsin välillä on siirtoyhteyksiä vaihtovirtayhteytenä pohjoisessa, missä kapasiteetti on 1600 MW Ruotsista Suomeen ja 1200 MW Suomesta Ruotsiin (vaihtovirtajärjestelmien erikoisia ominaisuuksia on, että sama siirtolinja pystyy joissain tapauksissa siirtämään enemmän toiseen kuin toiseen suuntaan). Toinen yhteys on 550 MW tasavirtalinkki Pohjanlahden ali Raumalta Forsmarkiin. Pitkissä merikaapeleissa säästetään kustannuksia siirtämällä sähkö tasavirtana, vaikka tämä edellyttääkin vaihtovirran muuttamista tasavirraksi ja takaisin. Ruotsin ja Suomen välisten yhteyksien teho ei siis ole kovin suuri, mutta kuitenkin toistaiseksi tyydyttävä, sillä siirtokapasiteetti on rajoittava tekijä vain hyvin poikkeuksellisissa tapauksissa. Uuden ydinvoimayksikön valmistuminen Suomeen tulee lisäämään tarvetta siirtää sähköä Suomesta Ruotsiin edellyttäen, että myös tuonti Venäjältä jatkuu odotetusti. Tästä syystä onkin päätetty rakentaa Rauman ja Forsmarkin välille toinen teholtaan jonkin verran suurempi (800 MW) merikaapeli. Yhteyden arvioidaan valmistuvan vuonna 2011 kaapelin toimitusajan synnyttämien viiveiden johdosta.

Ruotsin ja Norjan väliset yhteydet ovat pohjoismaisen verkon kannalta keskeisiä. Niistä tärkein on etelässä Oslon vuonon tuntumassa, jossa siirtokapasiteetti on ns. Haslen leikkauksessa 2200 MW. Muut yhteydet ovat yhteensä n. 1500 MW Norjasta Ruotsiin ja n. 1200 MW Ruotsista Norjaan.

Suomen ja Viron välinen 350 MW merikaapeli otettiin käyttöön vuoden 2006 lopulla. Aluksi kaapelia käytettäneen pääosin sähkön tuontiin Virosta Suomeen, mutta se on myös tärkeä varmistava yhteys Viron ja koko Balttian sähköntarjonnalle.

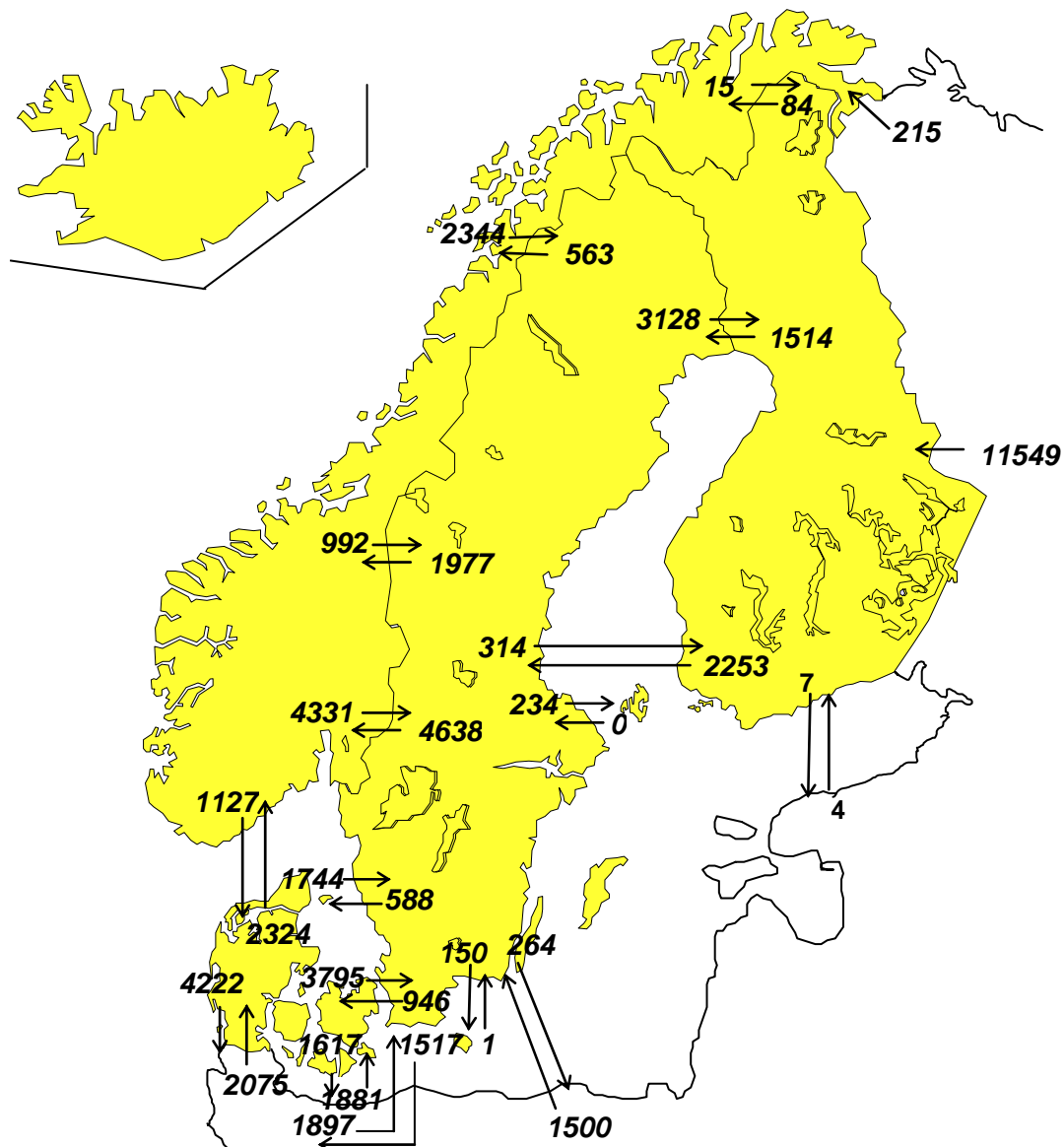
Suomella on lisäksi vain tuontiin suunniteltuja yhteyksiä Venäjälle, josta tuodaan sähköä yhteensä 1500 MW tasavirtalinkkien kautta sekä vain Suomen verkkoon liitetyiltä voimalaitoksilta. Syynä menettelyyn on se, että pohjoismaista verkkoa ei haluta liittää kiinteämpään yhteyteen Venäjän verkkoon. Viimeinen 400 MW lisäys otettiin käyttöön vuoden 2003 alusta.

Ruotsista on n. 1500 MW vaihtovirtayhteyksiä Tanskan itäosiin, jotka ovat siis samassa vaihtovirtaverkossa. Sen sijaan Jyllanti on osa Keski-Euroopan vaihtovirtaverkkoa ja yhteydet Ruotsista Jyllantiin ovat tasavirtalinkkejä (teho noin 650 MW). Myös Norjasta on tasavirtayhteys Jyllantiin (noin 1000 MW). Jyllannin yhteydet Saksaan ovat kapasiteetiltaan 1350 MW ja ne ovat vaihtovirtayhteyksiä.

Ruotsista on myös tasavirtayhteydet Saksaan (600 MW) ja Puolaan (600 MW). Norjasta on tekeillä yksi yli 700 MW kaapeli Hollantiin, jonka piti valmistua jo vuonna 2002, mutta valmistuminen on siirtynyt vuoteen 2007, ja alustavia suunnitelmia on ollut kahdesta samanlaisesta kaapelista Saksaan vuoteen 2004 mennessä, mutta kaikki näyttävät vähintään lykkääntyvän pitkälle tulevaisuuteen.



Exchange of electricity 2006, GWh



Lisätietoa Pohjoismaiden välisistä yhteyksistä, yhteyksistä muihin maihin ja pääte-tyistä laajennuksista löytyy Nordelin vuosikertomuksen taulukoista.

4.1.3 Järjestelmän tasapaino

Edellä on esitelty Pohjoismaisen sähköjärjestelmän nykytilannetta. Järjestelmän tasa-painon saavuttamista ja ylläpitämistä vaikeuttaa olennaisesti runsas- ja vähäsateisten vuosien suuri ero, joka on enimmillään samaa luokkaa kuin Suomen vuotuinen säh-könkulutus eli noin neljännes alueen koko tuotannosta. Tämä merkitsee, että vähä-sateisina vuosina ei tuotantokyky riitä ilman, että normaalivuosina on selvää ylikapa-siteettia. Tämä taas pitää kilpailluilla markkinoilla sähkön hinnan alhaisena ja tekee

Electricity generation 2006, GWh

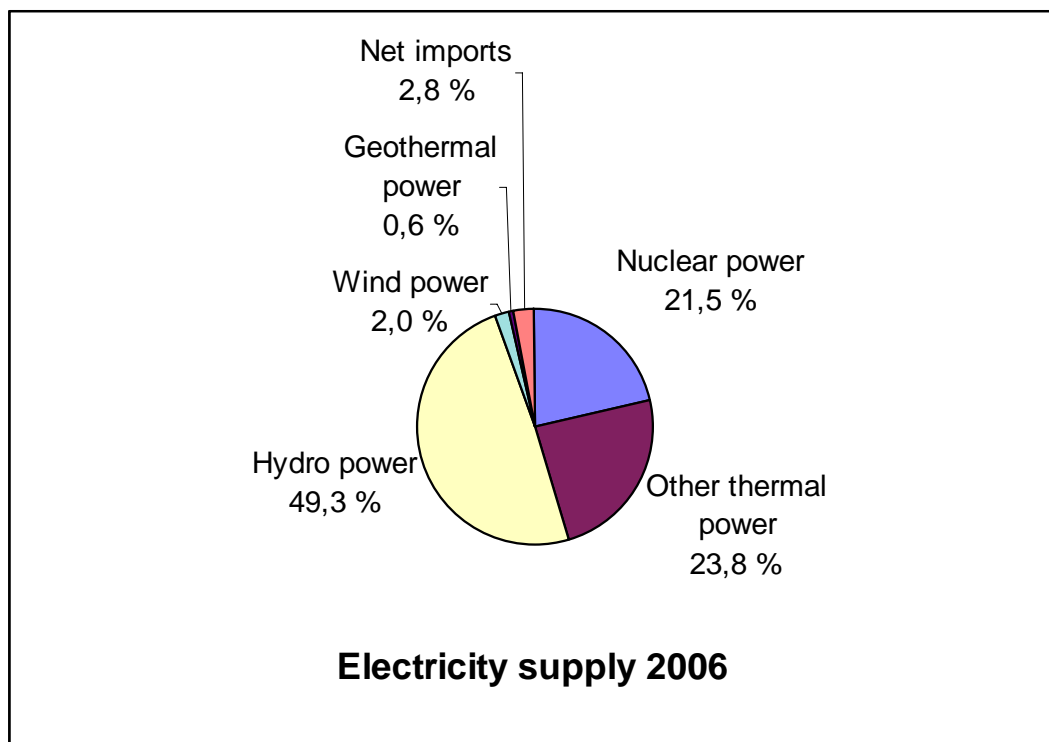
	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden	Nordel	Share of total (%)
Total generation	43 328	78 590	9 925	121 715 ²⁾	140 314	393 872	100,0 %
Nuclear power	-	21 982	-	-	64 984	86 966	22,1 %
Other thermal power	37 198	45 119	5	1 123	13 167	96 612	24,5 %
- Condensing power		17 547	-	0	778	18 325	
- CHP, district heating	35 433 ¹⁾	14 505	-	113	6 912	56 963	
- CHP, industry	1 762	13 064	-	561	5 464	20 851	
- Gas turbines, etc.	3	3	5	449	13	473	
Hydro power	23	11 342	7 289	119 919	61 176	199 749	50,7 %
Wind power	6 107	147	-	673	987	7 914	2,0 %
Geothermal power	-	-	2 631	-	-	2 631	0,7 %
Total generation 2005	34 353	67 497	8 679	137 948 ²⁾	154 609	403 086	
Change as against 2005	26,1%	16,4%	14,4%	-11,8%	-9,2%	-2,3%	

1) Includes condensing power

2) Gross production

Total electricity supply 2006, GWh

	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden	Nordel
Generation 2006	43 328	78 590	9 925	121 715	140 314	393 872
Net imports 2006	-6 936	11 521	-	857	6 052	11 494
Total supply 2006	36 392	89 991	9 925	122 572	146 366	405 246



investoinnit kannattamattomiksi. Toistaiseksi on avoinna, kuinka tämä ristiriitainen tilanne purkautuu. Oheisissa Nordelin vuosikertomukseen perustuvissa kuvassa ja taulukossa esitetään vuoden 2006 tietoja, jotka ovat sangen edustavia, koska vuosi 2006 ole lähellä keskimääräistä vesivoiman saatavuuden osalta.

Maakohtaisia tasapainoja tarkastellen kuivan vuoden ongelmat kohdistuvat lähinnä Norjaan, jonka kulutus on jo hieman normaalivesivuoden tuotantoa suurempi, sekä

Electricity consumption 2006, GWh

	Denmark	Finland	Iceland	Norway	Sweden	Nordel
Total consumption	36 392	90 111	9 925	122 572	146 366	405 366
Occasional power to electric boilers	-	56	171	3 513	1 312	5 052
Gross consumption	36 392	90 055	9 754	119 059	145 054	400 314
Gross temp correct consumption	36 520	90 683	9 656	123 018	146 923	406 800
Losses	2 092	3 398	469	9 280	11 260	26 499
Pumped storage power	0	-	0	540	50	590
Net consumption ¹⁾	34 300	86 657	9 285	109 239	133 744	373 225
- housing	9 800	20 900	934	35 503	40 100	107 237
- industry (incl. energy sector)	10 100	50 163	6 905	48 393	59 900	175 461
- trade and services (incl. transport)	11 400	14 694	963	23 703	27 300	78 060
- other (incl. agriculture)	3 000	900	434	1 640	6 444	12 418
						0
Total consumption 2005	35 723	84 511	8 679	125 908	147 217	402 038
Change as against 2005, %	1,9 %	6,5 %	14,4 %	-2,6 %	-0,6 %	0,8 %

Population (million)	5,4	5,3	0,3	4,7	9,080	24,759
Gross consumption per capita, kWh	6 693	17 112	31 772	25 549	16 154	16 168

Ruotsiin, jonka tasapaino muuttui epätyydyttäväksi, kun käytöstä poistettiin yli 2000 MW öljylauhdevoimaa, joka on nyt kuitenkin palautettu varavoimakäyttöön tilapäisjärjestelyin ja kaksi 615 MW tehoista Barsebäckin ydinvoimalaitosyksikköä. Suomeen tilanne vaikuttaa toistaiseksi vain markkinoiden kautta, mutta kulutuksen odotetaan kasvavan erityisesti Suomessa, jolloin myös Suomen kapasiteetitilanne käy epätyydyttäväksi. Suomen osalta on oletettu Venäjän tuonnin jatkuvan. Ilman sitä tilanne on jo nyt epätyydyttävä. Suomen sähköntuonti Venäjältä on toistaiseksi perustunut pitkäaikaisiin sopimuksiin ja toteutunut lähes niin suurena kuin siirtoyhteydet tekevät mahdolliseksi. Myös Virosta on 350 MW kaapelin valmistuttua vuonna 2006 tuotu sähköä sängen jatkuvasti. Yhteyksiä Ruotsiin käytetään sen sijaan vaihtelevasti molempiin suuntiin riippuen erityisesti vesitilanteesta Norjassa sekä Ruotsin ja Norjan kysynnästä.

Koska markkinoiden tasapainon ongelmat liittyvät voimakkaimmin Norjan vesivoiman vaihteluihin ja koska Norja on jo nyt keskimäärin nettotuojana, on luonnollista, että kapasiteetin lisäämistä on tarkasteltu voimakkaasti Norjassa. Vesivoiman merkittävää lisäämistä ei pidetä enää mahdollisena ja lisäksi siitä saatava apu on pienempi kuin vuosina, joten pääpaino on ollut maakaasuvoimalaitoksissa. Monien vaiheiden ja pitkien viiveiden jälkeen on ensimmäinen 400 MW maakaasuvoimalaitos valmistunut joulukuussa 2007 Kårstöhön. Tämän lisäksi on rakennuslupa annettu kahdelle 150 MW varavoimalaitokselle, yhdelle 920 MW Tjedbergoddeniin vain sähköä tuottavalle kombivoimalaitokselle Trondheimin lähistölle, yhdelle 800 MW teollisuuden yhteistuotantolaitokselle sekä muutamalle 200-400 MW laitokselle. Useita muita lupahakemuksia on käsiteltävänä. Norja on kaasuntuottajana luonnollinen sijoituspaikka kaasuvoimalaitoksille, joissa voitaisiin käyttää kaasua sellaisiltakin kaasukentiltä, joista ei kannata rakentaa ainakaan tuotantokykyä vastaavia kaasuputkia Keski-Eurooppaan. Norjaan sijoitettuna voimalaitokset korvaisivat myös parhaiten vesivoimaa vuosina, joten Norja on erityisen edullinen sijaintipaikka varakapasiteetille, jota tarvitaan, kun vesivoiman tuotanto jää normaalia vähäisemmäksi. Osa hankkeista on ilmeisesti nyt jäissä, mutta jo valmistuneen laitoksen lisäksi näyttäisivät kaksi varavoimalaitosta ja Tjedbergoddenin suuri voimalaitos olevan rakenteilla.

Loppuvuoden 2002 ja alkuvuoden 2003 kehitys osoitti, että vuositasolla jo keskinäistä voinnista vain jonkin verran vähäisempi vesivoiman saatavuus voi johtaa hyvin tiukkaan tilanteeseen vesivoiman riittävyyden suhteen. Tässä tapauksessa voidaan

katsoa, että voimalaitosten käyttö ei ohjautunut syksyllä 2002 riittävästi lauhdevoiman käyttöön ja että pelkkä muutos toiminnan ohjautumisessa olisi saattanut estää huolestuttavan kehityksen. Sademäärä olisi voinut kuitenkin olla huomattavasti vähäisempikin, jolloin olisi tarvittu voimakkaampia toimenpiteitä, kuten kulutuksen tiukkaa rajoittamista.

Vesitilanne jatkui tiukkana vuoden 2004 alkuun, ja vesivoimaa käytettiin tällöin mahdollisimman säästeliäästi hintatason pysyessä niin korkeana, että lauhdevoiman tuotanto on ollut jatkuvasti kannattavaa. Vuoden 2004 tammikuussa varastoaltaat olivat paljon keskimääräistä vajaampia, mutta kuitenkin huomattavasti täydempiä kuin vuotta aikaisemmin. Varastotaso on palannut normaaliksi vuoden 2005 alkuun mennessä ja pysynyt vuoden 2006 alkuun lähellä normaalia, ajoittain selvästi normaalin yläpuolellakin. Vuoden 2006 syksyyn heikkeni vesivarastojen tilanne voimakkaasti, mutta varastot täyttyivät leudon loppuvuoden aikana ja ovat pysyneet normaalin yläpuolella vuoden 2007.

4.1.4 Yhteenveto pohjoismaiden fyysisestä sähköjärjestelmästä

Norja, Ruotsi ja Suomi ovat kiinteästi samaa järjestelmää sekä teknillisesti että kaupallisesti. Seuraavassa tarkastellaan tätä aluetta, ellei muuta sanota.

- Tanska on mukana, mutta ei yhtä kiinteästi; rajoituksia on sekä teknillisessä siirtokapasiteetissa että kaupallisissa järjestelyissä. Tanska on myös sisäisesti jakautunut kahteen osaan, joissa toimi aiemmin eri yhtiöt Jyllannissa Eltra ja Sjellannissa ja muillakin saarilla toimivaan Elkraft. Vuoden 2005 alusta on valtiollinen Energinet.dk ottanut hallintaansa koko Tanskan siirtoverkot. Jyllanti on liittynyt vaihtojännitetasolla Saksaan ja Tanskan itäosa Ruotsiin. Niiden välillä ei toistaiseksi ole lainkaan suoraa siirtoyhteyttä, mutta sellainen on ollut suunnitteilla aiempien tietojen mukaan vuodeksi 2004, mutta aikataulu on siirtynyt.
- Vesivoimaa on Norjan, Ruotsin ja Suomen alueella keskimäärin runsaat 50 % energiasta, lopusta likimäärin puolet ydinvoimaa ja puolet muuta (pääosin yhteistuotantoa ja hiililauhdevoimaa)
- Tuotantokapasiteetin teho ei ole rajoitus, koska vesivoiman keskimääräinen käyttöaste noin 50 % ja koska teho on nostettavissa koska tahansa paljon tätä keskitehoä korkeammaksi (lyhytaikaisesti myös, kun vettä on altaissa normaalia vähemmän)
- Siirtokapasiteetti rajoittaa merkittävästi vain poikkeustilanteissa. Pahimmat pullonkaulat ovat Norjan sisällä yhteyksissä vesivoiman tuotantokeskittymistä kulutuskohteisiin sekä Norjan ja Ruotsin välillä
- Järjestelmä on energiarajoitteinen (vesi)vuositasolla. Normaalina vesivuotena energia riittää vaikeuksitta, mutta tuontia Venäjältä Suomeen sekä Tanskasta Ruotsiin ja Norjaan käytetään hyväksi hinnaltaan omaa lauhdevoimantuotantoa edullisempänä
- Runsassateisena vuotena alueelta (erityisesti Norjasta, mutta myös Ruotsista) on suuri vientipotentiaali (max. n. 30 TWh)
- Vähäsateisena vuotena on energiapulaa, jolloin sähköntuotannon marginaalikustannus nousee, kun käyttöön otetaan runsaammin lauhdevoimaa.

- Hyvin vähäsateisena vuotena on uhkana vakava energiapula. Tällöin kulutusta kannattaa supistaa teollisuudessa merkittävästi (suurimmat vaikutukset ovat todennäköisesti Norjassa, jossa alumiinitehtaat ovat hyvin sähköintensiivisiä)
- Yhteydet Ruotsista ja Norjasta Tanskaan, Saksaan ja Puolaan auttavat energiapulatilanteessa, mutta eivät riitä pahimmissa tapauksissa ilman kulutuksen merkittäviä supistuksia.

4.2 Fyysisen sähköjärjestelmän käyttö

4.2.1 Järjestelmävastuu ja fyysisen tasapainon hallinta

Vastuu fyysisen sähköjärjestelmän toiminnasta jakautuu

- järjestelmävastaavalle, joka huolehtii kysynnän ja tarjonnan tasapainosta valtakunnallisella tasolla sekä siirtoverkon toiminnasta. Valtakunnallinen siirtoverkko toimii kolmella jännitetasolla: 400 kV, 220 kV ja 110 kV.
- alueverkkojen haltijoille, joilla on välittävä asema valtakunnanverkon ja jakeluverkkojen välissä. Alueverkko toimii 110 kV jännitteellä. Läheskään kaikissa tapauksissa ei alueverkkoa tarvita valtakunnanverkon ja jakeluverkkojen välissä.
- jakeluverkkojen haltijoille. Jakeluverkot jakautuvat pääosin 20 kV ja 400 V verkkoihin, mutta myös muita jännitteitä välillä 5 - 110 kV sisältyy rajoitetusti jakeluverkkoihin.
- sähköntuottajille
- sähkönsuurkuluttajille (lähinnä suurteollisuutta).
- yhteiskäyttöorganisaatioille, jotka toimivat yleensä edustamiensa tuottajien, suurkuluttajien puolesta ja myös jakeluverkonhaltijoiden puolesta.

Yhteisenä piirteenä sähköjärjestelmän toiminnasta vastaaville organisaatioille on, että niillä on käytettävissään valvomo, jossa seurataan sen piiriin kuuluvien voimalaitosten ja kulutuskohteiden tehoja sekä sen hallinnassa olevien sähköasemien ja sähköverkon toimivuutta ja tehotasoja. Valvomosta käsin voidaan ohjata suoraan tai paikallisvalvomoa käskyttämällä sen piiriin kuuluvien voimalaitosten tehonmuutoksia sekä sähköverkon kytkentöjä. Tavoitteena on, että

- hallinnassa olevan osajärjestelmän tehotasapaino pysyy ennalta asetettujen tavoitteiden mukaisena
- tehot kussakin ulkoisessa liittynässä pysyvät asetetuissa rajoissa
- yksikään siirtojohto tai muu komponentti ei ylikuormitu toimintavarmuutta uhkaavassa määrin tai pitkäaikaisemmin tavalla, joka heikentää toiminnan taloudellisuutta.

Näiden tavoitteiden saavuttamiseksi valvomo pyytää

- ohjauksessaan olevia voimalaitoksia muuttamaan tehoaan tarpeen mukaisesti
- sopii ulkoisten liittymäpisteiden osalta vastapuolen kanssa tehomuutoksista
- tarvittaessa ohjaa myös joidenkin kuluttajien ottamaa tehoa kyseisten kuluttajien kanssa solmittujen sopimusten puitteissa.

Häiriötilanteissa, esimerkiksi jonkun voimalaitoksen toiminnan keskeytyessä, sähköverkko reagoi välittömästi automaattisesti siten, että tehovajaus johtaa jännitteen alenemiseen ja vaihtovirran taajuuden alenemiseen. Kumpikin näistä pienentää kulutusta ja nostaa käynnissä olevien voimalaitosten antamaa tehoa ja palauttaa siten sähköverkon tasapainon, ellei häiriö ole niin suuri, että verkko ei siitä selviä. (Sähköverkko on aina tasapainossa, jos ei muulla tavoin niin sitten toimimattomassa tilassa.)

Kun häiriö muuttaa sähköverkon taajuutta, toteutuu automaattisesti *primäärisäätö* ns. *pyörivien reservien* vaikutuksesta. Pyörivät reservit muuttavat tehoaan määrällä, joka on verrannollinen taajuuspoikkeaman suuruuteen ja eri Pohjoismaille on sovittu oma osuutensa tästä automaattisesta reagoinnista, jotta verkko käyttäytyisi stabiilisti häiriöitä kompensoidessaan. Yksi keskeisimmistä primäärisäätöön osallistuvista komponenteista muodostuu Ruotsin Luulajajoen vesivoimalaitosten tehon säädöstä. Myös Suomessa on joukko voimalaitoksia, jotka reagoivat automaattisesti taajuudenmuutoksiin. Primäärisäädön maksimiteho on yhteensä 600 MW ja Suomen osuus siitä on 130 MW.

Jos nämä automaattiset toimet eivät palauta taajuutta riittävän tarkoin halutulle alueelle (sallittu maksimipoikkeama on normaalitapauksissa 0,1 Hz, eli sallittu alue on 49,9-50,1 Hz), käynnistävät Pohjoismaiden järjestelmävastaavat toimenpiteitä tilanteen palauttamiseksi normaaliksi. Tähän tarkoitukseen toteutetaan *sekundaarisäätöä* käyttäen ns. *nopeita reservejä*, joihin kuuluu sekä käynnissä olevien tuotanto- ja kulutusyksiköiden säätövara että erityisiä varavoimalaitoksia, jotka ovat yleensä Suomessa ja Ruotsissa kaasuturbiinivoimalaitoksia. Sekundaarisäätöön osallistuvien voimalaitosten on pystyttävä merkittävään tehonmuutokseen 10 minuutin aikana (hallinnollinen minimiraja tehonmuutokselle 10 MW). Nopeaan säätöön soveltuvaa häiriöreservää on Pohjoismaissa jatkuvasti noin 1000 MW, mistä Suomessa noin 250 MW.

Norjassa käytetään reserveinä vesivoimalaitosten säätöpotentiaalia, jonka käyttöön saamisen varmistamiseksi Norjan järjestelmävastaava Statnett joutuu varaamaan myös siirtokapasiteettia (voimalaitoskapasiteettia löytyy Norjasta käytännössä aina säätöä varten, mutta siirto voisi muodostaa ongelman.)

Häiriöiden kestäessä pitempään on nopeat reservit vapautettava mahdollista uutta häiriötä varten säätämällä muita voimalaitoksia, siirtoa rajajohdoissa tai kulutusta sekä käynnistämällä tarvittaessa *hitaita reservejä*, jotka voivat olla esimerkiksi vanhentuneen tekniikkansa takia jatkuvammasta käytöstä poistettuja laudevoimalaitoksia. Näin menetellen voidaan järjestelmä pitää jatkuvasti sellaisessa tilassa, että sähköverkko säilyttää toimintakykynsä suurimmissakin ennakoitavissa olevissa yksittäishäiriöissä, kuten suurimman voimalaitosyksikön pysähtyessä tai rajasiirtoyhteyden katketessa.

Organisatorisesti vastuu koko sähköjärjestelmän toimivuudesta on valtakunnallisilla systeemivastaavilla. Muut järjestelmän ylläpitoon osallistuvat valvomot hoitavat tehtävänsä ennalta asetettujen toimintaohjeiden ja systeemivastaavan kanssa sovittujen toimenpiteiden puitteissa siten, että muiden valvomoiden toimenpiteet eivät voi vaikeuttaa systeemivastaavien toimintaa. Systeemivastaava on suoraan yhteydessä *tasevastaaviin* sekä säätötehoa tarjoaviin toimijoihin. Muut osapuolet hoitavat yhteytensä tasevastaavien välityksellä.

Käytännön järkevän toiminnan kannalta on olennaista, että kysynnän ja tarjonnan tasapainotilanteet ja niiden muutokset voidaan pääpiirtein suunnitella ennakolta ja

käytännön tilanteen vaatimia lisätoimia käytetään vain hoitamaan poikkeamat ennakoitua. Ennakkosuunnittelua varten saa järjestelmävastaava kaikilta tasevastaavilta ilmoitukset odotettavissa olevista kuormista ja suunnitellusta tuotannosta. Jotta poikkeamat voitaisiin hoitaa mahdollisimman edullisesti pyytää systeemivastaava myös tarjouksia säätötehosta niiltä tuottajilta ja suurilta kuluttajilta, jotka pystyvät omaa tuotannon tai kulutuksen tehoaan nopeasti muuttamaan.

Ne tasevastaavat, joilla on käytettävissä oma valvomo, pyrkivät sen avulla pysyttämään lähellä ilmoittamaansa tasapainoa. Muilta osin poikkeamat ilmoitetusta rekisteröidään ja otetaan huomioon taseselvityksessä.

4.3 Verkkoliiketoiminta

Sähköverkko jakautuu liiketoimintana kolmelle tasolle:

- valtakunnanverkkoon, josta Suomessa huolehtii Fingrid
- alueverkkoihin, joita on sekä jakeluverkkoyhtiöiden että erillisten vain alueverkkaja ylläpitävien yhtiöiden hoidossa. On mahdollista, että alueverkkojen hallinta siirretään tulevaisuudessa kokonaisuudessaan jakeluverkkoyhtiöille, koska alueverkkojen asema on kaupallisesti jossain määrin epäselvä
- jakeluverkkoihin, joista vastuussa ovat omalla toimialueellaan monopoliasemassa olevat jakeluverkonhaltijat.

4.3.1 Sähkön siirto

Sähkön siirroksi katsotaan lähinnä valtakunnanverkossa sekä eri valtioiden välillä tapahtuva osa sähkön toimittamisesta voimalaitokselta kulutuspiisteeseen. Kun kaksi kaukana toisistaan olevaa osapuolta tekevät sähköntoimituksesta sopimuksen johon liittyy tuotannon lisääminen yhdessä piisteessä ja kulutuksen lisääminen toisessa, ei tämä välttämättä lisää siirrettävän sähkön määrää sähköverkossa, vaan muutos voi olla myös siirtoa vähentävä, jos muu sähkön siirto tapahtuu suuremmalta osin vastakkaiseen suuntaan. Yleisesti on totta, että:

- tuotannon lisääminen alueella, jossa on aiemmin ylituotantoa lisää siirtoa ja lisääminen alueella, jossa on tuotantovaje, vähentää siirtoa.
- kulutuksen lisääminen alueella, jossa on aiemmin ylituotantoa vähentää siirtoa ja lisääminen alueella, jossa on tuotantovaje, lisää siirtoa.

Näin ollen vaikutukset siirron määrään voidaan määrittää likimäärin tarkastellen tuotannon liittämistä verkkoon erikseen ja kulutuksen liittämistä erikseen. Tämä havainto on johtanut oivallukseen, että siirtokustannuksia hyvin kuvaava ja kaupankäyntiä helpottava siirtotariffi voidaan toteuttaa *pistetariffina*. Pistetariffi on monimutkaisemmassa (Ruotsissa käytössä olevassa) muodossaan seuraavan kaltainen:

- siirtoverkon kullekin liittymäpiisteelle määritellään verkkoosyöttö- ja verkostaottohinnat
- verkkosyöttö- ja verkostaottohintojen summa on joka liittymäpiisteessä sama.
- ylituotantoalueilla (kuten Pohjois-Ruotsissa) verkkoosyöttöhinta on korkea ja verkostaottohinta alhainen

- tuotantovajausalueilla (kuten Etelä-Ruotsissa) verkkoonsyöttöhinta on alhainen ja verkostaottohinta korkea
- äärimmillään alhainen hinta voi tarkoittaa jopa negatiivista hintaa eli tuottaja voi saada hyvityksen siitä, että voimalaitos syöttää sähköä Etelä-Ruotsin verkkoon

Suomessa on päädytty pitämään hinnat samoina koko maassa, koska Suomen kanta-verkko ei samassa mitassa toteuta nimenomaan siirtoa pohjoisesta etelään kuin Ruotsin kantaverkko. Lisäksi on kantaverkkomaksu kohdistettu Suomessa miltei yksinomaan verkostaottoon eli kuluttajalle, jotta sähkönsiirrosta saatavat tulot eivät vaihtelisi voimakkaasti Norjan ja Ruotsin vesivoimatilanteen mukaisesti. Ellei näin meneteltäisi, olisivat Fingridin tulot hyvinä vesivuosina merkittävästi pienemmät kuin huonoina, vaikka kuluissa ei olekaan juuri mitään eroa.

Lisäksi painottuvat siirrosta suoritettavat maksut voimakkaasti talviarkipäiviin, jotka ovat ratkaisevia siirtoverkon investointitarpeita ajatellen, kuten edellä olevasta taulukosta voi havaita.

Kantaverkkopalvelun yksikköhinnat €/MWh sopimuskaudella 2008 - 2011

	2008	2009	2010	2010
Kulutusmaksu				
- talviaika (1.1. - 31.3. ja 1.11. - 31.12.)	2,16	2,28	2,40	2,52
- muu aika	1,08	1,14	1,20	1,26
Kuormitusmaksu				
- kantaverkosta otto	0,66	0,68	0,70	0,72
- kantaverkkoon anto	0,30	0,30	0,30	0,30
Liityntäpistemaksu €/kk, liityntäpiste	1000	1000	1000	1000

Pohjoismaiden väliset eroavuudet siirron hinnoittelussa ja muussakin siirtoverkosta ja järjestelmävastuusta vastaavien organisaatioiden toiminnassa, vaikeuttaa joiltain osin pohjoismaisen sähköjärjestelmän ja sähkömarkkinoiden optimaalista hoitoa. Tästä syystä on jatkuvasti käynnissä selvitystyötä mahdollisuuksista vähentää näitä eroavuuksia tai jopa siirtää toiminnot yhteen pohjoismaiseen yhtiöön.

Siirtoon liittyy läheisesti alueverkon toiminta. Alueverkon asema hinnoittelukokonaisuudessa on edelleen osittain epäselvä, mutta tästä ei ole aiheutunut kovin suuria ongelmia, koska alueverkon osuus on kaikissa tapauksissa sangen pieni.

4.3.2 Sähkön jakelu

Valtaosan verkkoliiketoiminnasta muodostaa jakeluverkkotoiminta, koska jakeluverkkojen laajuus on moninkertainen valtakunnanverkkoon ja alueverkkoihin verrat-

tuna. Nykyisen käsityksen mukaan kahden rinnakkaisen jakeluverkon rakentaminen ja ylläpito tulisi olennaisesti yhtä verkkoa kalliimmaksi, mistä johtuen jakeluverkko-toimintaa pidetään luonnollisena monopolina eikä sitä pyritäkään saamaan itse verkon omistamisen ja hallinnan osalta kilpailun piiriin.

Jakeluverkkotoiminta on kuitenkin jo nyt suurelta osin yksityisten yritysten hoidossa ja kunnallisten sähkölaitosten hoidossa oleva osuus vaadittaneen yhtiötettäväksi lähitulevaisuudessa pienimpiä sähkölaitoksia lukuun ottamatta. Jotta liikeyritykset eivät käyttäisi monopoliasemaansa väärin on *Energiamarkkinavirasto* asetettu valvomaan erityisesti verkkoliiketoimintaa. Tällaisen valvonnan toteuttamiseen sisältyy

- toiminnan tasoa koskevien vaatimusten asettaminen
- hinnoittelun valvonta siten, että tehokkaasti hoidettu verkkoliiketoiminta antaa siihen sidotulle pääomalle kohtuullisen tuoton.

Toiminnan tasoa koskevat vaatimukset on asetettava siten, että liiallisia kustannuksia synnyttämättä voidaan turvata riittävän hyvälaatuisen sähkön riittävän luotettava jakelu sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä. Edellä olevasta lauseesta ilmenee suoraan, että kyseessä on oikean kompromissin hakeminen toisaalta kustannusten ja toisaalta jakelun hyvän laadun sekä verkon jatkuvan ylläpidon ja kehittämisen välillä. Oikeaa kompromissia ollaan parhaillaan etsimässä kaikkialla, missä sähköverkon ylläpito on muodostunut tai muodostumassa liiketoiminnaksi, jolle asetetaan taloudellisia vaateita.

Historiallisesti on monissa tapauksissa päädytty ratkaisuihin, joissa jakelun luotettavuudesta on maksettu kohtuuttomasti, koska taloudellisia tavoitteita ei ole selvästi asetettu tai ainakaan niiden toteutumista seurattu. Nyt on ymmärretty, että myös tässä toiminnassa on kustannustehokkuus tärkeää ja vastuu jakelukeskeytysten haittojen pitämisestä siedettävänä voi joissain tapauksissa olla tarkoituksenmukaista siirtää kuluttajalle, joka voi hankkia esimerkiksi varavoimakoneen tai varalämmitysjärjestelmän sen mukaan, mitä sähköhäiriöstä selviäminen missäkin tapauksessa vaatii. Erityisesti pitkien siirtoyhteyksien päässä haja-asutusalueilla on käytännössä mahdotonta taata häiriötöntä sähkönjakelua, joten oma varavoimajärjestelmä on kriittisissä kohteissa tarpeen.

Hinnoittelun valvontaan sisältyy vielä olennaisesti suurempia käytännön ongelmia. Jotta sähkönjakelun kohtuullinen hinnoittelu voitaisiin määrittää, on selvítettävä:

- vaatimukset täyttävän tehokkaasti hoidetun verkkoliiketoiminnan kustannukset, jotka riippuvat luonnollisesti voimakkaasti toimintaolosuhteista ja eroavat suuresti esimerkiksi kaupungeissa ja haja-asutusalueilla
- toimintaan sidottu pääoma
- kohtuullisen tuoton taso ottaen huomioon toimintaan sisältyvien taloudellisten riskien suuruus ja luonne

Mikään näistä kohdista ei ole aivan helppo ratkaista. Koska verkkoliiketoiminnan taloudelliset riskit ovat poikkeuksellisen pienet, voidaan kohtuullinen tuotto kuitenkin määrittää suhteellisen yksikäsitteisesti ja se on vain joitain prosentteja (luokkaa 2%) rahamarkkinoiden mukaista riskittömän sijoituksen tuottoa korkeampi, kun tuottovaatimusta sovelletaan koko sijoitetulle pääomalle. Oman pääoman tuotto muodostuu tällöin korkeammaksi.

Toimintaan sidotun pääoman määrittämistä vaikeuttaa se, että jakeluverkot on yleensä rakennettu pitkän ajanjakson aikana, niiden eri osien teknillinen kunto vaihtelee eikä verkon rakenne ole useinkaan sama kuin se olisi, jos koko verkko rakennettaisiin nyt uudelleen. Yleisesti on todettu, että sidotun pääoman arvoa ei ainakaan voida määrittää kauppahinnasta, joka verkkoliiketoiminnasta on mahdollisesti tuoreessakin yrityskaupassa maksettu, vaan se on johdettava fyysisen järjestelmän arvosta. Periaatteessa arvo pitäisi ilmeisesti laskea arvioimalla tarkoituksenmukaisesti rakennetun uuden jakeluverkon rakennuskustannukset sekä vertaamalla olemassa olevan verkon arvioituja tulevia ylläpito- ja käyttökustannuksia tämän kuvitteellisen uuden verkon vastaaviin kustannuksiin. Näin hyvään tarkasteluun ei käytännössä kuitenkaan helposti päästä.

Muodostuvaan hyväksyttävään hintatasoon vaikuttaa arvioinnin epävarmuuksista kuitenkin eniten vaikeus arvioida tehokkaasti hoidetun verkkoliiketoiminnan kustannuksia kunkin jakeluverkkoyhtiön tapauksessa. Arvioinnin tueksi vertaillaan eri verkkoyhtiöiden kustannuksia toisiinsa sekä sovelletaan organisaation toiminnan tehokkuuden mittaamiseen kehitettyjä menettelytapoja. Yhdessäkään nämä menettelyt eivät kuitenkaan johda tarkkaan ja luotettavaan tulokseen, joten verkkoliiketoiminnan hinnoittelun valvonta tulee ainakin vielä pitkään pysymään vaikeana ja kiisteltynä tehtävänä.

Vaikka verkkoliiketoimintaa ei kokonaisuutena voidakaan kilpailuttaa, voidaan kilpailuttamista käyttää moniin osatoimintoihin, kuten:

- verkon huolto, korjaukset ja rakentaminen
- mittarienluenta
- asiakastiedonhallinta.

Mitä suurempi osa toiminnasta ja kustannuksista on tällä tavoin saatettu kilpailun piiriin, sitä pienemmäksi jäävät epävarmuudet jäljelle jäävän toiminnan hyväksyttävän kustannustason arvioinnissa.

Jotta asiakkaita ei asetettaisi eriarvoiseen asemaan, on määrätty, että sähkönjakelutariffi ei saa vaihdella yhden jakeluyhtiön toimialueella muuten kuin liittymän jännitetason mukaan eli siten, että liittymämaksu on alhaisempi 20 kV liittymässä kuin 400 V liittymässä. Tähän yleisesti sisältyvä poikkeama kustannusvastaavuudesta voi aiheuttaa ongelmia jakelualueilla, joihin sisältyy sekä laaja haja-asutusalue että taajama-alueita, jotka ovat lähellä toista taajamapainotteista jakelualuetta.

Tuoreimpien vuosina 2003-04 tulleiden lainsäädännöllisten muutosten jälkeen tapahtuu verkkoliiketoiminnan hinnoittelun valvonta nyt Energiamarkkinaviraston ennalta laatimien hinnoitteluperusteiden pohjalta. Normaalia hinnoittelua täydentää sähköverkon haltijoiden velvollisuus maksaa asiakkailleen korvauksia jakelussa esiintyneiden yli 12 tunnin katkosten johdosta. Korvaus on 10 – 100 % vuotuisesta verkkopalvelumaksusta riippuen keskeytyksen pituudesta.

Keskeytyskorvausten tarkoituksena on tehdä verkonhaltijalle taloudellisesti perustelluksi ylläpitää verkon hyvää kuntoa sekä riittäviä resursseja vikojen korjaamiseksi kohtuullisessa ajassa. Näiden tehtävien asianmukaisesta hoitamisesta syntyvät kustannukset vaikuttavat luonnollisesti jakelun hintaan, joten kuluttajien edun mukaista ei olisi vaatia sähkönjakelulta äärimmäistä teknillisesti mahdollista luotettavuutta.

4.4 Sähköenergian kauppa

Sähköenergian kauppaa käydään nykyisin useilla eri tasoilla ja sen kohteena eri vaiheissa ovat

- todella toteutuneet sähköntoimitukset jälkeinpäin laskettavien sähkötaseiden mukaisesti
- suunnitellut ja ennalta sovitut sähköntoimitukset, jotka eivät kaikissa tapauksissa toteudu tarkoin sovitun suuruisina
- johdannaiset, joiden kauppa korvaa kaupallisesti merkittävän osan pitempikestoisista toimitussopimuksista, mutta joihin ei suoraan sisälly fyysisen sähkön kauppaa.

Yhtenä lähtökohtana sähkökaupan sujuvalle toteutukselle Pohjoismaissa on sähkön siirrossa sovellettava pistetariffi.

4.4.1 Sähkötase

Sähkötaseet kertovat jälkikäteen, kuinka sähköenergian kauppa on todella toteutunut. Tasehallinta perustuu markkinaosapuolten hierarkiaan, missä ylimmällä tasolla ovat järjestelmävastaavat ja alimmalla loppukäyttäjät. Näiden välissä ovat kaikki itse tuottamaansa tai muualta hankkimaansa sähköä myyvät osapuolet, siis lähinnä erilaiset sähköyhtiöt.

Avoimet toimittajat tasekaupassa

Avoin toimittaja tarkoittaa sellaista sähköntoimittajaa, joka on sitoutunut myymään sähköä tarvetta vastaavassa määrin eikä ennalta kiinteästi sovittua määrää.

Koska sähkön tarvetta ei voida tarkoin ennakoida, on jokaisella markkinaosapuolella oltava avoin toimittaja paitsi valtakunnallisella *järjestelmävastaavalla* (Suomessa Fingrid System), joka huolehtii verkon kokonaistasapainosta yhteistyössä muiden Pohjoismaiden järjestelmävastaavien (Svenska Kraftnät, Statnett ja Energinet.dk) kanssa.

Kukin markkinaosapuoli tasapainottaa oman taseensa omien toimenpiteittensä ja avoimen toimittajansa avulla. Toisin sanoen avoin toimittaja toimittaa (tai poikkeustapauksissa ottaa vastaan) kunkin tunnin aikana juuri sen määrän sähköä, joka tarvitaan sähkötaseen saattamiseen tasapainoon.

Tasevastaaviksi nimitetään niitä markkinaosapuolia, joiden avoin toimittaja on järjestelmävastaava.

Loppuasiakkaan tase

Useimmat loppukäyttäjät hankkivat kaiken sähkönsä yhdeltä myyjältä, joka on heidän avoin toimittajansa. Avoimen toimittajan ohella loppukäyttäjä voi kuitenkin hankkia sähköä myös omalla tuotannolla sekä määrältään kiintein sopimuksin muilta sähkönmyyjiltä.

Mittauksesta huolehtii yleensä verkonhaltija, joka perii myös verkonkäyttöön liittyvät maksut (joko suoraan tai sähkönmyyjän kautta).

Energiaselvitys ja -maksut hoidetaan asiakkaan ja sähkönmyyjän väliseen sopimukseen perustuen.

Tuntimittaus

Kaikkien suurten sähkökuluttajien laskutus perustuu tuntienenergiaihin, mikä sallisi tekniseltä kannalta vaikkapa eri hinnan jokaiselle tunnille. Tariffi on kuitenkin yleensä olennaisesti yksinkertaisempi, esim. kesä/talvi ja päivä/yö -jakoon perustuva 2-, 3- tai 4-tasoinen tariffi. Tuntimittaus on mahdollinen myös pienkuluttajille, mutta ei toistaiseksi taloudellisesti perusteltu, koska mittauskustannukset muodostuvat korkeiksi verrattuna tuntimittauksen etuihin.

Tyypikulutuskäyrät

Jos pääsulakkeet ovat enintään 3 x 63 A ja tilausteho enintään 45 kW, voi laskutus perustua 1- tai 2-aikamittaukseen, joka luetaan useimmiten kerran vuodessa. Maksu perustuu mitattuihin energiamääriin ja 1- tai 2-aikatariffiin.

Kuluttajan kannalta itse tyypikäyrillä ei ole merkitystä, mutta ne vaikuttavat myyjän myyntihintaa koskeviin päätöksiin. Kuluttaja maksaa laskunsa tyypillisesti arviolaskuna esimerkiksi kuukausittain ja mittarilukemiin perustuvana tasauslaskuna kerran vuodessa.

Paikallisen verkon taseet

Jokaisen verkon piirissä toimii yksi määräävässä markkina-asetuksessa oleva myyjä, jolla on toimitusvelvollisuus niille asiakkaille, jotka eivät saa sähköään muualta. (Tulevaisuudessa ei verkossa ole välttämättä aina määräävässä markkina-asetuksessa olevaa myyjää, mistä voi aiheutua ongelmia myyjien välisessä kustannustenjaossa, mutta ei loppuasiakkaiden sähkön saatavuudelle, koska se ei nytkään edellytä käytännössä toimitusvelvollisuutta.)

Kukin verkossa toimiva myyjä vastaa myymästään sähköstä kuluttajamittausten mukaisesti. Jokaisen myyjän tase lasketaan kyseisen myyjän asiakkaiden kulutuksista:

- Tuntimittauksen piirissä olevien asiakkaiden kulutukset lasketaan taseeseen mittausten mukaisesti.
- Tyypikäyräkuluttajien tuntikulutukset lasketaan tyypikäyristä ja mitatuista energiamääristä. Laskenta tehdään arvioidun kulutuksen perusteella päivittäin, mutta tarkistetaan todelliseen mitattuun kulutukseen perustuen aina, kun mittari on luettu.

Paikallisen verkon taseeseen kuuluvat kunkin myyjän osuudet ja verkkoon tapahtuva syöttö muista verkoista ja verkkoon kytketyistä voimalaitoksista. Verkkoon syötetyn ja verkosta otetun energian erotus vastaa verkon häviöitä ja mittausvirheitä. Tämä määrä on verkkoyhtiön osuutta.

Edellä mainitun kokonaisenergian määrässä olevan eron lisäksi muodostuu myös erotusermi ajalliseen jakautumaan, koska tyypikulutuskäyriä soveltavien kuluttajien todellinen kulutus poikkeaa käyrien mukaisesta. Tämä poikkeama jäänee toimitusvelvollisen myyjän osuuteen, mutta sitä ei voida mittausten perusteella erottaa verkkoyhtiön osuudesta. (Lainsäädäntö ei ole näiden osuuksien osalta selkeä.)

Ylemmän tason taseet

Paikallisverkkoa ylemmällä tasolla mitataan kaikki siirrot verkosta toiseen, joten kaikki taseet voidaan laskea mitatuista tiedoista tuntitasolla.

Sähkön tukkukauppaan liittyvissä taseissa on myös aina käytettävissä tuntitason tiedot joko mittausten tai alemman tason taseiden perusteella. Tyypikäyräasiakkaita koskevat korjaukset vaikuttavat välillisesti myös tukkukaupan taseisiin.

Taseselvityksen teknillinen toteutus

Tasehallintaan osallistuvat organisaatiot siirtävät tarvittavat tiedot toisilleen sähköisessä muodossa käyttäen EDIEL-protokolla. EDIEL on sähkökauppaan kehitetty alakohtainen sovellus organisaatioiden väliseen tiedonsiirtoon määritellystä EDI-protokollasta. EDI on jo monilta osin vanhentuneeksi katsottu ratkaisu, joten muutoksia sähköisen tiedonsiirron toteutuksessa on odotettavissa.

Taseselvityksen tarkoituksena on selvittää tunneittain sähkömarkkinoilla toimivien osapuolten väliset sähkön toimitukset. Toimitukset voivat olla mitattuja tai ennakkoon tietyille tunnille sovittuja määrältään kiinteitä toimituksia. Mitattujen toimitusten määrien selvittäminen ja raportointi on verkonhaltijan vastuulla ja kiinteiden toimitusten osapuolten itsensä vastuulla. Selvityksen tuloksena saadaan kunkin osapuolen sähkötase.

Selvitystyö on jaettu kolmeen osatehtävään, jakeluverkonhaltijoille, tasevastaaville ja Fingridille. Selvityksen valmistumiselle on asetettu määräajat.

Fingridin laatiman kuvauksen mukaisesti taseselvityksen vaiheet ovat seuraavat:

- Verkonhaltijat raportoivat omalle verkkoalueelleen tapahtuneet myyjäkohtaisesti tunneittain summatut toimitustiedot kunkin myyjän tasevastaavalle, joka laskee saamistaan tiedoista tämän sähkötaseen. Summatieto voi koostua tuntimitatuista tai tyyppikäyristä lasketuista toimituksista tai näiden yhdistelmästä. Lopulliset tiedot raportoidaan viimeistään kuukauden kuluessa toimitushetkestä.
- Tasevastaava laskee yhteen taseeseensa kuuluvien osapuolten tiedot, lisää niihin omat toimituksensa ja raportoi taseensa tiedot edelleen Fingridille. Lopulliset tiedot raportoidaan viimeistään puolentoista kuukauden kuluessa toimitushetkestä.
- Fingrid selvittää saamiensa tietojen perusteella valtakunnallisen sähkötaseen sekä tasevastaavien sähkötaseet siten, että tuloksena saadaan selville tasevastaavien tasepoikkeama ja tasepoikkeama Suomen ja muiden maiden välillä. Tasevastaavan tase tasapainotetaan Fingridin ja tasevastaavan välisellä tasesähkökaupalla ja Suomen tase Fingridin ja Svenska Kraftnätin välisellä tasesähkökaupalla. Valtakunnallinen taseselvitys valmistuu lopullisena viimeistään kahden kuukauden kuluttua toimitushetkestä.
- Fingrid laskuttaa tasevastaavaa tasesähköstä ja tämän kanssa tehdyistä tehokapoista valtakunnallisen taseselvityksen valmistuttua.

Tasesähkölle määritellään erikseen ylös- ja alassäätöhinnat eli hinnat, joissa Fingrid esiintyy myyjänä ja ostajana. Hinnat perustuvat säätösähkön hintoihin sekä sähköpörssin kyseistä tuntia koskevaan hintaan siten, että pienempää tasekaupan volyyymia vastaava näistä hinnoista on aina sähköpörssin Suomen aluehinta ja suurempaa volyyymia vastaava määräytyy säätösähkön hintojen mukaisesti. Perussääntönä on, että hinta on Fingridin vastapuolelle sama kuin epäedullisin säätösähkön vertailuhinnoissa esiintyneistä hinnoista. Täten tasevastaavien kannattaa vältellä tasepoikkeamia, mutta niistä aiheutuvat lisäkustannukset ovat yleensä hyvin kohtuulliset. Tehopulatilanteissa lisähinta voi kuitenkin nousta hyvinkin korkeaksi. Tasevastaavalle on edullista pyrkiä mieluummin poikkeamaan, joka on kokonaispoikkeaman vastainen, koska silloin ei

mitään lisähintaa tule. Kun tasevastaavat tavoittelevat tätä tilannetta, on lopputulos useimmiten lähellä tasapainoa.

4.4.2 Fyysisen sähkökaupan kaupankäynnin vaiheet

Fyysinen sähkökauppa pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla koostuu useista komponenteista:

- kahdenväliset sopimukset, joiden kesto ja yksityiskohdat vaihtelevat hyvin laajoissa rajoissa. Tyypillinen kesto lienee muutamasta kuukaudesta muutama vuoteen, mutta sekä hyvin lyhyet tuntitason sopimukset että pitkä sopimukset noin 10 vuoteen ovat mahdollisia. Voimalaitosinvestointiin liittyvät sopimukset voivat kattaa jopa koko voimalaitoksen käyttöiän. Hinnoittelu voi olla kiinteää tai kokonaisuudessaan tai osittain johonkin indeksiin tai markkinahintaan sidottua.
- **Elspot-kauppa** Nord Poolin sähköpörssissä. Kaupankäynti spot-markkinoilla tapahtuu käyttöpäivää edeltävänä arkipäivänä ja se koskee aina kohdevuorokauden tuntienergiämääriä. Spot-kaupan avulla kannattaa kunkin näillä markkinoilla toimivan osapuolen tasapainottaa sähkötaseensa niin tarkoin kuin se käyttöä edeltävänä päivänä on mahdollista.
- **Elbas-kauppa** Suomen ja Ruotsin markkinoilla (Elbas-kauppaa hoitaa El-Ex Nord Pool eli Nord Poolin yhteistyöorganisaatio Suomessa). Elbas-kauppaa käydään Elspot-kaupan sulkeuduttua päättyen kaksi tuntia ennen kohdetuntia, ja sillä korjataan sähkönhankinnan tasapainoa vastaamaan muutoksia Elspot-kaupan sulkemisen jälkeen.
- Sähköntuottajat (sekä kulutuksen säätöön pystyvät kuluttajat) voivat käydä säätösähkökauppaa systeemioperaattorin (Suomessa Fingridin) kanssa. Tässä kaupankäynnissä tarjotaan Fingridille resursseja, jotka otetaan edullisuusjärjestyksessä käyttöön, kun verkon säätötarve sitä edellyttää.
- Poikkeamat ennalta sovitusta määrästä hoidetaan jälkikäteen tasevastaavien kokonaistaseen osalta tasesähkökauppana. Muiden osapuolten kuin tasevastaavien osalta poikkeamat laskutetaan niiden ehtojen mukaisesti, mitkä he ovat tehneet oman avoimen toimittajansa kanssa.

4.4.3 Sähköpörssi

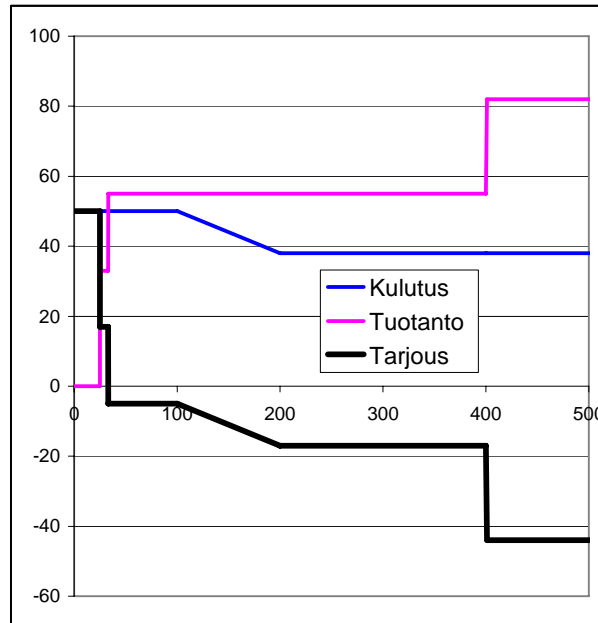
Fyysiset tuotteet (Elspot- ja Elbas-kauppa)

Tarkempia kuvauksia sähköpörssin tuotteista löytyy Nord Poolin [www-sivuilta](http://www.nordpool.com) www.nordpool.com.

Nord Poolin Elspot-kauppa muodostaa avoimena fyysisen sähkön markkinapaikkana nykyisin kaiken sähkökaupan hinnoittelun perustan ja se on siksi markkinaosuuttaankin tärkeämpi. Vuonna 2003 kaupan määrä oli 104 TWh eli huomattavasti Suomen sähkönkulutusta suurempi. Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan yhteenlasketusta kulutuksesta määrä on yli 25 %. Vuonna 2004 määrä nousi voimakkaasti tasolle 167 TWh eli noin 40 %:iin kaikesta kulutetusta sähköstä. Vuonna 2005 kasvu jatkui hitaampana tasolle 176 TWh, mutta vuonna 2006 jälleen nopeana saavuttaen 250 TWh eli 63 % Nord Pool alueen kokonaiskulutuksesta.

Elspot tarjoukset
Yhden sähkökaupan osapuolen tarjoukset

Hinta	Kulutus	Tuotanto	Tarjous
0	50	0	50
25	50	0	50
25,1	50	33	17
33	50	33	17
33,1	50	55	-5
100	50	55	-5
200	38	55	-17
400	38	55	-17
401	38	82	-44
2000	38	82	-44



Elspot-markkinoilla kerätään jokaisena arkipäivänä aamupäivän aikana (Suomen aikaa 13.00 saakka) jokaista seuraavan vuorokauden (Keski-Euroopan ajan mukaan) tuntia koskevat osto- ja myyntitarjoukset (hinta ja määrä, jota sillä hinnalla tarjotaan). Systemihinta on se hinta, jolla osto- ja myyntitarjoukset tasapainottavat toisensa koko markkina-alueella tarkastellen. Esisijainen kaupankäyntivaluutta on ollut vuoden 2005 loppuun Norjan kruunu ja vuoden 2006 alusta euro.

Kaikki tarjoukset annetaan erikseen jokaiselle tunnilla yllä olevan kuvan mukaisesti ilmoittaen joukko eri hintatasoja ja kutakin ilmoitettua hintatasoa vastaava netto-oston määrä positiivisena lukuna tai nettomyynnin määrä negatiivisena lukuna siten, että hinnan noustessa mahdollisen oston määrä joko pienenee tai pysyy samana ja myynnin määrä taas nousee tai pysyy samana. Yhdessä tarjouksessa määrä voi muuttua tietyllä hinnalla positiivisesta negatiiviseksi, mikä tarkoittaa, että kyseinen osapuoli ostaa sähköä hinnan ollessa alhainen ja myy sitä hinnan ollessa korkea.

Kun tarjous on esitetty edellä mainitulla tavoilla, tarkoittaa se, että hinnan asettuessa lueteltujen tasojen välille, hinta määrätään lähimmistä ilmoitetuista määristä käyttäen lineaarista interpolaatiota. Määrän kuvaaja hinnan funktiona on täten jatkuva murtoviiva, joka sisältää vain vaakasuoria ja laskevia osia, mutta ei epäjatkuvuuksia (eli pystysuoria osia). Kaupankäyntimäärä on siis hinnan yksikäsitteinen funktio.

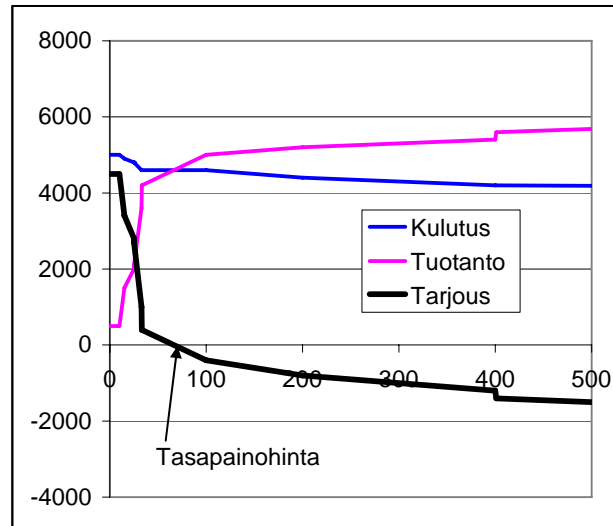
Kun kaikki tarjoukset lasketaan yhteen kullakin hintatasolla, on myös summa eikaskava seuraavan kuvan mukaisesti jatkuva murtoviiva, joka on monien tarjoajien tapauksessa miltei kaikilta osin aidosti laskeva ja vaakasuora vain hinnalla, jonka kohdalla jokainen yksittäisen tarjouksen kuvaaja on vaakasuora. Kun kuvaajassa on otettu huomioon sekä ostot positiivisina että myynnit negatiivisina, vastaa tarjousten tasapainoa piste, jossa murtoviiva leikkaa vaak-akselin eli, jossa kaikkien tarjousten kokonaismäärä on nolla, eli vielä kolmannella tavoin sanottuna pisteessä, jossa ostotarjousten ja myyntitarjousten summat ovat yhtä suuret. (Tämä leikkauspiste on yleensä yksikäsitteinen, mutta harvinaisissa poikkeustapauksissa kaikkien tarjousten summakuvaaja voi olla vaakasuora tasapainossa, jolloin hinta voidaan määrätä vaakasuoran osuuden keskipisteenä.)

Elspot tarjoukset
Yhteenlasketut tarjoukset

Hinta	Kulutus	Tuotanto	Tarjous
0	5000	500	4500
10	5000	500	4500
15	4900	1500	3400
25	4800	2000	2800
25,1	4800	2100	2700
33	4600	3600	1000
33,1	4600	4200	400
100	4600	5000	-400
200	4400	5200	-800
400	4200	5400	-1200
401	4200	5600	-1400
2000	4000	7000	-3000

Tasapainohinta

66,55



Tarjousten käsittelyn takia ja tiettyjen vakavien markkinahäiriöiden estämiseksi, on aina voimassa korkein hinta ja tarjousten tulee ilmoittaa määrä alkaen hinnasta 0 ja päättyen asetettuun maksimihintaan. Markkinoiden toiminnan kannalta on arvioitu edulliseksi muuttaa maksimihintaa tilanteen mukaan. Nykyisin se on normaalisti 2000 €/MWh, mutta kapasiteettitilanteen uhatessa muodostua tiukaksi hintaa saatetaan nostaa.

Jos kävisi niin, että myyntitarjoukset jäivät ostotarjouksia vähäisemmiksi vielä maksimihinnalla, leikattaisiin kaikkia ostotarjouksia siinä suhteessa, että tasapaino juuri ja juuri saavutetaan, jolloin hinnaksi tulee maksimihinta. Tähän menettelyyn ei kuitenkaan ole toistaiseksi jouduttu kertaakaan turvautumaan, mutta yhden kerran tasapaino on saavutettu normaalitilanteen maksimihintaa korkeammalla tasolla. Silloin maksimihintaa oli kuitenkin jo aiemmin nostettu.

Ellei siirtokapasiteetti aiheuta rajoituksia, käydään kaikki kyseistä tuntia koskeva kauppa systeemihinnalla.

Tarjouksia Elspot-markkinalle tehtäessä on aina ilmaistava, mitä hinta-alueita se koskee. Tällaisia hinta-alueita ovat aina Suomi ja Ruotsi koko maa yhtenä alueena. Sen sijaan Norja jakautuu useampiin hinta-alueisiin, joiden rajat lisäksi vaihtelevat vesivoima- ja kuormitusilanteen mukaan. Norjankin hinta-alueet ovat kuitenkin tiedossa tarjouksia tehtäessä eikä niitä muuteta kovin usein. Hinta-alueilla on merkitystä tilanteessa, jossa verkon siirtokapasiteetti ei salli kaikkien niiden kauppojen toteuttamista, jotka vastaavat systeemihinnan mukaista tilannetta. Tyypillinen esimerkki on tilanne, jossa tietyn Norjan alueen vesivoimantuottajien tarjouksia on systeemihinnan mukaan hyväksytty enemmän kuin kyseiseltä alueelta lähtevät verkkoyhteydet sallivat. Tällöin haetaan eri hinta-alueiden hinnat seuraavasti:

- Ylituotantoalueen hinta määrätään kyseisen alueen sisäisten osto- ja myyntitarjousten mukaan siten, että lisäksi otetaan huomioon varmasti toteutuvana kysyntänä siirtokapasiteetin sallima teho rajoittavan siirtoyhteyden kautta.
- Ylikysyntäalueen hinta määrätään kyseisen alueen sisäisten osto- ja myyntitarjousten mukaan siten, että lisäksi otetaan huomioon varmasti toteutuvana myyntinä siirtokapasiteetin sallima teho rajoittavan siirtoyhteyden kautta.

Tilanteessa, jossa systeemihinta johtaisi siirtokapasiteetin ylittymiseen, johtaa edellä kuvattu menettely siihen, että ylituotantoalueen hinta laskee ja ylikysyntäalueen hinta nousee verrattuna systeemihintaan.

Useimpina vuoden tunteina ei alueellisia hintaeroja muodostu tai ne ovat vähäisiä ja rajoittava yhteys on joko Norjan sisällä tai Norjan ja Ruotsin rajalla. Ruotsin ja Suomen hinnat ovat siis miltei aina samat. Säännöllisimmin hintaeroja esiintyy talviöisin, jolloin hinnat ovat usein vähän alhaisemmat Suomessa ja Ruotsissa kuin Norjassa. Syynä tähän on kaukolämpövoimalaitosten käyttö täydellä teholla sekä se, että varsinkaan ydinvoimaloiden tehoa ei kannata säätää, eikä talvella kaiken muunkaan erillistuotannon. Suurimmat hintaerot ovat kuitenkin vastakkaissuuntaisia ja esiintyvät tilanteissa, joissa Ruotsissa ja Suomessa on edullisten voimalaitosten osalta kapasiteettipulaa enemmän kuin siirtoyhteydet Norjasta tekevät mahdolliseksi siirtää.

Vuonna 2000 esiintyi poikkeuksellisen paljon hintaeroja johtuen sekä siitä, että runsaat sateet pakottivat ohijuoksutusten ehkäisemiseksi käyttämään Norjan vesivoimalaitoksia kesällä enemmän kuin siirtoyhteydet sallivat, että siirtoverkossa esiintyneistä häiriöistä ja huoltotöistä, jotka synnyttivät hintaeroja myös Ruotsin ja Suomen välille. Myös vuosina 2002-2004 ja 2007 olivat hintaerot tavallista merkittävämpiä. Niitä esiintyi sekä kesällä 2002 ja 2007, jolloin esimerkiksi Suomen aluehinta oli usein huomattavasti systeemihintaa korkeampi että marraskuusta 2002 alkaneella ja vuoteen 2004 ulottuvalla korkeiden hintojen jaksolla, jolloin hintaeron suunta oli vastakkainen. Tällöin syynä oli vesivarastojen varhaisesta supistumisesta sekä Ruotsiin ja Norjaa ulottuneista pakkasista aiheutunut korkea kulutuksesta syntynyt poikkeuksellinen siirtotarve Suomesta ja Tanskasta Ruotsiin ja Norjaan. Siirtokapasiteetti rajoitti tällöin siirtoja mm. kaikilla valtakunnanrajoilla. Runsassateisille kesille on puolestaan tyypillistä, että eteläisen Norjan vesivoiman tuotantoa haluttaisiin nostaa korkeammaksi, kuin siirtoyhteydet sallivat, jolloin hinnat laskevat tuotantoalueella muuta järjestelmää alhaisemmiksi ja vaikuttavat samalla myös systeemihintaa alentavasti.

Elspot-kaupan tarjoukset tehdään 12-36 tuntia ennen käyttöhetkeä. Monissa tilanteissa ilmenee näiden tuntien aikana tekijöitä, jotka muuttavat sähkökaupan osapuolen arviota oman hankinnan ja tarpeen tasapainosta. Tässä tilanteessa on Ruotsissa ja Suomessa käytettävissä Elbas-markkina täydentävien kauppohenkilöiden tekemiseksi (Norjassa ei runsaasta vesivoimakapasiteetista johtuen ole tälle samanlaista tarvetta). Elbas-markkinoille voi tehdä myynti- tai ostotarjouksia jatkuvasti kyseistä päivää koskevan Elspot-kaupan sulkemisesta kunnes kohdetuntiin on aikaa 2 tuntia. Elbas-pörssissä kaupat toteutuvat välittömästi, kun toisiaan vastaavat osto- ja myyntitarjoukset on tehty.

Elbas-markkinan toimintatapa on sama kuin esimerkiksi arvopaperipörssissä, kun taas Elspot on huutokauppapörssi, jossa kaikki tietyn päivän tunteja koskevat tarjoukset otetaan käsittelyyn samalla hetkellä. Elspotin etuna on se, että kenenkään ei kannata taktikoida odottaen, että hinta nousee tai laskee kaupankäyntiajan lähestyessä loppuaan. Täten markkinavoiman käytölle ei ole yhtä hyviä mahdollisuuksia kuin olisi Elbasin kaltaisessa pörssissä, jos se olisi ainoa pörssi. Useiden hintojen esiintyminen samaa käyttötuntia koskevalle sähkölle vaikuttaisi myös hankaloittavasti finanssituotteiden johdannaismarkkinoihin. Toisaalta vain Elbas-tyyppinen kauppa on käytännöllinen, kun kaupankäyntiä halutaan jatkaa mahdollisimman pitkään.

Elspot-kaupankäyntiä monimutkaistaa mahdollisuus useita peräkkäisiä tunteja koskeviin blokkitarjouksiin, jotka toteutuvat joko kokonaan tai ei lainkaan. Tavoitteena on parantaa mahdollisuuksia tarjota tuotantoa voimalaitoksista, joiden käynnistäminen aiheuttaa merkittäviä kustannuksia. Blokkitarjousten ongelmana on, että tarjous kannattaisi hinnoilla, jotka ovat voimassa ilman kyseisen blokin kauppaa, mutta eivät hinnoilla, jotka muodostuvat, kun blokki on mukana. Tällaisessa tilanteessa blokkia ei oteta mukaan, mutta käytössä oleva kaupankäyntimenettely voi johtaa epäloogiseen ja epäoptimaaliseen tulokseen, kun kaupankäynnin kohteena on useita eripituisia ja erihintaisia blokkeja sekä tilanteissa, joissa siirtokapasiteetin rajoitukset ja blokin kannattavuus ovat samanaikaisesti tarkastelun kohteena.

Finanssituotteet (futuurit ja optiot)

Meneillään olevan tai seuraavan vuorokauden sähkötoimitusten lisäksi Nord Poolissa käydään kauppaa myös pitemmälle tulevaisuuteen ulottuvista sähkötuotteista. Kaikki pitemmälle tulevaisuuteen ulottuva pörssikauppa koskee ns. finanssituotteita, mikä tarkoittaa, että kaupat eivät koske varsinaisia sähkötoimituksia, vaan maksusuorituksia, jotka määräytyvät sähkön fyysisen spotkaupan hintojen perusteella. Tällaisia finanssituotteita nimitetään myös **johdannaisiksi**, koska niihin liittyvät maksusuoritukset johdetaan toisen tuotteen eli tässä tapauksessa spotmarkkinasähkönn hinnasta.

Nord Poolin finanssituotteet jakautuvat kahteen ryhmään

- futuurit ja forwardit
- optiot

Futuurit ja forwardit eroavat toisistaan vain rahaliikenteen yksityiskohdissa, joihin palataan jäljempänä. Molemmissa on kohteena sähkönn tunnittaisten systeemihintojen keskiarvo tiettyä ajanjaksona Nord Poolin Elspot-markkinalla. Kaupankäynti futuurimarkkinoilla on taloudelliselta merkitykseltään hyvin lähellä kauppaa, jossa sovitaan todellisesta sähkötoimituksesta, joka tapahtuu vakioteholla kohdeajanjakson aikana.

Kaupankäyntivaluuttana oli pitkää Norjan kruunu, mutta vuoden 2006 alusta kaikissa tuotteissa euro.

Näiden koko toiminta-alueen tilanteeseen perustuvien johdannaisten lisäksi, on kaupankäynnin kohteeksi otettu myös aluehintaeroihin liittyvä johdannainen, jonka avulla on mahdollista suojautua ainakin osittain eri kaupankäyntialueiden välisistä hintaeroista aiheutuvia menetyksiä vastaan. On tosin epävarmaa, onko tälle tuotteelle riittävää kaupankäyntivolyymiä tekemään siitä kiinnostavaa.

Monien muiden tuotteiden, kuten eräiden raaka-aineiden johdannaismarkkinoilla kaupan käynnin kohteena ovat varsinaista fyysistä tuotetta koskevat toimitussitoumukset. Tällöinkin tehdyt sitoumukset yleensä *suljetaan* tekemällä vastakkainen kauppa ennen kuin toimitus todella tulisi ajankohtaiseksi. Toisin sanoen johdannaisten perusteella ei ole tarkoitus hankkia tai myydä itse tuotetta, vaan tarkoituksena on saada samanlainen taloudellinen lopputulos kuin saataisiin tekemällä sitova kauppa paljon ennen kaupan toteutushetkeä. Se, että kaupan kohteeksi on kuitenkin määritelty todellinen toimitus antaa sopimukselle todellista kauppaa vastaavan arvon ja toisaalta pakottaa osapuolet huolellisuuteen johdannaiskaupan sulkemisen suhteen, jotta he eivät joutuisi järjestämään todelliseen kauppaan liittyviä asioita.

Käytässä kauppaa puhtailla finanssituotteilla ei sulkeminen ole yleensä tarpeen, koska johdannaisen toteutus tapahtuu joka tapauksessa rahasuorituksella, mutta sulkeminen on niidenkin tapauksessa yleistä. Toisaalta finanssijohdannaisten kaupankäynnille on välttämätöntä, että on olemassa yksi yleisesti hyväksytty hintanoteeraus, johon maksusuoritukset voidaan perustaa. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla tämä hintanoteeraus on Elspot-markkinoiden hinta. Fyysisiin sopimuksiin perustuva futuurikauppa on mahdollista ilmankin tällaista hintanoteerausta, kun kohteena olevalla tuotteella on aina joku arvo.

Nord Poolissa käydään kauppaa seuraavilla futuurituotteilla, jotka ovat kaikki molempia osapuolia sitovia:

- vuorokausikeskihinnat 3-9 seuraavan vuorokauden osalta. Joka perjantai avataan kaupankäynti seuraavan viikon päivien osalta, jolloin kohteeksi tulee yhteensä 9 vrk (lauantaista seuraavan viikon sunnuntaihin). Kauppaa käydään, kunnes kohdepäivän spot-hinnat ovat määrättyneet.
- seuraavien 8 täyden viikon viikkokeskihinnat. Viikkosopimukset korvautuvat seitsemällä identtisellä päiväsopimuksella ennen kyseessä olevan viikon alkua.
- kuukausittaiset keskihinnat kuudelle seuraavalle täydelle kuukaudelle
- vuosineljännesten keskihinnat kuluvan vuoden neljänneksille ja kahdelle seuraavalle vuodelle. Juuri ennen vuosineljänneksen alkua sopimus korvautuu kolmella identtisellä kuukausisopimuksella.
- vuosikeskiarvot, joita on kaupankäynnin kohteena nykyisin aina 3. Vuodenvaihteen aikoihin, kun alkavan vuoden noteeraus korvautuu kolmella kuukausisopimuksella ja kolmella vuosineljänneksen sopimuksella, avataan uusi tuote vuodelle, joka alkaa 3 vuoden kuluttua.

Vielä vuodelle 2005 oli voimassa aiempien käytäntöjen mukaisia 4-viikkois- ja vuodenaikasopimuksia, joita ei kurssissa enää tarkemmin kuvata.

Edellä luetelluista tuotteista kaksi ensimmäistä ovat futuureja ja kolme jälkimmäistä forward-tuotteita.

Sopimuksista vain vuorokausisopimukset ja kuukausisopimukset menevät toteutukseen, muut korvautuvat näillä sopimuksilla, kuten yllä on kerrottu.

Forward-sopimusten osalta ei tapahdu mitään maksuja ennen kuin kohdekausi alkaa. Kauden aikana verrataan kunkin päivän keskihintaa Elspot-markkinalla forward-sopimuksessa määritellyn hintaan ja maksetaan erotusta vastaava korvaus. Korvaus on siis suuruudeltaan

$$24 \text{ h} \times P \times (h_{\text{Elspot}} - h_{\text{sop}})$$

missä P on sopimusteho, h_{Elspot} on päivän Elspot-keskihinta (tuntihintojen keskiarvo) ja h_{sop} forward-sopimuksessa kiinnitetty hinta. Sähkön myyjä maksaa ja ostaja saa edellä mainitun summan, kun erotus on laskettu kaavan mukaisin etumerkein.

Forward-sopimusta tehtäessä ei makseta mitään maksuja, sillä sopimushinta määräytyy juuri sen mukaiseksi, että markkinaosapuolet katsovat sen kauppahinnan nollassa sopimushetkellä. Toisin sanoen mahdollisuuden, että sopimushinta ylittyy, arvioidaan täsmälleen kompensoivan mahdollisuuden, että se alittuu.

Kuhunkin forward-sopimukseen liittyy siis sopimushinta, joka säilyy muuttumattomana kohdejaksen loppuun saakka. Sopimukseen voi liittyä suuriakin maksuvelvoit-

teita, mistä johtuen Nord Pool vaatii takuut, joiden määrää voidaan joutua kasvattamaan sopimuksen tekopäivän ja kohdejaksen välisenä aikana.

Futuurien käsittely eroaa edellä mainitusta siinä suhteessa, että joka päivä katsotaan, kuinka kyseistä kohdejaksoa koskevan futuurin pörssihinta on muuttunut. Jos hinta on noussut, on aiemman ostosopimuksen arvo noussut määrällä, joka on hinnanmuutos kertaa sopimuksen energiamäärä. Myyntisopimuksen arvo on vastaavasti laskenut. Kääntäen sanottuna uudella nousseella hinnalla tehty ostosopimus on arvoltaan kyseisen määrän verran vähempiarvoinen ja myyntisopimus arvokkaampi. Futuurisopimusten osalta sopimus vaihdetaan joka päivä uuteen kyseisen päivän hintaa vastaavaan sopimukseen ja sopimuksen tekijä maksaa tai vastaanottaa arvonmuutosta vastaavan korvauksen. Tämä menettely johtaa suureen määrään ylimääräisiä rahansiirtoja, mutta sillä on kaksi etua verrattuna forward-sopimuksiin:

- hinnanmuutokset näkyvät heti maksusuorituksina. Täten vältetään suurten maksuvelvoitteiden kertyminen hinnanmuutoksen jatkuessa ja takuiden tarve on paljon vähäisempi
- kullakin ajanhetkellä on olemassa vain yhdenhintaista futuurisopimuksia samalle kohdekaudelle, koska kaikki aiemmat sopimukset muutetaan aina kyseisen päivän hintatason mukaisiksi.

Forward- ja futuurisopimukset johtavat loppujen lopuksi täsmälleen samaan netto-rahavirtaan, kun mitään korkoja ei oteta huomioon. Koska maksujen odotusarvon tulee markkinan käsityksen mukaan olla nolla, on myös korkojen odotusarvo ainakin likimäärin nolla. Täten samaa ajanjaksoa koskevien forward- ja futuurisopimusten hintatasojen tulisi olla samoja (jos samaa ajanjaksoa koskevia sopimuksia olisi tarjolla, kuten aiemmin joiltain osin oli Nord Poolissa, mutta ei enää).

Ilmeisesti futuurisopimukseen liittyvän rahaliikenteen monimutkaisuudesta johtuen ne eivät olleet suosittuja pitkissä vuosi- ja sesonkisopimuksissa ja Nord Pool onkin lopettamassa niiden noteeraamisen viikkosopimuksia pitemmissä tuotteissa.

Koska kaikki forward-sopimuksia koskevat maksut maksetaan samaan aikaan, kuin kohteena oleva sähkö käytetään, edustavat forward-hinnat markkinoiden käsitystä kohdeajanjakson sähkön keskihinnasta ilman että niihin pitäisi tehdä mitään korjauksia liittyen pääoman tuottovaatimukseen. Edellä on todettu, että futuurit noudattavat myös forwardien hintoja.

Sekä forward- että futuurisopimukset liitetään sähkön tuntihintojen keskiarvoihin. Tämä poikkeaa jonkin verran alaspäin sähkön keskimääräisestä hinnasta, koska hinta on miltei aina korkeimmillaan kulutuksen ollessa suurimmillaan. Tuntihintojen keskiarvo ei painota hintaa kulutusmäärien mukaisesti. Koko Nord Poolin spotkaupankäynnin osalta painottamattoman ja energiamäärillä painotetun hinnan erotus on useimpina viikkoina noin 1 %, mutta se voi poikkeuksellisesti nousta joskus muutama prosenttiin, kun huipunaikainen hinta nousee poikkeuksellisen korkeaksi. Esimerkiksi vuonna 1999 keskimääräinen erotus oli 0,95 % ja suurimmat kaksi eroa olivat joulukuussa esiintyneiden hintapiikkien päivinä 4,4 % ja 3,2 %. Aina muulloin ero oli korkeintaan 1,5 %. Ensimmäisen todella rajun hintapiikin johdosta oli 24.1.2000 painotettu keskihinta 6,6% painottamatonta keskihintaa korkeampi (hinnat olivat 413,5 NOK/MWh ja 387,8 NOK/MWh ja huippuhinta aamulla 1808 NOK/MWh)

Pörssikaupassa hintataso vastaa aina kaupan osapuolten parasta yhteistä näkemystä kyseessä olevan tuotteen arvosta. Tämä koskee sekä sellaisia kaupankäynnin kohteita, joista on maksettava joku hinta kaupankäyntihetkellä että futuureja, joiden hinta maksetaan vasta tulevaisuudessa kohdeajanjakson yhteydessä. Tämän hinnan lisäksi joudutaan kaupankäyntiin liittyen maksamaan korvaus kauppapaikalle, siis tässä yhteydessä Nord Poolille. Nord Poolin keskeisimmät maksut koostuvat kahdesta osasta: vuotuisesta osallistumismaksusta ja kuhunkin kauppaan liittyvästä kaupan kokoon verrannollisesta maksusta.

Jotta pörssikauppa voisi saavuttaa suuren volyymin, on erityisesti finanssimarkkinoiden osalta tärkeää, että kauppoihin liittyvät maksut ovat alhaiset. Kun maksu on riittävän alhainen, voidaan uusia toisensa kumoavia finanssisopimuksia solmia toistuvasti markkinatilanteen tai sähköntarvearvioiden muuttuessa. Fyysisillä markkinoilla myydään kukin sähköerä pääsääntöisesti vain kerran, jolloin pörssin perimä maksu ei ole niin tärkeä kun finanssimarkkinoilla, joiden kokonaisvolyymi on toistuvasta kaupankäynnistä johtuen moninkertainen.

Nord Poolin kaupoista perimistä maksuista osa liittyy itse kaupankäyntiin ja osa selvitystoimintaan, jossa määrätään ja hoidetaan tehtyihin sopimuksiin liittyvät maksut. Selvitystoimintaan liittyy myös vakuuksien riittävyyden valvonta. Kun kauppa on tehty Nord Poolissa, ei kaupan tekijän tarvitse kantaa huolta vastapuolen luotettavuudesta, sillä Nord Pool toimii itse vastapuolena kummallekin lopulliselle osapuolelle ja takaa siten saatavat maksukyvyttömyystilanteissa.

4.4.4 OTC-kauppa

Vaikka Nord Poolin perimä maksu ei olekaan kovin suuri, kiinnostaa sähkökaupan kävijöitä sen alentaminen. Pienten markkinaosapuolten ei kannata yleensä lainkaan maksaa Nord Poolin kiinteää osallistumismaksua eikä muita kaupankäynnin aloittamisesta aiheutuvia kuluja. Mm. tällaisia tarpeita täyttämään on muodostunut riippumattomien meklareiden ylläpitämät OTC-markkinat. OTC-markkinoilla on myös sellaisia tuotteita, jotka tavalla tai toisella eroavat Nord Poolin vakiotuotteista.

Vakiotuotteet voidaan OTC-markkinoiden osalta siirtää Nord Poolin selvitystoiminnan piiriin. Ellei näin menetellä on tärkeää tietää vastapuolen luotettavuus, sillä meklarit eivät ota vastatakseen vastapuoliriskejä. Vastapuoliriskeihin sekä tehtyjen ei-vakioitujen sopimusten jälkimarkkinoihin liittyvät rajoitukset ovat johtaneet siihen, että hyvin suuri osa OTC-markkinoidenkin kaupoista koskee Nord Poolin vakioituja tuotteita ja siirretään Nord Poolin selvitettäväksi.

Esimerkkejä ei-vakiotuotteista ovat mm. Suomen (tai jonkun muun alueen) hintaan sidotut tuotteet, yli kolmen vuoden päähän ulottuvat sopimukset, sopimukset, joiden teho vaihtelee vuorokauden tai viikon tunnista toiseen, muihin valuuttoihin kuin ensisijaiseen kaupankäyntivaluuttaan sidotut sopimukset jne. miltei loputtomiin. Ellei sopimusta haluta Nord Poolin selvitykseen, ovat mahdollisia kaikki ehdot, joista kaksi osapuolta pääsee keskenään sopimukseen.

Puhtaasti sopimuksia välittävistä meklareista erosi mm. amerikkalaisperäinen voimakkaasti kansainvälistynyt Enron, joka teki kauppoja toimien itse vastapuolena vaikka Enronilla ei ollutkaan omaa tuotantoa tai kulutusta. (Nyt Enron on selvitystilassa, mutta ilmeisestikään ei pohjoismaisesta toiminnastaan johtuen). Tällaisen toimintatavan peruslähtökohtana on pyrkiä organisoimaan laaja toiminta siten, että hyvinkin monipuoliseen sopimuskokonaisuuteen liittyvät osto ja myyntisopimukset tasapainot-

tavat toisensa niin, että hintavaihtelujen riskeistä päästään suurimmaksi osaksi eroon. Tällä toimintamallilla Enron pystyi siten vähentämään asiakkaittensa riskejä, ottamatta itse ylimitoitettuja riskejä. Vastaavia tuotteita tarjoavat edelleen mm. Fortum ja PVO-ryhmään kuuluva Power-Deriva, mutta näiden houkuttelevuutta muille osapuolille saattaa vähentää kytkeytyminen yhteen suurista markkinaosapuolista.

4.4.5 Kahdenkeskeinen kauppa

Yli puolet fyysisestä sähkökaupasta on pohjoismaisella markkina-alueella tapahtunut kahdenvälisen sopimusten muodossa. Osasyynä tähän on vanhojen, ennen sähkömarkkinoiden vapauttamista tai pian sen jälkeen ennen markkinatilanteen selkeytymistä tehtyjen, sopimusten jatkuminen laajassa mitassa aina vuoteen 2005. Hyvin suuri osa sopimuksista on nyt kuitenkin purkautunut ja monissa tapauksissa niiden tilalle on solmittu uusia ehdoiltaan aiemmista poikkeavia sopimuksia.

Suhde omaan tuotantoon

Omaa tuotantokykyä voi monessa suhteessa verrata kahdenväliseen sopimukseen yrityksen tuotantotoiminnan ja hankintatoiminnan välillä. Tuotannon kiinteät kustannukset vastaavat kahdenvälisen sopimuksen kiinteitä maksuja ja muuttuvat kustannukset kahdenvälisen sopimuksen hinnan energiakomponenttia. Omaa tuotantoa tuleekin käyttää olennaisesti samojen taloudellisten kriteerien pohjalta kuin kahdenvälisiä hankintasopimuksia.

Kääntäen voidaan sähkönhankinnan turvaamisessa käsitellä pitkälti samankaltaisina vaihtoehtoina oman kapasiteetin rakentamista ja pitkäaikaista ostosopimusta, joka liittyy myyjän tuotantokapasiteetin laajentamiseen. Ajatellen sähkösaannin fyysistä turvaamista eli sitä, että sähköä tulee todella olemaan saatavissa, on vain fyysiseen tuotantokapasiteettiin liittyvä sopimus täysin verrattavissa omaan kapasiteettiin. puhtaasti kaupallinen sopimus ei ratkaise saatavuusongelmaa tilanteessa, jossa kapasiteetista on pohjoismaisilla markkinoilla pulaa.

Fyysisen kapasiteetin laajennus joko omana kapasiteettina tai sopimuksen perusteella sähkön myyjän toimesta vaikuttaa myös sähkön hintatasoa alentavasti mahdollisissa tulevaisuudessa vajaan tuotantotilanteissa ja on siten erityisesti suurten sähkönkäyttäjien intressissä. Tämä edistää kahdenvälisen sopimusten käyttöä tilanteissa, joissa ne näyttävät markkinahintoja tarkastellen kannattamattomilta.

5. Sähkön hinnanmuodostus pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla

5.1 Toiminta markkinoilla

Tässä tarkastellaan sähkön hinnanmuodostusta markkinoilla, joilla hinta määräytyy erikseen jokaiselle vuoden tunnille siihen tapaan kuin pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla nykyisin tapahtuu Nord Poolin sähköpörssin ansiosta. Kunkin tunnin sähköenergiaa on siis tarkasteltava erillisenä tuotteena. Eri tuntien hinnat määräytyvät erikseen teknilliseltä kannalta miltei riippumattomasti, vaikka onkin useita tekijöitä, jotka kytkyvät eri tuntien hintoja jossain määrin toisiinsa.

Tarkastelu tehdään valtaosin olettaen, että markkinoilla vaikuttaa tehokas kilpailu, jossa markkinavoiman käyttöön ei yhdelläkään osapuolella ole ainakaan merkittäviä mahdollisuuksia.

5.1.1 Lämpövoiman tuottajien toimintatapa

Olemassa olevaa kapasiteettiaan käyttävän lämpövoimantuottajan keskeinen ominaispiirre tämän tarkastelun kannalta on se, että eri ajankohtien tuotantomahdollisuudet ovat toisistaan riippumattomia (kun tarkastellaan niin erillisiä ajankohtia, että esimerkiksi käynnistyskustannuksilla ei ole vaikutusta). Kunkin ajankohdan tuotannolle voidaan siten laskea erikseen muuttuvat kustannukset. Muuttuviin kustannuksiin sisällytetään kaikki ne kustannukset, jotka olisivat vältettävissä tarkastelutilanteessa eli joille on vaihtoehto.

Tässä tarkastelussa jätetään käynnistämisiin ja säätöön liittyvät kustannustekijät ottamatta huomioon. Ne eivät muuta lainkaan tarkastelun periaatteita, mutta tekevät muuttuvien kustannusten tarkan laskennan paljon vaikeammaksi, koska siinä on otettava huomioon todennäköisyys, että toteutuvaan tuotantoon liittyy käynnistyskustannuksia. Muuttuva kustannus voidaan usein laskea vain odotusarvona, mutta oikein laskettu odotusarvo on tällaisessa käytössä aivan yhtä käyttökelpoinen kuin tarkka arvo.

Teorian mukaan lämpövoimantuottaja vertailee toimintavaihtoehtojaan ja valitsee niistä kussakin tilanteessa itselleen edullisimman. Oletetaan, että tarkasteltava tuottaja on puhdas hinnanottaja, eli että hän ei usko voivansa vaikuttaa markkinoiden hintatasoon. Tällöin hänen kannattaa kullakin hetkellä tuottaa kaikki se tuotanto, jonka muuttuvat kustannukset alittavat markkinahinnan ja jättää tuottamatta kaikki se, jonka muuttuvat kustannukset ylittävät markkinahinnan. Hinta on joka tapauksessa se markkinahinta, johon ei voinut vaikuttaa.

Optimaalista on siis laatia tarjous Elspot-markkinoille sisällyttäen siihen mahdollisimman tarkoin kaikki tuotantomahdollisuudet tarjottuina muuttuvia kustannuksia vastaavalla hinnalla. Kun kustannukset on laskettu täydellisinä, ei mitään marginaalia kannata jättää tarjousten ja kustannusten välille.

5.1.2 Vesivoimantuottajien toimintatapa, vesiarvo

Vesivoimantuottaja haluaa aina myydä kaiken sen sähkön, jonka käytettävissä oleva virtaama sallii tuotettavan. Miltei kaikissa tapauksissa tuottajalla on käytettävissä ainakin rajoitettu mahdollisuus valita tuotannon ajankohta säätämällä virtaamaa

varastoaltaasta. Näin ollen tuottajaa kohtaava kysymys on, milloin kannattaa tuottaa ja milloin jättää vesi varastoon odottamaan suurempaa tuottoa sen myynnistä.

Viimeistään 1960-luvulla oivallettiin, että kysymyksen oikeasta ajoituksesta voi muuttaa kysymykseksi varastossa olevan veden arvosta eli vesiarvosta. Vesiarvo on siten esimerkiksi yksikössä €/MWh ilmaistu arvo sille varastoon jätetylle vesimäärälle, josta tarkasteluhetkellä voitaisiin tuottaa yksi yksikkö sähköenergiaa.

Vesiarvon käyttämisen logiikka on vapailla sähkömarkkinoilla muuttunut entistäkin selkeämmäksi: Tuota sähköä, jos siitä saatava hinta ylittää vesiarvon, käänteisessä tapauksessa jätä vesi varastoon. Muutettuna Elspot-markkinoilla toimimisen ohjeeksi tämä merkitsee, että tarjous kannattaa aina tehdä vesiarvon mukaisella hinnalla.

Vesivoimantuottajan päätöksenteko-ongelma on täten saatu näennäisesti yhtä yksinkertaiseksi kuin lämpövoimantuottajan päätöksenteko, mutta tämä on vain näennäistä, sillä jäljelle jää vesiarvon määrittämisen ongelma. Vesiarvon käsite selkeyttää joka tapauksessa olennaisesti asian tarkastelua ja se muodostaakin keskeisen lähtökohdan pohjoismaisten sähkömarkkinoiden hinnanmuodostukselle.

Pelkistetty esimerkki

Tarkastellaan eräiden perusilmiöiden havainnollistamiseksi esimerkkitapausta, jossa oletetaan, että käytettävissä oleva vesivoiman määrä sekä energiankulutus tunnetaan tarkoin ja, että energiatasapaino saavutetaan, kun vuoden aikana tuotetaan sähköä

- vesivoimalla vuotuista virtaamaa vastaava määrä (eli varastotilanne on sama vuoden kuluttua alkuhetkestä)
- kaikki käytettävissä oleva ydinvoima ja yhteistuotannolla tuotettavissa oleva sähkö
- osa tuotettavissa olevasta hiililauhevoimasta.

Hiililauhteen muuttuvat kustannukset oletetaan käytetyistä tuotantomuodoista korkeimmiksi.

Vesivoiman säännöstelyaltaiden oletetaan riittävän kaikkeen tarvittavaan säätöön ja siirtokapasiteetin oletetaan riittävän kaikissa tilanteissa.

Koska hiililauhevoiman tuotantokyvystä tarvitaan vain osa ja koska vesivoiman säännöstelytilavuus on riittävä, voidaan hiililauhevoimaa tuottaa joko jatkuvasti ympäri vuoden osalla kapasiteettia tai keskittää se esimerkiksi talvikauteen. Oletetaan, että käytännössä on päädytty jälkimmäiseen ratkaisuun ja hiililauhdetta tuotetaan esimerkiksi joulukuusta huhtikuuhun.

Lisäksi oletetaan markkinoiden kaikilla osa-alueilla vallitsevan tehokkaan kilpailun. Tällöin seuraa edellisistä oletuksista, että sähkön hinta hiililauhevoimalaitosten ollessa käytössä on kyseisen tuotantomuodon muuttuvien kustannusten mukainen (pieni poikkeama voisi olla mahdollinen, koska koko kapasiteetti on kyseisen ajan käytössä, mutta merkittävä ylitys johtaisi tuotannon siirtymiseen muille kuukausille ja hinnan palaamiseen muuttuvien kustannusten tasolle).

Kun hiililauhevoima ei ole käytössä täydellä kapasiteetilla, ei sähkön hinta voi nousta hiililauhteen muuttuvia kustannuksia korkeammaksi. Päinvastoin hinta jäänee hieman hiililauhteen muuttuvien kustannusten alapuolelle, koska

vesivoiman tuottajien kannattaa myydä sähköä hieman halvemmalla, jos he pystyvät siten aikaistamaan tulonsa kertymää. Hintaeron hiililauhteen hintaan voi odottaa vastaavan pääoman tuottovaatimusta sinä aikana joka kuluu tarkasteluhetkestä lauhdevoiman tuotannon alkuun eli olevan parhaimmillaankin alle varman sijoituksen 8 kk aikana antamasta tuotosta. Nykyisellä korkotasolla tämä vastaisi 2-4 % vaihtelua sähkön hinnassa vuoden mittaan eli hinnanvaihtelut jäisivät erittäin pieniksi.

Kun tuotanto-, säännöstely- ja siirtokapasiteetit ovat riittävät, ei päivittäistään kellonajasta riippuvaa hintavaihtelua esiinny.

Edellä kuvatussa esimerkissä vesiarvo on talvella hiililauhteen muuttuvien kustannusten suuruinen ja muulloin odotetun pääoman tuoton verran alhaisempi.

Tarkastellaan nyt, mitä tapahtuu, jos vesivoimantuottajat hinnoittelevat tarjouksensa väärin:

Jos vesivoimantuottajat pyytävät sähköstään liian korkeaa hintaa, muuttuu suurempi osa muusta tuotantokapasiteetista kannattavaksi, joten muun kapasiteetin kokonaistuotanto kasvaa ja vesivoimantuotanto vähenee. Tämän seurauksena altaat täyttyvät siinä määrin, että seuraavan kesän loppupuolella tuleva vesi ei enää mahdu altaisiin, vaikka voimalaitokset tuottaisivat täydellä teholla tai koko sillä teholla, mitä markkinat voivat ottaa vastaan alimmillakaan hinnoilla. Seurauksena on siis tulonmenetys joko hyvin alhaisten hintojen tai vuotuista virtaamaa pienemmän myynnin johdosta.

Kääntäen, jos vesivoimantuottajien hintapyyntö on liian alhainen, vähenee muiden voimalaitosten käyttö ja vesialtaat tyhjenevät nopeasti perustuen alhaisilla hinnoilla tapahtuvaan tuotantoon. Seurauksena voi olla energiapula tai ainakin tilanne, jossa hinnat ovat huomattavasti korkeammat, mutta vesivoimantuottajalla ei ole altaassaan vettä, johon perustuen pääsisi hyötymään näistä korkeista hinnoista.

Kummassakin virrehinnoittelutapauksessa toteutuu vahinko tyypillisesti tietyssä vaiheessa vuotta: ohijuoksutukset ja erittäin alhaiset hinnat heinä-syyskuussa sekä energiapula tai hyvin korkeat hinnat tammi-huhtikuussa. Virhe ei siis paljastu heti, vaan vasta viiveen jälkeen.

5.1.2.1 Epävarmuuden vaikutus vesivoiman tuottajan toimintatapaan

Ehkä merkittävin tekijä, joka estää edellä kuvatun pelkistetyn esimerkin mukaisen käyttäytymisen toteutumisen sellaisenaan, on se, että erityisesti tulovirtaamat altaisiin, mutta myös kulutus vaihtelevat ja että tulevaisuutta ei tunneta ennalta.

Vesivoiman tuottajien on hyvinä vesivuosina varottava päästämästä altaita niin täysiksi, että todennäköisyys joutua voimalaitosten ohijuoksutuksiin kasvaa liiaksi. Jo ennen ohijuoksutuksia päädytään tilanteeseen, jossa voimalaitoksia on käytettävä, vaikka sähkön hinta laskee poikkeuksellisen alhaiseksi monien vesivoimantuottajien ollessa samassa tilanteessa. Kun jonkun tuottajan allas alkaa täyttyä, laskee kyseisen altaan vesiarvo. Kun tämä tapahtuu samanaikaisesti useille tuottajille, on seurauksena sähkön markkinahinnan laskeminen. Tämä on hyvin merkittävä syy sille, että sähkön kesäaikaiset hinnat ovat usein huomattavasti hiililauhteen muuttuvia kustannuksia alhaisemmat.

Seuraavan talven energiatasetta on myös mahdotonta arvioida tarkoin, joten tuottaja joutuu hakemaan itselleen edullisinta toimintatapaa tietämättä, minkä hinnan sähköstä

saa keskimäärin seuraavan talven aikana. Myös tämä epävarmuus lisää vuodenaikavaihtelujen suuruutta.

Voimalaitoskapasiteettien ja siirtoverkon rajoitukset johtavat esimerkiksi poiketen myös hinnan vuorokausivaihteluihin. Erityisesti talviajan kulutushuippujen aikana rajoittaa siirtoverkon kapasiteetti yleensä mahdollisuuksia käyttää Norjan vesivoimalaitoksia maksimikapasiteetilla. Tällöin varsinkin Ruotsin ja Suomen verkkojen kysyntä-tarjontatasapainoa aina saavuteta ilman huippuvoimalaitosten käynnistämistä tai muita toimenpiteitä, joiden aiheuttamat kustannukset ovat yksittäisille tunneille kohdistettuina hyvin korkeita. Seurauksena voi olla sähkön hinnan nouseminen hetkellisesti jopa satoihin euroihin megawattitunnilta, kuten viime vuosina on muutaman kerran tapahtunut.

5.1.3 Tuntihintojen ja hintafutuuriin vuorovaikutus

Nykyisillä sähkömarkkinoilla on kaksi mekanismia, jotka liittävät fyysisen sähkön päivämarkkinat erilaisia tulevia ajanjaksoja koskeviin hinta-arvioihin.

1. Vesivoimantuottajien kannattaa normaalitilanteessa tarjota sähköä myytäväksi hinnalla, joka on likimäärin tulevaisuudessa odotetun hintatason mukainen.
2. Futuurimarkkinoilla kaikki kaupankäynnin aktiiviset osapuolet osallistuvat tulevan hintatason määräytymiseen myymällä, kun hintataso ylittää heidän odotuksensa ja ostamalla päinvastaisessa tilanteessa.

Koska vesivoiman tuottajat voivat käyvä yleisesti kauppaa sekä spot- että futuurimarkkinoilla, on heillä mahdollisuus ns. arbitraasiin eli markkinoiden hintaeroihin perustuvaan riskittömään voiton saavuttamiseen sitomatta pääomaa (tai sidotun pääoman määrään nähden ylisuuriin voittoihin), jos näiden markkinoiden hintaero kasvaa riittävän suureksi verrattuna kyseisen vesivoimantuottajan omiin toimintamahdollisuuksiin liittyviin epävarmuuksiin.

Esimerkkinä siitä, kuinka tällainen arbitraasin mahdollisuus esiintyy, tarkastellaan vesivoimantuottajaa, joka tuottaa normaalitilanteessa sähköä puolella teholla verrattuna maksimitheoon. Jos nyt olisi tilanne, jossa huomisen spotmarkkinahinta ylittää merkittävästi seuraavan päivän futuurihinnan, voisi vesivoimantuottaja suunnitella tuottavansa huomenna täydellä teholla ja seisottavansa voimalaitostaan seuraavana päivänä. Jotta ylihuomisen spothinnan odottamattomat vaihtelut eivät vaikuttaisi taloudelliseen tulokseen, ostaa tuottaja ylihuomista futuuria normaali-tuotantonsa mukaisen määrän. Allas tyhjenisi tällöin yhtä paljon kuin tuottaen koko ajan puolella teholla, mutta saatava tulo kasvaa määrällä joka saadaan tulona normaalista päivätuotannosta ja huomisen spothinnan ja ylihuomisen futuurihinnan erotuksesta. Tulot siis kasvaisivat, mitään riskiä ei syntyisi ja lopputilanne kahden päivän jälkeen olisi täsmälleen sama kuin normaalisti toimien. Tuottajalla on myös mahdollisuus myydä ylihuomenna sähköä normaalimäärä ostamalla myytävä sähkö spotmarkkinoilta. Yhdistettynä tekemäänsä futuurin hankintaan tietää tuottaja tarkalleen, mitä kuluja hänelle tulee. Kyseessä on siten puhdas arbitraasi.

Arbitraasimahdollisuudet häviävät aina markkinoilta nopeasti (joku käyttää ne hyväkseen, jos niitä on) ja tämä johtaa siihen, että normaalitilanteissa:

- Vesivoimantuottajat tarjoavat sähköä spot-markkinoille hinnalla, joka on lähellä futuurimarkkinoiden hintatasoa ainakin lähimpänä toteutumista olevien futuurien osalta.
- Kun vesivarastojen täyttöaste on alueella, jossa sekä täyttöasteen nostaminen että sen alentaminen voivat tapahtua ilman, että se lisää tulevien ongelmatilanteiden (energiapula tai altaiden ylitäytyminen) riskiä, eivät vesivoiman tuottajien myyntitarjoukset voi poiketa voimakkaasti myöskään useiden kuukausien päähän ulottuvista hintaodotuksista, koska myös tällaiset poikkeamat synnyttäisivät arbitraasin mahdollisuuksia.
- Kääntäen futuurituotteiden hintataso heijastaa suoraan tulevaa sähkönhintaa koskevia odotuksia.

Koska lähiviikkoja ja kuukausia koskevat hintaodotukset ohjaavat voimakkaasti sekä futuurihintoja että vesivoimantuottajien tarjouksia spotmarkkinoilla, eivät näiden markkinoiden hinnat voi poiketa kovin voimakkaasti toisistaan, ellei odotettavissa ole poikkeustilanteita, kuten kapasiteetin riittävyysongelmia tai vesialtaiden ylitäytymisuhkaa.

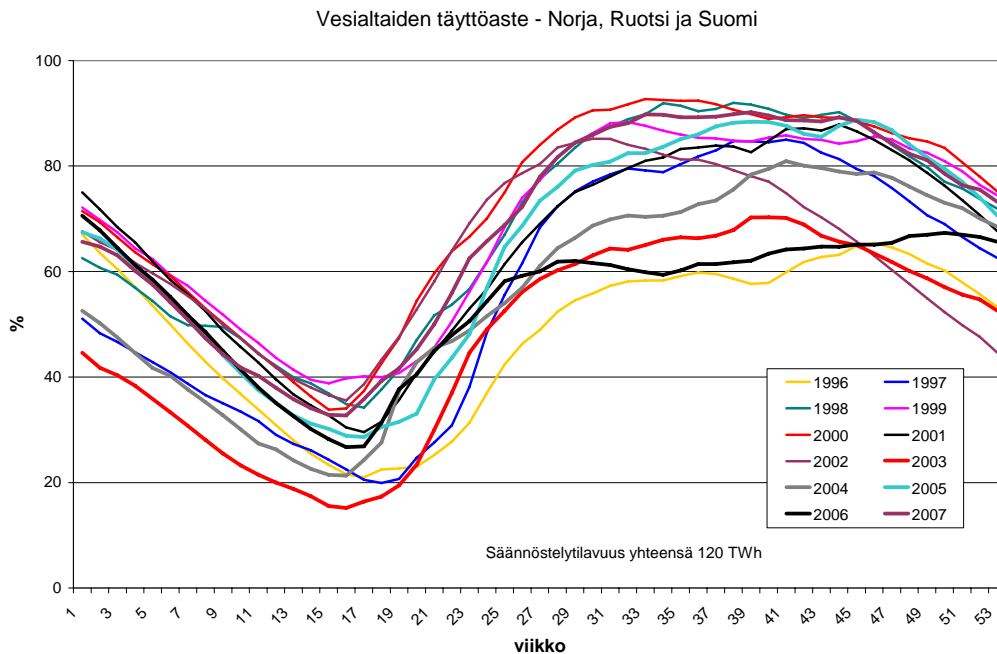
5.1.4 Dynaaminen ohjelmointi ja vesiarvomallit

Vankan matemaattisen perustan vesiarvoon perustuvalla tarkastelulla antaa dynaamisen ohjelmoinnin teoria. Dynaaminen ohjelmointi on toisaalta pikemmin tarkastelutapa kuin selkeästi määritelty ja rajattu menetelmä. Toisin sanoen dynaamisen ohjelmoinnin periaatetta sovelletaan kuhunkin tehtävään yksilöllisesti. Vesiarvoon perustuva lähestymistapa vesivoiman käytön optimoinnissa tai tehokkaasti toimivan markkinan markkinahinnan määräytymisessä on yksi parhaita esimerkkejä dynaamisen ohjelmoinnin menestyksellisestä soveltamisesta.

Yhtenä olennaisena pohjana dynaamisen ohjelmoinnin käytölle on havainto, että toimijoiden välinen tehokas kilpailu, johtaa voimalaitosten käytön osalta samaan ratkaisuun kuin kaikkien voimalaitosten yhteenlaskettujen tuotantokustannusten minimointi. Tämän voi ymmärtää huomaamalla, että sekä tehokkaan kilpailun ratkaisulle että kustannukset minimoivalle ratkaisulle on ominaista:

- joka hetkellä ovat toiminnassa kaikki ne voimalaitokset, joiden muuttuvat kustannukset alittavat tehokkaan kilpailun mukaisen markkinahinnan. Tällöin vesivoiman kustannukset perustuvat vesiarvoihin.
- jos kustannuksia voitaisiin alentaa vaihtamalla keskenään vesivoiman ja muun sähköntuotannon ajoituksia, näkyisi tämä vesiarvoissa niin, että myös tehokkaasti kilpaillut markkinat ohjaavat samaan muutokseen.

Lähestymistavat, jotka perustuvat toisaalta tuotantomäärien optimointiin tavoitellen minimikustannuksia ja toisaalta tehokkaan kilpailun mukaisen markkinahinnan etsimiseen, ovat toistensa duaaleja. Tuotantomäärien optimointiin perustuvan ratkaisun yhteydessä voidaan laskea ns. varjohinnat kunkin ajankohdan sähkönkulutusmäärille. Nämä varjohinnat ovat samat kuin tehokkaan kilpailun tuottamat markkinahinnat ja molemmat edustavat sitä kustannusta joka aiheutuisi pienestä sähkön lisätuotannosta kyseisen tunnin aikana, kun muiden tuntien kokonaistuotantomääriä ei samalla muuteta.



Kunkin tunnin tuotantoa suunnitellessaan tai hintatarjousta kyseisen tunnin tuotantolle tehdessään vesivoimantuottaja vertaa myyntituloja, jonka hän saisi myydessään sähköä siihen arvonmuutokseen, jonka myynti aiheuttaa vesivarastolle, joka hänellä on käytettävissä kyseisen tunnin jälkeen. Siis, jos tietystä lisämyynnistä saatava tulo ylittää siitä aiheutuvan vesivaraston arvonlennuksen, on myynti kannattava. Vesivaraston kokonaisarvo on aina sitä suurempi, mitä suurempi varastoidun veden määrä, mutta saman energiamäärän tuottamisen aiheuttama muutos varaston arvoon on yleensä sitä pienempi, mitä täydempänä varasto on. Arvokkainta on sama energiamäärä vesivaraston ollessa miltei tyhjä ja arvo laskee hyvin pieneksi, kun varasto on niin täynnä, että pieni ennakoimaton lisäys varastoon tulevaan virtaukseen johtaisi varaston ylitäyttymiseen.

Kun vesivoiman tuottaja haluaa sitten tietää, mikä on varaston arvo nyt tarkasteltavan tuotantajakson päätyttyä, on mietittävä seuraavaa tuotantopaksoa. Varaston arvo määräytyy summana siitä tuotosta, jota seuraavan jakson tuotanto antaa ja varaston arvosta tämän toisen jakson jälkeen, kun tuon toisen tuotantopakson tuotantoa koskeva päätöksenteko on tehty valiten tuotantomäärä optimaalisesti. Samaa päättelyä voidaan jatkaa kolmanteen jaksoon ja edelleen loputtomiin.

Dynaaminen ohjelmointi on ratkaisumenetelmä tämän rekursiivisesti määritellyn optimointiongelman ratkaisemiseksi. Tässä kurssissa ei ole mahdollista paneutua tarkemmin dynaamiseen ohjelmointiin, mutta esitetyn perusteella pitäisi olla ymmärrettävissä, että dynaamisen ohjelmoinnin avulla on mahdollista laskea kaikkien vesialtaiden vesivarastojen arvot eri täyttöasteilla. Kun verrataan varaston eri täyttöasteita vastaavien arvojen erotusta siihen energiamäärään, mitä tämä täyttöasteiden ero vastaa, saadaan differentiaalinen vesiarvo, joka kertoo mikä on yhden megawattitunnin arvo tarkastelluissa olosuhteissa.

Tietyn vesivaraston differentiaalinen vesiarvo tietyllä hetkellä riippuu:

- sähkömarkkinoiden hintaodotuksista, jotka kertovat, minkä hinnan sähköstä voi joskus myöhemmin saada. Tällöin on yleensä huomattava vaikutus seuraavien kuukausien hintaodotuksilla 6-12 kk päähän. Tätä pitemmän

tähtäimen odotuksetkin vaikuttavat, mutta vähäisemmässä määrin, koska tämän hetken tuotantopäätökset vaikuttavat aikavälin pidentyessä yhä vähemmän ja vähemmän sen jälkeisiin varastotilanteisiin ja tuotantomahdollisuuksiin johtuen vuotuisten varaston minimi- ja maksimitilanteiden rajoittavista vaikutuksista.

- kyseisen altaan yksilöllisistä ominaisuuksista ja tarkasteluhetken täyttöasteesta.

Yleensä ensin mainitut tekijät, jotka ovat samat kaikille vesivoimantuottajille, vaikuttavat voimakkaimmin ja yksittäisen altaan tilanne vähemmän, mutta erityisesti ylitäytymisriskin uhatessa voi yhden altaan differentiaalinen vesiarvo laskea hyvin alhaiseksi, vaikka useimmilla muilla altailla tilanne ei olisikaan sama.

Norjassa on jo vuosia sitten laadittu suuri ja monimutkainen malli eri vesialtaiden vesiarvojen laskemiseksi. Tämän mallin avulla pyrittiin alunperin suunnittelemaan optimoidusti eri vesivoimantuottajien yhteistoimintaa ja malli tunnetaan siksi nimellä *Samkörningsmodel*. Malli koostuu kahdesta osasta:

- koko markkina-aluetta karkeammin tarkastelevasta osasta *EFI's Multi-area Power Scheduling model (EMPS)* ja
- *EMPS*:n tuottamiin hintaennusteisiin perustuvasta paikallisen osajärjestelmän mallista *VANSIMTAP*, joka ottaa huomioon kunkin vesistön erityispiirteet, kuten samassa vesistöissä olevien peräkkäisten altaiden ja voimalaitosten vuorovaikutukset sekä paikallisen sähköverkon siirtokyvyn.

Hinnanmuodostuksen kannalta on olennaista:

- pääsääntöisesti eri vesivoimantuottajien differentiaaliset vesiarvot ovat lähellä toisiaan. Tästä johtuen pieni muutos hintatasossa vaikuttaa hyvin voimakkaasti tarjontaan
- tilanteissa, joissa osa altaista uhkaa täytyä, differentiaalinen vesiarvo näissä altaissa laskee voimakkaasti, mikä voi johtaa sähkön ylitarjontaan hyvin alhaisillakin hinnoilla. Tämän vaikutus näkyy runsasvetisten vuosien sähköhinnoissa ainakin Norjan alueella loppukesän yötunteina.
- yksittäisen altaan tyhjeneminen ei nosta samalla tavoin vesiarvoa kyseisessä altaassa, koska vesiarvon yläraja muodostuu tulevista hintaodotuksista ja hyvin tyhjäkään allas ei nosta olennaisesti jäljellä olevan tuotantopotentiaalini arvioitua keskihintaa.

5.1.5 Vesiarvon määräytyminen pohjoismaisilla markkinoilla

Vesivoimalaitosten omat ominaisuudet eivät kerro mitään vesiarvon oikeasta hintatasosta, vaan tämä määräytyy kokonaan muiden tuotantotapojen kustannuksien pohjalta. Olettaen, että muiden voimalaitosten omistajat ovat valmiita myymään sähköä edellä esitetyn teorian mukaan aina, kun hintataso ylittää muuttuvat kustannukset, voidaan vesiarvon perustaso määrittää etsimällä vain muuttuvat kustannukset huomioon ottaen optimaalinen tapa tuottaa vuoden aikana tarvittava energia.

Koska vesivoiman ajoitukseen säännöstelyaltaiden sallimissa rajoissa ei liity juuri lainkaan kustannuksia, on perusteltua etsiä optimia ratkaisusta, jossa ensi vaiheessa

lasketaan vain koko vuoden energiatase. Koko vuoden sähköntarpeesta vähennetään järjestyksessä:

Sähkön tarve

- vesivoiman ja tuulivoiman tuotanto
- sitoviin sopimukseen perustuva tuonti
- sellainen huippukuormitustilanteiden aikainen tuotanto, joka on tehtasapainon saavuttamiseksi välttämätöntä
- muiden tuotantomuotojen ja tuontimahdollisuuksien tuotantokyky muuttuvien kustannusten mukaisessa järjestyksessä, kunnes koko sähkön tarve on täytetty

Kolme ensin mainittua tuotantotilannetta ei vaikuta suoraan vesiarvoon, koska ne toteutuvat riippumatta vesivoimantuottajien myyntitarjousten hintatasosta. (Mahdollisuus myydä vesivoimaa korkealla hinnalla huippukuormitustilanteissa, voi kuitenkin nostaa vesiarvoa joissain tapauksissa pienessä määrin, mutta yleensä tämäkään ei heijastu vesiarvoon johtuen toimintavaihtoehtojen puuttumisesta.)

Sähkön tarpeen tyydyttäminen edullisuusjärjestyksessä ottaa käyttöön vesi- ja tuulivoiman lisäksi ainakin edullisimman osan yhteistuotannosta sekä ydinvoimalaitokset, joiden osalta voi edullisuusvaatimus vaikuttaa lähinnä huoltoseisokkien optimaaliseen pituuteen (seisokkien minimointi nostaa selvästi niiden kustannuksia).

Jos vesivuosi on erityisen hyvä, ei näiden lisäksi juuri muuta tarvitakaan energiataseen täyttämiseen. Tällöin muuttuvilta kustannuksilta kallein mukaan tullut tuotantomuoto on todennäköisesti edullisuudeltaan keskinkertaista yhteistuotantoa.

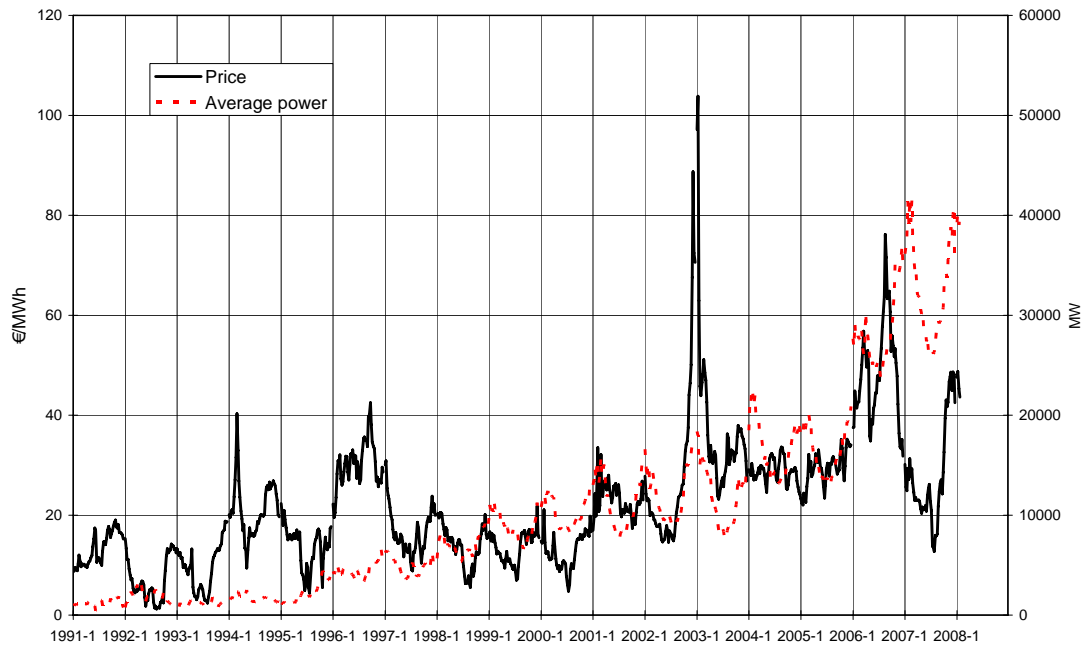
Normaaleina ja sitä heikompina vesivuosina, edellyttää energiataseen täyttäminen sähkön erillistuotantoa ainakin kivihiihilauhdevoimalaitoksissa ja todennäköisesti myös muuta erillistuotantoa ainakin maakaasulla.

Hyvin huonoina vesivuosina joudutaan turvautumaan kalliiseen tuontiin, lähinnä vara- ja huippukäyttöön soveltuviin muuttuvilta kustannuksiltaan epäedullisiin voimalaitoksiin sekä kulutuksen rajoittamiseen, mihin liittyvät marginaalikustannukset vaihtelevat hyvin laajoissa rajoissa kulutuskohteesta riippuen.

Riippuen vallitsevasta vesi- ja lumitilanteesta voivat vesivoimantuottajat siis odottaa muiden energiataseeseen vaikuttavien tuotantomuotojen marginaalikustannuksen asettuvan sangen edullisen yhteistuotannon ja kalleimpien tarjolla olevien tuotantomuotojen välille. Normaalina voidaan kuitenkin pitää tilannetta, jossa marginaalituotanto tapahtuu hiililaudevoimalla, jota tuotetaan erityisen paljon Tanskassa, mutta ajoittain myös Suomessa.

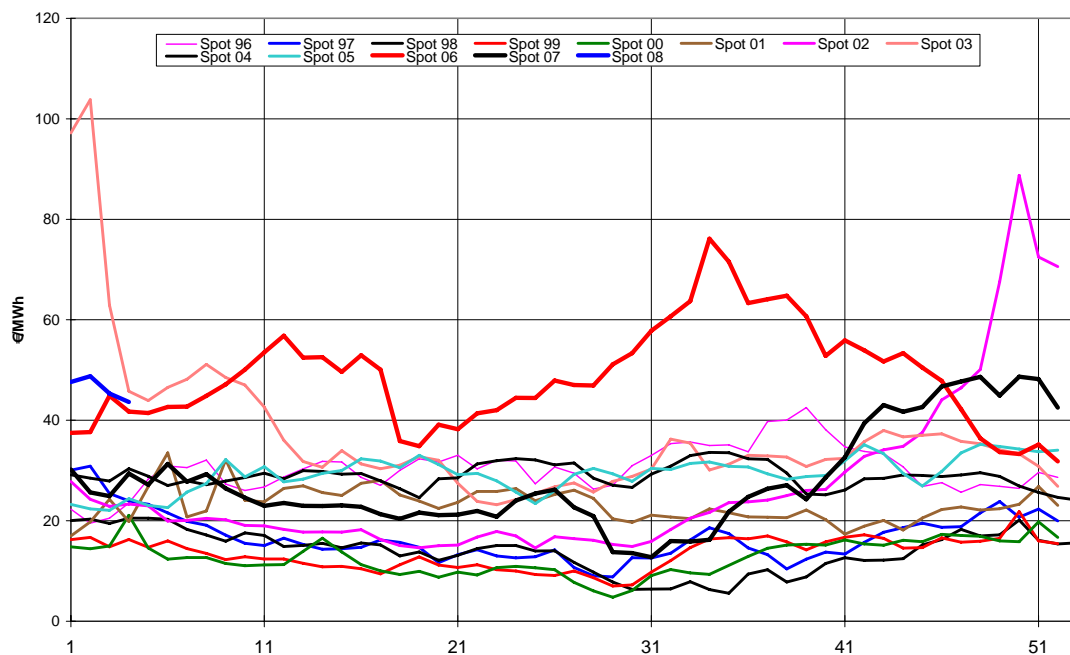
Vesiarvo määräytyy koko vuoden tuotantokautta vastaavan energiatasapainon perusteella. Tästä johtuen se ei yleensä vaihtelee nopeasti, vaan säilyttää normaalitapauksissa tasonsa likimäärin vakiona viikkoja tai kuukausia. Huonon vesitilanteen aiheuttamat korkeat hinnat voivat tosin laskea nopeastikin hyvin runsaiden sateiden muuttaessa tuotantonäkymiä ja esimerkiksi suuren ydinvoimalaitosyksikön pitkävaikutteinen vikaantumisen voi nostaa rajatapauksessa hintaa tuntuvasti, mutta tällaiset nopeat muutokset ovat poikkeuksia.

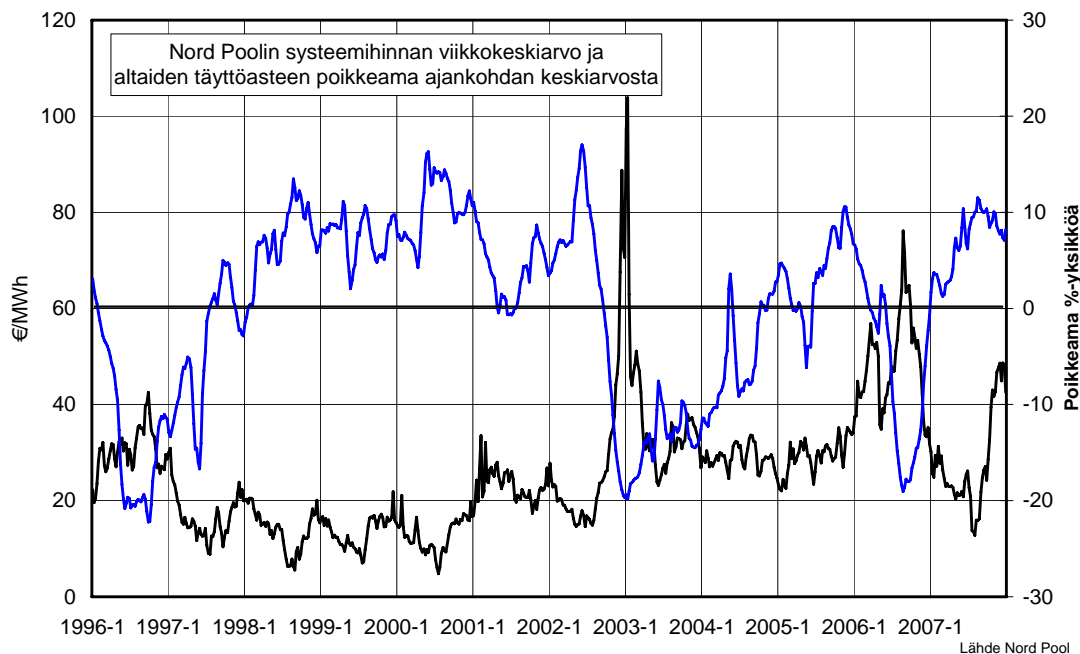
Nordpool spot price and volume



Markkinat ovat toimineet kansainvälisinä vuodesta 1996, jolloin Ruotsi tuli merkittävässä mitassa mukaan ja ensimmäiset suomalaisetkin sähköyhtiöt lähtivät pienellä panoksella mukaan. Vuosi 1996 oli poikkeuksellisen vähäsateinen, vain muutaman vuoden sadasta voidaan odottaa jäävän vielä vähäsateisemmaksi. Sähkön hintataso oli koko kesän niin korkea, että hiililauhdevoiman tuotanto antoi hyvän katteen ja jatkui olennaisesti normaalia runsaampana vähentäen merkittävästi vesivoiman tuotantoa tarvetta. Tästä huolimatta jäi altaiden maksimitäyttöaste elo-syyskuussa olennaisesti normaalitason alapuolelle ja sähkön hinta saavuttikin huippunsa elokuussa, jolloin

Nordpool spot-hinnat 1996-2007





Kuvassa verrataan sähkön spot-hintaa pohjoismaisten altaiden täyttöasteen poikkeamaan keskimääräisestä. Poikkeama ilmaistaan prosentteina altaiden koko säännöstelyvarasta ja vertailukohtana oleva keskiarvo on laskettu kuvaan sisällytetyistä vuosista

hinta on normaalisti alimmillaan ja jolloin myös vuonna 1996 olisi ollut helpointa tyydyttää sähkö tarve perustuen muuttuvilta kustannuksiltaan edullisimpiin tuotantomuotoihin. Tämä kuvaa hyvin vesiarvon muodostumista ja vaikutusta sähkön hintaan. Korkean hinnan perusteena ei ollut elokuun tuotantotilanne vaan mahdollisuus, että alkuvuodesta 1997 olisi ollut tulossa vaikeuksia tuottaa sähköä kysyntää vastaavasti. Alkuvuotta sateisempi syysy toi kuitenkin vettä altaisiin siinä määrin, että vesiarvo ja sen seurauksena myös sähkön hinta laskivat.

Vuodet 1997-2000 olivat sateisuudeltaan normaalia sateisempia tai ainakin normaalitasolla. Erityisen runsassateinen oli vuosi 2000, jolloin altaiden ylitäytyminen oli loppukesästä niin lähellä, että Norjan vesivoimantuotanto jatkui runsaana, vaikka siirtoyhteydet Ruotsiin muodostuivat rajoitukseksi, minkä johdosta aluehinnat poikkesivat toisistaan harvinaisen voimakkaasti ja erityisesti Norjan hintataso muodostui poikkeuksellisen alhaiseksi. Vuosi 2001 näytti aluksi muodostuvan vähäsateiseksi, mutta oli kuitenkin kokonaisuudessaan likimäärin normaali.

Vuosi 2002 poikkesi voimakkaasti aikaisemmista. Alkuvuonna veden tulovirtaama ylitti keskimääräisen, mutta kesäkuusta lähtien sademäärät jäivät olennaisesti keskimääräistä vähäisemmiksi suuressa osassa vesivoimantuotantoalueita. Norjan tärkeimmillä tuotantoalueilla vajuus tuli ilmeiseksi muutamaa viikkoa myöhemmin. Sähkön pörssihinta alkoi nousta selvästi elokuussa, ja tämä riitti pitämään Norjan vesivoimantuotannon normaalitasolla tai sen yläpuolella tyhjenevistä varastoaltaista huolimatta aina marraskuuhun, jolloin tarjonta supistui ja hintojen nousu nopeutui. Joului- ja tammikuussa sähkön hintataso oli huomattavasti korkeammalla kuin koskaan aikaisemmin yhteispohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.

Hinnat saavuttivat huippunsa tammikuussa 2003, mutta laskivat sitten nopeasti pysyen kuitenkin joulukuuhun asti noin kaksinkertaisina verrattuna runsaan vesivoiman vuosiin. Vesivarastojen täyttöaste pysyi keskimääräistä alhaisempana

vuoden 2004 loppuun ja sähkön hinta oli vuonna 2004 poikkeuksellisen vakaasti läpi vuoden lähellä tasoa 30 €/MWh eli korkeana verrattuna useimpiin aiempiin vuosiin. Vasta vuoden 2005 alussa saavutettiin keskimääräinen varastotaso, mutta hinnat eivät laskeneet aiempien vastaavien tilanteiden tasolle johtuen ainakin osaksi käynnistyneestä päästökaupasta, vaan kääntyivät lievästi nouseviksi vuoden aikana. Päästökaupalla on ollut merkittävä vaikutus hintoihin kesään 2006 sekä uudelleen syksyllä 2007. Näiden jaksojen välissä oli päästökaupan hintataso niin alhainen, että vaikutus jäi vähäiseksi. Päästökaupan vaikutusta tarkastellaan jäljempänä lisää.

Nykyisen Nord Poolin Elspot-markkinan tehtävänä on löytää aina taloudellisesti oikea tapa tuottaa seuraavan vuorokauden sähkö. Se toteuttaa tämän tehtävänsä nimenomaan silloin, kun spot-hinnat perustuvat muuttuviin kustannuksiin ja vesivoiman osalta vesiarvoihin.

Jos Elspot-markkinan hintataso nousee edullisimman käyttämättömän kapasiteetin muuttuvia kustannuksia korkeammaksi, se ei ohjaa enää optimaalisesti tuotannon lyhyen aikavälin ohjausta, sillä tällöin kannattaa joidenkin tuottajien käyttää laitoksia, joiden muuttuvat kustannukset ovat korkeammat kuin edullisimman kyseisellä hetkellä käyttämättömänä olevan kapasiteetin muuttuvat kustannukset.

Jälkikäteistarkastelussa on pääteltävissä, että hintataso on ollut lähellä teorian mukaista optimitasoa lukuunottamatta todennäköisesti loppuvuotta 2002, jolloin varhaisempi hintojen nousu olisi lisännyt lauhdevoimantuotantoa ja auttanut säilyttämään vettä varastoaltaissa talven lähestyessä. Täten olisi ilmeisesti vältetty joulun- ja tammikuun korkeimmat huippuhinnat.

5.2 Hinnanmuodostus kapasiteettia rakennettaessa

5.2.1 Taloudellisesti optimaalinen tuotantorakenne

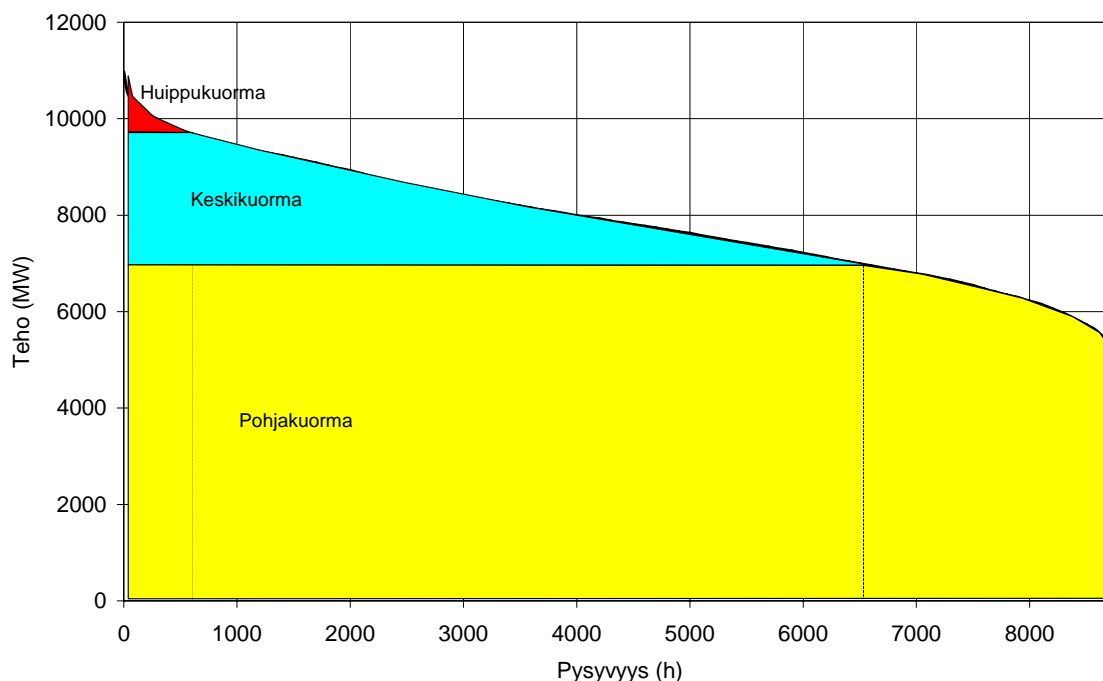
5.2.1.1 Perinteinen kustannussuora - kuormituskäyrä -tarkastelu

Lämpövoimavaltaisessa tuotannossa voidaan tunnetusti määrittää kokonaiskustannusten kannalta optimaalinen tuotantorakenne kustannussuorien ja kysynnän pysyvyyskäyrän avulla. Käydään ensin pohjaksi seuraavalle tarkastelulle lyhyesti läpi tavanomainen kustannussuoriin ja pysyvyyskäyrään perustuva tarkastelu.

Kustannussuorat ilmaisevat kunkin voimalaitostyyppin kokonaiskustannukset vuotuisen käyttöajan funktiona. Käyttöajan ollessa 0, ovat kokonaiskustannukset samat kuin kiinteät kustannukset. Suurimman osan kiinteistä kustannuksista muodostavat yleensä investointeihin liittyvät pääomakustannukset jaettuina käyttövuosille. Jako tehdään yleensä annuiteettilaskentaa käyttäen, mutta erityistapauksissa voi olla perusteltua poiketa tästä menettelystä. Pääomakustannukset riippuvat investointien suuruuden ohella sovelletusta laskentakorosta ja laskennallisesta elinajasta. Kiinteisiin kustannuksiin sisältyy myös osa käyttökustannuksista sekä mahdollisesti muitakin käytön määrästä riippumattomia eriä.

Kustannusten käytön määrästä riippuva osa muodostuu polttoainekustannuksista sekä muista kustannuksista, joiden määrä on verrannollinen tuotantoon. Tarkasti ottaen kustannusten riippuvuus tuotannon määrästä ei yleensä ole täysin suoraviivainen eikä jako kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin aina yksikäsitteinen. Tämän tarkastelun kannalta on kuitenkin ainoa olennainen tieto se, mikä voimalaitosvaihtoehto johtaa milläkin vuotuisella käyttöajalla alhaisimpiin kustannuksiin

Jos tarjolla olevia vaihtoehtoja on esimerkiksi kolme, joista yhden (A) kiinteät kustannukset ovat pienimmät, mutta muuttuvat kustannukset suuret siten, että vaihtoehto A johtaa alhaisimpiin kokonaiskustannuksiin vuotuisen huipunkäyttöajan ollessa alle 600 h, vaihtoehdon B oletetaan puolestaan olevan edullisin käyttöajan ollessa



600 - 6500 h ja vaihtoehdon C yli 6500 h käyttäjoilla.

Tarkemmassa analyysissä on otettava huomioon eri voimalaitosten käytettävyys eli varmuus siitä, että laitos on käytettävissä silloin, kun sitä tarvitaan. Puutteet laitosten käytettävyydessä vaikuttavat samalla tavoin kuin todellista suuremmat vaihtelut kysynnässä. Näin ollen voidaan olennaisesti samaa menettelyä soveltaa myös käytettävyyden tuomiin ongelmiin, kun epäkäytettävyyden vaikutukset muun kapasiteetin tarpeeseen on selvitetty.

Toisaalta voidaan kysynnän ja tarjonnan tasapainoa parantaa myös säätämällä kuormia. Pohjoismaisiin sähköjärjestelmiin sisältyy monia lämmöntuotannossa ja teollisissa prosesseissa olevia kuormia, joiden käyttö voidaan keskeyttää tai joita voidaan ainakin pienentää edullisemmin kuin ottaa käyttöön kustannuksiltaan kalleimpia säätö- ja huippuvoimalaitoksia.

5.2.1.2 Kustannussuorat ja kuormituskäyrä vuosienergiatarkastelussa

Edellisen kohdan tarkastelussa esitettiin lyhyesti pelkistetty menetelmä optimaalisen tuotantokapasiteetin löytämiselle tehorojoitteisessa järjestelmässä. Vaikka nykyinen pohjoismainen järjestelmä onkin joissain tilanteissa tehorojoitteinen, on se määräävämmän energiarajoitteinen. Energiarajoitteisuus toteutuu karkeasti ottaen vuositasolla, mutta varastokapasiteetti sallii rajoitetusti tasausta peräkkäisten vuosien kesken ja toisaalta voi joissain tapauksissa esiintyä energiarajoitteita vuotta lyhyemmälläkin tasolla.

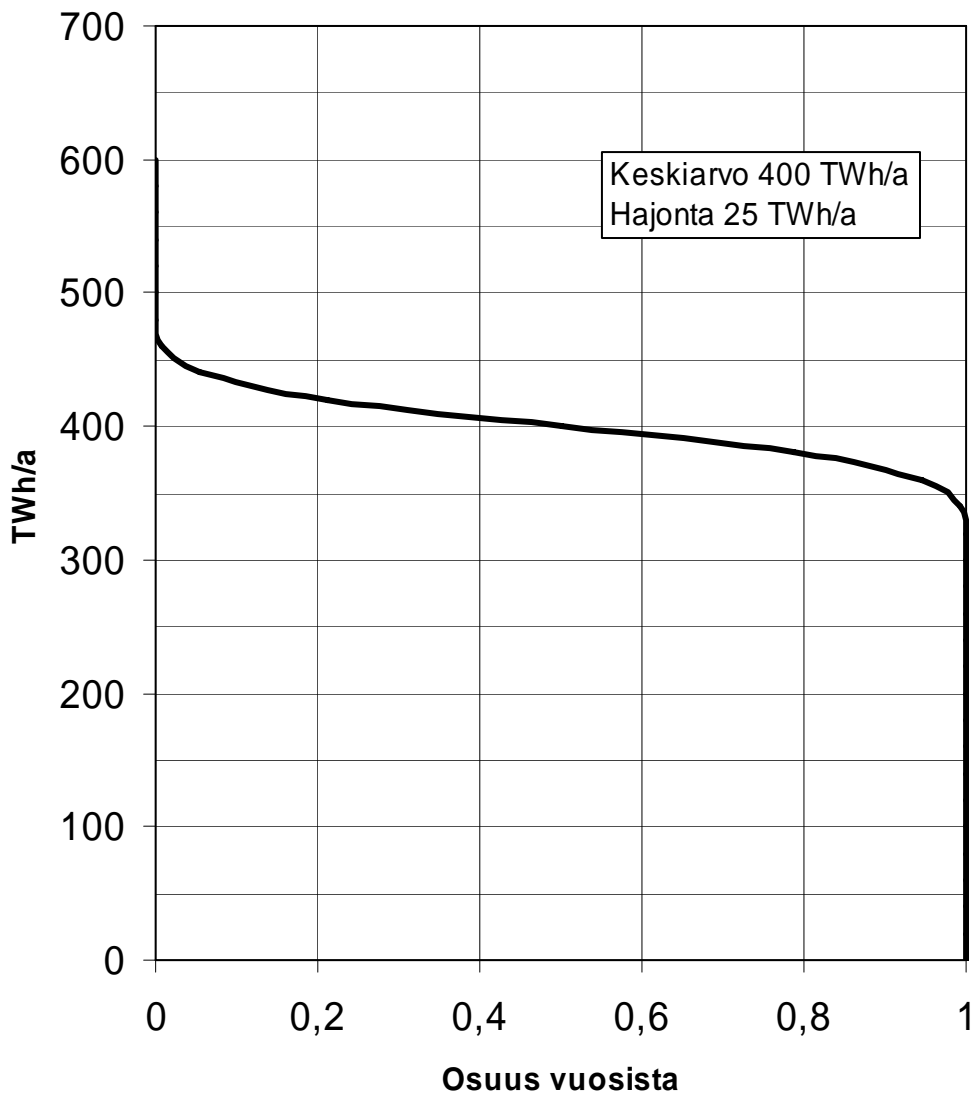
Normaalina tai normaalia runsasvirtaamaisempaan vesivuotena varastoaltaiden yhteenlaskettu täyttöaste on elo-syyskuussa yli 90% ja yleensä huhtikuussa esiintyvä minimi 20-30%. Tilanne ei siis voi siirtyä yli alkusyksyn merkittävästi normaalia vesivuotta parempaan eikä toisaalta saisi laskea keväällä olennaisesti normaalia heikommaksi. Nämä reunaehdot estävät varastoiden suurimittaisen käytön ylivuotiseen virtaamavaihteluiden kompensointiin.

Suurin vuosienergiatason kysyntä-tarjontatasapainoon vaikuttava tekijä on sateisuuden vaihtelu tärkeimmillä vesivoiman tuotantoalueilla. Tulovirtaamien ero hyvin kuivan ja hyvin runsasasteisen vuoden välillä voi ylittää 70 TWh. Muita merkittävässä määrin tasapainoon vaikuttavia tekijöitä ovat kysynnän lämpötilariippuvuus sekä suurimpien voimalaitosten, erityisesti ydinvoimalaitosten käytettävyys. Koska nämä tekijät eivät korreloi ainakaan merkittävässä määrin vesivoiman vaihteluiden kanssa, on niiden vaikutus kokonaistasapainon vaihteluun kuitenkin suhteellisen vähäinen. Vuosienergiana ilmaistun kysyntä-tarjontatasapainon vaihtelun voidaan olettaa noudattavan likimäärin normaalijakaumaa, jonka hajonta on luokkaa 25 TWh (tämä hajonta merkitsee, että 95% kaikista vuosista asettuu väliin, jonka leveys on 100 TWh).

Oheinen vuosienergian pysyvyyskäyrä kertoo likimäärin, kuinka suuresta vaihtelusta on muun energiajärjestelmän selvittävä, kun vesivoiman saatavuus vaihtelee normaalien kulutuksen vaihteluiden lisäksi. Kuva on siis tavallaan harhaanjohtava, koska itse kulutuksen vaihtelu on paljon vähäisempää ja kuvan suurehko vaihtelu syntyy todellisuudessa tuotantopuolella yhden tuotantomuodon vaihteluista. Vesivoiman lisäksi myös tuulivoiman tuotanto vaihtelee vastaavasti, mutta sen merkitys on tässä yhteydessä paljon vähäisempi.

Vuosienergian tasapainon kumulatiivisella jakaumalla on energiarajoitteisen järjestelmän optimaalisen tuotantorakenteen määrittämisessä sama merkitys kuin tavallisella

Vuosienergian pysyvyyskäyrä



pysyvyyskäyrällä tehorojoitteisen järjestelmän tarkastelussa. Tämä merkitsee sitä, että optimaalisessa järjestelmässä kannattaa investoinneiltaan kalleimpia ratkaisuja, kuten ydinvoimaa, rakentaa siinä määrin, että parhaina vesivuosina ei tarvita lainkaan muuttuvilta kustannuksiltaan kalliimpia ratkaisuja. Kuinka suuresta osasta vuosista kannattaa pyrkiä selviämään vain alhaisimpien muuttuvien kustannusten laitoksilla, määräytyy täsmälleen samalla tavoin kuin vuotuisen käyttöasteen raja vertailtaessa samoja voimalaitostyyppisiä tehorojoitteisessa järjestelmässä. Jos kahden vaihtoehdon raja on tehorojoitteisessa järjestelmässä esimerkiksi 6570 h eli 75% vuoden tunneista, kannattaa investointivaltaisemmalla ratkaisulla pyrkiä selviämään energiarajoitteisessa järjestelmässä 25% vuosista.

Vastaavasti on optimaalista mitoittaa järjestelmä niin, että energiatasapainon kannalta ongelmallisimpina vuosina tuotetaan huomattavia määriä energiaa kaasuturbiinien kaltaisilla huippukuormalaitoksilla tai säätämällä kulutusta. Merkittävin rajoituspotentiaali normaalitilanteeseen verrattuna on Norjan sähköintensiivisellä

teollisuudella, jonka kulutus on normaalisti runsaat 30 TWh/a. Koska sähkön hinta muodostaa sähköintensiivisessä teollisuudessa huomattavan osan kokonaiskustannuksista, on kulutuksen rajoittaminen tarkoituksenmukaista, kun sähkön hinta on korkea. Tarkempaa tietoa siitä, missä määrin kulutuksen rajoittaminen on mahdollista ja kuinka optimaalinen kulutustaso riippuu hinnasta, ei ole käytettävissä.

Karkeasti voidaan päätellä, että miltei jatkuvassa käytössä edullisimpien voimalaitosten kapasiteetti kannattaa mitoittaa siten, että keskimääräinen tuotantokyky käytettävyyks huomioon ottaen on 10-20 TWh alhaisempi kuin keskimääräinen sähkön tarve. Tällöin hankintakapasiteetissa otetaan huomioon vesivoima, tuulivoima, ydinvoima, edullinen yhteistuotanto sekä kiinteisiin sopimuksiin perustuva tuonti. Edullisin hiililauhdevoima voidaan mahdollisesti myös sisällyttää tähän luokkaan.

Kustannuksiltaan seuraavan luokan, johon sisältyy pääosa hiililauhdevoimasta, maakaasukombit, mahdollisesti osa yhteistuotantokapasiteetista, vastaavan hintatason tuonti sekä edullisimmat tavat rajoittaa kulutusta, pitäisi riittää täydentämään tasapainon saavuttaminen kaikkina vuosina lukuun ottamatta ehkä 5% vuosista. Täten pitäisi siten pystyä saavuttamaan tasapaino, kun tilanne on korkeintaan noin 30 TWh/a vaikeampi kuin keskimääräisenä vuotena. Kaikkiaan siis tällaista keskitason tuotanto- tai säätökykyä tarvitaan 40-50 TWh/a.

Kaikkein vaikeimmissa tilanteissa tarvitaan lisäsäätökykyä vielä ainakin 20 TWh/a, mutta tämän säätökapasiteetin käyttöaste jää hyvin alhaiseksi. Varavoimalaitoksia ei voida kuitenkaan sisällyttää tähän luokkaan, koska niiden pitkäaikainen käyttö suurten energiamäärien tuotantoon ei missään olosuhteissa ole hyväksyttävää, koska se johtaisi vaikeuksiin varmistaa järjestelmän toimintakyky.

Pohjoismaiden nykyisessä järjestelmässä ei ole juuri lainkaan muuta suurten energiamäärien tuotantoon sopivia voimalaitoksia kuin hiililauhdevoimaa ja sitä muuttuviltaan kustannuksiltaan edullisempia tuotantomuotoja. Lisäksi käytettävissä olevan hiililauhdevoimankin määrä on vähentynyt ja edelleen vähentymässä Tanskan sulkiessa vanhoja voimalaitoksiaan. Tuotantokapasiteetin rakenne painottuu siten liiaksi muuttuvilta kustannuksiltaan edullisiin, mutta investoinneiltaan kalliisiin laitostyyppeihin. Kuorman säätömahdollisuudet ovat merkittäviä, mutta niiden tarkka määrä ei ole tiedossa eivätkä ne riitä paikkaamaan tuotantokapasiteetin epäoptimaalista rakennetta.

5.2.2 Investointien vaikutus hintakehitykseen

5.2.2.1 Perusvoiman vaikutus

Perusvoima on kapasiteettia, jonka muuttuvat kustannukset ovat niin alhaiset, että sen käyttöaste muodostuu korkeaksi. Näin ollen se vaikuttaa energiatasapainoon kiinteästi tyypillisen tuotantokykynsä määrällä. Jos perusvoimaa lisätään ennen kuin muuta kapasiteettia on lisätty, jatkuu tilanne, jossa

- sähkön hinta on miltei aina alhainen ja uuden kapasiteetin kokonaiskustannuksia alhaisempi, koska kapasiteettia, jonka muuttuvat kustannukset ovat alhaiset on yleensä käytettävissä vuositasolla koko energiantarpeen tyydyttämiseen riittävä määrä.

- poikkeustilanteissa sähkön hinta voi nousta hyvin jyrkästi ja ennakoimattomasti, koska korkeilla hinnoilla käyttöön otettavissa oleva lisätuotantokyky on vähäinen.

5.2.2.2 Sääto- ja huippuvoimalaitosten vaikutus

Energia rajoitteinen järjestelmä tarvitsee riittävästi energiantuotantokykyä, jota voidaan käyttää vuosienergiatason säätöön. Tällaisten voimalaitosten käyttöasteet ovat pitkällä monien vuosien jaksolla samaa luokkaa kuin tehorojoitteisen järjestelmän säätövoimalaitosten käyttöasteet ja vaihtelevat hyvin alhaisesta kymmeneen prosenttiin voimalaitostyyppistä ja järjestelmän tilasta riippuen.

Kyseessä on siis energiantuotannon kannalta sekä keski- että huippuvoimalaitoksia. Vaatimuksena on kuitenkin joka tapauksessa, että laitosten pitää olla teknisesti kykeneviä pitkäkestoiseen käyttöön niin vuosina, joina niitä tarvitaan. Käyttöönnoton ei tarvitse olla nopeaa, vaan jopa parin kuukautta kestävä käyttöönotto viive voi olla osalle laitoksista hyväksyttävä. Sen sijaan "koipussi", josta käyttöönotto kestää yli 6 kk estää tehokkaan käytön energiapulasta selviämiseen.

Sekä Suomessa että Ruotsissa pyritään tällaista säätöön soveltuvaan kapasiteettia lisäämään säilyttämällä muuten poistettavia vanhoja voimalaitoksia käyttövalmiudessa joko viranomais määräysten tai julkisen tuen turvin.

5.2.3 Investointien kannattavuus

5.2.3.1 Skenaariot

5.2.3.1.1 Ei investointeja

Ellei investointeja tehdä lähivuosina, tulevat sekä tehovajaus että erityisesti uhkaavat energiavajaus tilanteet muuttumaan yhä todennäköisemmiksi. Seurauksena on odotettavissa ajoittain hyvinkin korkeita sähkönhintoja. Näissä olosuhteissa keskimääräinen hintataso ylittänee joidenkin investointien kannattavuusvaatimuksen.

5.2.3.1.2 Investoinnit huippuvoimaan

Investoinnit huippuvoimaan eivät vaikuta sähkön hintatasoon ennen kuin se nousee huippuvoiman muuttuvien kustannusten tasolle tai ennen kuin arvioidaan, että seuraavasta talvikaudesta ei selvitä ottamatta huippuvoimaa merkittävässä määrin käyttöön. Investoinnit huippuvoimaan ehkäisevät siten äärimmäisten hintahuippujen muodostumista, mutta sallivat kuitenkin hintatason nousemisen niin korkeaksi, että muuttuvilta kustannuksiltaan edullisemmat voimalaitokset tuottavat merkittävän osan ajasta huomattavaa käyttökatetta. On vaikea arvioida, millä edellytyksillä tämä käyttökatte riittäisi vastaamaan kaikkia kyseisten voimalaitosten kiinteitä kuluja eli tekemään niistä uusinvestointeina kannattavia.

5.2.3.1.3 Investoinnit perusvoimaan

Investointien painottuminen perusvoimaan määrältään sähkön saatavuuden turvaavina merkitsisi kohdan 5.2.2.1 mukaisesti, että sähkön hintatilanne olisi jatkossakin vuosien 1997-2001 kaltainen eli alhaiset hinnat olisivat vallitsevia ja korkeat hinnat poikkeuksia, jotka eivät olisi läheskään riittäviä tekemään voimalaitosinvestointeja kannattaviksi.

5.2.4 Johtopäätökset markkinoiden kehittämisestä

Sähköntuotanto on toimiala, jossa ei ole luontaista, markkinoiden kokoa olennaisesti pienempää optimaalista yrityskokoa. Tämä tarkoittaa, että suuremmalla yrityksellä on jatkuvasti ainakin pieni skaalaetu pienempiin verrattuna. Näissä oloissa johtaa säätämätön kilpailu teorian mukaan vähitellen monopoliin tai oligopoliin, jossa jäljellä olevilla toimijoilla on huomattavaa markkinavoimaa. Vasta, kun tähän vaiheeseen on päädytty, nousevat hinnat tasolle, jolla uudet investoinnit saavuttavat ainakin välttävän kannattavuuden.

Näillä näkymin pohjoismaisilla markkinoilla ei tultane sallimaan niin vahvan oligopolitilanteen muodostumista, että jäljelle jääneiden yritysten markkinavoima johtaisi uuden kapasiteetin kokonaiskustannuksilla kannattavaan hintatasoon vuosina, joina vesitilanne on normaali tai sitä parempi. Keskimääräisen hintatason ja pitkän aikavälin kannattavuuden kannalta ratkaisevaa on tällöin muuttuvilta kustannuksiltaan edullisen tuotantokapasiteetin määrä suhteessa niihin kohdistuvaan kysyntään.

Jos kapasiteetista on nykyistä suurempi osa tyypiltään huippuvoimakapasiteettia, nousee hintataso useammin tasolle, joka antaa ainakin jonkin verran katetta peruskuormavoimalaitoksille mutta joka ei kuitenkaan ole käyttäjien kannalta sietämättömän korkea. Ellei näin ole, ajaudutaan joko keskimäärin tuottajille kannattamattomaan hintatasoon tai usein toistuviin äärimmäisiin hintapiikkeihin, jotka ovat sekä sähkön välittäjille että kuluttajille hyvin ongelmallisia.

Ongelma on, että markkinoiden hinnanmuodostusta tervehdyttävän huippu- ja säätövoiman kannattavuus jää kaikissa tapauksissa todennäköisesti epätydyttäväksi, ellei markkinoiden toimintatapaa muuteta siten, että tällaisen kapasiteetin rakentaminen tulee kannattavammaksi. Tämä edellyttäisi puolestaan jonkinlaisen kapasiteettimaksun lisäämistä osaksi sähkön hinnanmuodostusta.

Kapasiteettimaksu voitaisiin periaatteessa periä esimerkiksi kantaverkkomaksun yhteydessä ja käyttää sopivan kilpailuttamisen menettelyn kautta kapasiteetin rakentamisen tueksi. Tällaiseen ratkaisuun liittyy monia ongelmallisia yksityiskohtia, jotka on ratkaistava ennen kuin menettely voidaan käynnistää. Esimerkkejä tällaisista ongelmista ovat:

- toteutus niin, että eri Pohjoismaiden tuottajat ovat samanarvoisessa asemassa
- sen päättäminen, mihin kapasiteettiin tuki kohdistuu. Tässä suhteessa on ongelmallista esimerkiksi suhtautuminen vanhaan kapasiteettiin, jota uhkaa käytöstä poisto mutta jonka ylläpito on edullisempaa kuin uuden rakentaminen. Vanhan kapasiteetin jakaminen ylläpitotukea tarvitsevaan ja muuhun kapasiteettiin on toisaalta myös ongelmallista.
- kun rakennetaan uutta säätökapasiteettia, muuttaa se optimaalista tapaa varata vara- ja säätövoimaa systeemin toiminnan varmistamiseen. Jos varavoima rahoitetaan kantaverkkoyhtiön kautta ja myös uusi kapasiteetti saa investointitukea, syntyy kaksinkertaisen tuen mahdollisuus tai kääntäen väliinpuotoamisriski.

Siitä huolimatta, että uuden kapasiteetin kannattavuus näyttää markkinoilla jäävän suurella todennäköisyydellä epätydyttäväksi myös pitkällä aikavälillä, on mahdollista, että jotkut toimijat katsovat suuretkin voimalaitoshankkeet perustelluiksi. Syynä voi olla, että näistä hankkeista päättävät osapuolet pitävät toistuvien korkeiden hintojen ja jopa mahdollisen energiapulan riskiä niin haitallisena, että ne ovat valmiita

investointihankkeisiin, vaikka kyseisen hankkeen omat kannattavuusnäkökulmat ovat huonot tai ainakin hyvin epävarmat.

Norjassa on alustavia päätöksiä ja rakennusluvut kolmelle maakaasuvoimalaitokselle. Kahta näistä voimalaitoksista on suunniteltu Naturkraft AS Norjan länsirannikolle lähelle Bergenia ja Stavangeria. Kolmas hanke on Trondheimin lähelle suunniteltu Skognin 800 MW kaasuvoimalaitoshanke, joka tuottaisi myös lämpöä läheiselle paperitehtaalalle. Erityismotivaatioina näille hankkeille lienee halu saada Norjassa liikkeelle maakaasun käyttö sähkön tuotantoon sekä se, että mahdollinen energia- vajaus toteutuu kuivana vesivuotena erityisen pahana juuri Norjassa.

Norjassa on kuitenkin edelleen voimakasta vastustusta kaikkia maakaasuvoimalaitoksia vastaan ja hankkeiden tulevaisuus on hyvin epävarma.

Suomessa on sähköä runsaasti käytävä teollisuus myös erittäin huolissaan mahdollisuudesta, että sähkön hinta tulisi muutaman vuoden kuluttua nousemaan toistuvasti korkealle johtuen energian riittävyysongelmista. Tätä taustaa vasten on johdonmukaista edistää ydinvoimalaitoshanketta siitä huolimatta, että itse laitoksen kannattavuus saattaa jäädä epätyytyttäväksi. Taloudellinen riski, joka liittyy korkeisiin sähkön hintoihin, voi teollisuudelle suurempi kuin riski, joka liittyy mahdollisuuteen, että uusi ydinvoimalaitos antaa epätyytyttävän tuoton siihen sidotulle pääomalle.

Kaupallisella pohjalla toimiville sähköntuottajille on ongelmallista se, että vapailla markkinoilla on potentiaalisia investoijia, jotka katsovat itselleen tarkoituksenmukaisesti lisätä kapasiteettia myös tilanteessa, jossa kyseisen uuden kapasiteetin kannattavuusnäkökulmat ovat epätyytyttävät. Tällainen investointitoiminta on omiaan ylläpitämään kysyntä-tarjontatilannetta sellaisena, että tuottajille tyydyttävän katteen antavat korkeampien hintojen jaksot jäävät aivan liian lyhyiksi suhteessa niihin jaksoihin, joina tuotannon kiinteitä kustannuksia ei saada katetuiksi. Tämä ongelma muodostuu erityisen pahaksi, jos kaikki tai valtaosa uudesta kapasiteetista on perusvoimakapasiteettia, kuten ydinvoimaa tai Norjan rannikolle rakennettavaa kaasukombivoimaa.

Tilannetta helpottaisi esimerkiksi se, että Norjassa rakennettaisiin peruskuormakäyttöön tarkoitettua kombivoimalaitoksen rinnalle investoinneiltaan halpoja kaasuturbiinilaitoksia ja näiden energiantuotantokyky otettaisiin huomioon päätettäessä muista suurista investoinneista. Tällöin näitä kaasuturbiinilaitoksia muuttuvilta kustannuksiltaan edullisempien voimalaitosten kapasiteetin annettaisiin jäädä niin alhaiseksi, että kyseisten kaasuturbiinilaitosten käyttöaste olisi pitkällä aikavälillä merkittävä, ehkä luokkaa 10 %. Tämän menettelyn toteuttaminen edellyttää, että sekä kaasuputkien että sähköverkon kapasiteetti sallii kyseisten laitosten jatkuvan käytön huonoina vesivuotena. Kuten edellä luvussa 5.2.1.2 on perusteltu tällainen tuotantorakenne on kokonaistaloudellisesti perusteltu. Edellä on myös useassa yhteydessä perusteltu sitä, että kyseinen tuotantorakenne johtaisi markkinoilla pitkällä aikavälillä terveempään hintakehitykseen kuin perusvoimavaltaiset lisäinvestoinnit tai investointien totaalinen puuttuminen.

Pitemmällä noin 10 vuoden aikavälillä on joka tapauksessa odotettavissa kysyntä-tarjontatilanteen kehittyvän niin, että myös peruskuorman tuotantoon soveltuvalle lisäkapasiteetille on merkittävää tarvetta. Tähän kehitykseen vaikuttavat sekä vanhojen voimalaitosten poistuminen käytöstä että sähkön lisätarve, jota on odotettavissa, vaikka kulutuksen kasvu saattaakin jäädä sangen hitaaksi.

6. Riskinhallinta energialiiketoiminnassa

6.1 Miksi ja milloin riskinhallintaa tarvitaan?

Käytännössä kaikkeen liiketoimintaan liittyy taloudellisia riskejä, jotka on otettava huomioon toimintaa suunniteltaessa. Kaikissa tapauksissa riskien luonne tai suuruus ei kuitenkaan edellytä erillistä paneutumista riskinhallintaan, vaan asia voi hoitua luonnostaan osana muuta toimintaa.

Erityinen riskinhallinta on tarpeen aina, kun ulkoiset tekijät, kuten raaka-aineiden hinnat tai säätila voivat vaikuttaa kannattavuuteen niin olennaisesti, että koko toiminnan jatkuvuus tulee uhatuksi. Energiamarkkinoilla monet osa-alueet ja aivan erityisesti öljy- ja sähkökauppa ovat alueita, joissa riskit ovat hyvin suuria, koska energiakaupassa tyypillisesti myydään sitovilla sopimuksilla tai ainakin käytännössä sitovilla järjestelyillä tuotetta, siten että myyntikate on pieni verrattuna myyntiä varten hankittavan raakaöljyn, öljytuotteiden tai markkinasähkön hintavaihteluihin. Kun tilanne on tällainen ja kun kohonneet hinnat voivat lisäksi jäädä voimaan jopa vuosiksi, on ilmeisenä uhkana normaaliin voittomarginaaliin verrattuna moninkertaisen tappioiden syntyminen. Riskinhallinnan perimmäisenä tavoitteena on tällaisten tilanteiden ehkäiseminen.

Riskinhallintaa voidaan luonnollisesti toteuttaa myös koko toimintaa uhkaavia tappioita pienempien riskien eliminoimiseen. Tällöin on kuitenkin muistettava, että muuten hyvin hoidetussa liiketoiminnassa riskien eliminoiminen yleensä pienentää ainakin jossain määrin voiton odotusarvoa, joten normaaliin voittomarginaaliin verrattuna pieniltä riskeiltä ei yleensä kannata suojautua. Mitä vähäisemmin odotusarvoa koskevin menetyksien riskeiltä pystytään suojautumaan sitä pienempiin riskeihin on perusteltua suojautuminen kohdistaa.

Huomion kiinnittäminen riskien eliminoimiseen voi monissa tapauksissa johtaa myös voiton odotusarvon kasvuun ja tällöin näiden riskien eliminointi on luonnollisesti selvästi kannattavaa, mutta tällöin ei kyse ole niinkään riskinhallinnasta kuin tuoton maksimoinnista.

Yleisesti katsotaan liiketoiminnassa rationaaliseen päätöksentekoon kuuluvan, että

- voiton odotusarvoa maksimoidaan, kun se voi tapahtua lisäämättä tappioiden tai epätydyttävän pienten voittojen todennäköisyyttä.
- voiton epävarmuutta minimoidaan, kun se voi tapahtua pienentämättä voiton odotusarvoa.

Monista eri tekijöistä riippuu, kuinka painotetaan voiton odotusarvon maksimointia suhteessa epätydyttävän voittomarginaalin riskiin tilanteessa, jossa riskien pienentäminen alentaa myös voiton odotusarvoa. Riskinhallinnan laskennallisilla menetelmillä pyritään löytämään yrityksen tavoitteiden mukainen tasapaino voitonmaksimoinnin ja riskiminimoinnin kesken.

6.2 Riskin mittaaminen

6.2.1 Value at Risk (VaR)

Taloudellisten riskien hallinnalla on erityisen keskeinen asema pankkiiritoiminnassa ja yleisemmin rahoitusomaisuuden hallinnassa. Kun omaisuudenhallintaa hoidetaan

erillään kyseisen omaisuuden käytöstä tai sen taustalla olevasta liiketoiminnasta, on omaisuudenhoitajilla pääsääntöisesti sama tieto käytettävissään kuin muillakin ammattimaisilla omaisuudenhoitajilla. Tämä merkitsee, että heillä on oletettavasti myös yhdenmukainen käsitys:

- kunkin sijoituskohteen tuoton odotusarvosta
- kunkin sijoituskohteen arvon epävarmuudesta (volatiliteetti)
- eri sijoituskohteiden arvonvaihtelujen välisistä korrelaatioista

Mahdollisimman luotettavan tiedon saamiseksi omaisuudenhoitajille, on heidän käytössään kansainvälisesti saatavilla olevana palveluna tietokantoja, joihin on kerätty sijoituskohteiden arvonvaihteluita koskevia historiatietoja. Kun omaisuudenhoitajilla ei ole erityistietoa kohteista, perustuvat heidän tulevaisuutta koskevat arvionsa yleisten koko markkinatilannetta tai mahdollisesti toimialaa koskevien näkemysten ohella mainittuihin historiatietoihin. Tunnetuin riskitiedon tarjoaja on RiskMetrics Group, joka on muodostunut pankkiriikkeen J. P. Morgan alunperin luomalle pohjalle. (katso www.riskmetrics.com)

Seurauksena omaisuudenhoitajien käytössä olevien tietojen yhdenmukaisuudesta sekä edellä mainitusta yleisestä pyrkimyksestä välttää epävarmuuksia (riskejä) on yleisesti ottaen voimassa, että sijoituskohteen tuoton odotusarvo on sitä suurempi mitä enemmän sen omistaminen lisää sijoittajan riskiä. Sijoitussalkkujen teorian mukaan kaikkien sijoittajien kannattaa hajauttaa salkkunsaa sillä tavoin tasapainotetusti, että uusi sijoituskohteeseen vaikuttaa kaikkien sijoittajien salkkujen riskiin samalla tavoin. Sijoituskohteen riskipitoisuutta kuvaa ns. beeta-arvo. Tätä teoriaa on käsitelty mm. kannattavuuslaskentaa käsittelevässä kurssissani.

Beeta-arvo kertoo, kuinka voimakkaasti kohteen arvo vaihtelee samassa tahdissa yleisen markkinaindeksin kanssa. Muut epävarmuudet ovat teorian mukaan merkityksettömiä suhteessa niihin, jotka vaihtelevat samansuuntaisesti markkinaindeksin kanssa.

Sijoitusomaisuuden hoidolle on myös tyypillistä, että kyseessä on jatkuva toiminta, jossa päivittäin tehdään tai ainakin harkitaan tarvetta tehdä omaisuuden myyntejä ja ostoja. Pörssissä noteerattavalla omaisuudella on koko pörssin aukioloajan jatkuvasti muuttuva arvo. Riskinhallinnan kannalta seurataan yleisimmin päivittäisiä arvonmuutoksia.

Kun kyseessä on omaisuudenhallinta, syntyy tuotto omaisuuden arvonnoususta ja tappio arvonalennuksesta. Tästä johtuen huomiota kiinnitetään suoraan omaisuuden arvoon eikä tuottoihin. Tähän liittyy riskin mittaaminen käyttäen käsitettä *Value at Risk* eli riskin kohteena oleva omaisuus. *Value at Risk* - tarkastelulle tyypillinen kysymys on:

- kuinka paljon sijoitusomaisuuden arvo voi laskea tästä päivästä huomiseen, kun sallitaan 1% (tai 5% tai 0,1%) todennäköisyys, että arvo laskee kyseisen rajan alapuolelle (eli minkä arvon ylittämiseen voidaan luottaa 99% (tai 95% tai 99,9%) varmuudella).

Tästä kysymyksestä voidaan jatkaa vaatimukseksi:

- sijoitussalkku on koottava niin, että yli 10% arvonalennuksen todennäköisyys huomiseksi on alle 1%.

Kun vielä muistetaan, että sijoitustoiminnassa voiton odotusarvon maksimointi liittyy suoraan riskien lisäämiseen, on toiminnalle tyypillistä, että sitä ei säätele ainoastaan yläraja, jota ei saa rikkoa, vaan ylärajan rinnalle tulee toimintaohje, jonka mukaan

- salkku on koottava hajautettuna niin, että tuotto maksimoidaan valitulla riskitasolla perustuen eri sijoituskohteiden arvonmuutosten keskinäisten korrelaatioiden huomioonottamiseen (kannattaa esimerkiksi ottaa mukaan antikorreloivia kohteita, jos molemmilla on kohtuullinen tuotto).
- riskitaso pidetään keskimäärin esimerkiksi 70%:ssa suurimmasta sallitusta riskitasosta. (Vaatimus että keskiarvo on 70% ylärajasta jättää salkunhoitajalle riittävästi pelivaraa, jota käytännössä tarvitaan.)

Kun VaR-ajattelutavan mukainen kysymys, vaatimus tai tavoite on esitetty ja hyväksytty toiminnan lähtökohdaksi, on selvitettävä, kuinka salkun arvonvaihteluiden todennäköisyysjakauma voidaan määrittää. Tähän liittyvää teoriaa olen esittänyt muissa kurssseissani investointien kannattavuuslaskentaan liittyen. Tässä yhteydessä riittää todeta, että käytännössä laskenta perustuu historiatietoon (tyypillisesti viimeiseltä 3-6 kk:lta), josta määritetään eri kohteiden volatilitteetit ja korrelaatiot. Toiseksi oletetaan yleisesti, että kunkin kohteen vaihteluiden todennäköisyysjakauma on normaalijakauman mukainen. Kun tämä oletus liitetään historiatiedoista saatuihin hajontoihin ja korrelaatioihin, on sijoitussalkun arvon hajonnan laskeminen helppoa. Monissa tapauksissa katsotaan kuitenkin, että normaalijakauma antaa liian optimistisen kuvan suurten tappioiden harvinaisuudesta. Laskenta muuttuu monimutkaisemmaksi, kun tämä otetaan huomioon, mutta on kuitenkin helppo toteuttaa sopivia numeerisia menetelmiä käyttäen.

Sijoitustoiminnan ominaispiirteistä seuraa, että tietyn pituisen aikavälin aikana syntyvä keskimääräinen arvonmuutos on yleensä ainakin likimäärin verrannollinen jakson pituuden neliöjuureen (tarkasti näin on, jos lyhyiden osajaksojen arvonmuutokset ovat riippumattomia tai niiden riippuvuudet noudattavat tiettyjä yksinkertaisia lakeja).

Soveltaessa VaR-menettelyä on siis odotettavissa, että silloin tällöin toteutuu likimäärin suurin hyväksyttävä tappio ja kerran tai kahdesti vuodessa voidaan odottaa kyseisen rajan odottaa ylittyvänkin (olettaen, että raja on määritelty 99% varmuustason mukaan). Tällaisten tappioiden esiintyminen on normaalia eikä sinänsä merkitse, että riskinhallinnassa olisi epäonnistuttu. Kuitenkin jokainen tavallista suurempi tappio antaa aiheen varmistaa, että riskiarviot on laskettu oikein. Normaalit todennäköisyystasot ylittävä tappiofrekvenssi merkitsee, että riskiarvioissa on mahdollisesti jotain vikaa.

Edellyttäen, että riskiarvioihin luotetaan edelleen tappion esiinnyttyä, vaikuttaa toteutunut tappio jatkotoimiin vain sitä kautta, että pienentynyt pääoma edellyttää myös samassa suhteessa pienempää riskiä jatkossa. Näin ollen tappion jälkeen voi olla aiheutta vähentää jossain määrin jäljelle jääneen salkun riskipitoisuutta. Sen sijaan ohjeet, että tappiota tuottanut sijoituskohte on jonkun rajan ylittymisen jälkeen myytävä lisätappioiden estämiseksi, ovat perusteltuja vain, jos odottamattoman suurten tappioiden katsotaan osoittavan, että aiemmat riskiarviot lakkaavat olemasta voimassa kyseisen kohteen osalta, mikä onkin monesti järkevä johtopäätös nopeiden arvonmuutosten jälkeen.

Sijoitustoiminnan kohteiden arvoille on pääsääntöisesti totta se, että niillä ei ole selvää ala- tai ylärajaa. Vaihtelujen suhteelliset suuruudet säilyvät tyypillisesti yhtä suurina sijoituskohteen arvon muuttuessa. Huonosti menestyvän yrityksen osake voi menettää kaiken arvonsa yrityksen päätyessä lopulta vararikkoon. Toisaalta menestyvän yrityksen arvo voi useimmissa tapauksissa kasvaa hyvinkin moninkertaiseksi ja selvät rajat tulevat yläpäässä vastaan vasta, kun yritys on kasvamassa koko potentiaaliinsa markkinoihin nähden hyvin suureksi. Esimerkiksi maailman arvokkaimman yrityksen *General Electricin* arvo ei voine kasvaa enää kovin moninkertaiseksi.

Harvoja poikkeuksia lukuun ottamatta ei siis suhteellisille arvonmuutoksille ole ylä- tai alarajaa. Tällä havainnolla on merkittävä vaikutus sijoitustoiminnan epävarmuuksien analysoinnille ja sijoitusmarkkinoita varten kehitetyille teorioille. Sijoituskohteiden arvojen katsotaan noudattavan sangen hyvin ns. logaritmista satunnaiskävelyä (*logarithmic random walk*), jossa kohteen arvon poikkeama odotusarvostaan kasvaa tyypillisesti niin, että arvon ja sen odotusarvon suhteen logaritmi vaihtelee satunnaisesti yhä laajemmissa rajoissa ylös ja alaspäin. Vaihteluvälin laajuus kasvaa verrannollisena ajan neliöjuureen.

Jos arvot eivät voi kasvaa tai pienentyä rajatta, ei myöskään niiden vaihteluväli voi kasvaa loputtomiin verrannollisena ajan neliöjuureen. Useimmilla hyödykemarkkinoilla ml. energiamarkkinat, muodostavat tuotantokustannukset rajoja, joiden ylä- tai alapuolelle hinnat eivät voi ainakaan pitkäaikaisesti mennä. Jo tämä seikka johtaa siihen, että sijoitustoiminnan riskinhallinnan menetelmiä ei muutoksitta voi soveltaa hyödykemarkkinoille.

6.2.1.1 VaR energialiiketoiminnassa, PaR

Kuten edellä on kerrottu, *VaR* kuvaa omaisuuden arvonmuutoksia, mikä ei ole luonteva lähestymistapa tarkasteltaessa tyypillistä energialiiketoimintaa (kun arvona pidetään yrityksen omistaja-arvoa, voidaan riskitarkastelu käsitellä arvonmuutosten kautta, mutta tämä ei ole täysin luontevaa).

Perusajatukseltaan *VaR*-arvoa vastaavia, mutta liiketoiminnan riskien käsittelyyn luontevampia ovat *Cash flow at Risk (CfaR)* ja *Profit at Risk (PaR)*, joista varsinkin jälkimmäinen vastaa sangen hyvin liiketoiminnan tavoitteisiin kohdistuvia riskejä ja edellinen voi taas olla helpompi toteuttaa käytännön laskentatoimessa.

Kun tarkastelun kohteena ovat voitot, ei 10% arvonalennusta vastaa suinkaan 10% pienennys voitoissa vaan huomattavan suuri tappio verrattuna lyhyessä ajassa normaalisti syntyvään liikevoittoon. Hyväksyttävän voiton aleneman suuruutta on syytä tarkastella riittävän pitkällä aikavälillä, esimerkiksi vuosineljänneksen tai koko vuoden tasolla. Nämä ajanjaksot vastaavat yritysten taloudellisessa tiedottamisessa käyttämiä jaksoja ja hyväksyttävissä oleva riskitaso voi olla samaa suuruusluokkaa kuin yhden jakson keskimääräinen liikevoitto.

Energiayrityksen riskinhallinnan peruslähtökohtana tulisi olla koko yrityksen kaikkien toimintojen, ml. erityisen riskinhallinnan koordinoiminen siten, että kokonaisriskitaso on riittävän alhainen suhteessa yrityksen riskinsietokykyyn. Koska riskien lisääminen ei kytkeydy samalla tavoin tuotto-odotuksiin kuin sijoitustoiminnassa, ei ole mielekäästä tavoitella tiettyä riskitasoa, vaan riskinhallinnan tehtävänä on varmistaa, että riskit eivät nouse liian suuriksi ja että vähäisin kustannuksin eliminoitavissa olevia riskejä vähennetään.

Riskejä on miltei kaikissa tapauksissa perusteltua tarkastella riskisalkun pohjalta. Salkkuun perustuvan tarkastelun ideana on määrittää koko salkun riski käyttäen lähtökohtana salkun eri komponenttien riskien suuruuksia ja niiden välisiä korrelaatioita. Sijoitustoiminnassa nämä määrittiin tilastollisesti historia-aineistosta, mutta muilla aloilla ei tähän ole useinkaan hyviä mahdollisuuksia. Jo tilastojen kerääminen on useimmilla liiketoiminnan alueilla paljon vaikeampaa ja olosuhteet muuttuvat usein niin nopeasti, että historiaan perustuvien tilastojen ennustavuus on heikkoa. Tällaisissa tilanteissa voidaan odottaa, että paras arvio salkun riskeistä saadaan luomalla liiketoiminnan tuntemukseen perustuvia malleja taloudellisille epävarmuuksille ja käyttämällä tilastollista analyysia vain näiden mallien sisältämien muuten tuntemattomiksi jäävien parametrien arvojen määrittämiseen.

Ehkä yleisin ja yksinkertaisin esimerkki tällaisesta mallinnusta ja tilastollisia menetelmiä yhdistävästä lähestymistavasta on ns. faktorimallien käyttö. Faktorimallissa oletetaan salkun komponenttien arvojen muodostuvan lineaarisina funktioina muutamasta faktorista. Mallin lineaarisuus yksinkertaistaa siihen perustuvia laskelmia ja on luonnollinen ratkaisu, ellei monimutkaisemmalle mallirakenteelle ole riittävää teoreettista pohjaa. Faktorimalliin perustuvat laskelmat ovat hyvin samankaltaista kuin salkun komponenttien vaihteluihin ja korrelaatioihin perustuvat laskut. Eri komponenttien sijasta pyritään määrittämään kuhunkin faktoriin liittyvien vaihtelujen suuruudet sekä faktorien väliset korrelaatiot.

6.2.2 Riskisalkku

Salkulla tarkoitetaan tässä yhdistelmää X sijoittajan erilaisista taloudellisista tuotoista X_i . Kukin X_i kuvaa yhden erikseen tarkasteltavissa olevan toiminnon tai sijoituksen tuottoa ja kokonaistuotto on siis

$$X = \sum X_i \quad (6-1)$$

Tuotot X_i ovat satunnaisesti vaihtelevia – niiden sanotaan olevan stokastisia. Koko salkun tuotto X on siten myös stokastinen. Koska salkun tuotto on komponenttien tuottojen summa, on salkun tuoton odotusarvo komponenttien tuottojen odotusarvojen summa:

$$E(X) = \sum E(X_i) \quad (6-2)$$

Tärkein stokastisen suureen X vaihtelua kuvaava suure on hajonta σ , jonka neliö eli varianssi on $\sigma^2 = E(X - E(X))^2$. Näin ollen käyttäen merkintää $\bar{X} = E(X)$

$$\begin{aligned} \sigma^2 &= E((X - \bar{X})^2) \\ &= E\left(\sum_i (X_i - \bar{X}_i) \sum_j (X_j - \bar{X}_j)\right) \\ &= \sum_{i,j} E((X_i - \bar{X}_i)(X_j - \bar{X}_j)) \\ &= \sum_i \sigma_i^2 + \sum_{i \neq j} \sigma_{ij} \end{aligned} \quad (6-3)$$

missä σ_{ij} on stokastisten muuttujien X_i ja X_j kovarianssi

$$\sigma_{ij} = E((X_i - \bar{X}_i)(X_j - \bar{X}_j)) \quad (6-4)$$

Kovarianssi suhde siinä esiintyvien suureiden hajontojen tuloon on korrelaatiokerroin

$$\rho_{ij} = \sigma_{ij} / (\sigma_i \sigma_j) \quad (6-5)$$

Jos muuttujat ovat riippumattomia, on korrelaatiokerroin nolla. Jos muuttujien välillä on lineaarinen yhteys eli $X_i = a X_j + b$ ja kerroin a on nolasta eroava, on korrelaatiokertoimen itseisarvo yksi ja sen merkki sama kuin a :n merkki. Jos nämä väittämät eivät ole tuttuja, voi ne todistaa helposti sijoittamalla lineaarinen yhteys määritelmään ja laskemalla. Kaikissa muissa tapauksissa korrelaatiokerroin on itseisarvoltaan pienempi kuin yksi. Siis myös, kun riippuvuus on yksikäsitteinen, mutta ei lineaarinen.

Jos korrelaatiokertoimet ovat nollia, nähdään, että salkun varianssi saadaan painojen neliöllä kerrottujen varianssien summana. Jos kaikki painot ovat positiivisia, on niiden oltava yhtä pienempiä. Tällöin painokerroimen neliö on aina pienempi kuin itse painokerroin ja siten salkun varianssi on pienempi kuin komponenttien varianssien keskiarvo. Tarkastellaan esimerkiksi tapauksta, jossa kaikkien komponenttien varianssit ovat yhtä suuret. Tällöin

$$\sigma^2 = \sum_i \frac{1}{n^2} \sigma_i^2 = \frac{1}{n} \sigma_i^2 \quad (6-6)$$

Toisin sanoen salkun hajontaa voidaan pienentää lisäämällä salkkuun uusia komponentteja siten, että lisättäessä pienennetään jatkuvasti salkussa runsaimmin esiintyvien komponenttien osuuksia. Jos tarjolla on rajatta korreloimattomia sijoitusvaihtoehtoja, voidaan salkun hajonta saada rajoittamattoman pieneksi.

Jos komponentit ovat korreloituneita, ei vastaavaa hajonnan rajoituksetonta pienennystä saada aikaan. Laskutoimitus osoittaa esimerkiksi, että tapauksessa, jossa kaikkien komponenttien hajonnat ovat yhtä suuret kuten edellä ja lisäksi kaikki pareittaiset korrelaatiot ovat yhtä suuret ja positiiviset, on varianssi aina suurempi kuin korrelaatiokerroin kertaa yhden komponentin varianssi ja lähestyy tätä alarajaa komponenttien lukumäärän kasvaessa.

Riskinhallinnan tavoitteena on käyttää hyväksi erilaisten käytettävissä olevien sijoituskohteiden välisiä korrelaatioita ja koota salkku siten, että korreloivat osat kumoavat toisensa. Esimerkiksi sähkökaupassa esiintyy ainakin pitemmällä aikavälillä osto- ja myyntihintojen välisiä korrelaatioita, jotka automaattisesti pienentävät riskejä ja markkinoiden finanssituotteita voidaan käyttää täydellisempään riskien eliminointiin.

6.2.3 Faktorimallit

Edellä on tarkasteltu eri komponenttien välisiä korrelaatioita ottamatta kantaa niiden syntytapaan. Täten ajatellen korrelaatiot on määritettävä havainnoimalla markkinoita ja suorittamalla tilastollisia analyyseja. Lähestymistapaa voisi kuvata myös ekonometriseksi. Joissain tapauksissa tämä toimii hyvin, mutta useimmissa tapauksissa tilastollinen analyysi antaa hyvin epätarkkoja tuloksia. Tilanne pysyy harvoin muuttumattomana niin kauan, että olisi mahdollista kerätä riittävä tilastollinen aineisto.

Toinen lähestymistapa on etsiä yhteisiä tekijöitä, faktoreita, jotka vaikuttavat kaikkiin tai ainakin useisiin komponentteihin. Tämän lähestymistavan mukaan kunkin komponentin tuotto on

$$X_i = a_i + \sum_{j=1}^m b_{ij} f_j + e_i \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (6-7)$$

missä a_i :t ja b_{ij} :t ovat vakiokertoimia, f_i :t stokastisia faktoreita ja e_i :t kunkin komponentin riippumattomia vaihteluita. Kunkin komponentin tuoton vaihtelu perustuu sekä useisiin eri toimintoihin vaikuttaviin faktoreihin että komponentin omaan riippumattomaan vaihteluun. Eri faktorit voivat olla korreloituneita, eli niiden väliset kovarianssit voivat olla nollasta eroavia. Sen sijaan vaihteluiden e_i kovarianssit sekä keskenään että faktoreiden f_i suhteen oletetaan nolliksi:

$$\text{cov}(e_i, f_j) = 0, \quad i = 1, \dots, n; \quad j = 1, \dots, m \quad i, j = 1, \dots, n, \quad i \neq j.$$

Täten nähdään

$$\sigma_i^2 = \sum_{k=1}^m b_{ik}^2 \sigma_{f_k}^2 + \sum_{k \neq l} b_{ik} b_{il} \sigma_{f_k f_l} + e_i^2 \quad (6-8)$$

$$\sigma_{ij} = \sum_{k,l=1}^m b_{ik} b_{jl} \sigma_{f_k f_l}, \quad i \neq j$$

Lisäksi

$$\bar{X}_i = a_i + \sum_{k=1}^m b_{ik} \bar{f}_k \quad (6-9)$$

Jos faktoreita on vain yksi eli $m = 1$, ovat kaavat yksinkertaisempia:

$$\begin{aligned} \sigma_i^2 &= b_i^2 \sigma_f^2 + e_i^2 \\ \sigma_{ij} &= b_i b_j \sigma_f^2, \quad i \neq j \\ \bar{X}_i &= a_i + b_i \bar{f} \end{aligned} \quad (6-10)$$

Yhden faktorin tapauksessa on helppo laskea sellaisen salkun tuotto ja hajonta. Suoraviivainen lasku antaa tuloksen

$$\begin{aligned} \bar{X} &= a + b \bar{f} \\ \sigma^2 &= b^2 \sigma_f^2 + \sigma_e^2 \end{aligned} \quad (6-11)$$

missä

$$\begin{aligned} a &= \sum_{i=1}^n a_i \\ b &= \sum_{i=1}^n b_i \\ \sigma_e^2 &= \sum_{i=1}^n \sigma_{e_i}^2 \end{aligned} \quad (6-12)$$

Jos n on suuri ja eri komponenttien osuudet tuoton vaihteluihin samaa suuruusluokkaa, on jokainen σ_{e_i} luokkaa $1/n$. Tällöin on σ_e^2 luokkaa $1/n$ (n termiä, kukin luokkaa $1/n^2$). Näin ollen tuoton hajonnan toinen termi kaavassa (6-11) saadaan hyvin pieneksi, jos salkku on hyvin diversifioitu eli koostuu monesta tältä osin riippumattomasta komponentista. Sen sijaan ensimmäinen termi ei välttämättä pienene kohteiden lukumäärän kasvaessa, koska se edustaa kaikille yhteistä riippuvuutta yhdestä faktorista.

Ajatellen sähkön hankintaa faktorimallin ainoa faktori voisi olla sähkön pörssihinta. Salkun osat voivat sisältää sekä ostoa että myyntiä (tai sähköä tarvitsevan tuotteen myyntiä). Jos näin on, voidaan yrittää tavoitella yhdistelmää, jossa b on mahdollisimman pieni eli riippuvuudet ainoasta faktorista kumoaisivat mahdollisimman hyvin toisensa. Usein mahdollisuudet tällaiseen optimointiin ovat vähäiset ilman, että turvaudutaan finanssijohdannaisiin (kuten futuureihin ja optioihin), joista lisää jäljempänä.

Jos käytettävissä olevat toimintakeinot sallivat vaikuttamisen vain yhteen faktoriin liittyviin tekijöihin, voi yksifaktorimalli johtaa oikeisiin toimintaohjeisiin silloinkin, kun se kuvaa kokonaistilannetta suhteellisen huonosti, koska se kuvaa oikein juuri sitä riskikomponenttia, johon voidaan vaikuttaa.

6.3 Energiayhtiön riskinhallinta markkinaympäristössä

6.3.1 Salkun muodostuminen

Energiayhtiön salkkuun voi sisältyä mm. seuraavia komponentteja:

- oma kulutus
- oma tuotanto
- myyntisopimukset loppuasiakkaille
- kahdenväliset sähkönostosopimukset (fyysistä sähkönhankintaa)
- kahdenväliset sähkön tukkumyyntisopimukset
- pörssissä solmitut fyysiset hankintakaupat
 - useimmiten on perusteltua käsitellä salkun komponenttina myös suunnitelmaa tasapainottaa aiempien hankintaa ja myyntiä koskevien sopimusten ero hankkimalla puuttuva sähkö pörssistä tai myymällä liikaa hankittu sähkö pörssiin
- finanssisopimukset
 - pörssissä, meklarien välittämänä OTC-kauppoina tai suoraan kahdenvälisinä sopimuksina
 - futuurit ja forwardit
 - optiot

6.3.2 Kaupankäynnin riskien määräytyminen

Kun salkun koostumus on määritetty, on selvitettävä, minkälaisen tuoton salkku antaa erilaisissa kyseeseen tulevissa tilanteissa. Yrityksen tavoitteisiin kuuluu aina saada mahdollisimman suuri tuotto mahdollisimman pienin riskein. Salkku pyritään siis rakentamaan siten, että

- salkun komponenttien vaikutukset tuottoihin kumoavat mahdollisimman tarkoin toisensa
- tuoton odotusarvo säilyy mahdollisimman suurena

Kun tarkastellaan salkkuun sisältyviä epävarmuuksia, voidaan todeta, että ne ovat luonteeltaan hyvin monenlaisia:

- hintapävarmuudet koskien
 - sähkön myynnistä saatavaa hintaa
 - muita myyntituottoja (esim. kaukolämmön myyntituottoja)
 - ostosähkön hintaa
 - käytettävien polttoaineiden hintoja
 - valuuttakurssien vaikutuksia
- volyymiepävarmuudet
 - oman myynnin osalta
 - oman tuotannon osalta liittyen esimerkiksi yhteistuotantoon tai vesivoimaan
- teknilliset epävarmuudet erityisesti oman tuotannon osalta
- vastapuoliriskit (maksuihin sitoutuneen vastapuolen maksukyvyttömyysriski)

Tarkasteltaessa edellä mainittuja epävarmuuksia, kiinnitetään usein huomio miltei yksinomaan hintapävarmuuksiin, mutta energiakaupassa ovat myös volyymiepävarmuudet usein taloudellisesti erittäin merkittäviä ja ne saattavat korreloida hintavaihtelujen kanssa esimerkiksi säätilan vaihteluiden vaikuttaessa molempiin tai asiakkaiden kulutuksen hintajouston takia.

Aivan olennaista on ottaa huomioon mahdollisuus reagoida kehittyviin muutoksiin. Tarkasteltaessa pitemmän aikavälin epävarmuuksia päädytään aivan väärin johtopäätöksiin, jos unohdetaan se, että muutoksiin voidaan reagoida ja käytännössä niihin myös aina reagoidaan. Täten voidaan tulevaisuuden tuottojen todellista epävarmuutta pienentää monesti olennaisesti perustuen pelkästään jälkikäteisreagointiin sen jälkeen, kun muutokset ovat jo tiedossa.

On myös otettava huomioon muiden markkinoilla toimijoiden todennäköiset reaktiot muutoksiin. Tarkastellaan esimerkkinä tilannetta, jossa sähkön tukkuhintaa laskee ja alhaisen hinnan odotetaan pysyvän voimassa vähintään useita kuukausia, todennäköisesti vuoden. Yritys voi arvioida, että tämän seurauksena myyntikate nousee olennaisesti, kun voimassa olevat myyntisopimukset ovat kiinteähintaisia. Jos sopimukset ovat kuitenkin ostajan irtisanottavissa, kuten ainakin pienasiakkaiden sopimukset ovat, on odotettavissa, että kilpailijat tarjoavat edullisempia sopimuksia ja asiakkaita menetetään, ellei kiinteähintaiseksi sovittujenkin sopimusten hintatasoa alenneta.

Pyrittäessä minimoimaan salkun antaman tuoton epävarmuutta on siis:

- etsittävä yksi tai muutama perustekijä (faktori), joista eri hankinta-, kulutus- ja myyntikomponenttien volyymit, hinnat ja kustannukset riippuvat. Tekijät olisi pyrittävä valitsemaan siten, että niiden avulla voidaan ilmaista mahdollisimman tarkoin kaikki salkun eri komponenttien väliset korrelaatiot
- määritetään matemaattisena kaavana tai numeerisia menetelmiä käyttäen, kuinka salkun tuotto riippuu edellä mainituista faktoreista
- riippuvuutta määritettäessä on otettava huomioon sekä oma mahdollisuus reagoida muutoksiin ja parantaa täten tuottoa että muiden markkinaosapuolten todennäköinen käyttäytyminen muutostilanteissa

- kun kaikki edellä esitetty on tehty, voidaan tutkia mahdollisuuksia muuttaa salkun kokoonpanoa niin, että riskit pienenevät.

Edellä kuvattu tarkastelu edellyttää siihen sisältyvistä päätöksentekomahdollisuuksista tapahtumaketjujen simulointia, mikä voi tapahtua käyttäen kuhunkin valintatilanteeseen ennalta valittua päätöksentekoalgoritmia tai osittaisoptimointia niiden parametrien perusteella, joiden oletetaan olevan kyseisessä päätöksentekotilanteessa käytettävissä. Joissain tapauksissa päätöksenteon analysointi voidaan korvata optimallilla, jossa valinnanvapaus on jo otettu huomioon.

6.3.3 Aktiivinen riskinhallinta energiakaupassa

Aktiivisella riskinhallinnalla tarkoitan niitä toimenpiteitä, joilla tavoitellaan nimenomaan taloudellisten riskien pienentämistä ja yleensä tavalla, jonka muut vaikutukset yrityksen toimintaan ovat suhteellisen pienet. Tärkeimpinä välineinä aktiivisessa riskinhallinnassa ovat finanssituotteiden markkinat sekä pörssissä että sen ulkopuolella OTC-markkinoilla ja kahdenvälisinä sopimuksina. Kun finanssituotteita käytetään riskien pienentämiseen, puhutaan yleisesti riskeiltä *suojautumisesta*.

Tarjolla olevia finanssituotteita ovat

- erilaiset futuurit eli mm. Nord Poolin futuurit ja forwardit sekä näitä monipuolisempi valikoima OTC-markkinoiden tuotteita ja bilateraalisopimuksia
- optiot, joita on rajoitetusti saatavilla Nord Poolin välittämänä ja monipuolisemmin OTC-markkinoilta.

Futuureille on ominaista, että ne ovat vaikutukseltaan lineaarisia niiden määrittelyssä käytetyn hinnan suhteen. Edellisen kohdan mukaan tuoton epävarmuus aiheutuu monista eri tekijöistä, eivätkä läheskään kaikki niistä ole lineaarisia. Epävarmuudet voivat riippua myös tekijöistä, jotka eivät lainkaan korreloi futuurien määrittelyssä käytettävien hintojen kanssa.

Riskiä minimoitaessa kannattaa yleensä etsiä sellainen lineaarinen suojaustaso, että toiminnan turvaamisen kannalta olennaisimmat tekijät saadaan hoidetuksi. Epälineaarisuudet eivät yleensä ole niin suuria, että tämä olisi kriittinen ongelma.

Esimerkkinä tarkastellaan sähkönmyyjää, jolla ei ole omaa tuotantoa. Tehdään seuraavat oletukset, jotka ovat usein riittävän tarkasti voimassa:

- Hintojen ei tiedetä korreloivan myyntimäärien muutosten kanssa.
- Sähkön futuurituotteiden transaktiokustannukset ovat niin pienet, että ne voidaan jättää ottamatta huomioon.
- Futuurituotteiden markkinat oletetaan niin likvideiksi, että niillä on aina hyvin määritelty hintataso, johon tarkasteluja suorittavan sähkönmyyjän omat kaupat eivät vaikuta.
- Hintatason oletetaan myös käyttäytyvän rationaalisesti eli sähkönmyyjä ei usko itsellään olevan parempia arvioita sähkön tulevasta hintatasosta kuin ne, joiden perusteella futuurihinnat ovat muodostuneet.
- Myyjä ei pysty vaikuttamaan tai halua vaikuttaa myyntivolyymeihin esimerkiksi markkinointiaktiviteetteja muuttamalla tarkasteluajavälin kuluessa.

- Myyjä ei voi muuttaa myyntihintojaan eivätkä myyntihinnat muutenkaan korreloi hankintahinnan kanssa.

Kun edellä luetellut oletukset ovat voimassa, kannattaa sähkönmyyjän ylläpitää jatkuvasti hankintasalkkua, jonka volyyymi vastaa tulevan myynnin odotusarvoa. Tämä hankintasalkku koostuu luontevasti pitkäaikaisista kiinteämääräisistä fyysisistä sähkönostosopimuksista ja sähköfutuureista, joiden avulla aikanaan pörssistä ostettavan sähkön kustannusvaikutus tulee pitkäaikaisopimusten kaltaiseksi.

Kun arviot sähkönmyyntivolyyymeista muuttuvat, kannattaa hankintasalkkua päivittää jatkuvasti niin, että hankintasalkun volyyymi on identtinen myyntiennusteen kanssa. Pienillä poikkeamilla ei ole merkitystä, mutta mitään syytä ei ole poiketa tarkoituksellisesti kumpaankaan suuntaan, jos edellä luetellut oletukset pysyvät voimassa.

Usein esitetty suositus suojata aluksi vain osa tulevasta hankinnasta ja kasvattaa suojausta lähemmäs koko volyyymia vasta toimitusajankohdan läheisyydessä voi olla ja useimmiten onkin perusteltu siitä syystä, että oletuksista kaksi viimeistä eivät yleensä ole voimassa kovin pitkälle tulevaisuuteen. Jälleenmyyntihinnat nousevat yleensä hankintahintojen pitkäaikaisen nousun seurauksena ja myyjällä on myös mahdollisuus vähentää markkinointiponnistuksiaan, joten hankintahinnan vaihtelut eivät välttämättä vaikuta täysimääräisesti tulokseen. Huolellisempi riskisalkun laskenta osoittaa, mikä on paras arvio hintariskille avoimena olevan hankinnan nettomäärästä ja suojaus on hankittava tälle määrälle.

Sen sijaan koko hankintaennustetta vastaavan suojautumisen hankkiminen vaiheittain siitä syystä, että sen ehtii tehdä myöhemminkin, ei ole pätevä perustelu alisuojaukselle. On muistettava, että suojautuminen on miltei ilmaista ja että koko suojautumisen idea on eliminoida tulevien hinnanmuutosten vaikutukset ja nämä futuurihinnat voivat periaatteessa muuttua hyvinkin pian jääden uudelle tasolleen pitkäksi aika tai jopa jatkaen samansuuntaista muutosta.

Volyymiepävarmuudet voivat olla ongelma ajatellen futuureihin perustuvaa suojautumista. Jos volyymin arvioinnissa sattuu huomattava virhe ja samanaikaisesti spotmarkkinoiden hintataso on epäedullinen, voivat menetykset olla suuria. Tarkastellaan, kuinka myyntikate muuttuu, kun myyntihinta on kiinteä h_M , ennakoitu ostohinta h_0 , ennakoitu volyyymi E_0 ja vastaavat toteutuneet arvot h ja E .

Ennakoitu myyntikate on

$$K_0 = (h_M - h_0)E_0$$

ja toteutunut

$$K = (h_M - h)E$$

Ja niiden erotus

$$K - K_0 = (h_0 - h)E_0 + (h_M - h)(E - E_0) \quad (6-13)$$

Kaavan (6-13) ensimmäinen termi, on helposti suojattavissa futuureilla, mutta jälkimmäinen termi on ongelmallinen, koska volyympoikkeama voi yhtä todennäköisesti olla kumpaankin suuntaan tahansa. Myyntikate kärsii, jos volyyymi on suuri ja ostohinta samanaikaisesti korkea sekä silloin kun volyyymi on pieni ja ostohinta edullinen. Viimeksi mainitussa tapauksessa katteenmenetys muuttuu tappioksi vasta, kun otetaan huomioon, että suojaus on otettu myyntimäärälle E_0 , joten myynti ei tuota sitä katetta, jonka varaan on laskettu valmius maksaa suojauksen synnyttämä maksuvelvoite.

Laskuharjoituksessa lasketaan, missä määrin on mahdollista suojautua hinnan ja määrän korrelaatiota sisältävältä tilanteelta muuttamalla futuureilla tapahtuvan suojauksen määrää.

Tällaiselta tilanteelta suojautumiseen voidaan käyttää **optioita**, joiden luonne tekee ne juuri tällaiseen tilanteeseen sopivaksi. Esimerkiksi sähkön myyjä voi varautua yhtäaikaisiin riippumattomiin volyyymi- ja hintamuutoksiin hankkimalla futuureja vastaamaan odotettua volyyymia, osto-optioita arvioituja maksimi- ja odotusvolyymin erotusta vastaavassa määrin, sekä myyntioptioita, joiden avulla voi kompensoida myynnin jäämisen odotettua tasoa alhaisemmaksi. Osto-optiosta saa kompensatiota korkean hinnan ja korkean myynnin yhdistelmän aiheuttamille tappioille ja myyntioptiot kompensoivat tappioita joita syntyy liian suurta volyyymia edustavista futuurisuojausista.

Optioiden haittapuolena on se, että ne eivät futuureista poiketen ole olennaisesti ilmaisia. Futuureja käyttäen voi pienentää riskiä vaikuttamatta tuoton odotusarvoon. Option hinta muodostuu käytännössä yhdistelmänä sen antaman tuoton odotusarvosta, tuoton epävarmuuteen liittyvästä riskilisästä sekä option myyjän vaatimasta lisätuotosta, joka voi muodostua ostajan kannalta kohtuuttomaksi markkinoilla, joilla optiokaupan volyyymi on pieni. (Jos optiot ovat tehokkaan kaupankäynnin kohteena, ei tällaista lisähintaa synny, mutta tämä ei liene tilanne sähkömarkkinoilla.) Pieneen volyyymiin liittyy myös se haittapuoli, että se ei anna pohjaa kaupankäynnille useilla eri optioilla, jotka eroavat toisistaan vain option toteutushinnan suhteen. Jos tämä hinta poikkeaa olennaisesti option ostajan tarpeista, ei optio anna ostajalle yhtä tehokasta suojaa riskejä vastaan, jolloin optioiden kannattavuus kärsii edelleen.

Nord Poolissa on nykyisin mahdollista käydä kauppaa suppeahkolla valikoimalla optioita. Kyseessä ovat niin sanotut eurooppalaiset optiot, joiden kohde-etuuksina ovat forward-tuotteet. Tämä tarkoittaa, että osto-optio vaihdetaan kyseiseen forward-tuotteeseen vähän ennen kuin kaupankäynti kyseisellä forward-tuotteella päättyy, jos forwardin hinta on korkeampi kuin optiossa määritelty toteutushinta. Päinvastaisessa tapauksessa optio raukeaa. Myyntioption suhteen tilanne on käänteinen. Toteutus tapahtuu aina yhtenä ennalta määrättynä päivänä joka on siis myös vähän ennen kuin kohdekausi alkaa.

Optio-tarjonta on suppeahko siinä suhteessa, että ensinnäkin kohdekausia on valittavissa vain neljä: kaksi seuraavaa vuodenaikafutuuria ja kaksi seuraavaa vuosifutuuria ja toiseksi toteutushintoja on 10-12 kullekin optiolle. Tämä voi kuulostaa paljolta, mutta ei silti tarjoa oikeaa yhdistelmää jokaiselle kiinnostuneelle. Toisaalta jo nykyinen tarjonta on niin laaja, että se vähentää jokaisen yksittäisen tuotteen likviditeettiä. Vois siis olla vaikea löytää kohtuullisella hinnalla myyjä, kun haluaa ostaa option tai saada optio kaupaksi oikeaan hintaan, kun siitä haluaa päästä eroon.

Kauppaa käytäneen enemmän Nord Poolin ulkopuolella OTC-markkinoilla, mutta siitä ei ole käytettävissä tarkempia tietoja.

Normaalit markkinoilla toimijoiden suojaustarpeet eivät automaattisesti johda kiinnostukseen olla optioiden myyjänä. Nimenomaan option ostaja saa optiosta oikeuden kauppaan, jolla kompensoi omia menetyksiään. Option myyjä joutuu sopeutumaan toisen valintaan, joka on toisin täysin ennustettavissa option toteutushetkellä. Joka tapauksessa optio on ostajalle aina arvokkaampi kuin samaa etuutta koskeva sitova ennakkokauppa ja myyjälle vastaavasti vähempiarvoinen.

Optioon näin liittyvä lisähinta on sitä suurempi mitä todellisempi on epävarmuus option toteutuksesta. Parhaat edellytykset optiotyyppisten suojausten kaupalle lienee siten, että myyjäosapuolena on laajaa johdannaisvalikoimaa tarjoava yritys. Tällaista kauppaa käyvät Suomessakin suurten energiayhtiöiden yksiköt tai niiden omistamat erilliset yhtiöt. Yksi merkittävimmistä toimijoista oli Enron, jonka poistuminen markkinoilta muualla syntyneiden ongelmien seurauksena kavensi vaihtoehtoja pohjoismaiden markkinoilla ainakin joksikin aikaa.

6.4 Sähkön jälleenmyyjän hinnoittelu

Sähköenergian myyntihinta on kilpailun alaista ja määräytyy siten kilpailuilla markkinoilla. Määrittäessään tariffimyynnin tariffeja tai myyntitarjousten hintoja joutuu sähkönmyyjä ottamaan huomioon ainakin seuraavat seikat:

- oman sähkönhankinnan arvioidut kustannukset
- riskinhallinnan kustannukset
- oman toiminnan kustannukset
- minimikatteen, joka on hyväksyttävissä ottaen huomioon, että kaikkia risekjä ei ole voitu eliminoida.

Tilanne on selkein, kun kyse on erillisestä kaupasta, jonka suuruus, hinta ja muut ehdot on tarkoin sovittu kauppaa tehtäessä. Tällöin rationaalisesti toimiva myyjä vertaa myyntihintaa niihin kustannuksiin, joita kaupan mukaisen sähkön lisähankinnasta myyjälle aiheutuu. Koska myyjä voi aina tasapainottaa taseensa sähköpörssissä, on tämä lisäkustannus kaikille myyjille miltei täsmälleen sama ja määräytyy sähkön pörssihinnoista. Jotta kauppa ei aiheuttaisi myyjälle riskejä, tekee osaava myyjä hankintaa koskevat kaupat samanaikaisesti kuin sopii myynnistä. Hankintahinta on tällöin futuuripörssin hintojen mukainen, vaikka kaupasta sovittaisiin pörssin ulkopuolella, koska tukkumarkkinoilla ei voi samanaikaisesti olla kahta eri hintatasoa täsmälleen samalle tuotteelle.

Esimerkki siitä, millaisiin hintoihin tämä toimintatapa voi johtaa eri tilanteissa, on jäljempänä. Olennaista on huomata, että kauppa, jossa sovitaan toimituksista, jotka alkavat vasta kaukana tulevaisuudessa (esimerkiksi vuoden kuluttua) voidaan solmia sangen vakaina pysyvin hinnoin, koska tulevien vuosien vesitilanteesta ei koskaan ole tietoa, eikä tämä hintoihin voimakkaammin vaikuttava tekijä siten heiluta hintoja merkittävästi. Välittömästi alkavia toimituksia koskeva kauppa riippuu vallitsevasta vesitilanteesta ja päivän hintatasosta sitä voimakkaammin, mitä lyhyempää jaksoa se koskee.

Kun kauppa koskee ennalta sovitun aikataulun mukaisesti toimitettavaa sähköä, voi myyjä suojata oman hankintansa hyvin tarkasti eliminoiden taloudelliset riskit miltei täydellisesti. Kun myös kulut ovat vähäiset eikä kauppaan sitoudu myyjän omaa pääomaa, on kilpailu kovaa ja myyjän marginaali jää pieneksi. Jotta oikea hinnoittelu onnistuisi käytännössä, on käytettävissä oltava laskentajärjestelmä, joka kertoo vaivattomasti, kuinka suuriksi suojatun sähkönhankinnan kustannukset muodostuvat, kun määrät ja aikataulut vastaavat kyseisen myyntitarjouksen ehtoja.

Jonkin verran ongelmallisempi myyjälle on avoin toimituskauppa, jossa hinta on sovittu kiinteäksi, mutta toimitusmäärä riippuu ostajan sähkötarpeesta, joka taas riippuu tyypillisesti mm. säätilasta. Oman hankinnan suojaus voidaan tällöin tehdä

keskimäärin odotettavissa olevalle toimitusmäärälle, mutta myyjälle jää vaikeasti eliminoitavissa oleva riski, joka toteutuu esimerkiksi poikkeuksellisen pakkasjaksona, jolloin monien asiakkaiden kulutusmäärät ovat huipussaan ja sähkön hinta samanaikaisesti korkea. Tällaisen kaupan hintaan myyjän on lisättävä riskiä vastaava korotus, jotta toiminta olisi kestäväällä pohjalla.

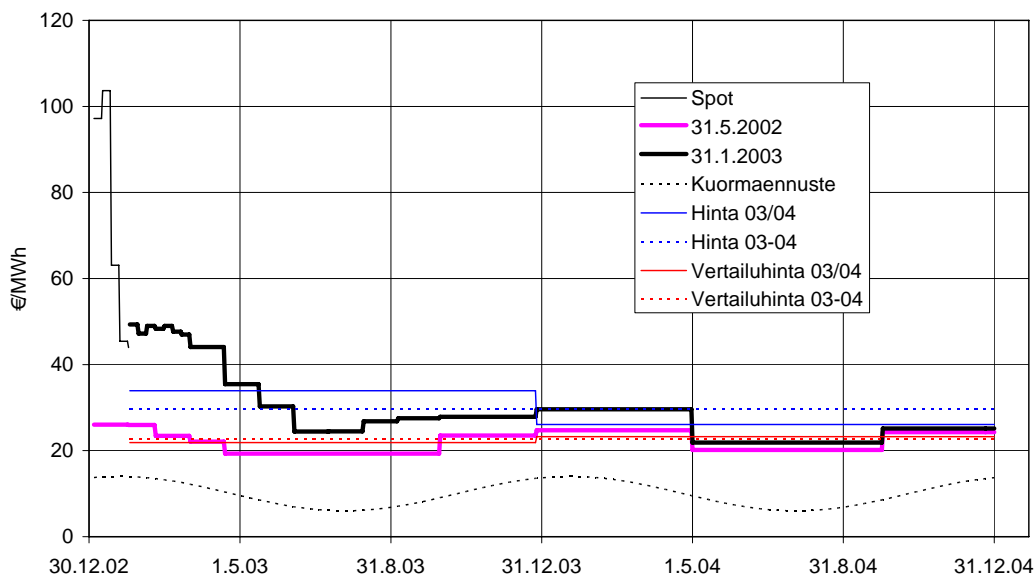
Myyjän kannalta vielä pulmallisempaa on tariffimyynti, jossa asiakkailla on oikeus irtisanoa sopimuksensa milloin tahansa. Tällöin myyjä ei voi suojata tehokkaasti myyntiä yksittäiselle asiakkaalle, koska tiedossa ei ole, kuinka kauan myyntisopimus pysyy voimassa. Toisaalta sähkönmyyjillä on oikeus muuttaa tariffimyynnin hintaa ja siten kompensoida hankintahinnan pitkäkestoisten muutosten vaikutukset. Hankintahinnan noustessa nopeasti myyjälle ehtii tulla merkittäviä tappioita ennen kuin hinnannousu on ehditty viedä myyntihintoihin. Lyhytkestoisen hintapiikin synnyttämät menetykset jäänevät pysyviksi, mutta hintojen laskiessa pitempikestoisen hinnannousun jälkeen, vaikuttaa vastaava viive myyjän eduksi.

Tariffimyyntiin liittyvän hankinnan hinnanmuutoksien aiheuttamien menetysten minimoimiseksi ovat jotkut sähkönmyyjät esittäneet, että tariffien muutoksia pitäisi merkittävästi nopeuttaa. Tätä on perusteltu mm. sillä, että muutokset ovat nopeampia Ruotsissa ja Norjassa. Myyjien on kuitenkin helppo suojata hankintansa siten, että valtaosa hinnanmuutosten vaikutuksista eliminoituu. Kun hinta vaikuttaa pienkuluttajien sähkönkäyttöön lyhyellä tähtämellä hyvin vähän, ei hinnannousun nopeaa viemistä kuluttajahintoihin voi perustella vahvasti myöskään sen toimintaa ohjaavalla vaikutuksella.

Päinvastoin voitaisiin pitää perusteltuna, että sähkönmyyjät suojaisivat nykyistä suuremmassa määrin tariffimyyntiä vastaavaa sähkönhankintaansa ja siten hidastaisivat entisestään nopeimpia hinnanmuutoksia. Tämä on mahdollista, koska myyjät tietävät riittävän hyvin kuinka hitaasti asiakkaat vaihtavat sähkönmyyjää ja siten voivat myös arvioida riittävän luotettavasti tulevan myyntivolyyminsa. Jäljelle jää vaikeasti suojattavana säätilan vaikutus yleiseen kulutustasoon, mutta tämän riskin kannalta tariffimyynti ei mitenkään eroa kiinteään hintaan tapahtuvan, määrältään avoimen myynnin riskeistä. Ongelmaksi jää, että asiakkaiden on hyvin vaikea valvoa myyjien hinnoittelun asianmukaisuutta, kun hinnanmuutoksiin liittyy suojauksia vastaavia viiveitä. On mahdollista, että parasta menettelyä noudattava jälleenmyyjä menettää asiakkaitaan hintojen laskuvaiheessa, kun asiakkaat eivät osaa arvostaa suojausten heille nousuvaiheessa antamia hyötyjä. Sitoutuminen tiettyihin valvottavissa oleviin julkistettuihin hinnoitteluperiaatteisiin voisi ainakin periaatteessa auttaa tämä ongelman ratkaisussa.

6.4.1 Esimerkki kiinteään hintaan tapahtuvan kaupan hinnoittelusta

Hintafutuurit ja hankinnan keskihintoja



Oheisessa kuvassa on esitetty tilanne sellaisena kuin sen olisi sähkönmyyjä voinut nähdä 31.1.2003 tehdessään tarjousta asiakkaalle vuoden 2003 loppuun tai 2004 loppuun ulottuvalle sähkönmyyntisopimukselle. Vertailun vuoksi on mukana myös vastaava hintatieto, jota olisi käytetty, jos sopimus olisi tehty 31.5.2002, mutta sopimuskausi olisi joka tapauksessa alkanut 1.2.2003.

Kuvasta voi nähdä seuraavia asioita:

- tammikuun viikkojen toteutuneet spot-hinnat. Hinta oli huipussaan heti vuoden vaihteen jälkeen, mutta edelleen korkea tammikuun lopussa.
- sähköfutuureiden hinnat pörssissä 31.1.2003 tuleville viikoille aina vuoden 2004 loppuun.
- vastaavat hinnat sellaisina kuin ne olivat 31.5.2002.
- aaltoilevana katkoviivana arvio sen kuluttajan sähköntarpeen vaihteluista, jolle tarjousta tehdään
- tarjouslaskennan pohjaksi tarvittavien keskimääräisten hankintahintojen tasot sekä erikseen vuosille 2003 ja 2004 että niiden yhdistelmälle. Molemmat on lisäksi laskettu perustuen sekä 31.5.2002 että 31.1.2003 hintatasoihin.

Nämä sähkönhankinnan keskihinnat ovat seuraavat (€/MWh):

	vuosi 2003	vuosi 2004	molemmat
31.5.2002 hinnat	21,86	23,26	22,62
31.1.2003 hinnat	33,95	26,08	29,68

Taulukosta ja kuvasta nähdään, että vuoden 2003 hankintakustannus on noussut 55%, kun hankinta kiinnitetään 31.1.2003 verrattuna siihen, mitä se olisi ollut, jos hankinta olisi hoidettu jo 31.5.2002. Vuoden 2004 sähkön osalta vastaava nousu on 12% ja molempien yhdistelmälle 31%.

Tammi-helmikuun vaihteen tilanne ei suinkaan ole mikään äärimmäinen esimerkki talvelta 2002-03. Tammikuun alussa vastaavat korotukset olisivat olleet noin kolminkertaiset eli vuoden 2003 sähkön hankintakustannus olisi ollut lähes kolminkertainen verrattuna 7 kk aiemmin hoidettuun hankintaan. Ero kasvoi uudelleen helmikuussa, mutta laski sitten pian suunnilleen samalle tasolle, millä se oli tammikuun lopussa.

Kun sähkö sopimus tehdään molemmin puolin sitovana, määräytyy oikea hintataso siis kaupantekohetkellä vallitsevista futuurihinnoista, koska oikein asiansa hoitava sähköyhtiö varmistaa sähkön hankintansa heti, kun myyntisopimus on tehty. Jos tällaisen sopimuksen tekevä asiakas haluaa välttyä yllätyksiltä, pitäisi toimia niin, että uusi sopimus solmitaan niin hyvissä ajoin ennen kuin edellinen umpeutuu, että esimerkiksi vallitseva vesitilanne ei vielä vaikuta olennaisesti sopimuskauden futuureihin. Täten oli tammikuun 2003 lopulla mahdollista solmia sähkö sopimus vuodelle 2004 vain lievästi kohonneeseen hintatasoon perustuen.

Esimerkki on pääpiirtein tammikuun 2003 todellista kaupankäyntitilannetta vastaava, mutta siinä on joukko yksinkertaistuksia: sopimuskaudet on valittu vastaamaan futuurien määrittelyjaksoja, hinnat ovat pohjoismaisia systeemihintoja, eivät Suomen aluehintoja, valuuttakurssiriskejä ei ole otettu huomioon ja kulutuksen vaihtelu kellonajan ja viikonpäivän mukaan on jätetty ottamatta huomioon. Mikään näistä tekijöistä ei vaikuta olennaisesti esimerkkiin, mutta sähköyhtiön on otettava ne kaikki huomioon omassa riskinhallinnassaan.

7. Ympäristönäkökohdat ja markkinat

Energia-alalle on asetettu monia vaatimuksia ja tavoitteita energiasektorin ympäristöhaittojen pienentämiseksi. Yleisesti pyritään siihen, että tavoitteet saavutetaan aiheuttaen mahdollisimman pienet kustannukset ja vaikeuttamatta energiamarkkinoiden toimintaa. Monet perinteiset ratkaisut ovat kuitenkin ongelmallisia kilpailluilla energiamarkkinoilla.

Selkeän esimerkin muodostaa Saksassa käytetty syöttötariffiratkaisu tuulivoiman ja aurinkovoiman tukemiseksi varhaisessa muodossaan. Menettelyn ideana oli, että paikallinen sähköyhtiö oli velvollinen ostamaan tuulivoimalla tuotettua sähköä kiinteään hintaan, joka oli ehkä nelinkertainen verrattuna niihin vaihtoehtoihin sähkönhankinnan kustannuksiin, joista voimayhtiö pääsi toisaalla eroon. Nykyisin ylihintaa on pienennetty, mutta se on edelleen huomattava. Aurinkoenergian osalta hinta on suunnilleen kymmenkertainen. Ideana oli turvata tuuli- tai aurinkovoimalan rakentajalle niin hyvä tulotaso, että investointeja syntyy. Tuulienergian osalta pienempikin tuki olisi voinut riittää useimmissa tapauksissa, mutta tuen voimakkuus lisäsi kapasiteetin kasvua sielläkin, missä tuulusuus ei useimpien mielestä ole riittävä järkevälle tuulivoiman rakentamiselle.

Kuvatussa järjestelyssä tuulivoiman tukeminen oli asetettu paikallisen sähköyhtiön velvollisuudeksi. Kun toiminta oli ainakin suurelta osin monopoliluonteista, nämä lisäkustannukset oli helppo siirtää kuluttajille. Prosentuaalinen vaikutus sähkönhintoihin ei ollut kovin suuri, koska tuulivoiman osuus ei ehtinyt kasvaa kovin suureksi.

Vapailla markkinoilla ja erityisesti tuulivoimantuotannon lisääntyessä joidenkin yhtiöiden toimialueilla hyvin merkittäväksi (Schleswig-Holsteinissa tuulivoiman energiantuotanto ylittää normaalivuonna 25% kulutuksesta) tulee ylihintaisesta ostovelvoitteesta kohtuuton. Eri sähköyhtiöiden välinen vääristymä on nyt poistettu siirtämällä tuulivoimasähkön ostovelvoite valtakunnalliseksi ja rahoitettavaksi tasapuolisesti kaikkien yhtiöiden myynnistä. Täten voitiin korjata akuutein ongelma, mutta järjestely poikkeaa kuitenkin monella tavoin vapaan kilpailun periaatteista.

Suorat julkiset tuet investointeihin yhdistettyinä eri tavoin toteutettuihin verotuksellisiin etuihin ovat yleinen tapa edistää ympäristöhaittojen vähentämistä sekä uusiutuvan energian tuotantoa. Perusluonteeltaan tämäkään menettely ei vastaa samaa ajattelumallia kuin vapaiden markkinoiden edistäminen. Ympäristötavoitteiden saavuttamiseen liittyvät kustannukset pitäisi saada saman kilpailun piiriin kuin varsinainen energialiiketoimintakin. Tämä johtaisi ainakin periaatteessa asetettujen tavoitteiden saavuttamiseen kokonaistaloudellisesti edullisimmalla tavalla. Jotta kyseessä olisi todella kokonaisoptimi, on myös ympäristötekijöille asetettujen vaatimusten oltava oikeassa suhteessa niistä aiheutuviin kustannuksiin.

Menettelyä, jolla on pyritty löytämään kokonaisedullisuuden mukaisesti oikeat maksimikustannukset eri ympäristöhaittojen vähentämiselle, nimitetään ulkoiskustannusten laskennaksi. Ulkoiskustannukset tarkoittavat sellaisia kustannuksia, joita toiminnasta aiheutuu jollekulle muulle kuin itse toiminnan harjoittajalle. Tärkeimpiä esimerkkejä ovat happamoittavien päästöjen vaikutukset luontoon ja rakenteisiin, erilaisten päästöjen terveysvaikutukset sekä ilmastokaasujen vaikutukset maailmanlaajuiseen hyvinvointiin. Ulkoiskustannukset voivat perustua myös muihin hinnoittelua aiheuttavan kilpailun ulkopuolelle jääviin haittoihin kuin ympäristövaikutuksiin. Esimerkiksi liian

vähäisestä tuotantokapasiteetista aiheutuvien sähkökatkojen haitat ovat myös ulkoiskustannuksia.

Ympäristövaikutuksiin perustuvien ulkoiskustannusten laskennassa on saatava analysoiduksi koko seurausketju:

1. toiminnan välittömät vaikutukset ympäristöön (esimerkiksi savukaasuihin sisältyvät haitalliset aineet)
2. kohdassa 1 todettujen välittömien vaikutusten muuntuminen uusiin muotoihin, kulkeutuminen ja päätyminen kohteeseen, jossa se aiheuttaa vahinkoa (esimerkiksi rikkidioksidin muuntuminen sulfaateiksi ja edelleen pieniksi sulfaattipohjaisiksi hiukkasiksi, kulkeutuminen ilmakehässä muuntumisen eri vaiheissa ja hiukkasten päätyminen ihmisten keuhkoihin)
3. vahinko, joka syntyy edellisessä kohdassa mainitussa kohteessa (esimerkiksi keuhkoihin päässeistä hiukkasista syntyvät sairaudet ja ennenaikaiset kuolemat)
4. syntyneen vahingon taloudellinen vastine (kuinka monta euroa vastaa yksi sairaspäivä tai yksi ennenaikainen kuolemantapaus)

Kaikkiin tämän ketjun vaiheisiin liittyy suuria epävarmuuksia ja tulkinnanvaraisuuksia, joten parhaitenkin analyysien johtopäätökset ovat edelleen kiistanalaisia ja niissä on jo alun perin annettu lopputulokselle suuret epävarmuusrajat. Tyypillinen epävarmuus on pikemminkin yhden suhde kymmeneen kuin yhden suhde kahteen. EU:n piirissä ja alkuvaiheessa yhteistyössä amerikkalaisten tutkijoiden kanssa toteutettu monivaiheinen ExtrenE-hankekokonaisuus (katso <http://www.externe.info/>) on varmastikin tuottanut parhaan olemassa olevan aineiston ulkoiskustannusten arvioinnista, mutta näiden arvioiden käyttöön liittyy edelleen hyvin merkittäviä epävarmuustekijöitä. Erityisen keskeneräiseksi jäi soveltaminen ilmastomuutosta aiheuttaviin päästöihin.

Jotta periaate saastuttaja maksaa toimisi oikein, pitäisi maksun vastata ulkoiskustannuksia, mutta kuinka voidaan maksu määrätä, kun sen suuruudelle ei ole arviota, joka olisi tekijää 10 tarkempi?

Teollisuus pitää luonnollisesti kiinni siitä, että maksu ei saisi ylittää alinta arviota haittojen taloudellisesta vastineesta ja tämä onkin ehkä yleisin lähestymistapa. Kun tehdään muutos oikeaan suuntaan, edetään mieluummin liian vähän kuin reilusti yli. Ylimpien arvioiden soveltaminen voisikin johtaa siihen, että oltaisiin kauempana oikeasta tasosta kuin lähtötilanteessa, jos epävarmuus haittojen todellisesta taloudellisesta merkityksestä on epävarma enemmän kuin tekijällä kaksi. Lisäksi liian äkkiäiset muutokset esimerkiksi teollisuuden toimintaedellytyksissä johtavat usein menetyksiin, jotka ovat paljon tavoiteltua maksukertymää suuremmat.

Seuraavassa tarkastellaan kahta markkinoiden käyttöön perustuvaa taloudellisen ohjaamisen keinoa, joille on yhteistä, että hallinnollisesti asetetaan määrällisiä tavoitteita ja lopullinen kustannusvaikutus selviää vasta tavoitteita käytännössä toteutettaessa. Tämä menettely sopii hyvin sellaisen kehityksen käynnistämiseen, jonka uskotaan johtavan pitkällä aikavälillä tiukkenevien vaatimusten kehittymiseen. Tarkasteltavat menettelyt ovat

- yrityskohtaiset kiintiöt ja päästökauppa ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi
- vihreät sertifikaatit uusiutuvan energiantuotannon edistämiseksi.

7.1 Yrityskohtaiset kiintiöt ja päästökauppa

Kioton sopimuksessa EU:n jäsenmaat sitoutuivat vähentämään ilmastokaasujen päästöjään 8%:lla vuoden 1990 tasosta jaksolle 2008-12. Myöhemmin on vahvistettu, että EU pyrkii tähän koko EU:n yhteenlaskettujen päästöjen tasolla siten, että eri maiden velvoitteet ovat toisistaan poikkeavia. Esimerkiksi Suomen tavoitteessa riittää päästöjen saattaminen takaisin 1990 tasolle. EU on päättänyt toteuttaa jo vuosina 2005–07 omaan alueeseensa rajoittuvan ja toimialakattavuudeltaan jonkin verran suppeamman päästökaupan, jotta valmiudet olisivat kaikin puolin paremmat Kioto-kauden alkaessa.

Vaikka eri maiden tavoitteissa pyrittiin yhtenä tekijänä ottamaan huomioon se, että päästöjen vähentäminen on joissain maissa paljon helpompaa kuin toisissa, on odotettavissa, että voimassa olevien tavoitteiden saavuttamisen rajakustannukset muodostuvat eri maissa huomattavasti erisuuruiseksi. Jotta kokonaiskustannuksia voitaisiin pienentää vähentämällä päästöjä aina siellä, missä se kussakin tilanteessa on edullisinta, on sovittu, että päästöoikeuksia voidaan siirtää maasta toiseen kolmea mekanismia käyttäen. Näistä kaksi on projektipohjaista ja niiden merkityksen odotetaan useista syistä jäävän suhteellisen vähäiseksi, mutta suoraviivainen päästökauppa voi muodostua hyvinkin tärkeäksi. Esimerkiksi Venäjälle tulee olemaan hyvin helppoa pysytellä reilusti tavoitetason alapuolella, jolloin Venäjä voisi myydä kiintiötään sellaisille maille, joille tavoitteen saavuttaminen tulee kalliiksi.

Kioton sopimus koskee vain valtioiden päästökattoja ja valtioiden välistä päästökauppaa, mutta päästöjä vähennystavoitteen kannalta samantapaisia ongelmia on kunkin valtion sisällä:

- Kuinka huolehditaan siitä, että valtion kokonaistavoite toteutuu?
- Kuinka minimoidaan kokonaistavoitteen toteuttamisen kustannukset?

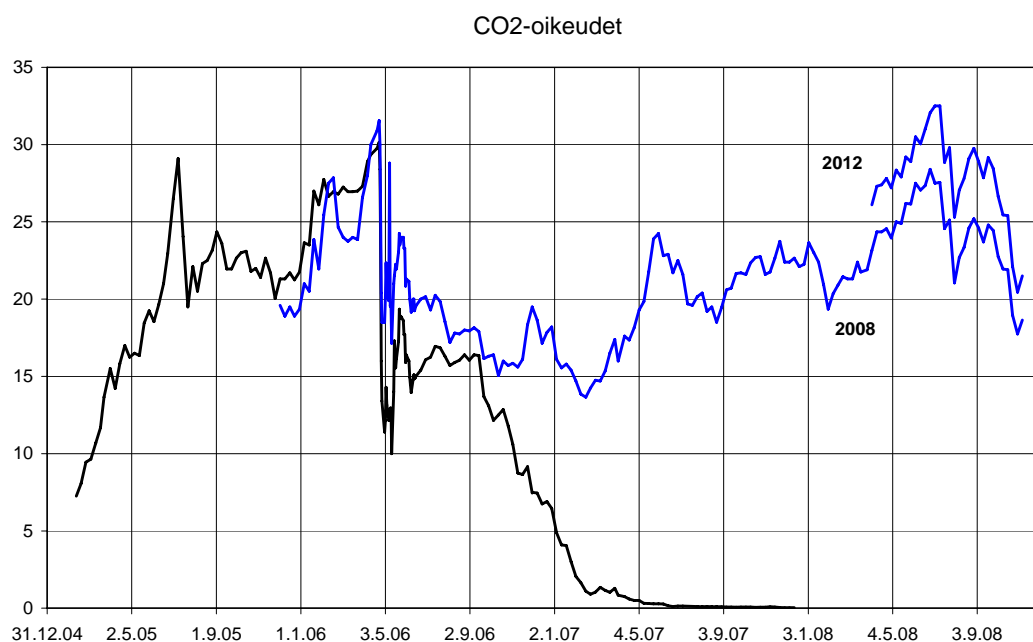
EU:ssa on päädytty ratkaisuun, jossa

- päästöjä synnyttävään toimintaan on hankittava päästöoikeudet
- kullekin yritykselle luovutetaan ilmaiseksi tai pientä maksua vastaan tietty määrä päästöoikeuksia
- yritykset voivat käydä keskenään kauppaa päästöoikeuksista
- yritystenvälinen kauppa avataan välittömästi Euroopan laajuiselle kaupalle siten, että yritykset voivat sopia kaupoista keskenään
- kiintiöiden jakaminen ja päästökauppa aloitetaan väljempien kiintiöiden pohjalta jo vuonna 2005, jotta järjestelmä toimisi paremmin vuonna 2008, jolloin on toimittava Kioton sopimuksen puitteissa.

Itse päästökaupan hyödyllisyydestä sen jälkeen, kun kiintiöt on määrätty, vallitsee laaja yksimielisyys, mutta suuria ongelmia voi tulla kiintiöiden määräämisestä. Kiintiöiden jakamisessa on kyse sangen suurista taloudellisista arvoja koskevasta päätöksenteosta, jonka pitäisi olla oikeudenmukainen ja kohtuullinen.

Taloudellista merkitystä kuvastaa se, että päästöoikeuden hinnaksi päästökaupassa arvioitiin muodostuvan 10–20 €/t CO₂. Suomen päästokiintiö on 77,1 Mt CO₂-ekv, mikä sisältää kaikkien kasvihuonekaasujen päästöt. Tämän määrän taloudellinen arvo olisi siis 770–1540 milj.€/vuosittain, jos päästöoikeuden arvo asettuu mainittuun haa-

rukkaan. Noin puolet tästä määrästä saattaisi olla yrityskohtaisen kiintiöiden jaon kohteena. Vuoden 2005 kahden ensimmäisen kuukauden aikana on päästöoikeuden hinta ollut 7-10 €/t CO₂, mutta sitten hinta nousi useimpien odotusten vastaisesti korkeimmillaan lähes 30 €/t CO₂ tasolle ja on valtaosin ollut 20–25 €/t CO₂ vuoden 2006 alkuun. Keväällä 2006 ilmeni, että tavoitteen saavuttaminen näytti muodostuvan edeltäviä arvioita helpommaksi, jolloin päästöoikeuden hinta laski karkeasti puoleen. Myöhemmin tämä tieto sai lisävahvistusta, jolloin kauden 2005-07 päästöoikeuksien hinta romahti olennaisesti nolnaan. Tällainen suuri epävarmuus ja suuret yllätykset aiheutuvat direktiiviin perusratkaisusta, jonka mukaan tietty määrällinen tavoite on saavutettava, osoittautuu se sitten hyvin helpoksi tai hyvin vaikeaksi. Seuraavassa käytän tarkastelujen pohjana hintahaarukkaa 10–20 €/t CO₂, joka on edelleen perusteltu Kioton sopimuskaudelle 2008-12, vaikka varsinkin jakson loppuvuosia koskevat päästöoikeuksien futuurimarkkinat viittaavat korkeampaan hintatasoon.



Päästöoikeuden hinta EU:n sisäisessä päästökaupassa jaksoilla 2005-7 sekä 2008-12.

Suurimpien energiantuottajan päästöt ovat luokkaa 3 Mt CO₂, joten tällaisen yrityksen päästöoikeuksien arvo on 30–60 milj. €/vuosittain, mikä on moninkertainen verrattuna samankokoisen yrityksen tyyppilliseen liikevoittoon. Näin ollen on selvää, että kivihiilen, maakaasun ja turpeen suurimpien käyttäjien taloudelle on aivan ratkaisevaa se, kuinka päästöoikeuksien jako suoritetaan. Yritys voi maksaa päästöoikeuksista täydenkin hinnan, jos markkinat antavat sille mahdollisuuden siirtää kustannusnousu hintoihin. Useimmissa tapauksissa tämän ei voida odottaa onnistuvan kuin osittain, mahdollisesti vain pieneltä osin.

Jotta yritysten toimintaedellytykset ja niiden kansainväliset toimintaedellytykset säilyisivät tyydyttävänä, on päästöoikeuksista suoraan tai epäsuorasti syntyviä kustannuksia kompensoitava, kunnes uusi hintatasapaino saavutetaan kansainvälisillä markkinoilla. Valittu toteutustapa on, että suuri osa päästöoikeuksista jaetaan maksuttomana jakona ns. periytymisperiaatteen mukaisesti. Ilmaisen päästöoikeuden määrä perustuu siten yrityksen aiempiin päästöihin, mutta tämän ohella pitää ottaa muitakin tekijöitä huomioon. Erityisesti on vältettävä sellaisten yritysten rankaise-

mista, jotka ovat toteuttaneet ensimmäisinä ennakoivia päästöjä vähennystoimia. Toisaalta päästöoikeuksien määrän tulee aivan ilmeisesti perustua suhteellisen tuoreeseen tietoon eikä esimerkiksi vuoden 1990 tilanteeseen, koska yritysten toiminnan luonnekin on monissa tapauksissa muuttunut voimakkaasti sen jälkeen.

Osa päästöoikeuksista voidaan jättää jakamatta ilmaisjaossa ja myydä huutokaupalla siitä kiinnostuneille. EU:n päätöksen mukaan tämä osuus tulee kuitenkin olemaan vähäinen. Kioton jälkeiselle kaudelle vuodesta 2013 eteenpäin on nyt kuitenkin suunniteltu huutokauppoihin perustuvan jaon laajaa käyttöönottoa. Vain jotkut teollisuuden alat voisivat edelleen saada valtaosan päästöoikeuksistaan ilmaisjaossa.

Yksi päästöoikeuksiin liittyvä ongelma on kysymys, mitä on tehtävä sellaisen yrityksen oikeuksille, joka lopettaa ilmaisen päästöoikeuskiintiön pohjana olleen toiminnan. Ohjaavuutta ajatellen tätä kiintiötä ei saisi ottaa pois, koska toiminta lopetetaan ehkä juuri päästöjen vähentämiseksi, mutta yrityksen ei kannattaisi sitä tehdä tilanteessa, jossa se menettää toimenpiteen seurauksena päästöoikeutensa. Päästöoikeuksien menettämistä toimenpiteen seurauksena ei saisi tapahtua myöskään tarkastelukauden vaihtuessa muutoksen jälkeen.

Vastaavia ongelmia ei synny siitä, että ilmaiset päästöoikeudet vähenevät ennalta kiinnitetyn aikataulun mukaisesti. Jos tämä väheneminen on liian nopeaa, ei toisaalta ole ehkä vielä päästy eroon niistä syistä, joiden takia ilmaisjako katsottiin alun perin välttämättömäksi.

Päästökaupalla on useita myönteisiä vaikutuksia, jotka myös lieventävät kiintiöiden jakamiseen liittyviä ongelmia:

- yritysten kannattaa käydä kauppaa päästöoikeuksilla ja toteuttaa päästöjen vähennystoimia siten, että päästöjä vähentämisen kokonaiskustannukset minimoituvat koko Euroopan alueella
- jos yrityksen on hyvin vaikea saavuttaa tavoitetasoa, rajoittuu sen kärsimä vahinko siihen, mitä tarvittavat päästöoikeudet maksavat päästökaupassa
- yritys joka pystyy tuottamaan esimerkiksi sähköä vähäisemmin marginaalipäästöin kuin kilpailijat, voi laajentaa tuotantoaan ja ostaa tarvittavat päästöoikeudet markkinoilta.
- yritys voi siirtää tuotantonsa toiselle yritykselle, joka pystyy hoitamaan sen vähäisemmin päästöin myyden samalla tarvittava määrä päästöoikeuksia. Mahdollisesti ylijäävät päästöoikeudet voidaan myydä markkinoilla.

Lisätietoa eurooppalaisesta päästökaupasta löytyy EU:n komission päästökauppa-direktiiviesityksen johdanto-osasta, EU:n vihreästä kirjasta, joka laadittiin direktiiviesityksen valmisteluvaiheessa sekä Suomen osalta useista selvityksistä, joita on teetetty Suomen ilmastopolitiikan ja päästökaupan valmisteluun liittyen.

Tehokkaasti toimivilla markkinoilla ovat kattava hiilidioksidivero ja ilman ilmais-osuutta huutokaupalla jaetut päästöoikeudet taloudellisesti olennaisesti samanarvoisia, kun veron taso ja hintataso huutokaupassa sekä jälkimarkkinoilla ovat kaikki samat. Vastaavasti on perittyihin päästöoikeuksiin ja päästökauppaan perustuva ratkaisu periaatteessa samanarvoinen kuin hiilidioksidivero, jonka toteutukseen liittyen on kaikille ilmaiseen päästöosuuteen oikeutetuille jaettu päästöoikeuksien sijasta vastaava määrältään kiinteä veronpalautus.

Teoriassa pitäisi kaikissa näissä tapauksissa myös veron tai päästökaupan hintatason muodostua samaksi, kun pyritään samaan päästötasoon. Kunkin toimijan päätöksentekoa pitäisi ohjata vain marginaalikustannuksen, joka voi aivan yhtä hyvin tulla verosta kuin päästökaupastakin. Käytännössä päästöoikeuksien ilmaisjakona tai kiinteänä veronpalautuksena saatu taloudellinen helpotus vaikuttanee monien yritysten toimintaan voimakkaasti, joten teorian ei voi odottaa pitävän täysin paikkansa.

Hiilidioksidivero olisi teknillisesti paljon helpompi toteuttaa kuin päästöoikeuksien alkujako ja päästökauppa. Sillä on kuitenkin muutamia olennaisia ongelmia, joista suurin on ehkä se, että veroihin suhtaudutaan hyvin kielteisesti ja yksimielisyyden saavuttaminen EU:n tasolla näyttää mahdottomalta. Toinen suuri ongelma on, että veroihin olisi ilmeisesti liitettävä palautusjärjestelmä, jolloin helppousetu menetetään suurelta osin.

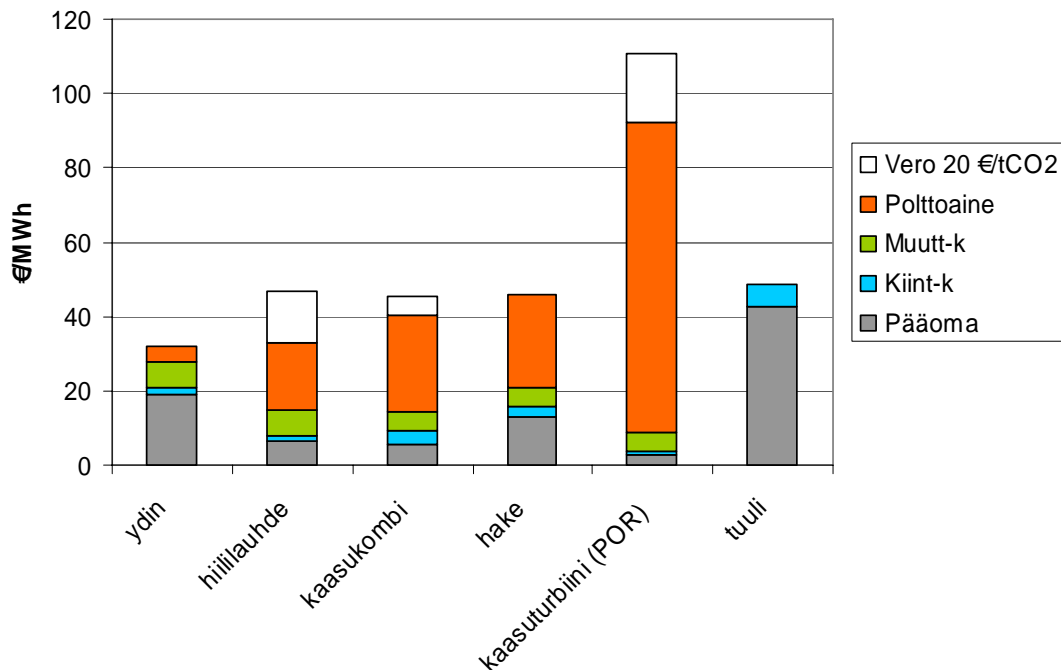
Vähäisempi ongelma liittyy EU:n tasolla ilmast sopimuksen taakanjaon toteuttamiseen. Verotusta käytettäessä pitäisi verotason olla kaikissa jäsenmaissa sama. Tämä ei johtaisi automaattisesti sovitun taakanjaon mukaisiin vähennyksiin kaikissa maissa. Ensin olisi kokonaisverotaso saatava sellaiseksi, että koko EU-tason tavoite saavutetaan ja sitten olisi poikkeamat hoidettava valtioiden välisellä päästökaupalla, jota EU:n laajuudessa yritystenvälisessä päästökaupassa tarvittaisi erillisenä toimintana.

7.1.1 Päästökaupan vaikutus sähkön hintaan ja muihin hintoihin

Päästöoikeuksien hinta päästökaupassa vaikuttaa suoraan kaikkien hiilidioksidipäästöjä synnyttävien tuotantomuotojen muuttuviin kustannuksiin, edellyttäen, että toiminta vaatii päästöoikeuksia (biopolttoaineiden käyttö ei vaadi). Koska pohjoismaisten markkinoiden hintoja ohjaava tärkein referenssihintana on hiililauhdevoiman muuttuva kustannus, voidaan markkinahinnan odottaa muuttuvan samalla määrällä kuin mainitut kustannukset. Hiililauhdevoima aiheuttaa päästöjä noin 0,8 t/MWh, joten kustannusvaikutus vaihtelisi välillä 8–16 €/MWh, kun päästökaupan hintataso on 10–20 €/MWh.

Siinä vaiheessa, jossa päästöttömät tai vähäpäästöisemmät hiililauhdevoiman korvaamiseen sopivat tuotantomuodot ohittavat edullisuudeltaan hiililauhdevoiman, pienenee vaikutus hintoihin, mutta kestää vähintään useita vuosia ennen kuin korvaaminen on merkittävässä mitassa mahdollista. Päästökaupan vaikutus sähkön hintatasoon tekee vähäpäästöisiin tuotantomuotoihin suuntautuvat investoinnit kannattavammiksi, joten vaikutus hintatasoon voi olla pienempi vaiheessa, jossa kokonaiskustannukset määräävät hintatason muuttuvien kustannusten sijasta. Tällöin hinnat olisivat joka tapauksessa paljon nykyistä korkeammat eikä tämän tilanteen hinnanmuodostusta ole mahdollista arvioida. On huomattava myös, että päästökaupan hintatason ja polttoaineiden hintaerojen välillä on molempiin suuntiin vaikuttavia kytkentöjä, jotka on pyrittävä ottamaan huomioon arvioitaessa mahdollisia kehityskulkuja.

Kustannusrakenne 7500 h/a käyttöajalla



Päästökaupan tai hiilidioksidiveron vaikutus eri tuotantomuotojen kilpailukykyyn perusvoiman tuotannossa. Koska kustannustekijät vaihtelevat nopeasti ovat tiedot vain suuntaa-antavia. Polttoaineiden hinnat vastaavat likimäärin marraskuun 2005 tilannetta.

Päästökaupan tai päästöverotuksen kaltaisen taloudellisen ohjauksen perusideana on, että syntyvät kustannusvaikutukset siirtyvät tuotteiden hintoihin siltä osin kuin niitä ei voida tuotantoprosessia kehittämällä eliminoida. Täten ei taloudellisella ohjauksella pitäisi tasapainotilassa olla vaikutusta yritysten keskimääräisiin tuottoihin. Eri toimialojen sekä saman toimialan eri yritysten keskinäiset kilpailuasemat kuitenkin muuttuvat riippuen päästöjen määrästä, sekä päästöjen vähentämisen mahdollisuuksista ja kustannuksista. Kilpailun pitäisi siten pitkällä aikavälillä johtaa uuteen tasapainoon, jossa ympäristöä vähemmän kuormittavien ratkaisujen osuus pienenee, mutta vaikutukset kokonaisuhyvinvointiin jäävät pieniksi. Mikä yritys hyötyy ja mikä häviää, selviää vasta, kun analyysissa on otettu huomioon välittömien lisäkustannusten lisäksi muihin tuotantopanoksiin sisältyvät lisäkustannukset sekä ennen kaikkea tuotteista saatavat lisätulot ja tuotteiden kysynnän muutokset, jotka syntyvät kilpailuaseman muutoksesta suhteessa kilpaileviin tuotteisiin.

Päästöjen kiintiöinnin ja päästöoikeuksien perusajatuksena on, että ne tuottaisivat kaikkea päästöjä synnyttävää toimintaa ohjaavan vaikutuksen, jonka kautta päästöjen vähentäminen tapahtuisi aina siellä, missä se on edullisinta. EU:n piirissä ei tämän mallin toimintaan näytetä enää olevan luottamusta, sillä sen ohelle ollaan tuomassa voimakkaasti erillisiä tavoitteita ja muita ohjauskeinoja uusiutuvan energian tuotannon tukemiseksi. Suunnitellut tavoitteet ovat erittäin tiukat ja niiden edistämiseksi on suunniteltu useimmissa maissa syöttötariffeja ja muutamissa alla kuvattavaa sertifikaattiratkaisua.

7.2 Vihreät sertifikaatit

Tämän luvun johdannossa käytiin läpi joitain ongelmia, joita liittyy aiemmin käytettyihin tapoihin tukea uusiutuvan energian tuotantoa. Markkinoille monessa suhteessa paremmin luontuvan ratkaisun tarjoavat vihreät sertifikaatit, vaikka tähänkin menettelyyn liittyy vielä monia ratkaisemattomia ongelmia.

Vihreitä sertifikaatteja sovelletaan jo nyt Englannissa (1.4.2002 alkaen), Hollannissa ja Ruotsissa (1.5.2003 alkaen). Myös Tanskassa on tehty päätöksiä sertifikaattien käyttöön otosta, mutta ne on peruttu ratkaisun synnyttämien ongelmien johdosta. Seuraava esittely perustuu pääosin Ruotsin toimintamalliin, jota Tanskan suunnitelmat muistuttivat. Englannin ja Hollannin mallit eroavat näistä selvästi.

Vihreiden sertifikaattien perusidea on seuraava:

1. Vihreän sähkön kriteerit täyttävän sähköntuotannon perusteella tuottaja saa itselleen sertifikaatteja, joiden määrä vastaa tuotetun sähkön määrää.
2. Itse sähkön kauppa tapahtuu aivan kuten ilmankin sertifikaattijärjestelmää.
3. Kuluttajille asetetaan velvoite, että heidän on hankittava sertifikaatteja säädöksillä määrätty murto-osa kuluttamastaan energiasta. Pienkuluttajien puolesta asiasta huolehtii heidän sähkömyyjänsä, jonka on siis hankittava sertifikaatteja vaadittu murto-osa pienkuluttajamyynnin määrästä. Ruotsissa osuus nousee 7,4%:sta 17,9%:iin, mikä on voimassa 2010-12. Tämän jälkeen suuri osa vanhemmasta uusiutuvasta tuotannosta menettää oikeutensa sertifikaatteihin, jolloin vaadittu osuus laskee 8,9%:iin, mistä se nousee uudelleen 11,3% tasolle vuonna 2021.
4. Sertifikaattien kauppa tapahtuu erillisillä markkinoilla. Vain pienkuluttajat ostavat sähkönsä niin, että sertifikaatit on liitetty suoraan sähkön kauppaan ja niistä aiheutuva kustannus sisältyy siis pienkuluttajien sähkön hintaan.
5. Sertifikaattien hintatasoa ei säädellä, vaan se määräytyy sertifikaattimarkkinoilla kysynnän ja tarjonnan perusteella. On kuitenkin välttämätöntä säätää rangaistusluonteinen seuraamusmaksu siitä, että vaadittuja sertifikaatteja ei ole hankittu. Tämä maksu voi olla esimerkiksi sertifikaattien hinnan vuosikeskiarvo korotettuna 50%:lla, mikä on Ruotsin käytäntö siirtymäajan jälkeen. Kahtena ensimmäisenä vuotena maksu on kuitenkin 175 SEK/MWh ja 240 SEK/MWh.
6. Ruotsin säädösten mukaan energiavaltainen teollisuus on vapautettu sertifikaattivelvoitteesta.

Perustilanteessa yhden maan sisällä sertifikaatit ovat teknillisesti käyttökelpoinen ratkaisu, joka voi toimia vaikeuttamatta toimintaa vapailla sähkömarkkinoilla. Uusiutuvan energian tuottaja saa sertifikaatteja käyttäessään tuloa kahta eri tietä: aiempaan tapaan sähkön myynnistä ja toisaalta myydessään sertifikaatteja sertifikaattimarkkinoilla. Sertifikaattien kysyntää olisi varmasti jonkin verran ilman säädöksiäkin, mutta kokemukset vihreän sähkön markkinoinnista viittaavat vahvasti siihen, että vaikuttavuuden kannalta riittävä kysyntä edellyttää kohdan 3 mukaista velvoitetta sähkön kuluttajille. Sertifikaattien etuna on, että ostovelvoite voidaan kohdistaa tasapuolisesti kaikkeen kulutukseen, jolloin se ei aiheuta erityisrasitetta esimerkiksi tuulivoiman suurimpien tuotantoalueiden sähköyhtiöille.

Sertifikaatteihin liittyy mm. seuraavia ongelmia:

- sertifikaattien hintatasoa on ainakin käynnistysvaiheessa vaikea arvioida ja luonnonolosuhteet saattavat jatkossakin aiheuttaa suuria hintavaihteluita
 - uusiutuvan energian tuottajat ovat huolissaan siitä, että sertifikaattien hintataso saattaa jäädä niin alhaiseksi, että se ei vastaa aiempia tukia. Tällöin aiempien investointien ennakoitu kannattavuus saattaa heiketä ja kiinnostus uusiin investointeihin vähetä.
 - hintatason turvaamiseksi Ruotsissa on päätetty taata alkuvuosina minimihinta sertifikaateille. Takuuhinta on aluksi 60 SEK/MWh, mutta laskee vuosittain 10 SEK/MWh ja loppuu viiden vuoden jälkeen. (Tämä takuu osoittautui tarpeettomaksi, sillä alin kauppahinta on ollut 90 SEK/MWh).
 - pienasiakkaille tapahtuvaan sähkönmyyntiin tulee uusi merkittävä epävarmuustekijä, kun sähkönmyyjä maksaa sertifikaateista aiheutuvat kulut, mutta myy sähkön sertifikaattien hinnasta riippumattomalla hinnalla.
 - toiminnan vakiinnuttua on käytettävissä todennäköisesti sertifikaatti-johdannaisten markkinat sähkön johdannaismarkkinoiden tapaan. Näillä markkinoilla voi suojautua luonnonolosuhteiden synnyttämiltä vaihteluilta, mutta ei käynnistysvaiheen epävarmuuksilta, koska toimivat johdannaismarkkinat edellyttävät sertifikaattimarkkinoita, joiden volyyymi on suuri ja joihin ei kohdistu suurta epävarmuutta pelisääntöjen muuttumisen tai velvoitetasojen ennakoitamattomuuden takia.
- on päätettävä, mistä tuotannosta saa sertifikaatteja
 - jotta sertifikaatit johtaisivat kehitystä oikeaan suuntaan, pitäisi sertifioinnin perustua tuotantomuotojen suotavuuden objektiiviseen mittaamiseen, joka on osoittautunut hyvin vaikeaksi
 - peruskysymys on perustuuko jako "poliittiseen ympäristöystävällisyyteen", jossa tukea saavat ajankohdan poliittiset suosikit, vai objektiivisiin edullisuusvertailuihin, kuten elinkaarianalyysiin. (Edellinen johtaa ajan mittaan tehottomuuteen, jälkimmäinen on taas vaikea toteuttaa.)
 - jako kahteen luokkaan on liian yksipuolinen, sertifikaatteja pitäisi ehkä voida jakaa myös tietty prosenttiosuus tuotannosta tuotantomuodoille, jotka ovat hyviä, mutta eivät kaikkein ympäristöystävällisimpiä
 - esimerkkejä erityisen ongelmallisista kysymyksistä ovat suhtautuminen vesivoimaan sen eri toteutusmuodoissa ja erilaisten jätteiden käyttöön energiantuotannossa, mutta toiminnan laajentuessa myös tuulivoiman ja biomassan käytön varaukseton suosiminen voi tulla kyseellistetyksi.
 - Ruotsissa on päätetty hyväksyä kaikki uusiutuva energia lukuun ottamatta vanhaa vesivoimaa, joka on kannattavaa ilman tukeakin. Biopolttoaineiden osalta tulee ratkaistavaksi joitain rajatapauksia, mutta periaate on, että kaikki hyväksytään. Myös

turve-CHP-laitokset ovat oikeutettuja sertifikaatteihin. Ennen vuotta 2003 valmistuneet laitokset jäävät pois vuonna 2013 ja muut laitokset 15 vuoden käytön jälkeen.

- liittyminen kansainvälisiin sähkömarkkinoihin vaatii useiden kysymysten ratkaisemista
 - eri maiden sertifikaattijärjestelmien erot voivat johtaa vääristymiin sähkömarkkinoilla. Tämä koskee tilannetta, jossa sertifikaattimarkkinat eivät ole avoimen kansainväliset, jolloin samanlaisille tuottajille voi samasta tuotannosta tulla voimakkaasti poikkeava tulo sertifikaattimarkkinoilla.
 - jos sertifikaattien kansainvälinen kauppa ei ole avointa, on sertifikaatteja käyttävän maan ratkaistava, vaaditaanko sähkönvienniltä sertifikaatteja. Ellei vaadita, vähenee vihreän sähkön osuus tuotannosta, ja jos vaaditaan, heikkenee tuottajien kilpailukyky kansainvälisillä markkinoilla.
 - kansainvälinen avoin sertifikaattikauppa johtaa tulonsiirtoon maasta, jonka edellytykset tuottaa vihreää sähköä ovat huonot maahan, jossa tuotanto on edullisempaa. Kansainvälisen kokonaistehokkuuden kannalta tämä on oikea lopputulos, mutta se ei välttämättä ole hyväksyttävää maksamaan joutuvan maan kannalta. Lisäksi voi tulla esimerkiksi suhtautuminen vesivoimaan kiistan kohteeksi, jos eri maiden odotetaan tuottavan samaa luokkaa olevan osuuden sähköstään sertifioidulla sähköllä
 - Esimerkki: Tanskassa uusiutuva tuotanto on tuulivoimaa ja biomassaan perustuvaa tuotantoa, Norjassa taas kaikki tuotanto on vanhaa vesivoimaa ja muun uusiutuvan tuotannon nostaminen samalle tasolle kuin Tanskan uusiutuva tuotanto ei ole realistista kuin hyvin pitkän ajan kuluessa.

Kuten alussa mainittiin, ovat sertifikaatit periaatteessa markkinoille luonnollinen tapa tukea uusiutuvaa tuotantoa, mutta edellä luetellut ja muutkin ongelmat voivat muodostua niin suuriksi, että sertifikaattien laaja kansainvälinen soveltaminen on mahdollista vasta pitkän valmistelun jälkeen.

Sertifikaattien ja päästökaupan rinnakkainen käyttö on mahdollista, mutta käytännön ongelmat lisääntyvät luonnollisesti, kun siirrytään yhä useampaan rinnakkaiseen kauppapaikkaan (tässä siis kolme: sähköenergiakauppa, päästökauppa ja sertifikaattikauppa).

Ruotsin järjestelmässä oli vuonna 2003 sertifikaateilla niin alhainen sakkomaksuna toteutettu kattohinta (175 SEK/MWh), että 23% tarpeesta jätettiin täyttämättä ja hoidettiin sakkomaksulla, vaikka myönnettyistä sertifikaateista jäi samalla käyttämättä 38%. Myönnettyjen sertifikaattien määrä ylitti kysynnän myös vuosina 2003-5, mutta vuoden 2003 jälkeen on käytännössä koko sertifikaattivaatimus toteutettu kuolettamalla sertifikaatteja. Sertifikaattien ylitarjonta ei tehnyt niistä arvottomia, koska sertifikaatteja voidaan siirtää myöhemmille vuosille ja vajausta oli odotettavissa jatkossa. Vuosi 2006 oli miltei tasapainossa (hieman vajausta) ja vuonna

2007 oli kysyntä jo selvästi tarjontaa suurempi, jolloin edellisiltä vuosilta siirtyneistä 6,3 TWh sertifikaateista kulutettiin 1,2 TWh eli 8,3% koko tarpeesta.

Sertifikaattien hinnat ovat Ruotsissa muodostuneet ennakoitua korkeammiksi. Euroiksi muutettuina ne ovat seuraavan kuvan mukaiset. Vuoden 2006 hintaminimi vastaa ajoitukseltaan päästökaupan hintatason ja sähkön pörssihinnan huipputasoja, mutta sertifikaatin hinta tippui paljon vähemmän kuin pörssihinnan tuottama tulo nousi. Tässä ilmenee se, että sertifikaatit ja päästökauppa voivat parhaimmillaan luontevasti tukea samaa tuotantoa ilman, että kyseessä olisi vääristävä päällekkäinen tuki. Käytännössä eivät vaihtelut ole kuitenkaan ole määrällisesti vaihdelleet tämän periaatteen mukaisesti, mikä johtunee mm. investointien synnyttämästä huomattavasta viiveestä uusiutuvan energian lisäämisessä.

Ruotsin sertifikaattimarkkinat

