

**Risto Lahdelma & Aulis Ranne**

# **Vesivoima Euroopassa**

## **Ympäristöluokittelun vaikutukset**



# **Vesivoima Euroopassa Ympäristöluokittelun vaikutukset**

Risto Lahdelma & Aulis Ranne

VTT Energia



ISBN 951-38-5645-3 (nid.)  
ISSN 1235-0605 (nid.)

ISBN 951-38-5648-8 (URL: <http://www.inf.vtt.fi/pdf/>)  
ISSN 1455-0865 (URL: <http://www.inf.vtt.fi/pdf/>)

Copyright © Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT) 2000

#### JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

Valtion teknillinen tutkimuskeskus (VTT), Vuorimiehentie 5, PL 2000, 02044 VTT  
puh. vaihde (09) 4561, faksi (09) 456 4374

Statens tekniska forskningscentral (VTT), Bergsmansvägen 5, PB 2000, 02044 VTT  
tel. växel (09) 4561, fax (09) 456 4374

Technical Research Centre of Finland (VTT), Vuorimiehentie 5, P.O.Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland  
phone internat. + 358 9 4561, fax + 358 9 456 4374

VTT Energia, Energiajärjestelmät, Tekniikantie 4 C, PL 1606, 02044 VTT  
puh. vaihde (09) 4561, faksi (09) 456 6538

VTT Energi, Energisystem, Teknikvägen 4 C, PB 1606, 02044 VTT  
tel. växel (09) 4561, fax (09) 456 6538

VTT Energy, Energy Systems, Tekniikantie 4 C, P.O.Box 1606, FIN-02044 VTT, Finland  
phone internat. + 358 9 4561, fax + 358 9 456 6538

Toimitus Kerttu Tirronen

Otamedia Oy, Espoo 2000

Lahdelma, Risto & Ranne, Aulis. Vesivoima Euroopassa. Ympäristöluokittelun vaikutukset [Hydro power in Europe. Impacts of environmental classification]. Espoo 2000, Valtion teknillinen tutkimuskeskus, VTT Tiedotteita – Meddelanden – Research Notes 2019. 87 s. + liitt. 2 s.

**Avainsanat** electric power, power plants, hydroelectric power plants, power generation, renewable energy sources, Europe, environmental effects, subsidies, taxation, classification

## Tiivistelmä

Pyrittäessä lisäämään uusiutuvista lähteistä tuotetun sähkön määrää EU-tasoisilla säännöillä on käytettävissä sekä välillisiä että välittömiä vaikutuskeinoja. Välittömiä vaikutuskeinoja ovat julkisen vallan asettamat tuki- ja ohjauskeinot uusiutuvien käytön lisäämiseksi. Välillisiä keinoja ovat vihreän sähkön määrittely ja markkinamekanismin kautta tapahtuva vihreän sähkön kysynnän kasvaminen ja hinnan nousu, mikä puolestaan kannustaa rakentamaan uutta vihreää tuotantokapasiteettia.

Alle 10 MW:n vesivoimalaitoksissa tuotettavan sähkön osuus EU-maiden sähkön kokonaistuotannosta on tällä hetkellä 1,6 % ja alle 1 MW:n vesivoimaa on 0,4 %. Koko vesivoiman osuus EU-maissa on noin 12 % ja kun mukaan luetaan myös Norja ja Sveitsi noin 16 %. Vesivoiman määrän kaksinkertaistamispotentiaali on olemassa, mutta pienvesivoiman kannattavuus ilman tukea on kyseenalaista. Vesivoiman kustannusrakenteen mukaisesti tuotetun sähkön kustannukset ovat pääasiassa pääomakustannuksia. Käyttökustannusten osuus (ilman veroja) on kymmenesosa tai vähemmän kokonaiskustannuksista. Vastaavasti välittömän tuen pitäisi painottua investointivaiheeseen.

Jos vihreän sähkön kysyntä kasvaa virallisen luokittelun tukemana Euroopan sähkömarkkinoilla, niin sähkön hinta todennäköisesti nousee. Pienempi määrä (2–3 %) esimerkiksi vihreäksi määritettyä vesivoimaa ei juuri muuta sähkön keskihintaa, vaikka vihreä hinta olisikin 5–10 % korkeampi. Rahamääränä se olisi EU:ssa yli miljardi markkaa vuodessa. Jos vihreän sähkön osuus on esimerkiksi 20 % ja sen hinta on 5 % muun sähkön hintaa korkeampi, muuttuu sähkön keskihinta 1 %:n verran, ja markkamääräisesti sähkön kustannukset nousevat kymmenisen miljardia markkaa.

Riittävän välittömän ja välillisen tuen ohjaaminen vesivoimalle, tuottaisi uudisrakentamisen kautta CO<sub>2</sub>-vapaata ja uusiutuvaan energiamuotoon perustuvaa sähköä. Tämän hetken sähkömarkkinatilanteessa vesivoiman lisärakentamisen kannattavuus Suomessa on alentunut, mutta sähkön hinnan tasaantuessa Euroopassa kannattavuus paranee. Pitemmällä aikavälillä useat yli 5 MW:n hankkeet tulevat kilpailukykyisiksi ilman välitöntä tukea. Suomen kannalta uusien vesivoimalaitosten investointituen tarpeen yläraja on 5–50 MW siten, että tuki määritetään tarpeen mukaan ottaen huomioon mm. ympäristönäkökohdat ja sähkömarkkinatilanne. Käyttötoiminnan tukeminen voitaisiin rajata pieniin, alle 5 MW:n laitoksiin ja pitemmällä aikavälillä jopa alle 1 MW:n laitoksiin.

Lahdelma, Risto & Ranne, Aulis. Vesivoima Euroopassa. Ympäristöluokittelun vaikutukset [Hydro power in Europe. Impacts of environmental classification]. Espoo 2000, Technical Research Centre of Finland, VTT Tiedotteita – Meddelanden – Research Notes 2019. 87 p. + app. 2 p.

**Keywords** electric power, power plants, hydroelectric power plants, power generation, renewable energy sources, Europe, environmental effects, subsidies, taxation, classification

## Abstract

In order to increase the production of energy from renewable resources according to EU-directives, direct and indirect means must both be utilized. Direct methods have been taken by the public authority to promote expansion of renewable energy sources; with indirect forms it has been through a defined and determined market mechanism.

The proportion of electricity produced by hydroelectric power plants under 10 MW is 1.6 percent of the total electricity production within the EU-countries at the present, while that of less than 1 MW is 0.4 percent. Production totals of hydroelectric power in EU-countries runs at 12 percent, taking into account, as well, Norway and Switzerland whose shares are circa 16 percent. Potentials to double the production of hydroelectric power exist. When thinking about cost structures, hydroelectricity is basically capital costs. Likewise, any direct governmental support should be geared towards the investment of new hydroelectric power.

Assuming that the demand for “green” electricity, based upon official classification in the European electricity market increases, the price of electricity will also increase as a consequence. A smaller amount of hydroelectric power classified as “green” (2–3 %) does not greatly change the regular price of electricity, even if the increase in the price were to be 5–10 percent. Measured in money, that would be a billion Finnish marks. If the share of “green” power were to be 20 %, with a 5 % higher price than other forms of electricity, it would mean a 1-percent change in the normal price of electricity, amounting to 10 billion Finnish marks.

A sufficient program of both direct and indirect support for new hydroelectric power would produce CO<sub>2</sub>-free electricity and the use of electricity from renewable sources. At the present, the profits from building a new hydroelectric plant in Finland have diminished due to the current situation of energy marketing, but as the prices of electricity in Europe become more stabilized, there will emerge a rise in its profitability. In the long run, several new hydroelectric power plants over 5 MW could be competitive without any direct support. In Finland, there is an upper limit for investing in the aid for new hydroelectric power which is 5–50 MW, dependant on environmental factors and the situation of the electricity market. Support for operating costs could be limited for the small plants under 5 MW, in the long term for those under 1 MW.

# Alkusanat

VTT Energia on tehnyt tämän selvityksen kauppaja- ja teollisuusministeriön (KTM) energiaosaston toimeksiannosta. VTT Energiassa työ on tehty tutkimusprofessori Risto Lahdelman johdolla. Projektin toteuttamisesta on vastannut erikoistutkija Aulis Ranne. Tutkimuksessa on hyödynnetty erikoistutkija Antti Lehtilän kokoamia ja täydentämiä energiatilastoja. KTM:stä työtä ovat valvoneet ja ohjanneet vanhempi hallitussihteeri Päivi Janka sekä teollisuusneuvos Arto Lepistö.

Selvityksessä on tarkasteltu Euroopan unionissa (EU) tehtävän vesivoiman ympäristöluokittelun vaikutuksia eri osapuolille Suomessa. Tutkimuksen tekijät vastaavat työssä tehdyistä johtopäätöksistä.

# Sisällysluettelo

Tiivistelmä.....	3
Abstract.....	4
Alkusanat.....	5
Symboliluettelo.....	9
1. Johdanto .....	10
2. Vesivoima sähköntuotannossa .....	12
2.1 Kansainväliset tilastot.....	12
2.1.1 IEA-DATA .....	12
2.1.2 EUROSTAT .....	13
2.2 Maailmanlaajuiset kehitysnäkymät .....	14
2.3 Pohjoismaiden ja eräiden muiden maiden sähköjärjestelmien piirteet.....	15
2.3.1 Pohjoismaat.....	15
2.3.1.1 Nordel-tilasto .....	15
2.3.1.2 Pohjoismaiden sähkönvaihto .....	17
2.3.1.3 Pohjoismaisten sähköjärjestelmien erityispiirteet.....	18
2.3.2 Saksa .....	19
2.3.3 Hollanti .....	22
2.3.4 Itävalta .....	23
3. Vesivoimalaitokset eri maissa.....	25
3.1 Suomi.....	25
3.1.1 Vesivoiman tehojakaumat.....	25
3.1.2 Vesivoiman energiakertymät .....	28
3.1.3 Vesivoiman kehitysnäkymät Suomessa.....	31
3.2 Ruotsi.....	31
3.2.1 Valtakunnallinen vesivoimatilanne.....	31
3.2.2 Vattenfall .....	32
3.3 Hollanti .....	34
3.4 Itävalta .....	35
3.5 Saksa.....	36
3.6 Atlas-tiedosto.....	36

4. Euroopan vapautuvat sähkömarkkinat .....	38
5. Vesivoiman ympäristövaikutukset .....	42
5.1 Vesivoimarakenteet ympäristön kannalta Euroopassa .....	42
5.2 Ympäristövaikutusten yleispiirteet .....	43
5.3 Tyypilliset ympäristövaikutukset.....	43
5.3.1 Luontoon kohdistuvat vaikutukset.....	44
5.3.2 Sosio-ekonomiset vaikutukset .....	45
5.4 Päästöt .....	48
5.5 Pienten vesivoimalaitosten lisäpiirteet .....	50
6. Vesivoiman edistäminen eurooppalaisilla sähkömarkkinoilla.....	51
6.1 Kriteerit tuki- ja ohjausvaihtoehtojen sopivuudelle .....	51
6.2 Tuki- ja ohjausvaihtoehdot .....	52
6.2.1 Säännöstelyyn perustuvat ohjauskeinot .....	52
6.2.1.1 Kiintiöt kulutukselle .....	52
6.2.1.2 Kiintiöt tuotannolle.....	53
6.2.1.3 Kiinteä hinta.....	53
6.2.2 Tuki- ja vero-ohjaus.....	54
6.2.2.1 Tutkimus- ja kehitystuet .....	55
6.2.2.2 Investointituet .....	55
6.2.2.3 Kiinteistöverot .....	56
6.2.2.4 Tuotantomääristä riippuvat tuet (kiinteät hintalisät).....	56
6.2.3 Vihreä markkinointi.....	57
6.2.4 Vihreä pooli .....	58
6.2.5 Tukimuotojen toimiminen eri markkinoilla.....	59
6.3 Vesivoiman tuen tarve.....	61
6.3.1 Perusteita ja kriteereitä tuen saannille .....	61
6.3.2 Kysyntä ja tarjonta .....	63
7. Vesivoiman ympäristöluokittelun välilliset markkinavaikutukset.....	66
7.1 Välillinen markkinamekanismi .....	66
7.2 Tuotteiden sähköintensivisyys.....	67
7.3 Vesivoiman luokittelun merkitys sähkön käyttäjille .....	70
7.3.1 Suomen tilanne .....	70
7.3.2 Sähkön käyttäjien tilanne Suomessa.....	73
8. Vesivoiman luokittelun markkinavaikutukset ja ympäristövaikutukset .....	77
8.1 Luokittelun tavoitteet.....	77
8.2 Kolmen luokittelutavan vertailu .....	78



9. Yhteenveto .....	81
Loppusanat.....	84
Lähdeluettelo .....	85

## LIITTEET

Liite A: Sähkön kuluttajahintoja Euroopan eri maissa

Liite B: Sähkön hintakehitys Suomessa

# Symboliluettelo

## Lyhenteet

a	vuosi, vuodessa
GE	Green Electricity, vihreä sähkö
RES	Renewable energy source, uusiutuva energialähde
IEA	International Energy Agency
EUROSTAT	EU:n tilastokeskus
mikro-	pienimuotoinen (vesivoima, alle 1 MW teho)
mini-	pienehkö (vesivoima, alle 10 MW teho)

## Etuliitteet

k	= kilo	=	$10^3$	=	1 000
M	= mega	=	$10^6$	=	1 000 000
G	= giga	=	$10^9$	=	1 000 000 000
T	= tera	=	$10^{12}$	=	1 000 000 000 000
P	= peta	=	$10^{15}$	=	1 000 000 000 000 000

## Yksikkömuutokset

1 TWh = 1 000 GWh = 1 000 000 MWh = 1 000 000 000 kWh

1 TWh = 3,6 PJ

1 PJ = 0,2778 TWh

# 1. Johdanto

Vesienergia on ihmisen vanhimpia energialähteitä. Jo 5000 vuotta sitten hyödynnettiin vesivirtausta vesipyörien avulla myllyjen ja jauhinkivien käyttövoimana. Ensimmäiset vesivoimalla toimivat sähködynamot hankittiin Suomeen 1880-luvulla ja mainitun vuosisadan lopussa Suomessa oli jo useita kunnallisia ja teollisuuden omistamia pienvesivoimalaitoksia. Nykyisin vesivoiman osuus sähköntuotannosta on maailmanlaajuisesti noin neljännes ja EU:n alueella noin 12,5 %. Eurooppaa ja Pohjois-Amerikkaa lukuun ottamatta rakentamatonta, teknisesti hyödynnettävissä olevaa vesivoimaa on eri maanosissa jäljellä yli puolet tai lähes kolme neljäsosaa. Euroopassa rakentamatonta vesivoimapotentialia on jäljellä noin 40 %.

Vesivoima on muiden uusiutuvien energialähteiden ohella nousemassa entistä merkittävämpään asemaan siirryttäessä kestäväen kehityksen mukaisesti teknologioihin, erityisesti kun otetaan huomioon Kioton vuoden 1997 ilmastopimuksen sitoumukset. Uusiutuvien energialähteiden Valkoisessa kirjassa vuodelta 1997 Euroopan yhteisöjen komissio esittää tavoitteeksi kaksinkertaistaa uusiutuvien energialähteiden käytön, kokonaisenergiankulutuksesta vuoden 1995 alle 6 %:n osuudesta 12 %:iin vuoteen 2010 mennessä. Suurimman osan lisäyksestä, n. 80 %, on arvioitu tulevan bioenergiasta, ja vesivoiman osuuden arvioidaan pysyvän ennallaan kokonaiskulutuksen kasvaessa n. 16 %.

Ilmastopimuksen mukaan kuuden kasvihuonekaasun vuosien 2008–2012 päästökeskiarvon on Euroopan unionissa oltava 8 % alempi kuin vuoden 1990 päästötaso. Suomen veloitteena on päästöjen palauttaminen vuoden 1990 tasolle. Lisäksi on muistettava, että Kioton sopimus ei välttämättä riitä ilmastomuutoksen pysäyttämiseen, vaan suuremmista vähennyksistä saatetaan joutua sopimaan myöhemmin. Energiantuotannossa kasvihuonekaasujen päästöjen vähentäminen edellyttää ensisijaisesti fossiilisten polttoaineiden, kuten hiilen, turpeen, öljyn ja maakaasun, käytön vähentämistä. Fossiilisten polttoaineiden käytön vähentäminen on tasapainotettava tuotannon hyötysuhdetta parantamalla, kulutusta pienentämällä ja siirtymällä ei-fossiilisiin energiamuotoihin.

Uusiutuvia energiamuotoja tuetaan tällä hetkellä eri EU-maissa eri tavoin. Uusiutuvien energialähteiden pienen markkinaosuuden vuoksi näihin sovellettavien erilaisten tukijärjestelmien kauppaa ja kilpailua vääristävä vaikutus on vielä toistaiseksi melko pieni. Kielteiset vaikutukset kuitenkin vahvistuvat osuuden kasvaessa. Siksi on tärkeää määrittää EU-tason yhteiset säännöt eri uusiutuvien energiamuotojen ympäristöluokittelusta ja tukemisesta.

Vesivoima on monella tavalla suotuisa energiamuoto. Ympäristövaikutukset ovat pääasiassa alueellisia, ja niitä voidaan rajoittaa hyvällä suunnittelulla ja erilaisilla kompensointitoimilla. Paitsi että vesivoima on uusiutuva ja aiheuttaa yleensä erittäin vähän kas-

vihuonekaasuja ja muita päästöjä, se tarjoaa edullisesti arvokasta säätökapasiteettia, jota tarvitaan tuotannon ja kulutuksen jatkuvaan tasapainottamiseen.

Perimmäinen kysymys on, millä kriteereillä vesivoiman ympäristöluokittelu on EU-tasolla tehtävä ja minkälaisia EU-tasoisia tai kansallisia tukitoimia näin luokitellulle vesivoimalle voidaan tarvita tai sallia.

Tämän selvityksen tavoitteena on tuoda esille taustatietoa vesivoiman ympäristöluokittelun toteuttamisesta ja vaikutuksista ottaen huomioon erilaiset näkökulmat. Selvityksen kohteina ovat

- Suomen vesivoiman piirteet ja merkitys osana sähköhuoltoa pohjoismaisessa ja eurooppalaisessa vertailussa.
- Vesivoiman ympäristöluokittelun kriteerit eri käyttötavoitteita (tuotannon ohjaaminen, hankinnan ohjaaminen, sähkön toimitusvarmuuden varmistaminen, ulkomaankauppa jne.) varten.
- Vesivoiman ympäristöluokittelun välittömät ja välilliset vaikutukset eri sidosryhmille.

## 2. Vesivoima sähköntuotannossa

### 2.1 Kansainväliset tilastot

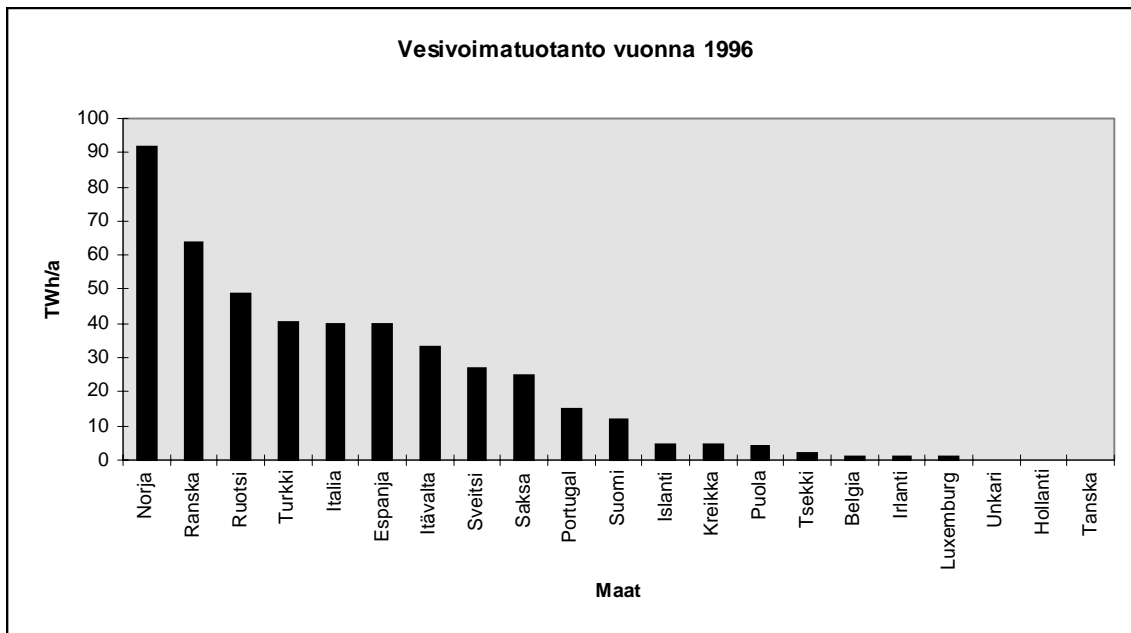
#### 2.1.1 IEA-DATA

IEA:n (International Energy Agency) tilastoista (IEA 1998) kootut vesivoiman tuotantomäärät ja osuudet kokonaistuotannosta esitetään taulukossa 1. IEA:n tilastoinnissa pumppuvoimalaitoksilla tuotettua sähköä ei lueta vesivoimaksi, vaikka se eräissä maissa, kuten Norjassa perustuukin vesivoimaan.

*Taulukko 1. Vesivoiman tuotantomäärät ja osuudet kokonaistuotannosta Euroopassa, USAssa, Kanadassa ja eräillä talousalueilla (IEA 1998).*

	Vesivoima, GWh			Sähkön tuotanto, TWh	Vesivoiman osuus, %
	1994	1995	1996	1995	1995
Itävalta	34 243	35 794	32 950	56 587	63,3
Belgia	1 184	1 230	1 200	74 430	1,6
Tanska	33	30	19	36 787	0,08
Suomi	11 787	12 925	11 860	63 896	20,2
Ranska	73 664	69 212	63 480	493 900	14,0
Saksa	21 877	24 162	24 612	537 045	4,50
Kreikka	2 842	3 782	4 500	41 457	9,1
Irlanti	1 162	938	948	17 855	5,3
Italia	39 966	35 356	40 002	241 542	14,6
Luxemburg	688	827	873	1 237	66,8
Hollanti	101	88	88	80 971	0,1
Norja	98 832	107 891	91 525	123 011	87,7
Portugali	10 673	8 431	14 830	33 265	25,4
Espanja	27 581	23 650	39 869	167 084	14,2
Ruotsi	56 469	64 642	48 836	148 350	43,6
Sveitsi	35 922	33 098	27 140	63 080	52,5
Iso-Britannia	5 780	5 648	4 357	334 438	1,7
USA	271 146	323 082	360 147	3 358 114	9,6
Kanada	297 677	303 777	323 516	562 145	54,0
EU-maat	288 050	286 715	288 416	2 328 884	12,3
OECD-EUR	463 503	474 056	458 707	2 840 073	16,7
OECD-TOT	1 168 863	1 261 997	1 303 378	8 539 198	14,8

Kuvassa 1 esitetään vesivoiman tuotanto suurusjärjestyksessä EU-maissa ja eräissä naapurimaissa. Suomi sijoittuu joukon puoliväliin loppujen lopuksi melko pienellä vesienenergiamäärällä, esimerkiksi Norjan vesivoima on yli kuusinkertainen. Ranska ja Ruotsi seuraavat Norjaa, mutta selvästi pienemmällä määrällä.



Kuva 1. Vesivoiman tuotantomäärät EU-maissa ja lähivaltioissa vuonna 1996 (IEA 1998).

## 2.1.2 EUROSTAT

EU:n toimesta pidettävässä energiatilastossa on eritelty vesivoima jäsenmaiden osalta hieman tarkemmin ja tilastoitu myös uusiutuvan sähköenergian muut lähteet (Eurostat 1997). Taulukossa 2 esitetään vesivoiman tuotantomäärät alle 1 MW:n, 1–10 MW:n ja yli 10 MW:n laitoksissa sekä uusiutuvista lähteistä (RES, renewable energy source) tuotetun sähkön määrä ja osuus sähkön kokonaistuotannosta vuonna 1995.

Uusiutuvalla energialla tuotettiin nykyisissä EU-maissa vuonna 1995 sähköstä 13,8 %. Vesivoiman määrä oli tästä 12,5 %-yksikköä. Vesivoima tuotetaan olennaisesti yli 10 MW:n laitoksilla, jos siihen vesistöjen puolesta on mahdollisuuksia. Alle 1 MW:n laitosten sähkömäärät ovat suurimmat Ranskassa, Saksassa, Italiassa ja Itävallassa. Virallisiin tilastoihin eivät kaikki pienlaitokset ole päässeet, ja ainakin Itävallassa on runsaasti enemmän pienvesivoimatuotantoa.

Taulukko 2. Vesivoiman ja uusiutuvien (RES) tuotanto EU-maissa vuonna 1995 (EUROSTAT 1997).

Maa	Vesivoimatuotanto, GWh				RES YHT GWh	Sähkö KOK, GWh	RES osuus, %
	< 1 MW	1–10 MW	> 10 MW	Vesi Yht			
Belgia	13	172	152	337	943	74 428	1,3
Tanska	17	13	0	30	2 061	36 787	5,6
Saksa	1 655	5 578	13 695	20 928	26 425	536 244	4,9
Kreikka	2	89	3 536	3 627	3 661	41 551	8,8
Espanja	824	3 420	18 868	23 112	24 590	166 380	14,8
Ranska	1 798	5 897	64 980	72 675	74 276	493 177	15,1
Irlanti	17	61	729	807	823	17 859	4,6
Italia	1 411	6 029	30 341	37 781	41 619	241 111	17,3
Luxemburg	3	78	0	81	134	1 241	10,8
Hollanti	1	87	0	88	1 649	81 071	2,0
Itävalta	1 396	2 521	33 049	36 966	38 106	56 587	67,3
Portugali	43	449	7 962	8 454	9 500	33 263	28,6
Suomi	101	1 084	11 801	12 986	19 254	63 885	30,1
Ruotsi	778	3 035	63 216	67 029	69 590	147 038	47,3
Iso-Britannia	212		5 072	5 284	7 316	334 454	2,2
EUR15	8 271	28 514	253 400	290 185	319 949	2 325 076	13,8

## 2.2 Maailmanlaajuiset kehitysnäkymät

Maailman suurimmat vesivoimavarat sijaitsevat Aasiassa ja Etelä-Amerikassa (taulukko 3), niiden potentiaalista on tähän mennessä otettu käyttöön kymmenesosa.

Taulukko 3. Maapallon vesivoimavarojen ja niiden hyödyntäminen 1994 (Hydropower and dams 1996).

Maanosa	Tekn. hyödynnettävissä oleva potentiaali, TWh	Hyödynnetty potenti- aali, TWh	Rakenteilla tai suun- nitteilla, TWh
Afrikka	1 522,1	52,9	88,7
Aasia	4 225,5	423,2	281,5
Eurooppa	960,3	528,7	64,2
IVY-maat	2 106,2	393,0	116,6
Pohjois-Amerikka	655,7	568,7	84,4
Etelä-Amerikka	3 933,7	388,0	674,0
Yhteensä	13 457,9	2 393,9	1 312,7

Vuoden 1998 tilastotietojen (Hydropower and dams 1999) ja arvioiden mukaan silloin tuotettiin maailmassa 2 600 TWh vesivoimaa, mikä vastasi noin 19 % sähkön kokonaistuotannosta. Vesivoiman taloudellisen potentiaalın arvioitiin olevan yhteensä 8 100

TWh, josta oli käytössä 32 %. Maailmanlaajuisesti rakennettu kapasiteetti oli vajaa 700 GW ja taloudellisesti rakennettava lisäkapasiteetti 1 800 GW. WEC (World Energy Council) arvioi, että vuoteen 2020 asti lisärakentaminen tapahtuu 3–4 %:n vuosivauhtia, mikä vastaa noin 5 000 TWh lisäenergiaa ja 1 300 GW lisätehoa vuosittain.

UNIPEDEn mukaan maailman sähköntuotanto tapahtui vuonna 1995 energialähteittäin taulukon 4 mukaisesti.

*Taulukko 4. Sähköntuotannon jakautuminen energialähteiden perusteella maailmassa vuonna 1995 (TWh) (Unipede 1997a).*

	Afrikka	Amerikka	Aasia ja Oseania	Eurooppa	Maailma	Osuus %
Fossiiliset polttoaineet	275	2 263	2 457	2 271	7 663	63
Ydinenergia	7	712	348	1 039	2 106	18
Vesivoima	55	1 072	542	689	2 358	19
Muut uusiutuvat	0,5	28	11	10	50	
<b>Yhteensä</b>	<b>338</b>	<b>4 475</b>	<b>3 358</b>	<b>4 009</b>	<b>12 177</b>	<b>100</b>

## 2.3 Pohjoismaiden ja eräiden muiden maiden sähköjärjestelmien piirteet

### 2.3.1 Pohjoismaat

#### 2.3.1.1 Nordel-tilasto

Pohjoismaisena yhteistyönä toteutettu sähköenergian tilastointi (Nordel 1999) sisältää hyvin tarkat tiedot kunkin maan sähkönkulutuksesta ja -tuotannosta, viennistä ja tuonnista sekä sähköjärjestelmän laitekannasta. Taulukot 5–8 esittävät näitä tietoja vuodelta 1998. Tässä tilastossa Norjan vesivoiman osuus maan sähköntuotannosta on 99 %. Pohjoismaissa vesivoiman osuus kokonaistuotannosta on ko. vuonna 54,8 %, vaikka Tanskassa ei juurikaan ole vesivoimaa. Tilastoista näkyy, että sähkön nettotuojamaita ovat Suomi ja Norja ja viejämaita Ruotsi ja Tanska. Toisaalta vesivoiman tuotanto vaihtelee vuosittain sääolojen mukaan. On todennäköistä, että kerran kolmessakymmenessä vuodessa Pohjolan vesivoima tuottaa lähes 20 % (noin 36 TWh) vähemmän sähköä tai 27 % (51 TWh) enemmän kuin keskimäärin vuoden 2005 kapasiteettitilanteessa (Pirilä 1999).



Taulukko 5. Sähköntuotanto tuotantomuodoittain Nordel-maissa vuonna 1998 (GWh) (Nordel 1999).

	Tanska	Suomi	Islanti	Norja	Ruotsi	Nordel
Vesivoima	27	14 602	5 618	116 277	73 727	210 251
Ydinvoima		20 985			70 464	91 449
Muu lämpövoima	36 360	31 572	4	668	9 849	78 453
- lauhdutusvoima	35 003	6 473		109	272	41 857
- CHP, kaukolämpö		13 076			5 083	18 159
- CHP, teollisuus	1 357	12 009		345	4 487	18 198
- kaasuturbiinit yms		14	4	214	7	239
Muu uusiutuva	2 653	24	655	8	300	3 640
Kokonaistuotanto	39 040	67 183	6 277	116 953	154 340	383 793
Koko. tuotanto 1997	41 747	65 950	5 580	112 008	144 926	370 211
Muutos 97–98	-6,5 %	1,9 %	12,5 %	4,4 %	6,5 %	3,7 %

Taulukko 6. Sähköntuotanto energialähteittäin sekä vienti ja tuonti Nordel-maissa vuonna 1998 (TWh) (Nordel 1999).

	Tanska	Suomi	Islanti	Norja	Ruotsi	Nordel
Nettotuonti		9,3		3,7		
Geoterminen voima			0,66			0,66
Tuulivoima	2,65	0,02		0,01	0,30	2,99
Muu	3,40 <sup>1)</sup>			0,46		3,86
Biopolttoaine	0,50	14,00			3,30	17,80
Maakaasu	5,00	7,50		0,21	0,60	13,31
Öljy	1,40	1,60			3,00	6,00
Hiili	26,00	8,50			3,00	37,50
Ydinvoima		20,99			70,46	91,45
Vesivoima	0,03	14,60	5,62	116,28	73,73	210,25
Netto vienti (neg. arvo)	-4,29				-10,81	

1) Tanskassa orimulsion

Taulukko 7. Vesivarastot eri Pohjoismaissa vuonna 1998 (Nordel 1999).

Maa	Vesivarasto, GWh
Suomi	4 900
Norja	
- 1.1.1998	80 356
- 31.12.1998	81 489
Ruotsi	33 550

### 2.3.1.2 Pohjoismainen sähkövaihto

Pohjoismaissa on siirretty sähköä maiden välillä jo useiden vuosikymmenien ajan, kun suurimmat pohjoismaiset sähköntuotantoyritykset ovat vuodesta 1963 lähtien toimineet yhteistyössä ns. Nordel-järjestelmän puitteissa. Pohjoismaisessa sähkönsiirrossa yli valtakunnanrajojen on vesivoimalla keskeinen rooli. Se on merkinnyt teknisesti luotettavampaa sähköjärjestelmää ja alhaisempia tuotantokustannuksia. Myös sähkön ympäristölaatu paranee yhteisjärjestelmän kautta: hiili- ja öljykäyttöisiä laitoksia ei tarvita lyhytaikaissäätöön, joten ne voivat toimia tasaisemmin ja paremmalla hyötysuhteella silloin, kun käyttötarvetta on. Nordelin tapaisia yhteiskäyttöalueita on Euroopan manneralueella kaksi muutakin, UCTE ja CDO-IPS. Näistä UCTE on tärkeämpi ja siihen kuuluvat mm. Saksa, Ranska ja Italia.

Taulukko 8. Sähkön tuonti ja vienti Nordel-maissa 1998 (Nordel 1999).

		Tuontimaa					ΣViennit
		Tanska	Suomi	Norja	Ruotsi	Muut maat	
Vientimaa	Tanska			418	2 162	5 186	7 766
	Suomi			91	839		930
	Norja	1 327	72		3 004		4 403
	Ruotsi	1 901	5 347	7 379		2 276	16 903
	Muut maat	245	4 818	193	88		5 344
ΣTuonnit		3 473	10 237	8 081	6 093	7 462	35 346
		Kokonaistuonti	3 473	10 237	8 081	6 093	27 884
		Kokonaisvienti	7 766	930	4 403	16 903	30 002
		Nettotuonti	-4 293	9 307	3 678		-10 810
Netto vienti/kok.kulutus		-12,4 %	12,2 %	3,2 %	-7,6 %		-0,6 %

Muut maat = Venäjä ja Saksa

### 2.3.1.3 Pohjoismaisten sähköjärjestelmien erityispiirteet

Ruotsissa vesivoiman ja ydinvoiman tuotantomäärät ovat suunnilleen samansuuruiset ja kattavat lähes koko sähköntuotannon. Tuotanto on keskittynyt alle kymmenelle suurelle tuottajalle, joista valtion omistama Vattenfall on suurin, ja sen osuus tuotannosta on 50 %. Vattenfall on Euroopan kuudenneksi suurin sähköyrittäjä ja pyrkii laajentumaan maan rajojen ulkopuolelle. Ruotsissa on yli 250 jakeluyhtiötä. Kantaverkko-organisaatio on valtion omistama Svenska Kraftnät. Sähkön hinta on Euroopan alhaisimpia. Sähkövero kohdistuu sekä tuotantoon että kulutukseen. Sähkömarkkinat ovat vapautuneet asteittain vuodesta 1996, ja tällä hetkellä kaikki kuluttajat voivat ostaa sähkönsä vapailta markkinoilta.

Norjassa vesivoimalla katetaan käytännössä koko sähköntarve. Lyhyen aikavälin säätökapasiteettia on siten yli oman tarpeen, mutta vuositasoinen vaihtelu vesivoiman saataavuudessa on tasoitettava tuonnilla ja viennillä. Maassa on lukuisia pientuottajia. Suurin sähköyhtiö on Statkraft, jolla on vajaan kolmanneksen osuus kokonaistuotannosta. Jakeluyhtiöitä on noin 200. Sähkön hinta on alhainen ja vero kohdistuu sekä tuotantoon että kulutukseen. Sähkömarkkinoiden vapauttaminen aloitettiin vuonna 1991, ja vuoden 1997 alusta ovat kaikki asiakkaat voineet vaihtaa sähköntoimittajaa ilman kustannuksia.

Tanskassa hiilivoima hallitsee sähköntuotantoa ja yhteistuotanto lämmöntarpeen asettamissa rajoissa on korkealla tasolla. Aiemmin laaja sähkön tuonti on kääntynyt merkittäväksi vienniksi, esimerkiksi vuonna 1998 vienti oli 12 % omasta kulutuksesta. Tanskassa ei ole valtiollista sähköyhtiötä. Maassa on noin sata sähkönjakeluyhtiötä. Kymmenkunta alueellista ja yhteistoimintayritystä vastaa 95 %:sta sähköntuotannosta. Alueellisten sähköyhtiöiden omistuksessa toimii kaksi systeemioperaattoria Eltra ja Elkraft, jotka ohjaavat sähköjärjestelmän käyttöä ja mm. vastaavat sähkökaupasta valtakunnanrajan yli. Kotitalouksilla sähkön hinta on korkea sähköveron vuoksi (kuitenkin alempi kuin Saksassa, mutta lähes kaksinkertainen Suomeen verrattuna). Sen sijaan teollisuudelle sähkö on halpaa. Tanskan sähkömarkkinat eivät ole avoimet muihin Pohjolan maihin verrattuna, sillä suurin osa kuluttajista ovat sähkönhankinnassaan sidoksissa paikalliseen jakeluverkkoyhtiöön.

Suomessa ydinvoimalla, vesivoimalla ja yhteistuotannolla on suuri osuus sähköntuotannosta. Erityispiirteenä on ollut sähkön merkittävä tuonti Venäjältä. Lähes puolentoista sadan jakeluyhtiön määrä on laskemassa yrityskauppojen myötä. Alhainen sähkön hinta on tunnusomaista myös Suomessa eurooppalaisessa vertailussa. Nykyisin sähkövero kohdistuu kulutukseen ja kiinteistöveron muodossa tuotantoon. Sähkömarkkinat vapautuivat asteittain vuosina 1995–1998. Nykyisin kaikilla kuluttajilla on mahdollisuus hankkia sähkö vapailta markkinoilta ja kaikilla sähköntuottajilla on oikeus sähkön syöttöön yleiseen verkkoon.

Pohjoismaissa on Norjan ja Ruotsin suuren vesivoimatuotannon ansiosta lyhyen ja keskipitkän aikavälin säätökapasiteettia runsaasti, yli oman tarpeen. Kuitenkin vesivoimasta saatava energiamäärä riippuu pitemmällä aikavälillä täysin sademääristä eikä ole sen enempää säädettävissä kuin ennustettavissakaan. Sateisen ja kuivan vuoden välinen vaihtelu vesivoiman saannissa on yli 70 TWh eli n. 20 % sähköntuotannosta. Tämä sateisten ja kuivien vuosien välinen vesivoimavaihtelu onkin kompensoitava lämpövoiman tuotannolla sekä tuonnin ja viennin avulla. Koska lämpövoimaa on Pohjoismaissa lähinnä Suomessa ja Tanskassa, joutuu merkittävä osa näiden maiden tuotantokapasiteetista osallistumaan tuotantotasaukseen. Pohjoismaisen markkina-alueen laajentamisella Keski-Eurooppaan voidaan saavuttaa merkittäviä etuja kaikille osapuolille: ylimääräinen lyhyen ja keskipitkän aikavälin säätökapasiteetti voidaan hyödyntää laajemmalla alueella ja vastaavasti laajemman alueen lämpövoimakapasiteetti osallistuu kompensoimaan vesivoiman pitkän aikavälin vaihtelua. Vapailla ja vääristymättömillä markkinoilla tietysti markkinamekanismit pitävät automaattisesti huolta eri energiamuotojen optimaalisesta käytöstä lyhyellä ja pitkällä aikavälillä.

Suomi, Ruotsi ja Norja muodostavat tällä hetkellä yhteiset sähkömarkkinat, joilla toimii sähköpörssi NordPool. NordPool tarjoaa likvidin kauppapaikan erilaisille tukkusähkön fyysisille tuotteille ja erilaisille finanssi-instrumenteille. Pörssi perustuu spot-kaupalle, jossa ostajat ja myyjät tekevät päivittäin kerrallaan osto- ja myyntitarjouksia 0,1 MW:n tarkkuudella kullekin seuraavan vuorokauden tunnille. Näin muodostuvien kysyntä- ja tarjouskäyrien leikkauspisteet määräävät kullekin tunnille sähkön spot-hinnan. Kaikki kunkin tunnin spot-hintaa halvemmat myyntitarjoukset ja kalliimmat ostotarjoukset toteutetaan spot-hintaan. Siirtoverkon kapasiteettirajoitukset otetaan NordPoolissa huomioon erillisillä hinta-alueilla.

Spot-kaupan volyyymi on kasvanut tasaisesti NordPoolissa, ja riittää jo luotettavaan hinnanmuodostukseen. Vuoden 1998 spot-kaupan vaihto oli 56 TWh eli n. 16 % alueen tuotannosta. Luotettava hinnanmuodostus on tärkeää, sillä muut tuotteet kuten futuurit, forwardit ja optiot perustuvat spot-hintaan.

Sähköpörssi toimii myös Hollannissa (APX), Saksassa (GEX, Leipzig, Hannover), Iso-Britanniassa (Pool) ja Espanjassa. Näistä APX ja Leipzig pohjautuvat samaan kaupankäyntimekanismiin ja NordPoolilla on näiden kanssa erilaisia yhteistyökuvioita. Sitä on olemassa hyvät tekniset edellytykset pohjoismaisten markkinoiden laajentamiseksi Eurooppaan.

### **2.3.2 Saksa**

Saksan sähkönkulutus, kun laitosten omakäyttösähkö ja pumppuvoimalaitosten sähkönkulutus vähennetään bruttotuotannosta, oli vuonna 1998 508 TWh. Siitä 94 % katettiin

sähkoyhtiöiden kautta, 5 % teollisuuden omissa sähköjärjestelmissä ja 1 % valtion rautateiden sähköjärjestelmässä.

Saksan sähköntuotanto vuonna 1998 oli bruttoarvoltaan 552,2 TWh. Taulukossa 9 esitetään tämän jakautuminen eri energialähteistä tuotetuksi sähköksi. Ydinvoima oli suurin energialähde 29 %:n osuudellaan. Edellisvuoteen verrattuna sen määrä pieneni 8 TWh (5 %). Maakaasun osuus oli 6 % ja sen kasvu 7 % pitempiaikaisen trendin suuntaisesti. Vesivoiman tuotantomäärä oli 21 TWh, mikä vastaa 4 %:n osuutta kokonaissähköntuotannosta. Vesitilanneindeksi vuonna 1998 oli 0,97 eli lähes normaali. Taulukossa 10 esitetään tuotantoarvot ja muutokset prosentteina.

*Taulukko 9. Sähkön tuotanto Saksassa vuonna 1998 energialähteiden mukaan (Staschus & Wegner 1999).*

	Julkinen tuotanto TWh	Teollisuus ja rautatie, TWh	Yhteensä TWh
Ydinvoima	160,5	1,2	161,7
Ruskohiili	135,0	5,0	140,0
Vesivoima	19,1	1,7	20,8
Kivihiihi	136,0	15,5	151,5
Maakaasu	33,9	17,6	51,5
Polttoöljy	2,6	3,0	5,6
Muut	6,2	14,9	21,1
Yhteensä	493,3	58,9	552,2

*Taulukko 10. Sähkön tuotannon jakautuminen eri energialähteille Saksassa vuonna 1998 ja muutos edellisestä vuodesta (Staschus & Wegner 1999).*

	Julkinen tuotanto		Teollisuus ja rautatie		Yhteensä	
	osuus %	muutos %	osuus %	muutos %	osuus %	muutos %
Ydinvoima	32	-5	2	8	29	-5
Ruskohiili	27	0	9	-16	25	-1
Vesivoima	4	2	3	-4	4	0
Kivihiihi	28	11	26	-8	28	6
Maakaasu	7	9	30	-2	9	7
Polttoöljy	1	-5	5	-3	1	-4
Muut	1	-22	25	9	4	7
Yhteensä	100	1	100	-6	100	0

Sähkön fyysinen vaihto eri maiden välillä esitetään neljältä vuodelta taulukossa 11. Vuonna 1998 vienti ja tuonti olivat tasapainossa. Ranska on ollut suurin viejäämaa Saksaan, vienti oli 13 TWh vuonna 1998. Tanska vei myös varsin paljon Saksaan, 5,3 TWh vuonna 1998.

*Taulukko 11. Saksan sähkön tuonti ja vienti, GWh (Staschus & Wegner 1999).*

		1995	1996	1997	1998
Itävalta	tuonti	4 762	4 148	4 604	4 400
	vienti	5 490	6 762	5 973	6 000
Sveitsi	tuonti	6 084	5 206	5 539	5 600
	vienti	7 453	9 514	8 908	10 400
Ranska	tuonti	17 338	17 010	16 921	13 000
	vienti	503	332	333	500
Luxemburg	tuonti	778	833	846	900
	vienti	4 233	4 255	4 158	4 300
Hollanti	tuonti	211	1 640	1 570	1 500
	vienti	17 786	13 769	13 708	13 700
Tanska	tuonti	4 523	3 736	3 373	5 300
	vienti	209	1 433	1 077	200
Ruotsi	tuonti	1 124	67	815	2 300
	vienti	12	1 032	414	100
Puola	tuonti	2 350	1 566	972	500
	vienti	3 885	4 036	4 141	3 000
Tsekki	tuonti	2 350	2 954	3 178	5 000
	vienti	274	1 470	1 534	300
Yhteensä	tuonti	39 519	37 160	37 818	38 500
	vienti	34 845	42 603	40 246	38 500

Uusiutuvia energialähteitä käyttävien laitosten lukumäärä, kokonaisteho ja energiatiedot vuodelta 1997 esitetään taulukossa 12. Kokonaisenergia 22 TWh kattaa 4,9 % sähkön kokonaiskulutuksesta. Valtaosa (72 %) uusiutuvista energialähteistä tuotetusta sähköstä on vesivoimaa. Vesivoiman kokonaisteho on noin 4 600 MW ja laitosten lukumäärä 5 461 laitosta, joten keskiteho on alle 1 MW. Tuotetun energian ja huipputehon käyttöajan (oletettu 3 000–5 000 h) perusteella keskiteho olisi 3–5 MW.

Taulukko 12. Uusiutuvista energialähteistä tuotettu sähkö Saksassa v. 1997 (Meliss 1999).

	Lukumäärä kpl	Installoitu teho MW	Sähköntuotanto GWh
Vesivoima	5 461	4 578	15 764
Tuulivoima	5 214	2 082	3 000
Fotosähkö	11 260	34	22
Biomassa	919	400	879
Jäte	33	526	2 113
Yhteensä	22 887	7 621	21 779

Vesivoiman arvioidaan voivan kasvaa Saksassa 3,8–6,4 %:iin sähkön kokonaistuotannosta, kun sen osuus tällä hetkellä on noin 3,4 %.

### 2.3.3 Hollanti

Hollannin sähköntuotantotilanne esitetään taulukossa 13 kolmen vuoden ajalta. Vuonna 1996 sähköä tuotettiin eniten maakaasulla, 56 % kokonaistuotannosta, ja toiseksi eniten kivihiilellä (28 %). Vesivoiman osuus on yhden prosentin luokkaa kokonaistuotannosta.

Taulukko 13. Sähköntuotanto eri energialähteistä Hollannissa (IEA 1998).

	Sähköntuotanto, GWh		
	1994	1995	1996
Hiili	24 463	26 075	24 050
Biokaasu	160	237	270
Yhdyskuntajäte	1 318	1 296	1 810
Maakaasu	43 418	42 033	47 280
Nestemäiset polttoaineet	3 081	3 869	3 910
Teollisuuskaasu	2 900	2 798	2 810
Ydinvoima	3 967	4 018	4 160
Vesivoima	101	88	80
Aurinko	2	2	2
Tuuli	237	317	437
Muu	0	238	236
TUOTANTO YHT	79 647	80 971	85 045

Tällä hetkellä Hollannissa on kolmisenkymmentä sähkön jakeluyhtiötä ja neljä suurempaa sähkön tuottajaa. Pieniä sähköntuottajia ovat pääasiassa teollisuuden yhteistuotantolaitokset, jotka tuottivat 25 % kokonaissähköstä vuonna 1995. Vuodesta 1999 alkaen kantaverkko- ja systeemioperaattorin tehtäviä on hoitanut Tennet-niminen organisaatio. Sähkøyhtiöt ovat periaatteessa itsenäisiä, mutta omistusosuudet sitovat yrityksiä toisiinsa. Kunnat ja maakunnat omistavat omalla alueellaan sähkönjakeluyhtiön, mutta jakeluyhtiöt voivat osittaisesti omistaa myös tuotantolaitoksia.

### 2.3.4 Itävalta

Itävalta on hyödyntänyt runsaasti Alppien rinteillä muodostuvaa vesienenergiaa. Taulukossa 14 esitetään maan sähköntuotannon energialähteet ja tuotetut sähkömäärät sekä kuvassa 2 tuotannon jakautuminen vuoden aikana.

Vuonna 1995 Itävallassa tuotetusta sähköstä 68 % tuotettiin vesivoimalla ja 32 % lämpövoimalla. Vuonna 1997 vastaavat osuudet olivat 65,6 % ja 34,4 %. Sähkön vienti vuonna 1995 oli 9,8 TWh ja tuonti 7,3 TWh. Vuonna 1997 vastaavat arvot olivat 9,8 ja 9,0 TWh. Kesäkuukausien aikana Itävallan sähköntarve voitaisiin kattaa kokonaan vesivoimalla, mutta taloudellisten ja muidenkin syiden vuoksi osa sähköstä tuotetaan lämpövoimalla ja viedään naapurimaihin.

*Taulukko 14. Sähköntuotanto Itävallassa (IEA 1998).*

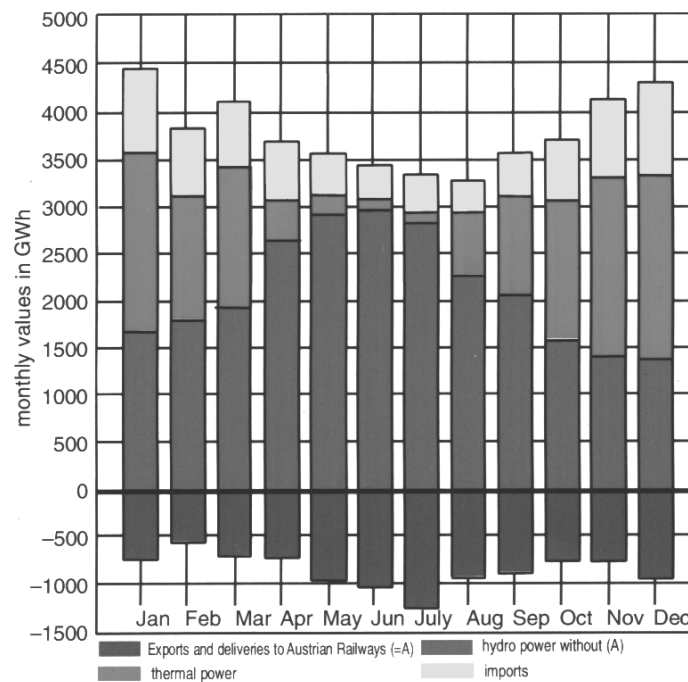
	Sähköntuotanto, GWh		
	1994	1995	1996
Kivihiili	2 500	3 359	3 868
Ruskohiili	1 068	1 613	1 399
Biopolttoaine (kiinteä)	1 698	1 843	1 634
Bio-pa (kaasu- tai nestemäinen)	0	27	48
Teollisuusjäte	0	48	45
Yhdyskuntajäte	0	39	36
Maakaasu	8 147	8 600	9 360
Nestemäinen polttoaine	2 146	1 729	1 986
Teollisuuskaasu	808	852	879
Vesivoima	36 894	38 477	35 580
<b>TUOTANTO YHT</b>	<b>53 261</b>	<b>56 587</b>	<b>54 835</b>

Itävallassa valtio on ohjannut voimakkaasti sähköhuoltoa vuodesta 1947 vuoteen 1998 asti, jolloin hyväksyttiin uusi sähkömarkkinalaki. Aiemman sähkölain mukaan maakunnallisten sähkøyhtiöiden tehtävänä oli hoitaa alueellaan sähkön jakelu ja osallistua pie-



nimuotoiseen tuotantoon. Erityissähkölaitosten tehtävänä oli suurempien tuotantolaitosten toiminnan hoitaminen ja laitosten rakentaminen. Liittovaltioyhtiö (Verbund) vastasi sähköhuollosta kokonaisuutena, myös tuotannon ja jakeluverkon suunnittelusta. Erityissähkölaitokset kuuluvat hallinnollisesti Verbundiin. Vuonna 1997 Verbund (mukaanlukien erityislaitokset) tuotti 45 % Itävallassa tuotetusta sähköstä, eli 24,9 TWh. Siitä oli lämpövoiman osuus 10 %, varastovesivoiman osuus 18 % ja jokivoiman (Lauf- und Laufschnellkraftwerk) osuus 72 %.

### Satisfaction of Domestic Electricity Demand provisional values in the year of report



Kuva 2. Sähkön tuotannon jakautuminen Itävallassa vuonna 1995 (VEÖ 1996).

Itävallassa sähkö on Suomeen verrattuna kalliimpaa. Vuoden 1999 alussa sähkö maksoi kotitaloudelle Itävallassa 0,127 euroa ja Suomessa 0,09 euroa, joten ero oli 40 %. Teollisuudelle vastaavat hinnat olivat 0,10 ja 0,053 euroa, joten ero oli 88 % Suomeen verrattuna (Liite A).

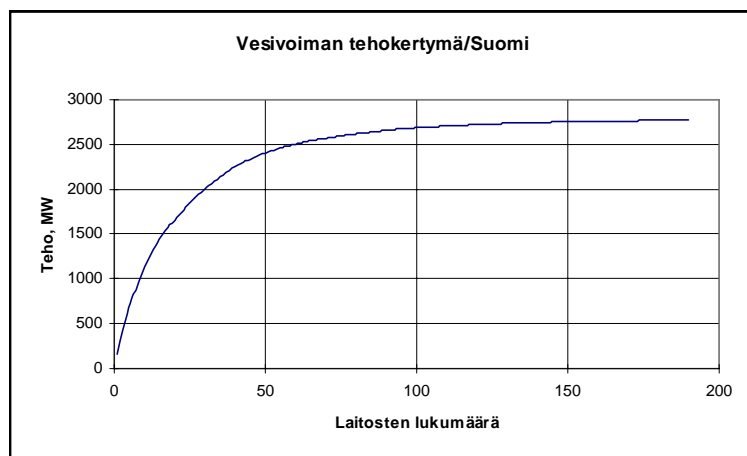
## 3. Vesivoimalaitokset eri maissa

Tässä luvussa pyritään selvittämään, mikä kokoisia vesivoimalaitokset ovat Suomessa ja eräissä muissa maissa ja minkälaisia erityispiirteitä kullakin maalla on.

### 3.1 Suomi

#### 3.1.1 Vesivoiman tehojakaumat

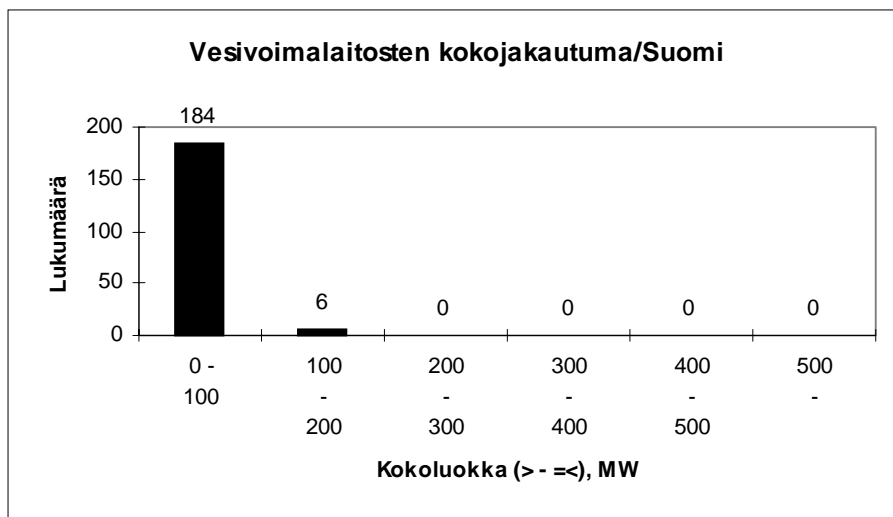
Kuvissa 3–9 esitetään vesivoimalaitosten kokojakauma tehon mukaan. Kuvassa 3 on koko maan tehokertymä laitosten lukumäärän funktiona, kun laitokset ovat suuruusjärjestyksessä suurimmasta alkaen (vuoden 1995 tilanne). Vajaa 200 laitosta muodostavat vajaan 3 000 MW:n kokonaistehon siten, että puolet siitä tulee noin 20 laitoksen tehosta.



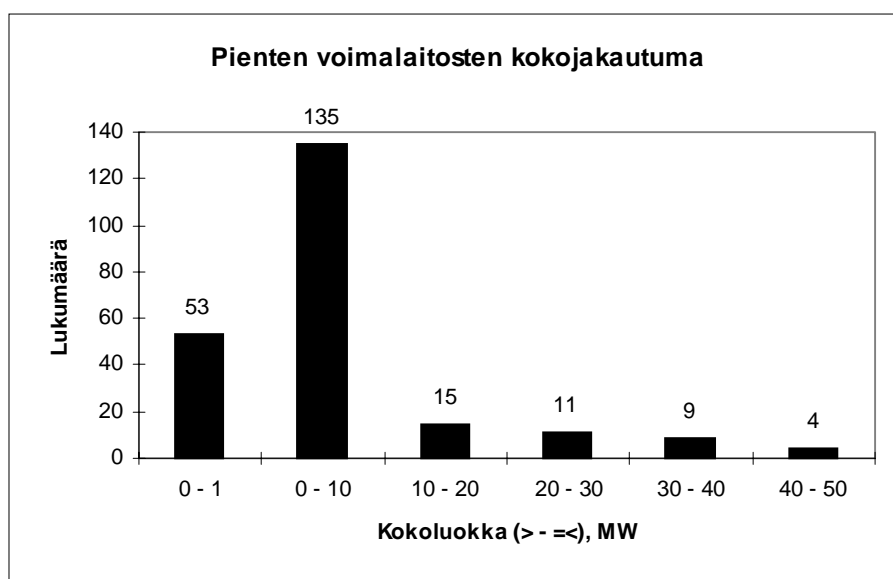
Kuva 3. Suomen vesivoimalaitosten tehokertymä vuonna 1995 (Sähkötilasto 1996).

Kuvissa 4–7 esitetään tarkemmin laitosten sijoittuminen eri teholuokkiin. Alle 1 MW:n laitoksista käytetään nimitystä mikrolaitokset ja alle 10 MW:n laitoksista nimitystä minilaitokset. Todetaan, että Suomessa ei ole erityisen suuria vesivoimalaitoksia. Suurimmatkin ovat alle 200 MW:n kokoisia, ja kokoluokassa 100–200 MW on kuusi voimalaitosta.

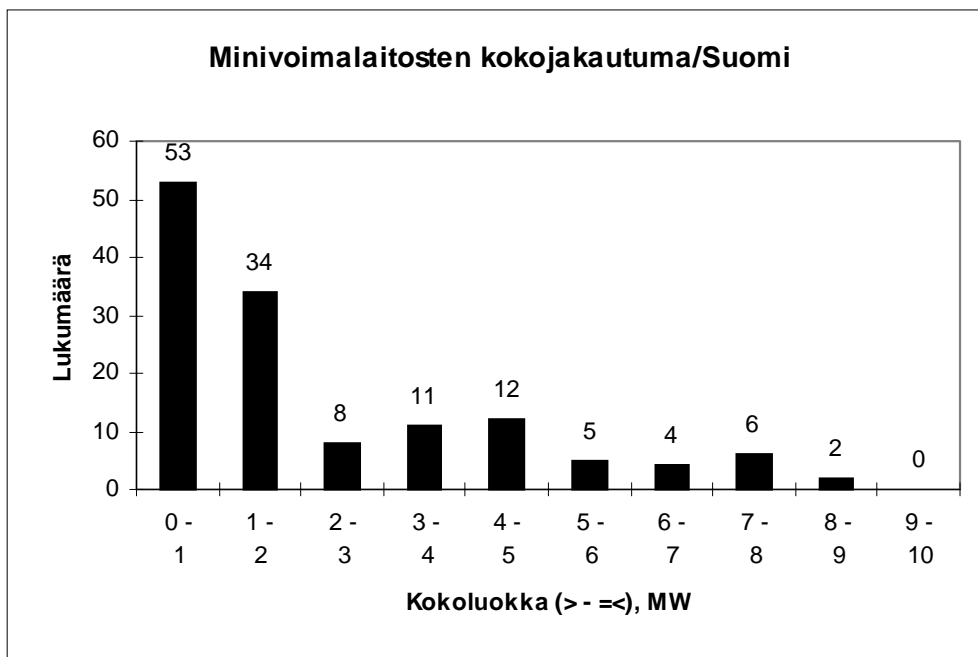
Jos laitosten kokoa tarkastellaan 10 MW:n askelmilla, lukumääräisesti eniten on kokoluokassa 0–10 MW (135 kpl vuonna 1995), joista 53 on teholtaan alle 1 MW. Kokoluokassa 10–20 MW on yhteensä 15 laitosta. Pieniä voimalaitoksia tarkasteltaessa 1 MW:n askelmilla todetaan eniten laitoksia olevan luokassa 0–1 MW (53 kpl) ja toiseksi eniten luokassa 1–2 MW (34 kpl). Alle 1 MW:n laitoksien jakauma on melko tasainen, noin kuusi laitosta 100 kW:n tehoaskelta kohti.



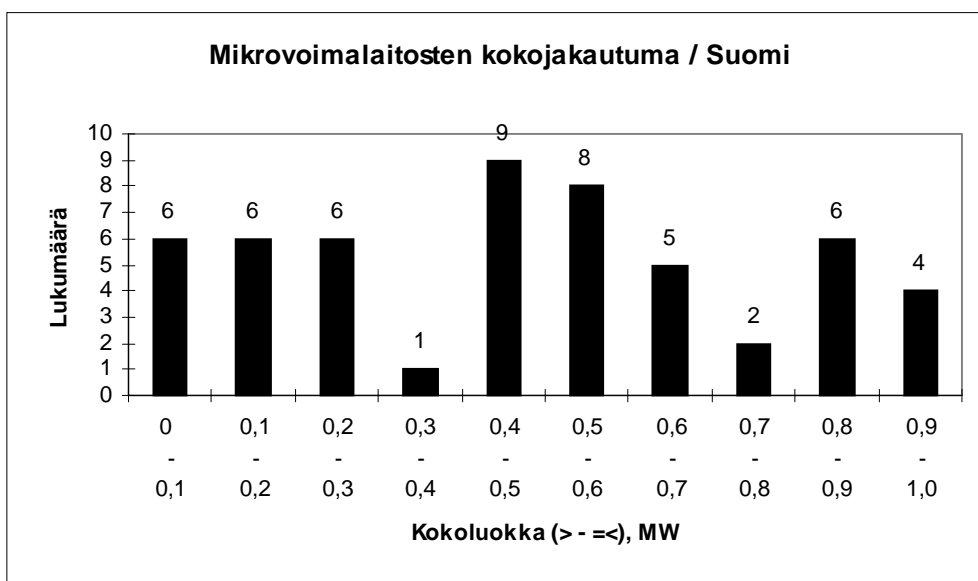
Kuva 4. Vesivoimalaitosten lukumäärä 100 MW:n jaotuksella (Sähkötilasto 1996).



Kuva 5. Pienten ja keskisuurten vesivoimalaitosten lukumäärä 10 MW:n jaotuksella (ensimmäinen pylväs sisältyy toiseen) (Sähkötilasto 1996).



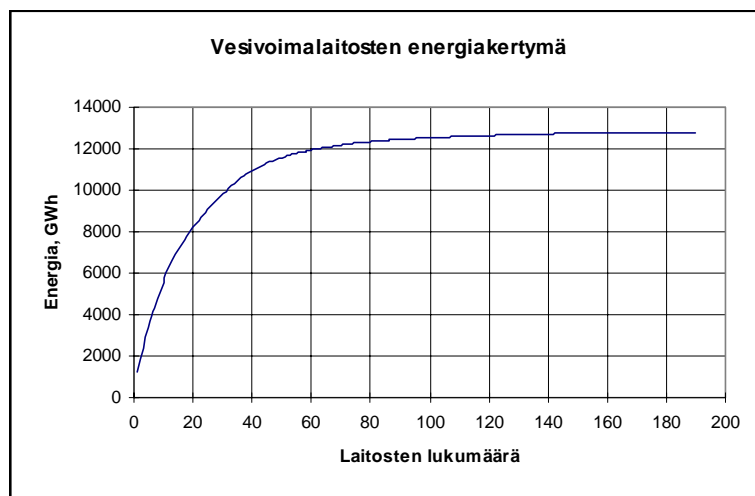
Kuva 6. Minivesivoimalaitosten lukumäärä 1 MW:n tehoajatuksella Suomessa (Sähkötalasto 1996).



Kuva 7. Mikrovesivoimalaitosten lukumäärä 0,1 MW:n tehoajatuksella Suomessa (Sähkötalasto 1996).

### 3.1.2 Vesivoiman energiakertymät

Vesivoimalaitosten tuottaman sähkömäärän jakauma eri laitoksille poikkeaa jonkin verran tehojakaumasta, koska suuremmat laitokset toimivat yleensä korkeammalla käyttöasteella. Tässä luvussa tarkastellaan energian tuottamista laitoksilla tilastojen pohjalta (Sähkötilasto 1996). Kuvassa 8 esitetään Suomen vesivoimalaitosten tuottaman sähköenergian kertymää laitosten lukumäärän funktiona, kun tarkasteluvuosi on 1995. Tuolloin kokonaisenergia oli 12 800 GWh. 20 suurinta laitosta tuottaa 60 % ja loput 170 laitosta 40 % energiasta.

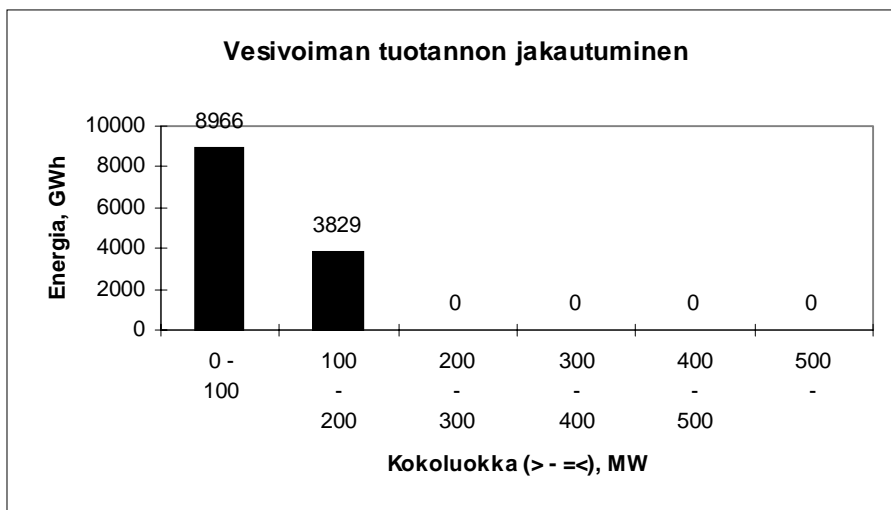


Kuva 8. Suomen vesivoimalaitosten energiakertymä vuonna 1995.

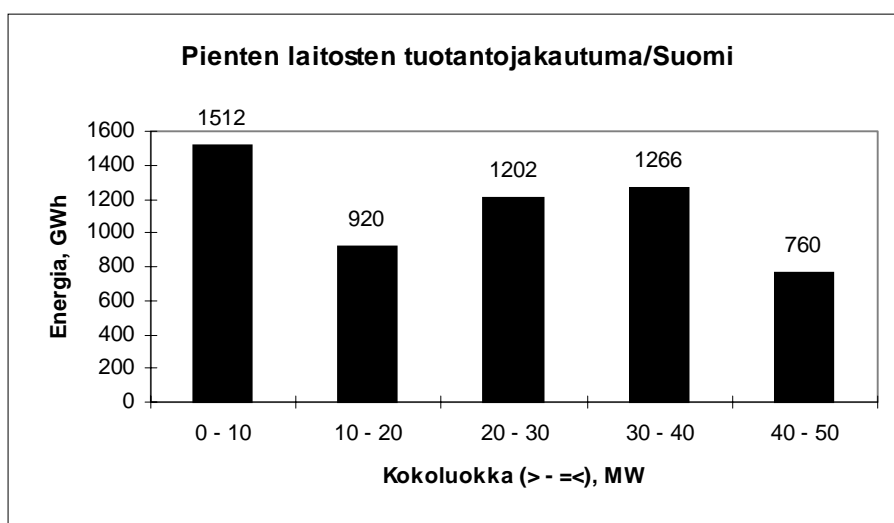
Kuvissa 9–12 esitetään tarkemmin laitosten tuottaman energian muodostuminen eri teholuokissa. Todetaan, että Suomessa noin 30 % vesivoimasta tuotetaan yli 100 MW:n laitoksilla, joita on edellä mainittu kuusi laitosta ja jotka kaikki ovat alle 200 MW:n kokoisia.

Jos laitosten energiantuottoa tarkastellaan tehoalueen 10 MW:n askelmilla, suurin tuotanto on kokoluokassa 0–10 MW (1 512 GWh vuonna 1995) ja toiseksi suurin 30–40 MW:n luokassa ja yleensäkin energiamäärät jakautuvat melko tasaisesti.

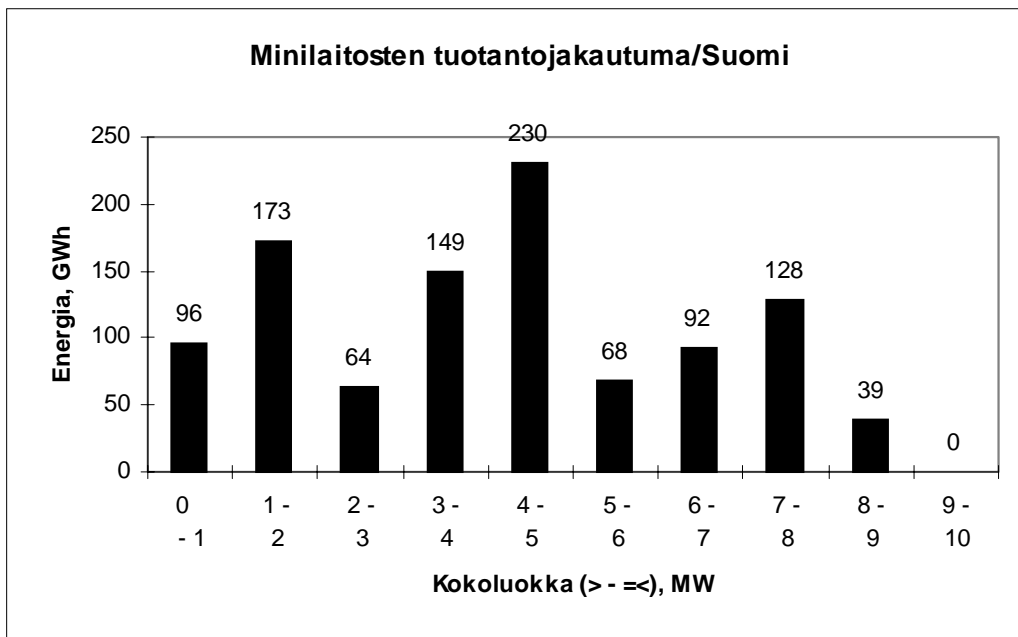
Minivoimalaitoksia tarkasteltaessa 1 MW:n askelmilla todetaan, että suurin energiantuotto on luokassa 8–9 MW (508 GWh). Mikrolaitosten energiantuotto painottuu suurempiin tehoalueisiin eli 0,8–0,9–1,0 MW:n alueelle.



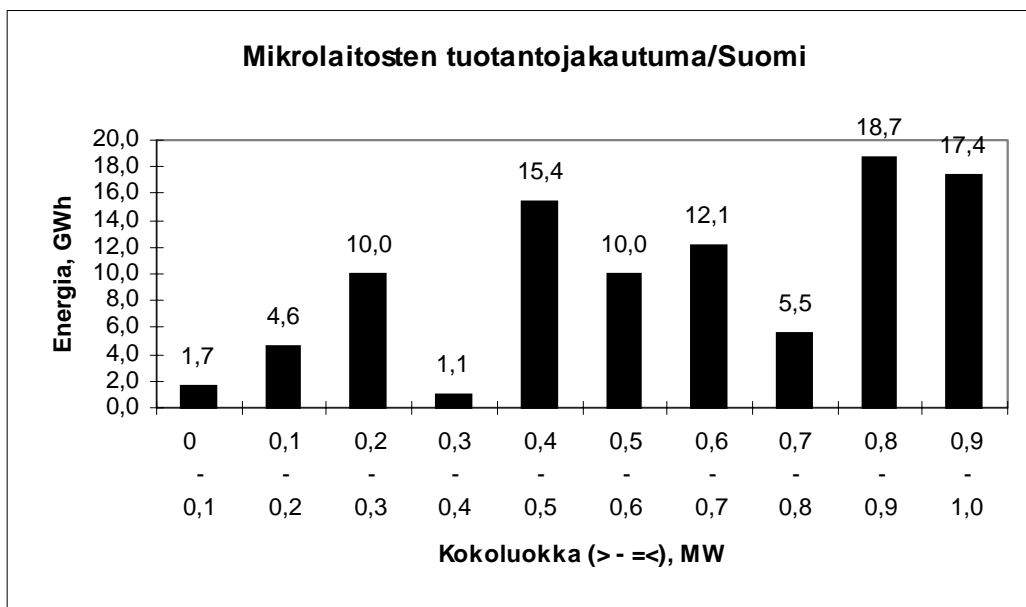
*Kuva 9. Vesivoiman tuotanto 100 MW:n tehoajotuksella.*



*Kuva 10. Pienten ja keskisuurten vesivoimalaitosten energiantuotto 10 MW:n jaotuksella.*



Kuva 11. Minivoimalaitosten energiantuotto 1 MW:n jaotuksella.



Kuva 12. Mikrovesivoimalaitosten energiantuotto 0,1 MW:n tehojaotuksella Suomessa.

### 3.1.3 Vesivoiman kehitysnäkymät Suomessa

Vesivoiman lisärakentamisesta on tutkittu KTM:n teettämässä tutkimuksessa (Helynen 1999) ja tässä tässä tiedot ja taulukko 15 perustuvat tähän selvitykseen.

Vesivoiman yhteenlaskettu nimellisteho oli vuoden 1998 alussa 2 959 MW ja rakenteilla oleva kapasiteetti yhteensä 18 MW. Koko tuotantokoneisto pystyy tuottamaan yhden tunnin ajan valtakunnallisen huipputehon aikana 2 320 MW, minkä lisäksi käytettävissä on 200 MW tunnin sisäiseen säätöön.

Kapasiteetista on ns. mikrovesivoimaa eli alle 1 MW:n voimalaitoksia yhteensä enintään noin 40 MW. Mikrovesivoiman tuotanto oli vuonna 1997 noin 120 GWh. Rakentamispotentiaaliksi arvioidaan 210 MW, joka on energiana 0,84 TWh/a. Minivesivoimaksi määritellään tässä yhteydessä 1–10 MW:n teholuokkaan kuuluvat voimalaitokset. Niiden yhteenlaskettu nimellisteho oli noin 284 MW ja tuotanto 860 GWh vuonna 1997. Rakentamispotentiaali on vastaavasti 250 MW ja 1,0 TWh/a.

Loput kapasiteetista on nimellisteholtaan yli 10 MW olevaa vesivoimaa. Näiden voimalaitosten yhteenlaskettu teho on noin 2 600 MW ja energia noin 11 TWh vuonna 1997. Rakentamispotentiaali on 486 MW (4 TWh/a).

*Taulukko 15. Rakennettu vesivoima ja potentiaali Suomessa (Helynen 1999).*

	Rakennettu, MW	Rakentamispotentiaali	
		Teho, MW	Energia, TWh
Uudisrakentaminen			
- Alle 1 MW:n laitokset	40	210	0,84
- 1–10 MW:n laitokset	284	250	1,0
- Yli 10 MW:n laitokset	2 600	486	2,15
Yhteensä	2 924	946	4
Tehonkorotuspotentiaali		585	0,64
Ohijuoksutuspotentiaali		0	2
Suojeltu		1 200	4
Vesivoimapotentiaali yhteensä		2 700	11

## 3.2 Ruotsi

### 3.2.1 Valtakunnallinen vesivoimatilanne

Ruotsin tämänhetkinen vesivoiman tuotanto normaalivuonna on 64 TWh, ja sen vaihtelu vähävesisen ja runsasvesisen vuoden välillä voi olla 12 TWh eli 20 %. Laskelmien



mukaan vesienenergiaa on käytettävissä yhteensä 130 TWh, josta arvioidaan olevan taloudellisesti kannattavaa 95 TWh eli lisäystä nykyiseen olisi noin 30 TWh. Tämän lisäkapasiteetin rakentaminen edellyttää kuitenkin lainmuutoksia, koska rakentamattomat Tornionjoki, Kalix-, Pite- ja Vindeljoki, sekä viitisentoista muuta jokea tai joen osaa on suojeltu vesilain tai luonnonsuojelulain perusteella. Nykyisellä lainsäädännöllä ei vesivoimaa voida rakentaa kovinkaan paljoa lisää. Statistiska Centralbyrån julkaisemat rakennettun ja käytettävissä olevan kapasiteetin arvot esitetään taulukossa 16. Lisärakentamisella saataisiin vajaa 4 000 MW tehoa ja 15–16 TWh sähköä.

*Taulukko 16. Ruotsin vesivoiman käytettävissä oleva ja rakennettu teho (Statistiska Centralbyrån 1999).*

	Käytettävissä, MW	Rakennettu, MW		
		1995	1996	1997
Övre Norrland	10 418	7 252	7 280	7 280
Mellersta och nedre Norrland	6 217	6 067	6 066	6 102
Gästrikland, Dalarna och Mälarskåpan	1 647	1 184	1 192	1 222
Sydöstra Sverige	542	394	394	394
Västsverige	1 320	1 254	1 249	1 248
Koko valtakunta	20 144	16 150	16 181	16 246

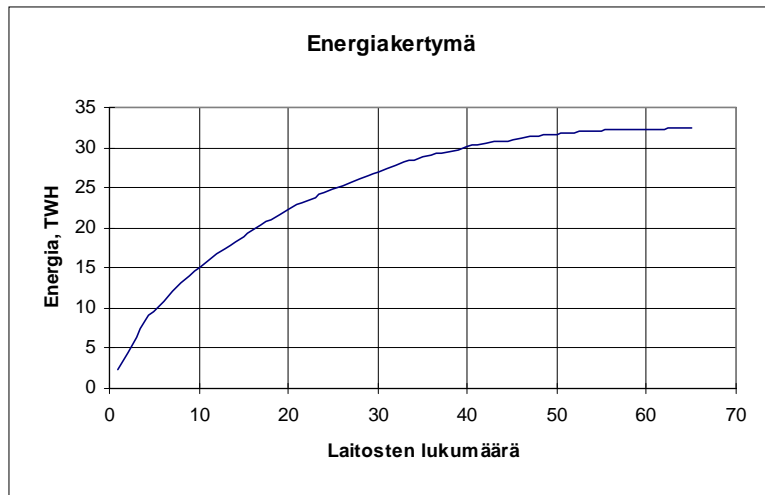
Ruotsissa on tällä hetkellä kaikkiaan 1 200 vesivoimalaitosta. Puolet niistä on teholtaan alle 1 MW. Suurimmat vesivoimalaitokset ovat Harsprånget Luulajanjoessa, teho 940 MW ja Stornorrforss Uumajanjoessa, teho 580 MW. Todennäköisesti kunnallisessa omistuksessa olevat energialaitokset omistavat suurimman osan pienlaitoksista, koska perinteisesti suuret energiayhtiöt eivät omista pienlaitoksia. Tilanne on kuitenkin muuttumassa sähköalan keskittymisen ja yrityskauppojen seurauksena. (Svenska kraftverksföreningen 1999).

Vuoteen 2002 (1.7.) asti saavat 0,1–1,5 MW:n kokoiset uudet voimalaitokset investointitukea 15 %. Potentiaalini arvioidaan olevan tässä kokoluokassa 3 TWh eli 3 500 tunnin huipun käyttöajalla laskien 850 MW.

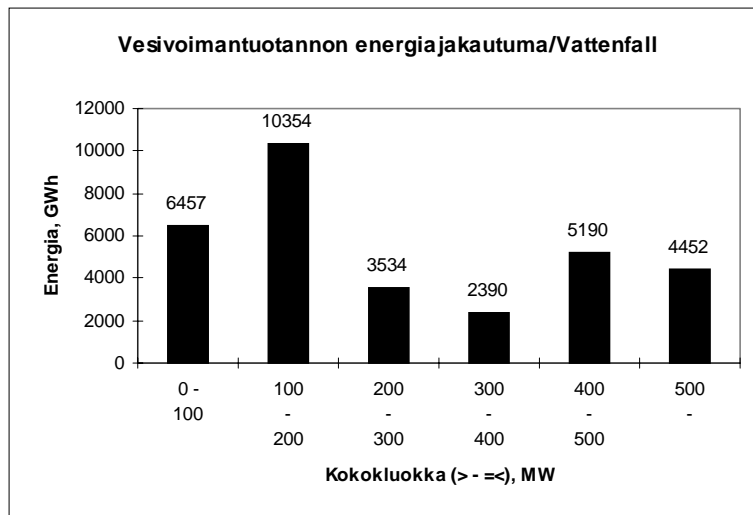
### 3.2.2 Vattenfall

Vattenfall tuottaa noin puolet Ruotsin vesivoimasta, vuonna 1998 32,4 TWh, teholtaan 8 500 MW. Laitoksia oli 65 kappaletta ja niiden aritmeettinen keskiteho on 130 MW. Pieniä vesivoimalaitoksia ei ole Vattenfallin laitostuotannossa.

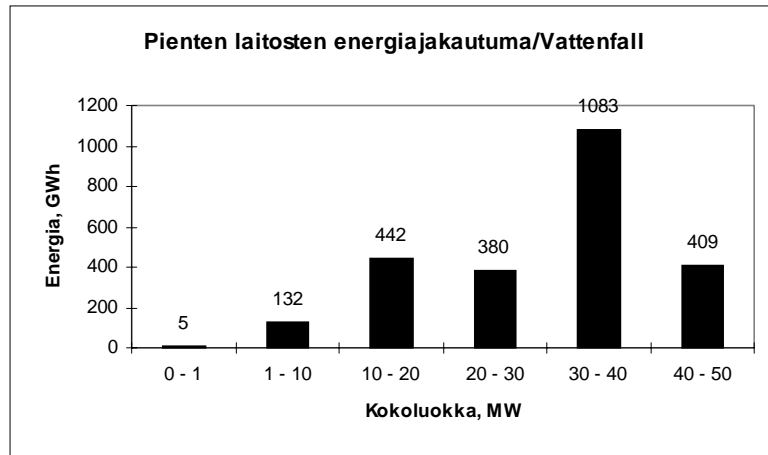
Kuvissa 13–15 esitetään Vattenfallin vesivoimalaitosten koko- ja tuotantojakautumia. Kuvassa 13 on energiakertymä laitosten lukumäärän funktiona, kuvassa 14 energiantuotanto eri teholuokkien laitoksilla (100 MW:n tehoaskel) sekä kuvassa 15 pienten teholuokkien tuottama vesivoimaenergia. Energiantuotannon painopiste on 10–200 MW:n kokoisissa laitoksissa, joita on yhteensä 15. Ruotsalaisittain pienten laitosten energiantuotto keskittyy 30–40 MW-luokan laitoksiin.



Kuva 13. Energiakertymä Vattenfallin vesivoimalaitoksilla (Vattenfall 1999).



Kuva 14. Sähköntuotanto Vattenfallin vesivoimalaitoksilla kokoluokkien perusteella tarkasteltuna (Vattenfall 1999).



Kuva 15. Pienvesivoiman tuotanto eri kokoluokissa Vattenfallin laitoksilla (Vattenfall 1999).

### 3.3 Hollanti

Vesivoiman kokonaispotentiaalin arvioidaan olevan Hollannissa ylimmillään 100 MW mukaanluettuna pienet joet. Nykyinen rakennettu kapasiteetti on 37,6 MW ja siitä saata-va energia keskimääräisenä vuonna 100 GWh. Taulukko 17 esittää käytössä olevat vesivoimalaitokset ja taulukko 18 lisäpotentiaalin. Kustannuslaskelmien perusteella arvioidaan, että teknistaloudellinen lisäpotentiaali on 15 MW. Siten kokonaiskapasiteetti tulisi olemaan noin 53 MW.

Taulukko 17. Vesivoimalaitokset Hollannissa (The Netherlands 1997).

Laitos	Installoitu kapasiteetti, MW	Keskim. tuotanto, GWh/a	Käyttöönottovuosi
Hagestein	1,8	0 *)	1984
Maurik	10	24	1988
Alphen/Lith	14	44	1990
Linne	11,5	32	1988
Haandrik	0,2	0,3	1988
Yksityiset	0,1	0,2	
Yhteensä	37,6	100,5	

\* poistettu käytöstä

Taulukko 18. *Potentiaalisen lisävesivoiman koko ja sijainti Hollannissa (The Netherlands 1997).*

Sijainti	Teho MW	Vuosituotanto GWh
Borgharen	7	30
Born	4	28
Maasbracht	4	29
Roermond	4	21
Belfeld	4	19
Sambeek	5	22
Grave	4	20
Yhteensä	32	169

### 3.4 Itävalta

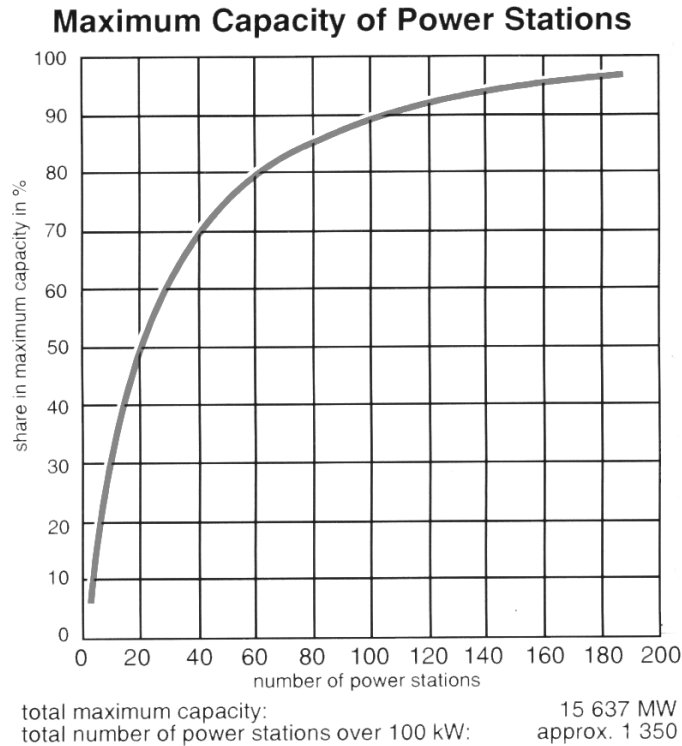
Itävallassa (VEÖ 1999) käytössä oleva vesivoimakapasiteetti on (1996) 11,4 GW ja sähköntuotanto 35,6 TWh. Tehosta 5,0 GW on jokivoimalaitoksia ja 6,4 GW allasvoimalaitoksia. Tärkein jokivoimalaitosten joki on Danube, Tonavaan yhdistyvä joki. Sen sijaan useimmat allasvoimalaitokset sijaitsevat Länsi-Alpeilla. Tyypillistä Itävallan vesivoimalle ovat pienet ja hyvin pienet voimalaitokset. Alle 5 MW:n voimalaitoksia, jotka ovat kytketyt yleiseen sähköverkkoon, on 1 690 ja niiden kapasiteetti on 600 MW ja sähköntuotanto 2,3 TWh. Tämä vastaa 9 % koko vesivoimatuotannosta. Verkkoon liitettyjen voimalaitosten lisäksi arvioidaan (tilastojen ulkopuolella) Itävallassa olevan 4 000–5 000 pientä erillislaitosta, jotka lisäävät maan sähköntuotantoa 10–15 %.

Alle 5 MW:n laitoksista 70 %:lla teho on alle 250 kW ja 90 %:lla alle 1 MW. Jos huomioidaan lisäksi tilastoimattomat laitokset, arvioidaan alle 250 kW:n laitosten määrän kattavan 90 % ja alle 1 MW:n laitosten 97 % pienistä voimalaitoksista. Näin ollen pienten voimalaitosten koko olisi keskimäärin 100–300 kW.

Pienten voimalaitosten kapasiteetista arvioidaan tällä hetkellä olevan käytössä 40–45 %, jolloin noin 800 MW olisi vielä rakennettavissa. Se vastaa 4 TWh sähkömäärää.

Tällä hetkellä 25 %:n investointituki kohdistuu alle 500 kW:n laitoiksiin sekä käytöstä poistettujen laitosten saneeraukseen ja uudelleenkäyttöön.

Kuvassa 16 esitetään Itävallan voimalaitosten tehokertymä lukumäärän funktiona. Kuidenkymmenen suurimman laitoksen keskiteho on 200 MW, ja ne kattavat 80 % kokonaiskapasiteetista. Loppu osa kapasiteetista jakautuu yli tuhannelle laitokselle.



*Kuva 16. Koko sähköntuotantokapasiteetin kertymä Itävallassa vuonna 1995 (VEÖ 1996).*

### 3.5 Saksa

Vesivoimalaitosten lukumäärä vuonna 1996 oli 5 299 laitosta ja installoitu teho 4 563 MW. Vesivoimalaitosten sähköntuotanto oli 16,1 TWh.

Vuonna 1998 vesivoimalla tuotettiin 18,9 TWh, mikä jakautui siten että EVU (valtakunnanverkossa olevat) laitokset tuottivat 15,2 TWh, yksityiset tuottajat 1,6 TWh ja rautatie ja teollisuus 2,1 TWh.

Saksassa maksetaan tuotantotukea uusiutuvista lähteistä tuotetulle ja verkkoon syötetylle sähkölle. Vesivoiman osalta tukea saavat alle 5 000 kW:n kokoiset laitokset. Tuen määrä vesivoimalle vuonna 1998 oli 12,12 Pfg/kWh, kun laitoksen koko on yli 500 kW ja 14,92 Pfg/kWh alle 500 kW:n laitoksille. Tuulivoimalle tuki oli 16,78 Pfg/kWh.

### 3.6 Atlas-tiedosto

EU:n tutkimusten puitteissa on käynnissä Small Scale Hydro -projekti, jossa on tähän mennessä mm. arvioitu eri maiden vesivoiman hyödyntämistä vuoteen 2010 mennessä. Taulukossa 19 esitetään erikokoisen vesivoiman tilanne vuonna 1995 ja laajentumisarvio vuodeksi 2010.

Suurin vesivoiman lisärakentaminen tapahtui Norjassa (13,3 TWh), Ruotsissa (8 TWh) Espanjassa (5,9 TWh), Kreikassa (5,2 TWh) ja Itävallassa (4,9 TWh). Lisäkapasiteetti koostui pääosin yli 10 MW:n laitoksista.

*Taulukko 19. Vesivoiman käytön kehittyminen vuoteen 2010 mennessä Atlas-projektin mukaan (Small hydro <10 MW) (Atlas 1999).*

		v. 1995 TWh/a	v. 2010 TWh/a	Muutos TWh	Muutos-%
Itävalta	Large hydro	34	38	4	12
	Small hydro	5,1	6	0,9	18
	Total	39,1	44	4,9	13
Belgia	Large hydro	0,04	0,04	0	0
	Small hydro	0,3	0,32	0,02	7
	Total	0,34	0,36	0,02	6
Tanska	Large hydro	0	0	0	-
	Small hydro	0,02	0,03	0,01	50
	Total	0,02	0,03	0,01	50
Irlanti	Large hydro	0,75	0,8	0,05	7
	Small hydro	0,05	0,1	0,05	100
	Total	0,8	0,9	0,1	13
Suomi	Large hydro	12	13,5	1,5	13
	Small hydro	1,5	1,6	0,1	7
	Total	13,5	15,1	1,6	12
Ranska	Large hydro	61,6	62,6	1	2
	Small hydro	7,6	7,7	0,1	1
	Total	69,2	70,3	1,1	2
Saksa	Large hydro	12,6	12,8	0,2	2
	Small hydro	5,7	6,1	0,4	7
	Total	18,3	18,9	0,4	2
Kreikka	Large hydro	3,5	8,5	5	143
	Small hydro	0,1	0,3	0,2	200
	Total	3,6	8,8	5,2	144
Italia	Large hydro	34,1	37,4	3,3	10
	Small hydro	7,3	8,1	0,8	11
	Total	41,4	45,5	4,1	10
Luxemburg	Large hydro	0,03	0,03	0	0
	Small hydro	0,06	0,07	0,01	17
	Total	0,09	0,1	0,01	11
Hollanti	Large hydro	0	0	0	-
	Small hydro	0,06	0,1	0,04	67
	Total	0,06	0,1	0,04	67
Norja	Large hydro	107,5	119	11,5	11
	Small hydro	4,2	6	1,8	43
	Total	111,7	125	13,3	12
Portugali	Large hydro	8,9	10,8	1,9	21
	Small hydro	0,5	0,6	0,1	20
	Total	9,4	11,4	2	21
Espanja	Large hydro	25,6	29	3,4	13
	Small hydro	2,5	5	2,5	100
	Total	28,1	34	5,9	21
Ruotsi	Large hydro	62,5	69,5	7	11
	Small hydro	1,5	2,5	1	67
	Total	64	72	8	13
Iso-Britannia	Large hydro	5,6	5,6	0	0
	Small hydro	0,3	0,4	0,1	33
	Total	5,9	6	0,1	2
EU	Large hydro	368,7	407,6	38,9	11
	Small hydro	36,8	44,9	8,1	22
	Total	405,5	452,5	47	12

## 4. Euroopan vapautuvat sähkömarkkinat

Helmikuussa 1997 tuli voimaan EU:n laatima sähkön sisämarkkinadirektiivi (96/92/ETY), jonka määräykset tuli sisällyttää kahden vuoden siirtymäaikana kansalliseen lainsäädäntöön. Sähkön sisämarkkinadirektiivi yhdistettynä aiemmin voimaan tulleisiin direktiiveihin sähkön ja kaasun hinnan läpinäkyvyydestä (90/277/ETY) ja sähkön siirtovelvollisuudesta (90/547/ETY) johtavat sähkömarkkinoiden määrätynasteiseen vapautumiseen kaikissa EU-maissa. Vapautumisprosessin pitäisi edetä seuraavasti:

- Kaikilla yli 100 GWh/a sähköä käyttävillä asiakkailta on oikeus valita sähköntoimittajansa. Ensimmäisessä vaiheessa (helmikuu 1999) markkinat on avattava kussakin maassa vähintään 26 %:lle sähkön loppukäyttäjistä. Helmikuussa vuonna 2000 vastaava osuus pitää olla 28 % ja vuonna 2003 vähintään 33 %.
- Sähkön tuotannossa riippumattomat tuottajat voivat sähköyhtiöiden ohella päästä markkinoille ja myydä sähköä asiakkaille. Kilpailu markkinaosuuksista tapahtuneen pitkään olemassa olevien sähköntuottajien kesken, koska Euroopassa arvioidaan olevan sähköntuotannossa ylikapasiteettia ainakin 40 GW.

Sähkön siirrossa ja jakelussa verkkoyhtiöllä on alueellaan monopoliasema eikä rinnakkaisia verkkoja olla rakentamassa.

Seuraavassa esitetään katsaus sähkömarkkinoiden vapautumisprosessista eri maissa vuoden 1999 kevääseen mennessä.

### **Belgia**

Belgiassa asetettiin vapaan kilpailun piiriin kuuluvan hyväksyttävän asiakkaan kulutukseksi 100 GWh. Maan teollisuusrakenteen vuoksi muodostuu jo tällä rajoituksella noin 33 % osuus kilpailutettua sähköä. Belgian tavoitteena on vuoteen 2007 mennessä vapauttaa sähkömarkkinat täydellisesti.

Valtiovalta on asettanut sekä kilpailuun hyväksytyille että kilpailun ulkopuolisille asiakkaille sähkön maksimihinnan.

### **Tanska**

Vapaiden sähkömarkkinoiden piiriin hyväksytään yli 100 GWh:n loppukäyttäjät sekä kaikki sähkönjakelulaitokset. Sähköyhtiöiden pitää eriyttää toisistaan sähkön siirto, jakelu ja sähkökauppa. Sähköntuotannosta vastaavat Tanskassa kunnalliset ja yhteisomistuksessa olevat sähköyhtiöt. Sähköhuollon valvonta kuuluu toistaiseksi sähköyhtiöiden hintakomitealle ja kilpailulautakunnalle. Riippumattoman kilpailuviranomisen asettaminen on vasta suunnitelmassa.

## **Saksa**

Saksassa tuli vuonna 1998 voimaan energialaki, jonka mukaan sähkömarkkinat avataan täysin. Sähköyhtiöt voivat kuitenkin vuoteen 2005 valita toimintatavakseen ns. single buyer -periaatteen, jolloin ne ovat alueensa ainoita sähkön myyjiä.

Saksassa on voimassa sopimukseen perustuva siirtohinnoittelu, joka yli 100 kilometrin etäisyyksillä määräytyy matkan mukaan. Sopimus korvataan vuoden vaihteessa 1999/2000 uudella sopimuksella, jossa Saksa jaetaan kahteen hinta-alueeseen. Niiden välisen rajan ja valtion rajat ylittävistä sähkönsiirroista peritään lisämaksu.

## **Suomi**

Vuosien 1995–98 siirtymäkauden aikana Suomessa toteutettiin vapaat sähkömarkkinat kaikille loppukäyttäjille. Kantaverkosta vastaa ja verkon omistaa siirtoyhtiö Fingrid. Sähkökauppaa valvoo riippumaton viranomainen Sähkömarkkinakeskus.

Suomeen perustettiin alkuaan erillinen sähköpörssi-yhtiö El-Ex, joka on sittemmin sulautunut pohjoismaiseen sähköpörsiin NordPooliin.

## **Ranska**

Ranska on hidastellut sähköä koskevan EU:n sisämarkkinadirektiivin toteuttamisessa. Sähkömarkkinoiden vapautumiseen liittyvää lainsäädäntöä ei ole vielä toteutettu käytännössä. Toteuttaakseen EU:n vaatimukset valtiollinen sähköyhtiö EdF on antanut valinnanvapauden yli 40 GWh:n loppukäyttäjille, joita on maassa noin 450. Ne muodostavat 26 %:n markkinaosuuden. Ranskassa on kolmannella osapuolella säädelty pääsy verkkoon. EdF on säilyttänyt asemansa siirtoverkon käyttäjänä, mutta verkkotoiminta tulee eriyttää kirjanpidollisesti.

## **Kreikka**

Kreikan sähkömarkkinoilla on perinteisesti ollut vertikaalisesti integroitu monopolijärjestelmä. Kreikka on saanut kahden vuoden lisäajan sähkömarkkinadirektiivin sisällyttämiseksi kansalliseen lainsäädäntöön. Vuonna 1998 asetettiin maahan riippumaton sähkömarkkinaviranomainen, jonka tehtävänä on toistaiseksi ollut konsultoiminen ja neuvonta tulevien markkinoiden avaamiseen liittyvissä kysymyksissä.

## **Iso-Britannia**

Iso-Britanniassa aloitettiin jo vuonna 1990 osassa maata sähkömarkkinoiden vapauttaminen ja yksityistäminen. Silloisesta Central Electricity Generation -yhtiöstä muodostettiin kolme tuottajayhtiötä (National Power, PowerGen ja Nuclear Electric) sekä kantaverkkoyhtiö (National Grid Company), joka siirrettiin 12 paikallisen jakelulaitoksen



omistukseen. Kilpailun edistämiseksi on tärkeä osa poolilla, johon sähköntuottajat tekevät myyntitarjoukset 48:n puolelta jaksolle seuraavalle vuorokaudelle. Laitosten ajojärjestys määräytyy tehtyjen tarjousten perusteella siihen asti, kun tuotanto vastaa kulutusta.

Sähkömarkkinat avattiin vuonna 1990 yli 10 MW:n suurkuluttajille ja vuonna 1994 raja alennettiin 100 kW:iin. Täydellistä vapauttamista on jouduttu siirtämään mittaus- ja laskutusteknisten ongelmien vuoksi. Se lienee ajankohtaista syksyllä 1999. Riippumattomat valvontaviranomaiset asettavat hintakaton siirto- ja jakeluhinnoille.

### **Irlanti**

Irlanti sai vuoden lykkäystä markkinoiden avaamiseksi maan sähköjärjestelmän erikoisluonteen vuoksi.

Irlannissa valtiollinen Electricity Supply Board huolehtii toistaiseksi 100-prosenttisesti sähkömarkkinoista. EU:n ohjeet ovat käynnistäneet lakimuutosprosessin ja on asetettu riippumaton sähkö- ja kaasumarkkinaviranomainen lupien myöntämiseksi sähköntuottajille ja muille sähköyhtiöille sekä verkkotariffien määrittämiseksi.

### **Italia**

Vapaiden markkinoiden hyväksytyksi asiakkaaksi luetaan yli 30 GWh/a:n asiakkaat. Tietty asiakkaiden ryhmittäminen isommaksi asiakkaaksi sallitaan, mutta kullakin yksittäisellä kuluttajalla pitää olla yli 2 GWh:n kulutus. Vuoden 2000 alusta vastaavat kulutusarvot alenevat 20 GWh:iin (ja 1 GWh:iin per ryhmän jäsen) ja vuonna 2002 kulutusraja alenee 9 GWh:iin. Nykyisen energiayhtiö ENELin toiminnot jaetaan muodostettaville yhtiöille. Koska yhdellä sähköntuottajalla ei voi olla yli 50 %:n markkinaosuutta, pitää ENELin luopua vuoteen 2003 mennessä noin 15 GW:n laitostehosta. Riippumaton systeemioperaattori toimii teollisuusministeriön alaisuudessa. Talousministeriö suunnittelee sähköpörssitoiminnan aloittamista vuonna 2001.

### **Luxemburg**

Hyväksyttävien asiakkaiden koon vapailla sähkömarkkinoilla tulee olla yli 100 GWh. Tällöin noin 40 % sähkökaupasta on vapailla markkinoilla.

### **Hollanti**

Vuodesta 1998 ovat loppukäyttäjät, joiden teho on yli 2 MW, voineet valita sähköntuottajansa. Tämä vastaa noin kolmasosan markkinavapautta. Vuonna 2002 on tarkoitus laajentaa vapaiden markkinoiden osuutta lisää 30 %, ja täydellinen vapaus pitäisi saavuttaa vuonna 2007.

Siirtoverkon käyttöä varten on perustettu oma yhtiö TenneT. Riippumaton valvoja on vuonna 1998 aloittanut toimintansa. Sähköpörssi (Amsterdam Power Exchange, APX) on aloittanut toimintansa vuoden 1999 aikana.

### **Itävalta**

Itävallassa vapaan sähkökaupan piiriin kuuluvat tällä hetkellä (19.2.1999 lähtien) lopukäyttäjät joiden kulutus on yli 40 GWh/a. 19.2.2000 lähtien raja on 20 GWh/a. Vuonna 2003 raja-arvo alenee 9 GWh:iin. Riippumattomat sähköntuottajat, jotka tuottavat sähköä uusiutuvista energiasta (poislukien vesivoima) voivat tehdä kauppasopimuksia kaikkien asiakkaiden kanssa. Verkkoon pääsyä valvotaan, ja talousministeriö asettaa tietyn verkkomaksun (pistetariffi). Jakeluverkkoyhtiöt ovat velvollisia hankkimaan tietyn osan välittämästään sähköstä uusiutuvista energialähteistä (poislukien vesivoima). Osuuden pitää vuonna 2005 nousta 5 %:iin.

### **Portugali**

Portugalissa on tällä hetkellä markkinavapaus sähkönkäyttäjillä, joiden kulutus on yli 30 GWh/a. Vuonna 2000 raja on 20 GWh ja vuonna 2001 se laskee 9 GWh:iin. Jakeluverkkoon pääsyä varten on käytössä säätelyohjeet. Riippumaton sähkömarkkinakeskus on perustettu säätelykehyksien luomista varten (tariffit, järjestelmän käyttö, sähkökauppa Espanjan kanssa).

### **Ruotsi**

Ruotsissa sähköverkko on vapautettu kolmannelle osapuolelle (pistetariffi) vuonna 1996. Menettely mahdollistaa mm. pohjoismaisen sähköpörssin toiminnan. Sähkön siirtoa varten on perustettu erillinen kantaverkkoyhtiö, Svenska Kraftnät, joka vastaa siirtoverkon rakentamisesta ja käytöstä. Maassa on toiminnassa itsenäinen sähkömarkkinavirasto NUTEK. Sähkömarkkinain mukaan tariffitiedot ovat julkisia ja sähkön mittauskustannuksille on asetettu yläraja.

### **Espanja**

Kolmansien osapuolien pääsy jakeluverkkoon on tehty Espanjassa mahdolliseksi jo vuonna 1994. Aluksi asiakkaan vähimmäiskooksi määritettiin 15 GWh/a. Vuonna 2000 raja on 9 GWh, vuonna 2002 5 GWh ja vuonna 2004 1 GWh. Sähkön tuotantopuolella vallitsevat spot-markkinat. Niitä organisoii markkinamanageri, joka on riippumaton teknisestä järjestelmäkäyttäjistä. Riippumaton sähkömarkkinakeskus on myös perustettu.

## 5. Vesivoiman ympäristövaikutukset

### 5.1 Vesivoimarakenteet ympäristön kannalta Euroopassa

Vesivoiman tuottamiseksi tarvitaan vesipintojen riittävä korkeusero eli putouskorkeus ja riittävä virtaus. Kohtuullinen vesipintojen putouskorkeus (5–35 m) saadaan aikaan rakentamalla pato, joka tuottaa padon eteen ylävesipinnan ja padon taakse alavesipinnan ja turbiini sijoittuu teknisten syiden vuoksi lähelle alavesipintaa. Aluomaa voidaan ruopata syvemmäksi putouskorkeuden lisäämiseksi. Suurilla putouskorkeuksilla aina 300 m:iin (700 m:iin) asti vesi johdetaan kalliotunnelia pitkin turbiiniin ja edelleen aluomaan. Tunnelin ei tarvitse olla pystysuorassa, vaan se voi olla useiden kilometrienkin pituinen laskeva tunneli. Pitkillä tunneleilla voidaan yhdistää esimerkiksi kaksi järveä, jotka sijaitsevat eri korkeuksilla, ja johtaa vesi turbiinien kautta. Luonnollinen uoma järvien välillä joudutaan patoamaan ja rajoittamaan samalla veden virtausta uomassa. Käytännössä tunneli- ja patovoimalaitoksesta muodostetaan usein paikallisiin olosuhteisiin sopiva yhdistelmä.

Suomessa suurimmat putouskorkeudet ovat Tornionjoen vesistöissä, jota ei kuitenkaan rajajokena ole rakennettu. Lätäsojan putouskorkeus on 97,5 m ja Lammaskosken 55 m. Rakennetuista joista suurin putouskorkeus on Kemijoen vesistön Jumiskossa, 96 m.

Sähköntuotannon säätelytarpeen ja joen virtauksen vaihteluiden vuoksi vettä varastoidaan voimalaitosten yläpuolisiin vesivarastoihin. Pitkien jokien varrella varastoja voi olla useita. Voimalaitoksen kohdalla on aina jonkinkokoinen varastoallas. Ns. jokivoimalaitoksissa varstoaltaat ovat pieniä eivätkä aiheuta merkittäviä hydrografisia muutoksia jokiuomaan. Suuret allasvarastot ovat tuhansia miljoonia kuutiometrejä. Niiden rakentamisessa on usein käytetty hyväksi olemassa olevaa järveä, jota on laajennettu patoamalla ja luonnollisia maanmuotoja hyväksikäyttäen. Varstoaltaan ei välttämättä tarvitse sijaita voimalaitoksen välittömässä yhteydessä.

Vesivoiman tuotannon säätely voi olla lyhytaikaista esimerkiksi vuorokautisten huippujen peittämiseksi. Jokivoimalaitoksessa virtaus voi olla lähes säätelemätöntä, mutta virtaus vaihtelee sateiden ja haihtumisen takia. Isojen allasvoimalaitoksien säätely voi olla vuodenaikojen välistä vesivirtausta tasoittavaa, ja suurimmissa altaissa päästään jopa erilaisten vesivuosien (vähävesinen, kuiva, normaali) tasoittamiseen. Vesivoimalaitoksen huipputehon käyttöaika vaihtelee suuresti sijainnin ja tehonmitoituksen mukaan, ollen 1 500–5 000 h vuodessa. Altaiden vedenpinnan vaihtelut ovat tapauskohtaisia ja sallitut vaihtelurajat määrätään voimalaitoksen rakentamis- ja käyttöluvuissa. Yleensä pinta voi vaihdella enintään 20–30 metriä, jättiläishankkeissa enemmänkin. Suomessa pinnankorkeuden vaihtelu on 1–11 m. Suurin vaihtelu on Porttipahdassa.

## 5.2 Ympäristövaikutusten yleispiirteet

Vesivoimalla on kaksi merkittävää ympäristöllistä etua:

- Vesivoimalaitokset käyttävät uusiutuvaa energialähdettä.
- Vesivoimalaitokset eivät aiheuta ympäristöpäästöjä, päästöjä ilmaan tai vesistöön tai kiinteitä jätteitä. Tämä väittämä pätee yleisellä tasolla, mutta tarkkaan ottaen kaikkia mainittuja päästöjä muodostuu jonkin verran vesivoiman tuotannossa.

Vesivoimalla on kuitenkin vaikutuksensa ympäristöön. Ne muuttavat vesistöjen virtausolosuhteita ja vesistöuomia. Ympäristövaikutusten vuoksi on vesivoiman rakentamiselle ja käytölle asetettu tavoitteita ja vaatimuksia, joilla voidaan varsin paljon rajoittaa haittavaikutuksia ja vahvistaa vesivoiman positiivisia ympäristövaikutuksia. Luonnonvaraisten olosuhteiden säilyttämiseksi on vesistöjä myös suojeltu ja estetty vesivoiman rakentaminen.

## 5.3 Tyypilliset ympäristövaikutukset

Tässä luvussa esitettäviä ympäristövaikutuksia (Unipede 1997b) voi muodostua Euroopan tyypillisillä vesivoima-alueilla. Ympäristövaikutukset vaihtelevat paljon eri maiden olosuhteiden ja eri tapausten mukaan.

Suomen maaperä ja maanpinnan muodot eroavat näistä tyypillisistä alueista samoin kuin myös vesivoiman kokoluokat ja ympäristövaikutukset. Vesivoiman ympäristövaikutustutkimuksia Suomessa on selostettu esimerkiksi viitteissä (Hongisto 1998), (Sinisalmi 1996), (Soimakallio 1998) ja (Tuhkanen 1999).

Suomessa puhutaan ns. tasamaan vesivoimasta, jolloin putouskorkeudet ovat 5–30 metrin luokkaa ja padot matalia. Myös virtaamat ovat vaatimattomia (suurimmillaan muutamia satoja m<sup>3</sup>/s), kun ne voivat olla maailmanlaajuisesti tuhansia – kymmeniä tuhansia m<sup>3</sup>/s).

Suomessa on melko vähän tekojärviä (suurempia 3 kpl) vesivoiman käytössä, koska on voitu suosia luonnon varastoaltaita luontaisen järvisyyden vuoksi. Suurin osa Suomen järvistä onkin sitten säännöstelty eri tarkoituksiin – useimmiten samalla kertaa niin tulvasuojelua, kuivatusta kuin voimatalouttakin varten.

Yleistasolla vesivoiman rakentamisen tai käytön ympäristövaikutukset voidaan jakaa kahteen ryhmään:

- luontoon kohdistuvat vaikutukset, jotka muuttavat fyysikaalista, kemiallista tai biologista ympäristöä
- sosio-ekonomiset vaikutukset, jotka muuttavat laitoksen toiminta-alueella teollista tai kaupallista toimintaa, vaikuttavat elämän laatuun, muuttavat alueen visuaalista kuvaa tms.

Mainitut vaikutukset vaihtelevat suuresti tapauksittain, mutta vaikutukset voidaan luokitella kategorisesti kuten seuraavissa kohdissa selostetaan.

### **5.3.1 Luontoon kohdistuvat vaikutukset**

#### **Hydrografinen ja hydrologinen muuntuminen**

Keinotekoinen järvi alkuperäisessä jokiuomassa tai sadealueen vesien johtaminen alkuperäisistä uomistaan toisiin uomiin aiheuttavat seuraavia vaikutuksia:

- lieteaineiden vähentyminen alkuperäisessä uomassa, joenpenkereiden muutokset ja rantaviivan muutokset
- joen ja järven vedenkorkeuden vaihtelut
- pulssimainen lietteen vapautuminen alajuoksuun
- vesieliöiden muutokset ylä- ja alajuoksuissa
- maisemamuutokset.

#### **Pienten tulvien eliminoituminen**

Vesivoiman varastoaltaan vaikutuksesta tulvat vähenevät.

#### **Veden kemiallisten ja fyysikaalisten arvojen muutokset**

Järven tai jokiuoman veden lämpötila, suolapitoisuus, sameus ja happipitoisuus voivat muuttua alkuperäisistä arvoistaan. Erityisesti altaiden alaosissa veden lämpötilan ja happipitoisuuden aleneminen vaikuttavat vesieliöihin.

## **Muutokset luonnon elinympäristössä**

Tekoaltaat voivat muuttaa ekojärjestelmien, kuten kasvuston ja eläimistön tilaa sekä paikallista ilmastoa. Alueelle epätyypillisten vesikasvien lisääntyminen on yleistä tai/ja alkuperäisten kasvien vähentyminen, ilmankosteuden lisääntyminen, eläinten muutto uuteen elinympäristöön ja positiivisena pidetty uusien vesilintujen muutto alueelle.

## **Rehevöitymisilmiö**

Rehevöityminen johtuu typen ja fosforin rikastumisesta allasalueelle.

## **Pato**

Padon vaikutuksia ovat pohjaveden muutokset erityisesti alavilla alueilla, mikrovärähtelyt yli 100 m korkeissa padoissa ja patomateriaalien oton aiheuttamat kivilouhokset. Suurhankkeet ovat realismia lähinnä Kiinassa, Intiassa, Etelä-Amerikassa ja Kanadassa, ei kuitenkaan Euroopassa.

### **5.3.2 Sosio-ekonomiset vaikutukset**

Sosio-ekonomiset vaikutukset voivat olla seuraavanlaisia:

#### **Maa-alan jääminen veden alle**

Veden varastoaltaat peittävät maa-alueita, jotka voivat olla maatalouden käytössä, myös kyläyhteisöt voivat jäädä altaiden alle, joten ne pitää uudelleen rakentaa toiseen paikkaan. Altaat puolestaan vähentävät joen tulvien haittoja sekä jäidenlähdön vaikutuksia.

#### **Veden laadun paraneminen**

Varastoaltaissa veden laatu paranee esimerkiksi teollisuuden tai yhdyskunnan käyttöä varten.

#### **Paikallinen talouselämä**

Padon rakentaminen ja allas hyödyttävät paikallista taloutta, parantamalla kalastuksen ja kalateollisuuden mahdollisuuksia, edistävät alueen toimivuutta maanteitä rakentamalla, lisäävät mahdollisesti vapaa-aikaan ja urheiluun liittyviä toimintoja, ja piristävät kaupallista toimintaa.

## **Sähkötuotanto**

Syrjäseuduilla voi vesivoiman rakentaminen parantaa kuluttajien sähkösaantia ja -laatua. Suomessa sähköverkko ulottuu kaikkialle, joten sähkösaantia ei voi enää parantaa.

## **Joen virtaaman vaihtelut**

Vesivoiman nopeat säädöt voivat muuttaa äkkiä alajuoksun virtaamaa ja aiheuttaa siten onnettomuuksia tai vaaratilanteita. Myös kalojen lisääntyminen ja kasvu vaikeutuvat, jolloin kalakanta pienenee.

## **Altaan tyhjentäminen**

Mikäli altaaseen kertyy runsaasti sedimenttiä, on allas tyhjennettävä ajoittain, mikä vaatii erityistoimia paikallishallintoa myöten.

Suomen oloissa sedimenttiä kertyy yleensä maaperän kovuudesta johtuen niin vähän, ettei altaita tarvitse tyhjentää.

Selostetut vaikutukset esitetään taulukossa 20.

Taulukko 20. Eurooppalaisen vesivoiman ympäristövaikutukset.

Ympäristövaikutus	Negatiivinen vaikutus	Lieventävä toimenpide	Positiivinen vaikutus
<b>Luontoon kohdistuvat</b>			
hydrografiset ja hydrologiset  - allas	sedimenttien kerääntyminen ajoittainen lietteen vapautuminen maiseman muuttuminen joen ja järvien vedenpinnan vaihtelu rehevöityminen	vesistön suojele sameuden vähentäminen istutukset joenpenkan rakenteet laitoksen käyttötoiminnan suunnittelu vesialueen päästöjen vähentäminen	veden puhdistuminen tulvien ehkäisy virtauksen säätely uuden maiseman luominen
- vesivirran jakautuminen	alentunut virtaus	minimivirta	
kemialliset ja fysikaaliset muutokset altaissa	kerrostuminen hapen väheneminen lämpötilamuutokset	kosteikkojen muodostuminen mikrokasvustoi- neen	ylävirran mukana tulevien päästöjen pienentyminen
kemialliset ja fysikaaliset muutokset alavirrassa  muutokset elinympäristössä	lämpötila happi  kasvisto kalat eläimet	laitosrakenteet  kalaportit tai -hissit keinotekoiset kutulammikot istutukset	uudet kosteikkoalueet kosteikkolintulajit uusi kalakanta
patorakenteet	mikrovärähtely kivenottolouhokset pohjaveden lasku	muotoilu istutukset minimivirta	uudet tiet ja laitteet jokiuoman ja pohjaveden stabiloituminen
<b>Sosio-ekonomiset vaikutukset</b>			
maan jääminen veden alle	maatalousmaan väheneminen rakennusten ja rakenteiden menetykset kulttuuriperimän menetys	rakennelmien siirto	vesialueen vapaa-ajankäyttö turismi kastelu vesiliikenne
ranta-asujien muutokset	elinolojen muutokset	uusien rakenteiden luominen( kylät, tiet)	
paikallinen talous	toimintojen lisääntyminen	tuet uusille toimintoille	uudet työpaikat verotulojen kasvu sähkön tuotanto



## 5.4 Päästöt

Voimalaitosten rakentamisesta ja käytöstä syntyy päästöjä ilmaan ja vesistöön sekä kiinteitä jätteitä ja päästöjä. Vertailujen suorittamiseksi on kehitetty elinkaarimenetelmä, joka laajemmassa muodossaan ottaa huomioon paitsi polttoainehankinnan ja käyttötoiminnan myös rakentamisen ja rakennusaineiden valmistuksen aiheuttamat päästöt sekä laitoksen purkamisen.

Ruotsalaisen elinkaaritutkimuksen (Vattenfall 1996) mukaan sikäläisissä olosuhteissa vesivoiman aiheuttamat tärkeimmät päästöt ovat taulukon 21 mukaiset. Taulukossa on myös tuulivoimalla ja maakaasulla käyvä kombivoimalaitoksen päästöt saman tutkimuksen mukaan.

*Taulukko 21. Sähköntuotantomuotojen päästöjen vertailu (Vattenfall 1996).*

Eräät päästömuodot	Vesivoima	Tuulivoima	Maakaasukombi
Päästöt ilmaan			
NO <sub>x</sub> , g/MWh	5,8	8,8	200
SO <sub>2</sub> , g/MWh	1,5	8,4	7,0
CO <sub>2</sub> -ekv, g/kWh	0,7	3,1	420
Päästöt vesistöön			
Kokonaistyyppi, g/GWh	2,1	18	19
Fosfori, g/MWh	0,3		
Maa-alan tarve m <sup>2</sup> /MWh	0,36	15	0,082

Vesivoima on päästöjen kannalta tuulivoimaan ja maakaasuvoimaan verrattuna parempi sähköntuotantomuoto. Ainoastaan fosforipäästöt vesistöön ovat vesivoimalle ominaisia, mutta eivät tuulivoimalle. Maakaasuvoimalaitosten typpi- ja hiilidioksidipäästöt ilmaan ovat 50–500-kertaiset vesivoiman päästöihin verrattuna. Rikkidioksidipäästöt ovat samaa suuruusluokkaa eri tuotantomuodoissa. Maa-alan tarve, joka on myös esitetty taulukossa, on tuulivoimalla suhteellisesti suurin ja maakaasuvoimalaitoksella pienin. Maa-alalla tarkoitetaan aluetta, jota ei voida käyttää hyödyksi. Vesialtaiden osalta tällaista aluetta on mm. säätelyn vaikutuspiirissä oleva ranta-alue, mutta varsinaista vesipinta-alaa oletetaan voitavan käyttää vesiliikenteessä, kalastuksessa, vapaa-ajanvietossa yms. Tuulivoiman maantarve muodostuu itse laitoksesta ja sen ympärillä olevasta turvallisuusalueesta, lisäksi arvot vastaavat yksittäisen laitoksen maa-alan tarvetta ja tuulipuiston arvo olisi pienempi.

Saksalaisessa elinkaaritutkimuksessa (BWK 1998) saadaan vesivoimalle ja tuulivoimalle sekä hiilivoimalle jonkin verran suurempia päästöarvoja. Osittain tämä johtuu erilaisesta sähköjärjestelmästä Ruotsiin verrattuna. Saksassa valtaosa sähköstä tuotetaan rusko- tai kivihiihellä ja näin keskimääräisen sähkön ja muiden tuotteiden päästöt ovat suurempia. Tutkimuksessa on tarkasteltu jokivoimalaitoksia, jotka ovat pienvesivoimalaitoksia (300 ja 500 kW) ja keskikokoisia laitoksia (2 200 kW ja 3 100 kW). Laitosten käyttöikä on rakenteiden osalta oletettu 80 vuotta ja koneistojen osalta 40 vuotta. Laitosten huipunkäyttöaika on noin 5 000 h vuodessa. Taulukossa 22 esitetään yhteenveto päästöistä mainitun tutkimuksen mukaan.

*Taulukko 22. Elinkaarenlaajuiset päästöt saksalaisen tutkimuksen mukaan (BWK 1998).*

	Pienvesivoima	Keskikokoinen vesivoima
CO <sub>2</sub> -ekv g/kWh	15,5–16,6	6,5–10,6
SO <sub>x</sub> , g/MWh	22,8–26,1	10,0–15,5
NO <sub>x</sub> , g/MWh	43,4–45,4	19,3–27,8

Samassa tutkimuksessa on laajennettu elinkaaritarkastelua käsittämään sähköntuotantojärjestelmän, jossa oletetaan, että vesivoima-, tuulivoima ja eräät muut uusiutuvat energialähteet tarvitsevat konventionaalista (hiilivoima) tukisähköntuotantoa toimiessaan sähköhuoltojärjestelmässä. Tukilaitoksen päästöt (backup-emissiot) lisätään tarkasteltavan laitoksen välittömiin päästövaikutuksiin. Taulukossa 23 esitetään kokonaispäästöt vesivoimalle, tuulivoimalle, fotosähkölaitokselle sekä vertailulaitoksena olevalle kivihiihivoimalle.

*Taulukko 23. Elinkaarilaajuiset päästöt, kun myös laitosten käytettävyys otetaan huomioon (BWK 1998).*

	Vesivoimalaitos	Tuulivoimalaitos	Fotosähkölaitos	Kivihiihivoima
CO <sub>2</sub> , g/kWh	13–23	20–43	154–344	938
SO <sub>x</sub> , g/MWh	20–36	44–104	281–532	755
NO <sub>x</sub> , g/MWh	31–56	41–91	260–454	728

Uusiutuvista energialähteistä vesivoimalla ja tuulivoimalla on alhaisimmat päästöt, kun aurinkosähkön päästöt ovat olennaisesti korkeammat.

Eräissä tutkimuksissa (Gagnon & Vate 1997), jossa myös Suomen tekoaltaat Lokka ja Porttipahka olivat mukana, on todettu tekoaltaiden pohjalle ja veden alle jäävien biomassojen aiheuttavan tuntuvia kasvihuonekaasupäästöjä. Kylmässä ilmastossa CO<sub>2</sub>-ekv-päästö tekoaltaasta on tutkimusten mukaan 15 g/kWh. Trooppisessa ilmastossa päästöt olisivat olennaisesti suuremmat.

## 5.5 Pienten vesivoimalaitosten lisäpiirteet

Pienten vesivoimalaitosten ympäristövaikutukset riippuvat käytettävissä olevasta putouskorkeudesta. Jos putouskorkeus on vain muutama metri (tällä hetkellä tekninen alaraja on noin 2 m), pitää turbiinin läpi ohjata mahdollisimman suuri vesimäärä. Jos putouskorkeus on kymmeniä metrejä, rakennetaan useimmiten erillinen vesitie (putkijohdot) voimalaitosta varten ja pääuoma jää alkuperäiseen muotoonsa. Putkijohdot aiheuttavat visuaalisen haitan ja jonkinlaisen kulkuesteen, mutta on olennaisesti halvempi kuin kalliotunnelin rakentaminen. Pienillä putouskorkeuksilla ja pienillä virtauksilla joudutaan rakentamaan suuremmat patorakenteet riittävän tasaisen tehon saamiseksi ja päävirraksi muodostuu turbiinin kautta johdettava vesivirta. Jos nostokorkeutta ja virtausta on kohdullisesti, voidaan rakentaa jokivoimalaitos, jonka patorakenteet ovat pieniä. Kaikissa näissä tapauksissa voimalaitosrakenteiden välittömät vaikutukset kohdistuvat pienelle alueelle.

Ympäristövaikutuksista merkittävin on luonnon olosuhteiden muuttuminen. Tapauskittäin nousevat esille kysymykset kalojen kulkumahdollisuudesta, alueen virkistyskäytöstä ja visuaalisesta muutoksesta joko putkijohdon tai patorakenteiden vuoksi. Myös sähköjohtojen ja kulkutien rakentaminen tuo muutoksen ympäristöön. Veden laadun muutokset pienvoimalaitoksissa ovat vähäisiä, vaikkakin mutaisuus alajuoksulla voi tilapäisesti lisääntyä hieman. Rakentamislupien yhteydessä määritellään minimivirtaukset joen alajuoksulle kaloja ja muuta käyttöä varten. Myös vaelluskalojen kulkuväylä voidaan vaatia luvan ehtoina.

## 6. Vesivoiman edistäminen eurooppalaisilla sähkömarkkinoilla

Jos EU:ssa päätetään ryhtyä edistämään tiettyjä sähkön tuotantomuotoja, se edellyttää jonkinlaista sähkön ympäristöluokittelua. Sertifiointi voi periaatteessa olla maakohtainen, mutta Euroopan vapautuvilla sähkömarkkinoilla muiden maiden vastaavat toimet on otettava huomioon. Tämä johtaa ajatukseen yhteisten kehysten luomisesta EU-maissa tapahtuvalle sähkön luokittelulle. Erilaiset kulttuurit sähköhuollon organisoimisessa ja markkinoiden vapauttamisessa vaikeuttavat yhteisen kehysten löytymistä.

EU-tasoisilla toimilla on käytettävissä sekä välillisiä että välittömiä vaikutuskeinoja. Välittömiä vaikutuskeinoja ovat julkisen vallan asettamat tuki- ja ohjauskeinot uusiutuvien käytön lisäämiseksi, kuten T&K-tuet, investointituet, toimintatuet, pakolliset kiintiöt, verotuet ja ostovelvoitteet. Välillisiä keinoja ovat ”vihreän sähkön” määrittely ja markkinamekanismin kautta tapahtuva vihreän sähkön kysynnän kasvaminen ja hinnan nousu, mikä puolestaan kannustaa rakentamaan uutta vihreää tuotantokapasiteettia.

### 6.1 Kriteerit tuki- ja ohjausvaihtoehtojen sopivuudelle

Vesivoiman ja muiden uusiutuvien energialähteiden käytön edistämiseksi on tarjolla erilaisia välittömiä tuki- ja ohjausmuotoja. Tuki- ja ohjausmuotojen sopivuutta voidaan arvioida erilaisten kriteerien kautta, joilla pyritään varmistamaan, että tuki- ja ohjaustoimet toimivat halutulla tavalla. Tällaisia kriteereitä ovat

**Yhteensopivuus.** Tuki- ja ohjausjärjestelmän tulee olla yhteensopiva avointen sähkömarkkinoiden ja kilpailuperiaatteiden kanssa.

**Vaikuttavuus.** Kuinka hyvin tuki tai ohjaus edistää vesivoiman lisäämistä sähköntuotannossa.

**Harhattomuus.** Kuinka hyvin tuki tai ohjaus lisää ympäristön kannalta edullisinta vesivoiman tuotantoa.

**Kattavuus.** Miten tasapuolisesti tuki tai ohjaus kohdistuu sähkön kuluttajiin valtakunnan sisällä ja ulkomaankaupassa.

**Kohdennettavuus.** Miten tuki tai ohjaus vastaa vesivoiman tuotannon ja ympäristöinvestointien kustannusrakennetta.

**Taloudellisen riskin kohtuullisuus.** Miten hyvin tuki tai ohjaus kohtuullistaa investoijan riskiä ja sopii rahamaailman vaatimuksiin hankittaessa rahoitusta vesivoimainvestoinneille.

**Valvottavuus.** Tuki- ja ohjausjärjestelmää pitää voida valvoa ja tilastoida.

## 6.2 Tuki- ja ohjausvaihtoehdot

Tässä yhteydessä käytetään nimitystä *vihreä sähkö* tai vastaavaa englanninkielistä lyhennettä GE (green electricity). Näillä tarkoitetaan sähkön ympäristöluokittelussa selkeää luokkaa, jossa kriteereinä ovat erityistä ympäristöystävällisyyttä korostavia, esimerkiksi uusiutuva energialähde ja CO<sub>2</sub>-vapaa tuotantomuoto, mutta myös muita ehtoja voi luokkaan sisältyä. Vihreä luokka olisi EU:n vahvistama ja yleisesti tunnettu. Itse luokitusta ei tässä selvityksessä tehdä.

### 6.2.1 Säännöstelyyn perustuvat ohjauskeinot

Useissa maissa on tällä hetkellä käytössä erilaisia säännöstely- ja kiintiömekanismiin perustuvia ohjauskeinoja uusiutuvien energiamuotojen edistämiseksi. Niin kauan kuin uusiutuvien energiamuotojen markkinaosuus on pieni, eikä kansainvälinen sähkökauppa ole vielä vapautunut, ei säännöstelymekanismien markkinoita ja kilpailua vääristävä vaikutuskaan ole merkittävä. EU-maiden välisen sähkökaupan vapautuessa ja uusiutuvien energiamuotojen yleistyessä olisi kuitenkin säännöstelyyn perustuvia ohjauskeinoista luovuttava tai niiden käyttöä voimakkaasti rajattava.

#### 6.2.1.1 Kiintiöt kulutukselle

Uusiutuvien energialähteiden käyttöä voidaan lisätä asettamalla vaatimus, että loppukäyttäjälle menevästä sähköstä tietyn osan on oltava GE-sähköä. Käytännössä GE-sähkön hankinta tarkoittaisi kirjanpidollista ostoa. Kontrollipintana on sähkön myynti kuluttajalle, ja vastuu ohjauksen toteuttamisesta voisi periaatteessa olla loppukuluttajalla tai verkkoyhtiöllä, jonka asiakas kuluttaja on, käytännössä viimeksimainitulla. Verkkoyhtiö vastaisi siitä, että vuositasolla siirretty sähkö täyttää ohjausvaatimuksen. Ohjauksen kohdistaminen pelkästään vesivoimaan ei olisi suoraan mahdollista, vaan laajemmin GE-sähköön.

Ohjausmuodon toimivuus ja ohjauskriteerien täyttyminen riippuu GE-määrittelystä. GE-prosentin tulisi olla tietyltä perustasolta lähtevä ja esimerkiksi viiden vuoden välein kasvava luku, jotta ohjauksella saataisiin aikaan uutta kapasiteettia. GE-sähkön kysyntä

loisi investointimarkkinat, joilla tarjonta seuraisi kysyntää. GE-sähkön hinnan pitäisi siksi kohtuullisena voitaisiin käyttää myös muita tukimuotoja kuten investointitukea GE-laitoksille.

Valtakunnassa, jossa on kattava ja kolmannelle osapuolelle avoin siirtoverkko, ohjausmuoto kohtelee sijainnin osalta kuluttajia tasapuolisesti.

Eri maiden GE-prosentit olisivat erilaiset luontaisten erojen vuoksi. Niiden pitäisi olla oikeudenmukaisessa suhteessa toisiinsa, jotta GE-sähkö tulisi hyödynnettyä tehokkaasti ja vapaan kilpailun säännöillä.

Esimerkkinä GE-sähkön kiintiöstä on Itävalta, jossa sähkönmyyjille on asetettu GE-velvoite. Itävallassa vesivoimaa ei kuitenkaan hyväksytä kiintiöön kuuluvaksi GE-sähköksi.

Kulutuskiintiöihin perustuvien järjestelmien ongelmana on, että ne jakavat sähköntuotannon markkinat keinotekoisesti kahtia. EU-maiden pitäisikin päästä yksimielisyyteen luokittelusta, että järjestelmä toimisi vapailla kansainvälisillä markkinoilla. Lisäksi tässä ohjausmuodossa on sellainen periaatteellinen ongelma, että se ohjaa tietynsuuruiseen uusiutuvien energiamuotojen kulutukseen, kun perimmäisenä tavoitteena tulisi olla fossiilisten energiamuotojen käytön vähentäminen. Kiintiöiden käyttö vaatisi valvontajärjestelmän, joka kohdistuu sähkön hankintaan ja kulutukseen, mutta se olisi vaikeasti toteutettavissa.

#### 6.2.1.2 Kiintiöt tuotannolle

GE-kiintiöiden asettaminen sähkön tuottajille on teoreettinen vaihtoehto, joka sopii huonosti vapaiden sähkömarkkinoiden kilpailuasetelmaan. GE-resurssien (vesivoima, bioenergia jne.) epätasainen jakautuminen asettaisi tuottajat eriarvoiseen asemaan.

#### 6.2.1.3 Kiinteä hinta

Kiinteällä hinnalla tarkoitetaan GE-sähköstä (ml. vesivoima) maksettavaa hintaa, kun sähkö toimitetaan yleiseen jakeluverkkoon. Tukijärjestelmä edellyttää, että määritellään, kenellä on sähkön vastaanotto- ja maksuvelvollisuus ja mikä on sähkön hinta. GE-sähkön hinnan pitäisi olla niin korkea, että GE-investoinnit tulevat kannattaviksi (mahdollisesti myös muilla tukimuodoilla, kuten investointituella tuettuina). Tukimuodon voidaan olettaa lisäävän vesivoiman tuotantoa, mutta tuen kohdistuminen kustannuksia vastaavasti investointihankkeisiin ei välttämättä toteudu. Rakennettavaksi tulevat hankkeet, jotka tuottavat suurimman katteen mahdollisimman pienillä ympäristöinvestoin-

neilla. Näin osa tukirahasta ei edes tule voimalaitoksen sijaintialueen hyödyksi, vaan sähköntuotantoyrityksen katteeksi.

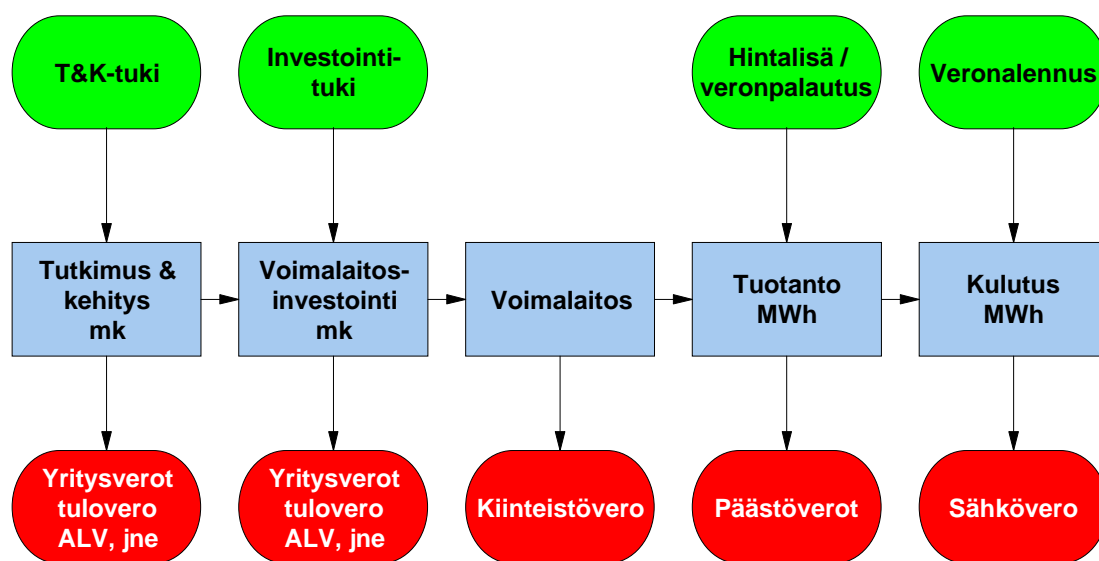
Sähkömarkkinoiden vapautuessa tämä tukimuoto tulee vaikeaksi toteuttaa ja valvoa. Sähkön välittäjät joutuvat eriarvoiseen asemaan, koska GE-sähkön vastaanottopakko painottuu tietyille alueille ja sähkövälittäjille. Myös vanhan vesivoiman ja uuden vesivoiman erittely aiheuttaisi ongelmia, jos lähtökohtana on, että tuki kohdistetaan uusille hankkeille. Jos taas tuki kohdistetaan myös vanhalle vesivoimalle, muodostuu vaikuttavuusongelma eli tuki ei välttämättä tuota uutta GE-sähköä.

### **6.2.2 Tuki- ja vero-ohjaus**

Vapaille markkinoille paremmin sopivia ohjauskeinoja ovat erilaisten tukien ja verojen avulla muodostettavat kannusteet. EU-tasolla on silloin päästävä yksimielisyyteen ehdoista, joilla erilaisia tukia ja veroja voidaan määrätä, sekä tukien ja verojen rajoista (vrt arvonnlisäverokäytäntö).

Kuvassa 17 esitetään erilaisia voimantuotannon kehitys-, rakentamis-, tuotanto- ja kulutusketjuun kohdistettavia tuki- ja veromuotoja, joiden yhteisvaikutus määrää tuotantomuotoon kohdistuvan kannustinvaikutuksen. Useat kuvassa esitetyistä tuki- ja veromuodoista ovat jo käytössä eri maissa. Kolmen ensimmäisen vaiheen tuet ja verot ovat täysin yhteensopivia vapaiden markkinoiden kanssa, sillä ne eivät vaikuta tuotannon marginaalikustannuksiin. Tästä syystä näillä tukimuodoilla voidaan sallia suuri kansallinen liikkumavara, ja tuen määrä voi perustua myös tapauskohtaiseen harkintaan tai sopivasti määrättyyn laskentakaavaan.

Erilaisia tuki- ja verokomponentteja yhdistämällä voidaan saavuttaa hyvinkin tarkkaan rajattuja kannustinvaikutuksia. Ajatellaan esimerkiksi, että halutaan kannustaa kaikenkokoista vesivoimaa hintalisillä tai veronpalautuksilla, koska vesivoima ei aiheuta CO<sub>2</sub>-päästöjä. Seurauksena olisi kuitenkin jo ennestään kannattavalle suurvesivoimalle kohuttoman suuri tulonsiirto. Kohtuuton tulonsiirto voitaisiin kompensoida korottamalla esimerkiksi suurvesivoiman kiinteistöveroä sopivasti.



Kuva 17. Erilaisia mahdollisuuksia uusiutuvien energiamuotojen tuiksi ja veroiksi.

#### 6.2.2.1 Tutkimus- ja kehitystuet

Uusien energiatekniikoiden tutkimus- ja kehitystoimintaa tuetaan kaikissa maissa. T&K-tuet vaikuttavat voimakkaasti niiden energiamuotojen lisäämiseen, joita niillä tuetaan. Vaikutus ei kuitenkaan ole välitön, vaan T&K-tuilla parannetaan investointien kannattavuutta tulevaisuudessa sekä pienennetään pitemmällä aikavälillä muiden tukien tarvetta.

#### 6.2.2.2 Investointituet

Vesivoiman (ja muun uusiutuvan energian) lisärakentamista ja tuotantoa voidaan tukea kullekin voimalaitokselle annettavalla investointituella. Investointituki vastaa hyvin vesivoiman kustannusrakennetta ja on myös rahoitusmarkkinoiden kannalta riskittämpi vaihtoehto kuin esimerkiksi tuotantoon sidotut tuet. Rakennettu (tai saneerattu) vesivoimalaitos on käyttökustannuksiltaan niin edullinen, että laitos pysyy sähköntuotannossa lähes kaikissa sähkömarkkinatilanteissa. Investointituella saavutetaan voimakain ja nopein kannustava vaikutus uuden vesivoimakapasiteetin rakentamiselle.

Investointituki kohdistuu määriteltyyn kohteeseen ja tällöin on tukipäätöksiä tehtäessä tiedossa laitoksen ympäristövaikutukset. Vesivoiman rakentamiskustannukset ovat huomattavasti enemmän tapauskohtaisia kuin esimerkiksi biovoiman tai tuulivoiman rakentamisessa. Myös vesivoiman ympäristöystävällisyyttä voidaan parantaa lisäinves-



toinneilla. Näin tuen määrää voidaan vaihdella tapauksittain ja kohdistaa se tarkemmin ympäristöystävällisyyteen.

Jos investointituen avulla saatetaan tietyt hankkeet kilpailukyiseksi kertaluontoisesti ilman ylimitoitettua tukea, voidaan tukea pitää valtakunnallisesti hyväksyttävänä. Myös kansainvälisesti arvioiden pitäisi tuotantotuen vesivoimalle olla riittävää, mutta ei kilpailuasetelmia vääristävää. Voimalaitoshankkeen YVA:n (ympäristönvaikutus arviointi) toteuttamiseen suunnattu tuki olisi myös kertaluontoista. Sen avulla voitaisiin laajemmin etsiä edulliset toteutuskohteet ja määrittää tarpeelliset ympäristötoimenpiteet.

### 6.2.2.3 Kiinteistöverot

Voimalaitoksen omistamista voidaan verottaa esimerkiksi kiinteistöveron tyyppisillä maksuilla, jotka esimerkiksi Suomessa ovat vesivoiman osalta varsin merkittäviä. Kiinteistöverojen tyyppisillä maksuilla tai niihin myönnettävillä helpotuksilla voidaan ottaa huomioon vesivoiman tuotannosta syntyvät alueelliset haitat ja korvata ne oikeudenmukaisella tavalla.

### 6.2.2.4 Tuotantomääristä riippuvat tuet (kiinteät hintalisät)

Tuotantomääristä riippuva tuki voidaan periaatteessa kohdistaa joko tuottajalle, kuluttajalle tai molemmille. Eri tuotantomuotojen suosiminen olisi luontevinta ja teknisesti helpointa toteuttaa tuotantoon kohdistuvien, tuotantomuotokohtaisten päästöverojen ja hintalisien tai veronpalautusten avulla. Tämä tukimuoto kohdentuu oikeudenmukaisesti, koska sillä päästään kohdentamaan ohjausvaikutus suoraan ongelman aiheuttajaan, esimerkiksi hiilidioksidipäästöihin.

Kuluttajalle kohdistuvilla veroilla ja veronalennuksilla on luontevinta ja teknisesti helpointa suosia tiettyjä kuluttajaryhmiä, kuten esim. teollisuuden sähkönkäyttöä Suomessa. Jos kuluttajille halutaan kohdistaa kulutusmäärästä riippuvia tuotantomuotokohtaisia tukia ja veroja, tämä edellyttää erityyppisten sähköjen jäljittämistä tuottajilta kuluttajilta vähintään vuosittaisen taselaskennan tasolla. Jäljittäminen käy sitä monimutkaisemmaksi, mitä useampia erilaisia ympäristöluokitettuja sähköjä liikkuu markkinoilla.

Kannustinvaikutuksen osalta on kuitenkin merkitystä vain sillä, miten suuri tuki tai vero kohdistuu tuottajan ja kuluttajan kautta eri energiamuodoille. Jos esimerkiksi tuottajille kohdistettavista päästöveroista ei päästä eri valtioiden kesken yksimielisyyteen, ei yksittäisen maan kannata yksipuolisesti ottaa päästöveroja käyttöön, sillä se johtaa kotimaisen päästöjä aiheuttavan tuotannon korvautumiseen ulkomaisella (verottomalla) tuotannolla. Tällöin voidaan menetellä kuten Suomessa eli korotetaan ku-

luttajien veroja tasapuolisesti ja palautetaan näin kerättyjä veromarkkoja päästöttömille tai vähäpäästöisille (kotimaisille) tuotantolaitoksille. Luonnollisesti tästä on se haitta, että ulkomaiset päästöttömät tuotantolaitokset jäävät ilman tätä tukea ja ovat siten eriarvoisessa asemassa kotimaisten laitosten kanssa.

Jos tuki kohdistetaan sähkön loppukäyttäjille heidän ostaessaan GE-sähköä, johtaisi tämä uusiin investointeihin, kun tuotantokustannuksiltaan ja hinnaltaan kalliimpi sähkö menisi kaupaksi. Kotitalouskuluttajan tuki voisi toteutua alempana sähköverona. Teollisuuden osalta, jos se on vapautettu sähköverosta, olisi käytettävä jonkinlaista kirjanpidollista korvausmenettelyä. Menetelmä sopii vapaille markkinoille, jossa uusiutuvaa sähköä tarjotaan kuluttajien ostettavaksi ja kuluttajat voivat valita sähköntuottajansa. Koska tuen antaja on loppujen lopuksi julkinen valta, voivat uusien GE-laitosten rakentajat pitää rahoitusmuotoa pieniriskisenä, jos tuen määrä on riittävä. Julkisen vallan on myös valvottava, että järjestelmää ei käytetä väärin. Yksittäiselle kuluttajalle ei sitä velvollisuutta voitane asettaa toteuttamisen ja valvonnan vaikeuden vuoksi. Myöskään tässä vaihtoehdossa tuen kohdistuvuus ympäristökustannusten mukaan ei ole itsestään taattu.

Loppukäyttäjälle kohdistuvan tukijärjestelmän pitäisi olla varsin yleistasoinen ja yksinkertainen, jotta menetelmästä ei tulisi liian monimutkaista, esimerkiksi kaikelle GE-sähkölle sama tuki. Tällöin tuen määrittely hankkeen mukaan ei ole mahdollista ja ympäristöinvestoinnit jäävät mahdollisimman vähiin.

Kuluttajalle osoitettu tuki antaa tietyn alueen sähkönkuluttajille mahdollisuuden tukea haluamaansa ja tärkeäksi katsomaansa hanketta tai hankkeita. Valtakunnan rajojen yli tapahtuvaan GE-sähkön kauppaan menetelmä tuskin sopii.

### **6.2.3 Vihreä markkinointi**

Välillisiin ohjauskeinoiniin kuuluu tietyllä tavalla tuotetun sähkön luokittelu vihreäksi ja näin rinnakkaisten sähkömarkkinoiden synnyttäminen. Kuluttaja maksaa tällöin vapaaehtoisesti GE-sähköstä lisähintaa. Lisähinta normaaliin sähkөөn verrattuna on lisätuottoa GE-sähkön tuottajalle. Lisähinnan maksamisella voidaan ajatella olevan kaksi perustetta:

1. Ostamalla nimenomaan GE-sähköä, kuluttaja kokee maksavansa paremmasta tuotteesta, joka on ystävällisempi ympäristölle. Varaamalla näin osan vihreästä kapasiteetista itselleen, hän myös lisää painetta lisäkapasiteetin rakentamiseen.

2. Mikäli lisähinta on määrätty käytettäväksi juuri uuden GE-kapasiteetin rakentamiseksi, voi kuluttaja kokea osallistuvansa tämän uuden paremman kapasiteetin rakentamiseen.

Sähkön sertifiointin vihreäksi sähköksi pitää tapahtua riippumattoman tahon toimesta. Tällä hetkellä on toiminnassa kansallisten ympäristöjärjestöjen tai energiantuottajien sertifiointijärjestelmiä, mutta periaatteessa sama tehtävä voisi olla valtiovallan asettamalla elimillä, jolloin GE-sähkön markkinoinnissa olisi virallinen hyväksyntä ja tuki. Sertifiointia on toteutettu toistaiseksi maakohtaisesti, vaikkakin samankaltaisia piirteitä kriteereissä luonnollisesti on.

Nykyisten vihreän sähkön luokittelumenetelmien ongelmaksi on todettu mm. harhatomuus eli vihreän sähkön osto ei takaa uuden GE-kapasiteetin rakentamista tai uuden GE-sähkön tuottamista. Ykköstyypin ajatustavalla näin käy etenkin jos vihreää sähköä on ennestään yli kysynnän, eikä sähkön toimittaja ole sitoutunut käyttämään lisähintaa uuden vihreän kapasiteetin rakentamiseen. Myös kuluttajien vapaaehtoinen kiinnostus maksaa lisähintaa sähköstä on osoittautunut pieneksi. Kiinnostumattomuus voi johtua siitä, että varmuutta ympäristön tilan paranemisesta ei ole ja itsensä tai yrityksensä markkinointi ostetun sähkön perusteella erityisen ympäristöystävälliseksi herättää epäilyä. Sen sijaan sähköntuotantoyrityksillä on asiakkaisiinsa verrattuna ollut suurempi halu rekisteröityä vihreän sähkön yritykseksi hankkimalla sertifiointi joillekin laitoksille. Yleensä kysymyksessä on ollut enemmän mielikuvien luonti kuin mittavat ympäristöinvestoinnit.

Menetelmän hyvänä puolena on, että asiakkaat voivat halutessaan tukea hyväksi koemaansa sähköntuotantomuotoa ja että lisähinta voi vaihdella tapauskohtaisesti.

Mikäli kuluttajat ovat valmiita vapaaehtoisesti maksamaan ylimääräistä sähköstään edistääkseen uuden uusiutuvan kapasiteetin syntymistä, voisivat he kakkostyypin ajatustavan mukaisesti maksaa ylimääräistä hintalisää muustakin kuin vihreästä sähköstä tai yhtä hyvin ilman kytköstä sähkön ostamiseen lahjoittaa vastaavan summan rahaa erityiseen rahastoon, jonka tehtävänä on edistää määrätynlaisen kapasiteetin rakentamista.

#### **6.2.4 Vihreä pooli**

Puolueettoman tahon suorittama sähkön luokittelu ja yksityisten voimalaitosten sertifiointi on tärkeä vaihe tukijärjestelmien organisoimiselle ja toteuttamiselle. Vihreä sähkö tuotetaan kuitenkin hyvin erilaisilla tuotantomuodoilla (bioenergia, jäte, tuuli, vesi jne), joilla on erilainen kustannusrakenne, tuen tarve ja teknologian taso. Myös rahoittajien suhtautuminen eri energialähteisiin on erilainen. Tämä johtaa ajatukseen tarkastella

GE-energiaa tuotantomuodoittain. Toisaalta GE-sähkön ostajalle olisi yksinkertaisempaa, jos olisi vain yhdenlaista ja valmiiksi pisteytettyä vihreää sähköä tarjolla. Tällaisen poolin valmistaminen voitaisiin antaa kolmannelle osapuolelle, poolimanagerille. Poolimanageri määrittäisi kunkin tuotantomuodon ja -laitoksen sertifiointimerkkien määrän. Vihreän sähkön tuottajat puolestaan antaisivat poolimanagerin tehtäväksi myydä sähkökuluttajille tarjolla olevat sertifiointimerkit. Valtiovallan tuki olisi ainakin tämän instituution asettaminen ja laajemmin ehkä taloudellista tukea instituution toimintaan. Tuki- ja ohjausjärjestelmän toimivuuden kriteerit olisivat tällöin toteutettavissa ja valvottavissa, asiakkaiden luottamus olisi paremmin saavutettavissa ja myös kansainvälinen yhteistyö aidon kilpailun edistämiseksi helpottuisi. Vihreä sähkön poolijärjestelmän tehtäväksi voitaisiin liittää myös ohjaustoimien edistämistä ja valvontaa tukevia tehtäviä.

## 6.2.5 Tukimuotojen toimiminen eri markkinoilla

### Pohjoismaat ja NordPool

Pohjoismaista Tanskan sähköjärjestelmän organisointi eroaa tällä hetkellä eniten muista Pohjoismaista (pl. Islanti). Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa sähkömarkkinoiden vapauttaminen merkitsee, että myös pienkuluttajat voivat valita sähköntuottajansa. Nämä perusrakenteet ovat mahdollistaneet sähkön vapaan kaupan tuottajan ja kuluttajan välillä myös maasta toiseen ja sähköpörssitoiminnan näissä kolmessa maassa.

Sähkömarkkinoiden vapautumisen seurauksena sähkön hankintahinta on laskenut ja hinnan laskun on aiheuttanut erityisesti vesivoima, jota on ollut viime vuosina runsaasti Pohjoismaissa. Vesivoiman tuotantomäärästä riippuvat käyttökustannukset ovat erittäin pieniä, joten kaikki tuotettavissa oleva sähkö kannattaa siirtää markkinoille. Toisaalta uuden vesivoiman rakentamisen kannattavuus on pienentynyt, kun pääomakustannusten kattamiseen tarvittava tuotantokate on supistunut. Pienten vesivoimalaitosten tuen tarve tämän hetken markkinatilanteessa on suuri, koska ne joutuvat kilpailemaan mm. vanhan vesivoiman kanssa. Tuen tarve pienenee markkinoiden tasaantuessa ja sähkön hinnan noustessa tulevaisuudessa, 4–6 vuoden kuluttua.

Sähkömarkkinoiden toiminta rajoittaa tukea saavan GE-sähkön ohjauskeinoja seuraavissa kappaleissa käsitellyllä tavalla.

Loppukäyttäjakohtaiset GE-sähkön kulutuskiintiöt ovat periaatteessa mahdollisia, mutta valvonnan vuoksi kontrollipinnan pitäisi olla kolmannelle osapuolella eli esimerkiksi vihreän poolin managerilla. Menettely edellyttäisi kulutuksen valvontaa, mikä sopii huonosti pohjoismaiseen järjestelmään. Yli valtakunnanrajojen tapahtuva sähkökauppa mutkistaisi ohjauskeinon valvontaa. Jos ohjauskeinona olisi kuluttajan tuki, koituisi lisäongelmia, jos tuen antaja ja tuen saaja ovat eri maissa.

Kiinteään hintaan ja ostovelvollisuuteen perustuva ohjauskeino sopii huonosti periaateteeseen, että ostajalla on mahdollista valita sähkönsä tuottaja. Sähkön välittäjät joutuisivat eriarvoiseen asemaan, kun vastaanotto- ja välitysvelvollisuus riippuu lähinnä GE-laitoksen sijainnista. Myös GE-sähkön vaihtelu vesitilanteen, tuulen tms. mukaan aiheuttaa ongelmia pienille sähkön välittäjille.

GE-tuotannon investointituki on valtakunnallisesti ajatellen sikäli selväpiirteinen menetelmä, että se kohdistuu yksilöidyille laitoksille ja tuki vaikuttaa laitoksen ympäristöön. Jos tukea saavan laitoksen sähkö myydään naapurimaahan, niin jollain ajatusmallilla myös tuki siirtyy naapurin hyväksi eli luokiteltua sähköä siirtyy tavallisen sähkön markkinahinnalla. Toimintatuet (hintalisä, verotuki) riippuvat GE-laitoksen tuottamasta energiamäärästä ja kannustavat tuottamaan mahdollisimman paljon sähköä, mutta niiden kytkeytyminen GE-laitosten ympäristöhaittojen vähentämiseen tai vesivoiman lisärentämiseen ovat olennaisesti pienemmät kuin suorassa investointituessa.

Suomessa ja Ruotsissa ympäristöjärjestöjen toimesta toteutetut vihreän sähkön sertifiointimenetelmät muistuttavat toisiaan (kopioitu Suomeen Ruotsista pienin muutoksin) ja periaatteessa ne voisivat olla identtiset. Sertifioidun sähkön myynti toiseen maahan on täysin mahdollista, jos ostohalukkuutta ilmenee. Tämän vapaaehtoisen ohjausmenetelmän vaikuttavuus- ja harhattomuusongelma on Ruotsissa vielä suurempi kuin Suomessa.

GE-poolin toiminnan yhteydessä voitaisiin ratkaista tuki- ohjausjärjestelmään liittyviä kysymyksiä valtakunnan tasolla (harhattomuuden varmentaminen, kattavuuden edistäminen, kohdennettavuuden lisääminen ja valvonnan toteutus) ja maiden välisessä kaupankäynnissä olisi helpompaa sopia tuen ohjautumisesta oikein, jos vastaavanlainen pooli toimisi kaikissa EU-maissa.

Pienvesivoiman markkinointi naapurimaahan NordPoolin kautta lisääntynee sitä mukaa, kun pienvesivoimalaitokset siirtyvät isojen sähköyhtiöiden hallintaan. Pienen vesivoimatuottajan ei kannata harrastaa lisäresursseja vaativaa sähköpörssitoimintaa.

## **Muut EU-maat**

Useimmissa Euroopan maissa sähkömarkkinat eivät ole avoimet pienkuluttajille eikä myöskään EU edellytä sitä lähitulevaisuudessa. Näissä maissa suurin osa kuluttajista joutuu hankkimaan sähkönsä alueellaan toimivalta sähköyhtiöltä. Tällaiseen järjestelmään on helpompi esimerkiksi liittää kiintiöperiaate sähkön ostajille.

Tyypillisin tälläkin hetkellä käytössä oleva GE-sähkön tukimenetelmä on tuotantopuolen tuki: investointituki tai käyttötuki, joista investointituki on yleisempi.

GE-pooli on sinänsä toteutettavissa myös rajoitetun kilpailun sähkömarkkinoilla. Sen yhteydessä voitaisiin toteuttaa kulutuspuolelle kiintiö- tai muita pakotteita (jos niitä jostain syystä halutaan).

Vihreän sähkön kauppaa tuottajan ja kuluttajan välillä korotetulla hinnalla tuskin onnistuu maan rajojen yli. Toisaalta kuitenkin maissa, joissa monopolien purkaminen on uusi asia, sähkön hinta on korkea, joten sen osto ulkomailta voi tulla kannattavaksi.

### **Muut maat**

Suomelle tällaisia muita maita edustaa Venäjä ja sähköyhteyksien rakentamisen jälkeen myös Viro. Taloudellisesti tuetun ja luokitellun sähkön kategoriaan näistä maista tuotava tai niihin vietävä sähkö tuskin kuuluu.

## **6.3 Vesivoiman tuen tarve**

Vesivoima voidaan ympäristövaikutusten ja tuen tarpeen mukaan jakaa periaatteessa kolmeen pääryhmään:

1. Vihreä vesivoima, joka tarvitsee tukea (pienvesivoima).
2. Vihreä vesivoima, jota ei tarvitse tukea.
3. Vesivoima, jota ei luokitella vihreäksi sähköksi ja joka ei tarvitse taloudellista tukea.

### **6.3.1 Perusteita ja kriteereitä tuen saannille**

Vesivoiman rakentamisen kustannukset vaihtelevat suuresti ja vaihtelut suurenevat suhteellisesti laitoksen koon pienetessä. Ei voida kuitenkaan määrätä tarkkaa tehorajaa, jota pienemmät laitokset aina tarvitsisivat tukea ja jota suuremmat eivät. Karkeasti vertaillen pienvesivoiman investointikustannukset tehoa kohti laskettuna ovat samaa luokkaa kuin tuulivoimalla, mutta ne voivat olla niinkin edulliset, että energiahinta on kilpailukykyinen ilman tukea. Toisaalta investointikustannukset voivat olla suuremmatkin kuin tuulivoimalla. Kustannukset riippuvat mm. maansiirtotöiden määrästä ja patojen rakentamisen tarpeesta, jotka puolestaan riippuvat paikallisista olosuhteista. Myös ympäristövaikutusten lieventämiseksi tehtävät investoinnit sekä teiden, sähköjohtojen ja muun infrastruktuurin rakentaminen vaikuttavat kustannuksiin.

Yleensä suuremmalla putouskorkeudella saadaan tietty vesivoimateho pienemmillä kustannuksilla kuin suuremmalla virtausmäärällä ja pienemmällä putouskorkeudella.

Tämä johtuu osittain myös siitä, että suuren putouskorkeuden laitosten (putouskorkeus kymmeniä metrejä) tuotekehitys on päässyt pitemmälle, koska laitosten kysyntä on ollut suurempaa. Tutkimuksen ja tuotekehityksen avulla voidaan tulevaisuudessa parantaa tilannetta laitoksilla, joiden putouskorkeus on vain pari, kolme metriä. Automaatiota lisäämällä voidaan pienten vesivoimalaitosten käyttökustannuksia vielä jonkin verran pienentää.

Tukea pitäisi voida kohdistaa tarpeen mukaan myös olemassa olevalle vesivoimalaitokselle, jos laitos on vanhentuneen tekniikan tai tehottoman vedenohjauksen vuoksi jäänyt pois käytöstä tai jos laitoksen tehokkuutta tai tehoa voidaan kohottaa lisäinvestoinneilla. Tukimuodoista investointituki kohdistuisi parhaiten tehokkuuden parantamiseen ja kilpailukyvyn nostamiseen. Käyttötuki voisi minimissään pitää vanhentuneen tekniikan varassa toimivan laitoksen toiminnassa, mutta voisi joissain tapauksissa myös edistää sähköntuotannon lisäämistä käyttöteknisillä toimilla tai pienillä lisäinvestoinneilla. Saaneeraustoimet ja tehonnostot saattavat kuitenkin olla ilman tukeakin kannattavia.

Suomessa vesivoiman rakentamisen ympäristöinvestoinnit ovat uusrakentamisessa 15–20 % kokonaisinvestoinneista. Hankkeiden tuen suhteuttaminen ympäristöinvestointien perusteella edistäisi ympäristöystävällisten ratkaisujen toteuttamista. Myös YVA-menettelyn osittainen tukeminen tehostaisi edullisten hakkeiden löytämistä ja paikallisten näkökohtien parempaa huomioonottamista sekä parantaisi tiedonkulkua paikallisten asukkaiden, kunnan virkamiesten, ympäristökeskusten ja rakentajien välillä. Vesivoiman rakentamiseen liittyy sekä haitallisia ympäristövaikutuksia että hyötyä tuottavia toimintoja. Tällä hetkellä vesivoimaan liittyvä kiinteistövero (1–2 p/kWh) on tuloa kunnalle.

Pienvesivoiman ympäristövaikutukset ovat varsin paikallisia, mutta investointien avulla voidaan myös paikallista haittavaikutusta pienentää. Maisemointi ja putkitunnelin sijoittaminen maanpinnan alle, kalaporttien rakentaminen ja minimivirtausten kohottaminen ovat toimia, jotka vaikuttavat laitoksen kustannuksiin.

Kun vesivoimalaitoksen rakentamista tarkastellaan vielä laajemmasta näkökulmasta, kestävä kehityksen kaikkien osa-alueiden pohjalta, jolloin tulevat mukaan muutkin kuin teknistaloudelliset ja välittömät ympäristövaikutukset, voidaan evätä kokonaan kohteen rakentaminen. Toisaalta suurempien kokonaisuuksien tarkastelussa vesivoiman käytöstä saatavat ympäristöhyödyt lisääntyvät, koska vesivoima korvaa sähköntuotannossa epäedullista hiililauhde- tai öljypohjaista kaasuturbiinisähköä.

Kioton sopimuksen mukainen CO<sub>2</sub>-päästöjen rajoittaminen aiheuttaa Suomelle joka tapauksessa merkittäviä lisäkustannuksia. VTT Energian (Lehtilä 1997) selvitysten mukaan vuotuinen lisäkustannus vuoden 2010 paikkeilla on 1,5–2 mrd. mk. Vesivoiman lisärakentaminen on eräs keino tavoitteiden saavuttamiseksi.

Pienvesivoiman rakentamiseen vaikuttaa myös kuluttajasähkön hintataso ja sähkön saanti yleensä syrjäseuduilla (joissakin maissa Euroopassa). Virallisten sähköntuottajien rinnalla on esimerkiksi Itävallassa, jossa tunnetusti on korkea sähkön kuluttajahinta, tuhatkunta erillistä pienvesivoimalaitosta, joiden keskiteho on 200–300 kW. Myös Ruotsissa on satoja pienvesivoimalaitoksia (n. 300 kW), vaikkakin sähkö on edullista kuluttajille ja sähköverkko on kattava. Tyypillistä näille maille ovat vuoristoalueet, joille on edullista rakentaa vesivoimaa.

Ulkomaankaupan kannalta tarkasteltuna investoinnit vesivoimaan ja jossain määrin myös investointituki ovat edullisia sijoituksia, jos vesivoima korvaa tuontipolttoaineeseen perustuvaa sähköä, kuten tilanne on useimmissa Euroopan valtioissa.

### 6.3.2 Kysyntä ja tarjonta

Vesivoima jakaantuu kahteen ryhmään säädettävyyden perusteella: säädettävä vesivoima, jolloin vesivarastoallas liittyy voimalaitokseen tai yläpuoliseen vesistöön, ja ei-säädettävä vesivoima. Säädettävä vesivoima on arvokkaampaa sekä laitoksen omistajalle että laajemmin koko sähköjärjestelmälle, koska sen avulla voidaan tehokkaasti leikata kulutushuippuja ja kalliiden huippulaitosten käyttöä. Siitä on myös mahdollista saada korkeampi hinta verkon taajuuden- ja jännitteensäätösähköä.

Pohjoismaisen sähkökaupan vapautumisen myötä vesivoiman arvo on tasaantunut ainakin Suomessa, kun pohjoismaista vesisähköä on ollut runsaasti tarjolla. Myös vesivoimalaitosten omistajavaihdokset julkisen tarjonnan ja kysynnän kautta ovat lisääntyneet. Vesivoimalaitoksetkin ovat siirtymässä sähköyhtiöiden omistukseen ja myyjinä ovat kunnalliset laitokset tai teollisuusyritykset. Varsin kysytyjä vesivoimalaitokset ovat ja myyntihinnat ovat korkeita. Ostojen kautta suuret sähköyhtiöt ovat nopeaan tahtiin hankkimassa itselleen myös pienvesivoimalaitoksia, vaikka niiden strategiaan ei aiemmin ole pienlaitokset kuuluneet.

Vesivoiman arvon voi olettaa nousevan tulevaisuudessa ilmaan joutuvien päästöjen rajoittamisen ja yleisen ympäristöystävällisen tuotemarkkinoinnin vuoksi. Muutos tapahtuu Euroopassa sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä. Taulukossa 24 esitetään muutaman maan sähköntuotannon hiilidioksidin päästötilanne vuonna 1996, kun myös yhteistuotannon vaikutus on otettu huomioon. Kuvassa 18 on suuruusjärjestyksessä lukuisa joukko hiilidioksidin tuottajamaita. Norja ja Ruotsi sijoittuvat tilastoissa edullisimpien maiden joukkoon, mutta myös Suomi kuuluu pienen CO<sub>2</sub>-päästön maihin.

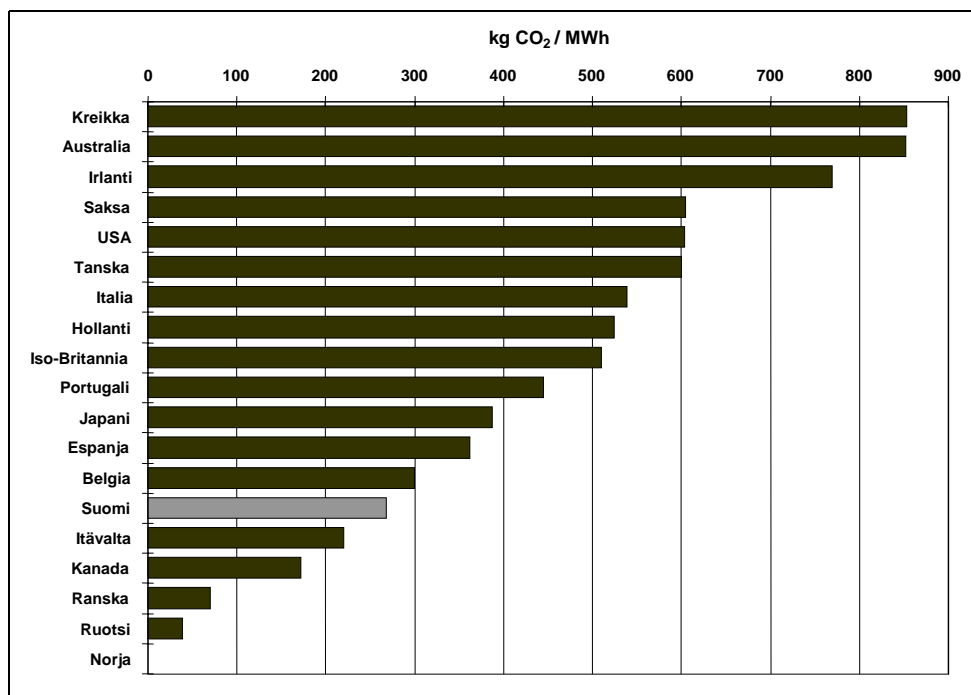
Kioton kasvihuonekaasupäästöjen rajoittamissopimus ei kuitenkaan anna etua maille, joilla on alhaiset päästömäärät, vaan kunkin maan tilannetta verrataan vuoden 1990 päästömäärään (pienin tarkennuksin). Näin maat, jotka ovat tehokkaasti hyödyntäneet



CO<sub>2</sub>-vapaaat energialähteet ja joissa voimalaitoksia on käytetty perinteisesti energiataloudellisesti, kohtaavat suurempia ongelmia pyrkiessään rajoittamaan päästöjään suhteessa vuoden 1990 tasoon.

*Taulukko 24. Sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt eräissä maissa (Lehtilä 1997).*

Maa	CO <sub>2</sub> (g/kWh)
Belgia	299
Tanska	600
Ranska	69
Saksa	604
Italia	539
Hollanti	524
Espanja	361
Ruotsi	38
Itävalta	220
Suomi	267
Norja	2



Kuva 18. Tärkeimpien teollisuusmaiden sähköntuotannosta aiheutuvat CO<sub>2</sub>-päästöt vuonna 1996 (Lehtilä 1997).

Toinen piirre eurooppalaisessa sähköjärjestelmässä ympäristöpäästöjen epätasaisen jakautumisen ohella on ylikapasiteetti. Sitä mukaa kun sähkön sisämarkkinat toteutuvat, kiristyy laitosten välinen kilpailu ja edullisemmat laitokset voittavat lisää käyttöaikaa ja epäedullisimmat menettävät sitä. Rakennetut laitokset pyritään tällaisessa markkinatilanteessa pitämään toiminnassa, jos ne tuottavat edes jonkinlaisen käyttökattteen. Investointihalukkuus uusiin laitoksiin, vaikka ne olisivat kokonaiskustannuksiltaan edullisia, vähenee tuotto-odotusten pienentyessä.

Käyttökustannuksiin perustuva ajojärjestys ylikapasiteettitilanteessa vähentää kiinnostusta pienvesivoiman rakentamiseen varsinkin niissä maissa, joissa sähkön hinta laskee kilpailun ansiosta. Liitteessä A esitetään sähkön kuluttajahintoja eri maissa. Ruotsissa ja Suomessakin, joissa sähkön hinnan odotetaan nousevan, saattaa pienvesivoima tulla nykyistä kannattavammaksi investoinniksi sähköviennin suuntautuessa etelään päin. Ensimmäiseksi energiayhtiöt pyrkivät rakentamaan luonnollisesti edullisempaa suurvesivoimaa, jos käyttökelpoista potentiaalia on olemassa. Tällaista potentiaalia voidaan etsiä myös rajojen ulkopuolelta, kuten Venäjältä.

## 7. Vesivoiman ympäristöluokittelun välilliset markkinavaikutukset

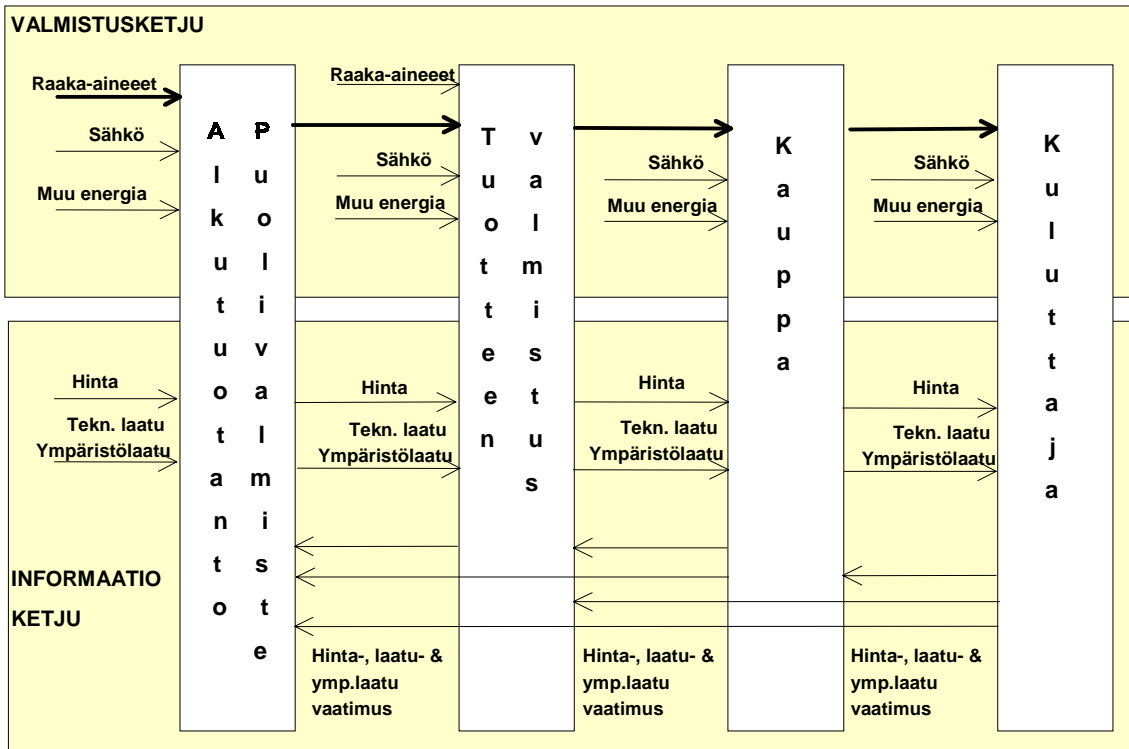
### 7.1 Välillinen markkinamekanismi

Tuotteiden ja palveluiden valmistusketjun eri vaiheissa kuluu sähköä. Kuluttajan valitessa tuotteen tai palvelun, hän valitsee myös niiden tuottamiseen liittyvät ympäristövaikutukset. Kuluttaja voi valinnoillaan vaikuttaa tuotteiden tai palveluiden ympäristölaatuun. Jo pelkästään informaatio ja vaikuttamisen mahdollisuus voivat saada aikaan muutoksia tuotantovaiheissa.

Kuvassa 19 esitetään kaavio välillisen markkinamekanismin vaikuttamisesta sähkön ympäristölaatuun. Markkinamekanismi sisältää kaksi ketjua: tuotteen tai palvelun valmistusketjun sekä informaation siirtymisketjun. Valmistusketju käsittää raaka-aineiden ja puolivalmisteiden valmistuksen, itse tuotteen valmistuksen ja kaupan ennen tuloaan kuluttajan käyttöön. Kaikissa näissä vaiheissa tarvitaan normaalisti sähköä ja muuta energiaa, ja tällöin myös kulutetun sähkön tai muun energian tuottamisessa syntyvät ympäristövaikutukset liittyvät ketjuun ja lopuksi valmiiseen tuotteeseen ja sen käyttöön.

Informaatioketju on kaksisuuntainen. Valmistumisen suunnassa etenee informaatio tuotteen hinnasta, teknisestä laadusta ja ympäristölaadusta. Tuotteen lopullinen hinta on kuluttajalle selkeä lukuarvo. Hieman monikäsitteisempi on tieto tuotteen laadusta, ja tuotteen ympäristölaatu on toistaiseksi vaikeimmin määriteltävä asia. Tieto tuotteen valmistukseen käytetyn sähkön alkuperästä tai laatuluokasta olisi osa ympäristölaadun erittelyä, jos sellainen tuoteinformaatio toteutetaan.

Tuoteinformaatiolle vastakkaiseen suuntaan kulkevat kuluttajan asettamat tavoitteet ja vaatimukset. Nämä siirtyvät vaihe vaiheelta alkutuotannon suuntaan tai suoraan vaiheita ohittaen. Markkinamekanismissa hinta, laatu ja ympäristölaatu asettuvat tiettyyn tasapainoon ja parhaiten kuluttajan tai väliportaan tavoitteita vastaavat tuotteet käyvät parhaiten kaupaksi. Siten sähkölle asetettavat ympäristölaatuvaatimukset voivat osaltaan ohjata kysyntää kuluttajan haluamaan suuntaan. Vaikka tuotteen loppukäyttäjän asettamat ympäristölaatuvaatimukset olisivat vähäisiä, voivat tuotantoketjun eri vaiheet, kuten kauppa tai tuotantolaitos, vaatia luokiteltua sähköä markkinointietujen saavuttamiseksi. Näin ympäristöystävällisempiä tuotteita vaativa ketjureaktio voi laajentua kerrannaisvaikutteisesti.



Kuva 19. Välillinen vaikutuskaavio luokitellun sähkön hintaan.

Välillinen markkinamekanismi tuotteiden ympäristölaadun parantamiseksi aiheuttaa luokitellun sähkön kysyntää, joka puolestaan nostaa sen hintaa. Sähkön hinnan nousu kohottaa tuotteiden hintoja, ja tasapaino riippuu monesta tekijästä, mm. kuinka suuri osa sähköstä on vihreäksi luokiteltua ja minkälaisille tuotantomuodoille leima annetaan.

Myös tuotteet ovat eriarvoisessa asemassa, koska tuotteen tai palvelun valmistuksessa käytetyn sähkön määrä vaihtelee suuresti eli tuotteiden sähköintensiivisyys on erilainen. Tunnetusti alumiinista valmistetuilla tuotteilla on korkea sähköintensiivisyys, esimerkiksi puunjalostustuotteilla melko korkea ja puutuotteilla yleensä alhainen sähköintensiivisyys. Intensiivisyyden mukaan sähkön hinnalla on erilainen vaikutus tuotteen hintaan.

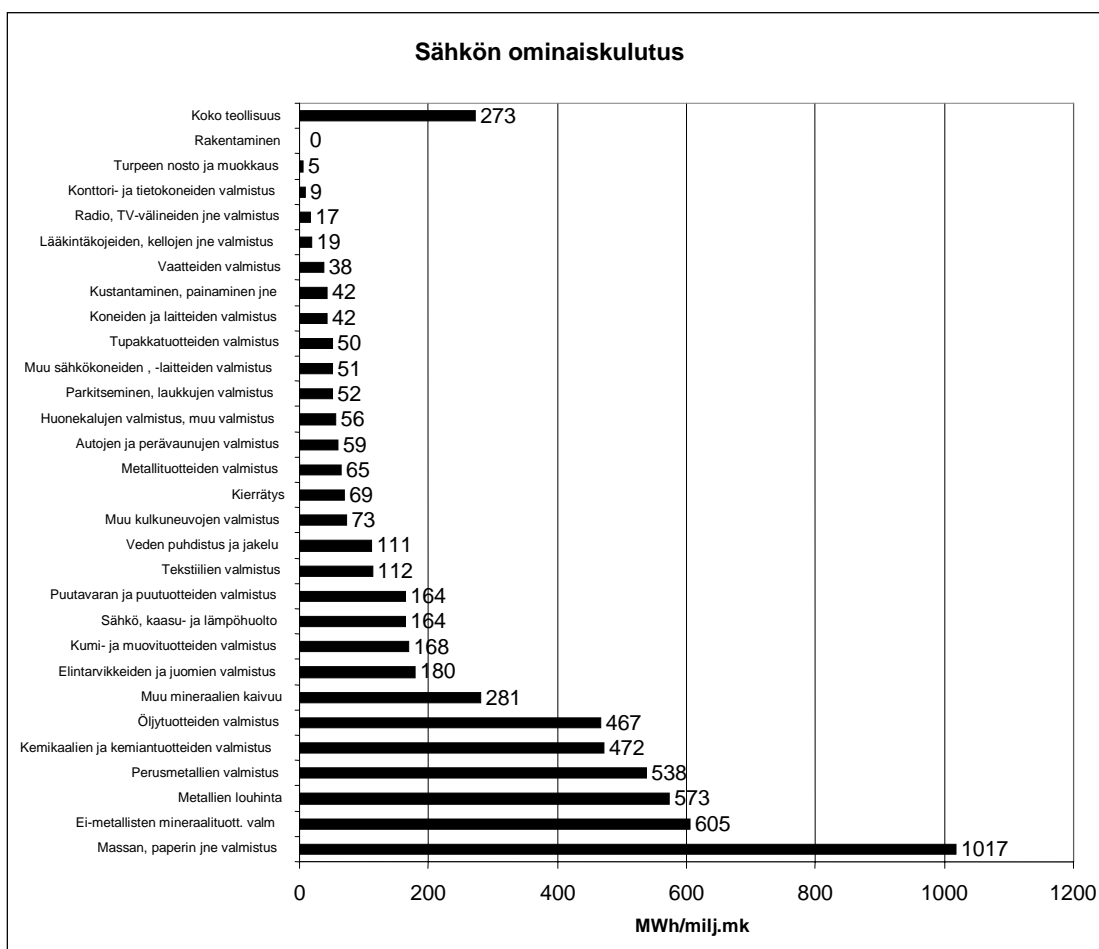
Tuotteiden ja palvelujen tuottajat voivat myös hyötyä vihreän sähkön käytöstä. Hyödykkeiden kysyntä voi kasvaa, kun markkinoinnissa käytetään hyväksi ympäristölaatua.

## 7.2 Tuotteiden sähköintensiivisyys

Tuotteisiin tai palveluihin sisältyvän sähkön määrää tarkastellaan tässä yhteydessä kansantalouden kirjanpidon avulla. Kansantalouden kirjanpidossa kullekin toimialalle kirjataan vuositasolla tuotantopanokset (työpanos, energiankäyttö jne.) sekä tuotteilla saatut liikevaihto, tuotannon arvo, jalostusarvo, vienti jne. Seuraavassa tarkastellaan

vuoden 1997 kirjanpidon (Tilastokeskus 1999) perusteella toimialoja käyttäen yhteisenä nimittäjänä toimialan jalostusarvoa eli kunkin toimialan aikaansaama bruttokansantuotteen lisäystä. Tietyn tuotteen valmistusketju käsittää useampia toimialoja, esimerkiksi paperin valmistusketju sisältää osia metsätaloudesta, massan ja paperin valmistuksesta, sähkö-, kaasu- ja vesihuollosta jne. Näitä toimialoja tarkastellaan tässä yhteydessä erillisinä kokonaisuuksina, ei niiden panoksia tietyssä tuotteessa.

Kuvassa 20 esitetään sähkön kulutus teollisuuden toimialoilla jalostusarvoa kohti laskettuna eli MWh/milj. mk. Toimialat on lajiteltu ominaiskulutuksen mukaan suuruusjärjestykseen ja teollisuuden keskimääräinen ominaiskulutus on 270 MWh/milj. mk.



Kuva 20. Eri toimialojen sähkön ominaiskulutus (kulutus/jalostusarvo) Suomessa vuonna 1997 (Tilastokeskus 1999).

Ennen alakohtaista analyysiä on huomattava massan ja paperin valmistuksen poikkeuksellinen tilanne vuonna 1997. Erityisen korkea sähkön ominaiskulutus, 1 017 MWh/milj. mk, johtuu osittain myyntihintojen tilapäisestä alhaisuudesta. Vuoden 1995 hinnoilla (edullinen vuosi) ominaiskulutus olisi ollut 773 MWh/milj. mk.

Massan ja paperin valmistus -toimialan sähkön ominaiskulutus on siis selvästi suurin. Myös viennin osuus oli suurin (51 mrd. mk). Toiseksi suurin vienti (33 mrd. mk) oli toimialalla 'Radio, TV-välineiden jne' valmistus ja sillä alalla sähkön ominaiskulutus oli vain 17 MWh/milj. mk. Myös toimialoilla 'Muilla sähköteknillisten laitteiden valmistus' sähkön ominaiskulutus on vähäinen (51 MWh/milj. mk) ja vienti suurehko (7,8 mrd. mk).

Perusmetallien louhinta ja valmistus kuluttavat merkittävästi sähköä (500–600 MWh/milj. mk) ja vienti on kohtalaisen suuri (14 mrd. mk). Kun terästä käytetään mm. laivojen valmistukseen, nousee laivojen sähköintensiteetti korkeaksi, vaikkakin toimialan "Koneiden ja laitteiden valmistus" ominaiskulutus on vain 42 MWh/milj. mk.

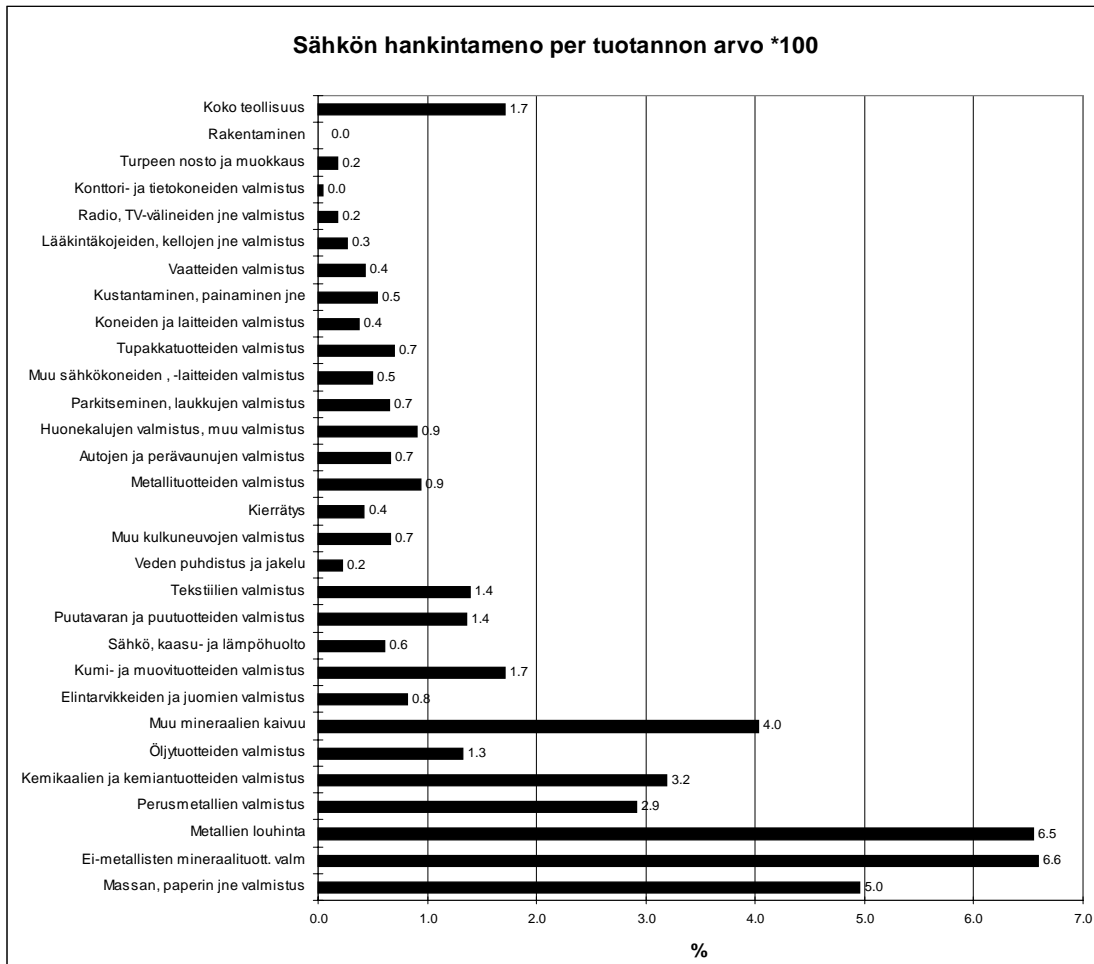
Kemikaalien ja kemiantuotteiden valmistuksen ominaiskulutus on 472 MWh/milj. mk ja viennin osuus 13 mrd. mk. Ei-metallisten mineraalituotteiden toimialalla eli betonin, tiilien, keramiikan jne. valmistuksessa sähkön ominaiskulutus on kaikista toimialoista toiseksi suurin (605 MWh/milj. mk). Tämän toimialan vienti ei ole erityisen suurta, mutta kilpailutilanne tuontituotteiden kanssa kotimaassa riippuu sähkön hinnasta.

Pieni ominaiskulutus on mm. rakentamisessa, vaatteiden ja tekstiilien valmistuksessa, nahkatuotteiden valmistuksessa, huonekalujen valmistuksessa sekä kustannus- ja painoalalla. Elintarvikkeiden valmistuksessa kuluu sähköä hieman enemmän eli 180 MWh/milj. mk. Muiden yhteiskuntasektoreiden (maatalous, yksityiset palvelut, julkinen toiminta ja liikenne) sähkönkulutus asettuu alle 50 MWh/milj. mk:n kulutustasolle ja pienentyy mainitussa järjestyksessä. Suuria eroja on luonnollisesti esimerkiksi liikenne-sektorilla, jossa junaliikenne perustuu lähes kokonaan sähkön käyttöön ja maantieliikenne kokonaan polttoaineisiin.

Tutkittaessa sähkön hankintamenojen vaikutusta toimialan tuottamien hyödykkeiden arvoon nimittäjänä on toimialan kokonaistuotos, joka puolestaan on lähellä liikevaihdon arvoa. Kuvassa 21 esitetään sähkön hankintamenot prosentteina kokonaistuotoksesta, kun kuvassa toimialojen järjestys on sama kuin edellisessä ominaiskulutuskuvassa. Hintaprofiili on samanlaatuinen kuin kulutusprofiili, sillä erotuksella, että massan ja paperinvalmistuksen sähkönhankintamenot poikkeavat yleisestä linjasta, koska oma sähköntuotanto alentaa kustannuksia.

Toimialojen sähkön hankintakustannukset kokonaistuotosta kohti ovat ylimmillään 6,6 % (Ei-metallisilla mineraalituotteilla). Jos toimialan sähkön kustannukset kasvavat 10 %, tuotteiden arvon nousu on 0,1 kertaa kuvaan merkitty kustannusosuus, eli tiilien keramiikan, betonin ja lasin toimialalla 0,66 %. Käytännössä kasvu on suurempi, koska toimialan käyttämien välituotteiden arvo nousisi, jos sähkön hinta kasvaisi myös näillä toimialoilla. Lisäksi on todettava, että toimialan sisällä yksittäisten yritysten sähkön hankintakustannukset vaihtelevat tuotteen mukaan. Tuotteiden hinnannousu puolestaan

vähentää kilpailukykyä ja voi johtaa kysynnän pienentymiseen, jos se ei koske kaikkia alan tuottajia. Jos tuotteen hintaa ei voi nostaa kilpailutilanteessa, yrityksen tuotantokate pienenee ja kannattavuus kärsii.



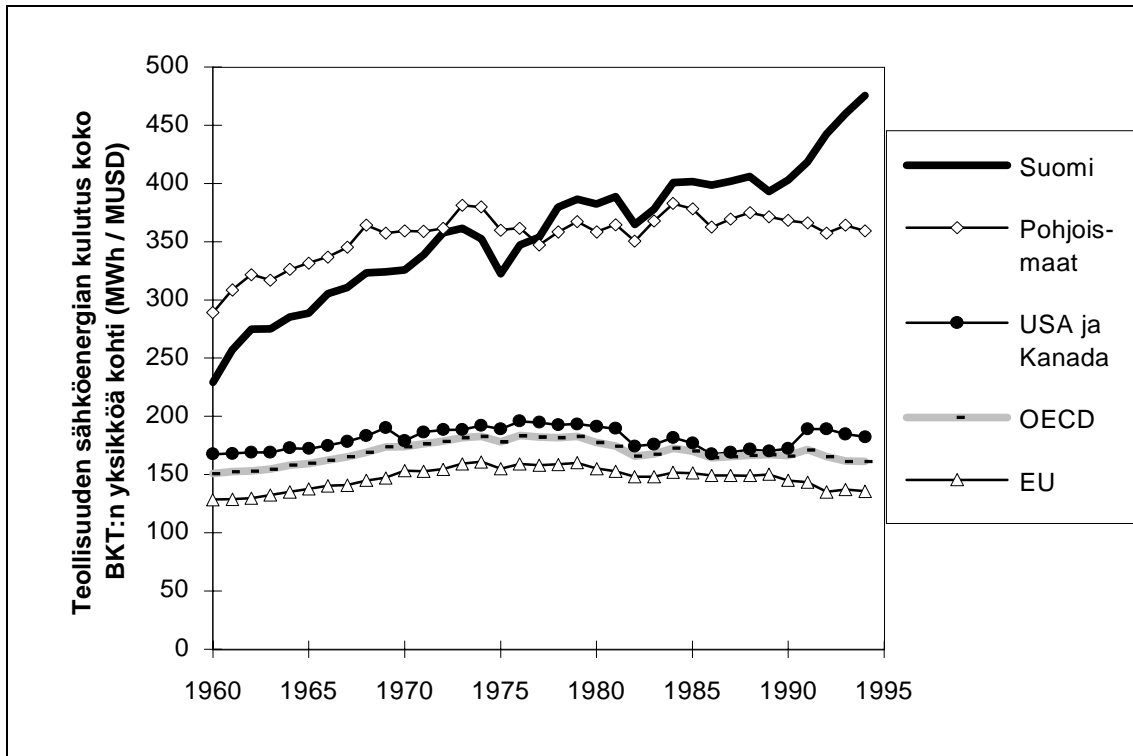
Kuva 21. Sähkön hankintameno osuus toimialojen kokonaistuotoksesta (Tilastokeskus 1999).

## 7.3 Vesivoiman luokittelun merkitys sähkön käyttäjille

### 7.3.1 Suomen tilanne

Kansainvälisessä vertailussa Suomen sähkönkulutus on suuri johtuen teollisuusrakenteesta. Kuvassa 22 esitetään teollisuuden kuluttaman sähköenergian suhde koko bruttokansantuotteeseen Suomessa ja eräillä alueilla vuodesta 1960 vuoteen 1995. EU-maissa, Pohjois-Amerikassa ja OECD-maissa ominaiskulutus on ollut 130–180 MWh/milj. USD, kun Suomen arvo on kasvanut selvästi mainittuna ajanjaksona ja saavuttanut 460 MWh/milj. USD-arvon. Myös pohjoismaisessa vertailussa Suomi on kohonnut keskiar-

von (n. 350 MWh/milj. USD) yläpuolelle. Viime vuosien aikana tapahtunut teollisuusrakenteen muutos sähkötekniisten tuotteiden suuntaan parantaa Suomen asemaa keskimäärin, mutta ei sen perinteisten vientialojen asemaa.



Kuva 22. Teollisuuden sähköenergian käyttö koko bruttokansantuotetta kohti Suomessa ja erällä vertailualueilla (Lehtilä 1997).

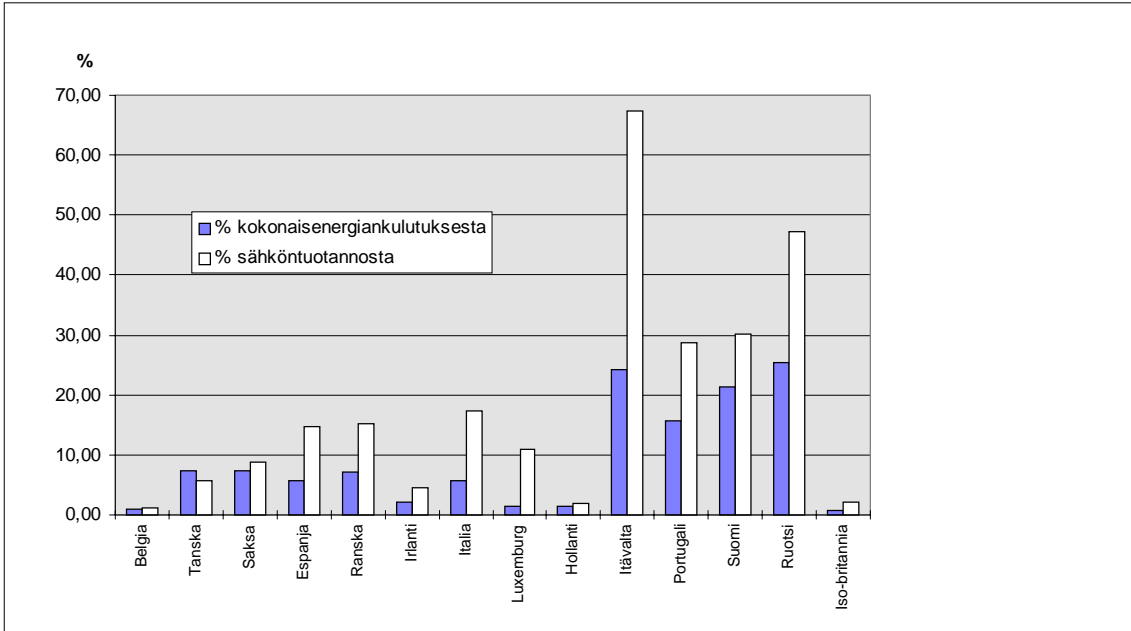
Siten Suomen teollisuuden kansainvälisen kilpailukyvyn kannalta näyttäisi olevan tärkeää saada edullista sähköä. Tämä pätee tietyillä vientiteollisuuden aloilla keskimääräistä enemmän, mutta ei päde lukumääräisesti suurimpaan osaan teollisuuden aloista.

Kuvissa 23–25 havainnollistetaan vihreiden energialähteiden tilannetta Euroopassa (Eurostat 1997). Uusiutuvien energialähteiden vertailussa (kuva 23) Suomen sähköntuotanto asettuu kolmannelle sijalle EU-maista Itävallan ja Ruotsin jälkeen. Lisäksi Norjassa ja Sveitsissä on suurempi uusiutuvien energialähteiden osuus kuin Suomella. Pohjoismaisesti ajatellen (pl. Tanska) uusiutuvien energialähteiden käyttö on korkealla tasolla, vain Itävallan-Sveitsin alue yltää samalle tasolle muiden alueiden jäädessä selvästi alemmalle tasolle.

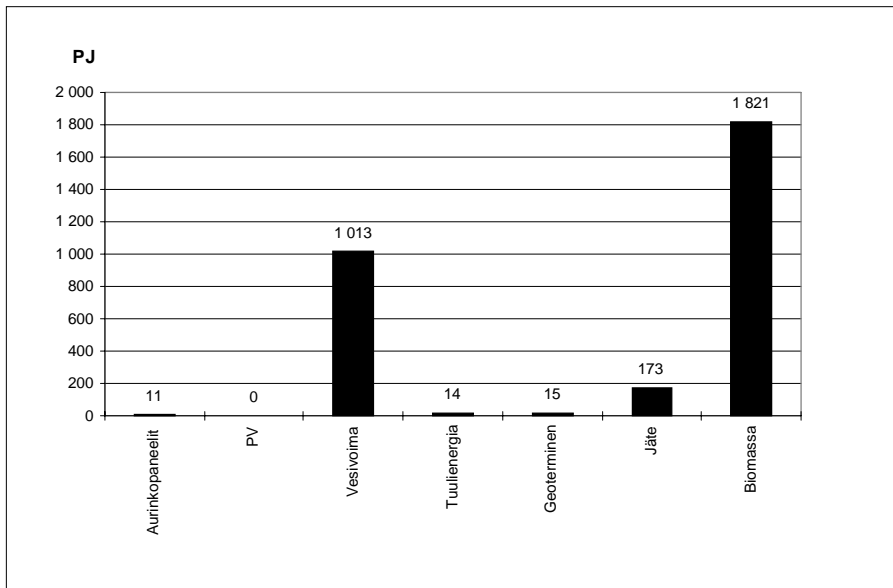
Kuvassa 24 esitetään, mistä uusiutuvat energiavarat muodostuvat (vuonna 1995) EU-maissa. Biomassa (sisältäen puunjalostusteollisuuden kierrätysaineet) on suurin uudistuva energialähde. Suomessa biomassan osuus koko energiankulutuksesta on 18,5 % ja sähköntuotannossa 11,8 % vuoden 1997 tilanteen mukaan (Energiatilasto 1997). Toi-



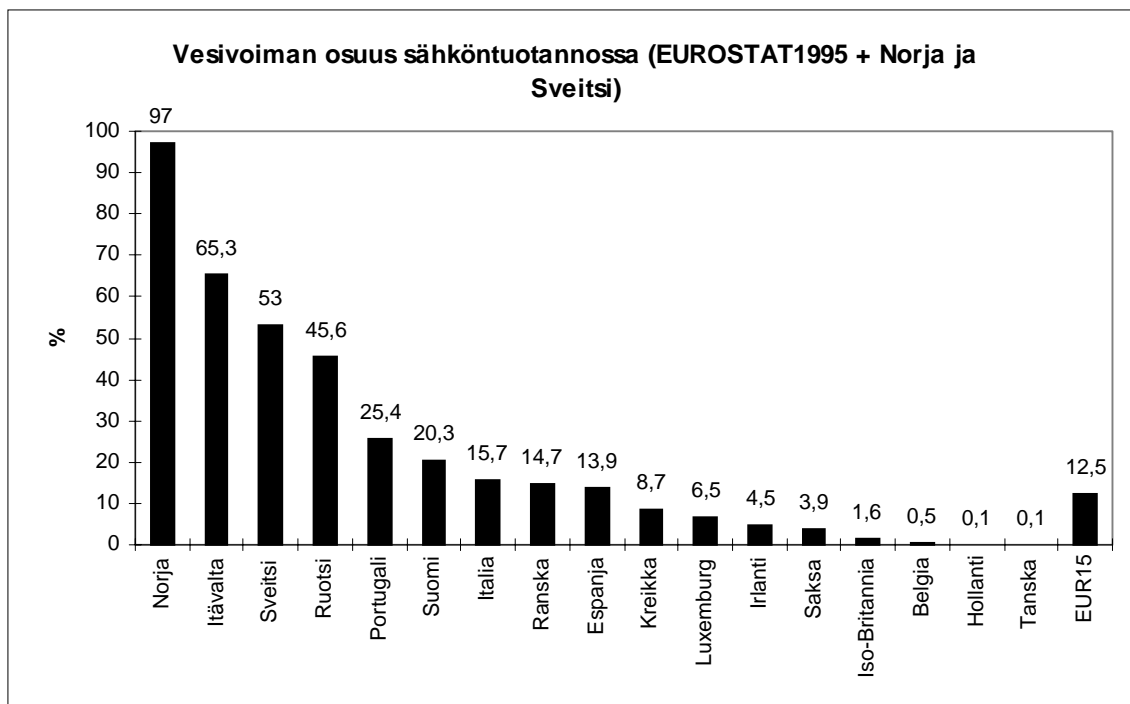
sella sijalla biomassan jälkeen on vesivoimaa muiden jäädessä olennaisesti alemmalle tasolle. Vesivoiman osuus sähköntuotannossa eri maissa näkyy kuvasta 25. Suomella on kuudenneksi korkein vesivoiman osuus Euroopassa, ja kolme Pohjoismaata sijoittuvat kuuden johtavan maan joukkoon.



Kuva 23. Uusiutuvien energialähteiden osuus energiankulutuksesta EU-maissa (Eurostat 1997).



Kuva 24. Uusiutuvien energialähteiden käyttö vuonna 1995 EU-maissa (Eurostat 1997).



Kuva 25. Vesivoiman osuus sähköntuotannossa Euroopan eri maissa (Eurostat 1997).

### 7.3.2 Sähkön käyttäjien tilanne Suomessa

#### Teollisuus

**Puunjalostusteollisuuden** (massan, paperin ja paperituotteiden) sähkönkulutus vuonna 1997 oli 23,5 TWh eli 58,5 % teollisuuden sähkönkulutuksesta. Sähkön ominaiskulutuksen tarkastelussa saatiin sähkön hankintakustannusten osuudeksi tuotannon bruttoarvosta 5 %. Vuoden 1995 tarkastelussa (Lehtilä 1999, Energiakirja) osuudeksi saatiin 7 %. Näillä perusteilla 1 %:n sähkönhinnan nousu aiheuttaa 0,05–0,07 % hinnannousun lopputuotteisiin. Toimialan sisällä on joitain eroja, esimerkiksi sanomalehtipaperin valmistuksessa sähkön kulutus on suurempi kuin kartongin valmistuksessa, mutta myös hinta on korkeampi. 5–7 %:n osuuteen päästään myös oletuksilla, että paperin hinta (Metla) on 4 000 mk/t, sähkön kulutus 2 MWh/t (vastaa sanomalehtipaperia) ja sähkön hinta 100–140 mk/MWh. Absoluuttisena arvona 0,05 % tuotannon arvosta 74 mrd. mk tekee 37 milj. mk.

Kemian teollisuus on toiseksi suurin sähkön käyttäjä teollisuudessa. Sähkön kulutus oli 5,1 TWh vuonna 1997 eli 12,8 % teollisuuden kokonaiskulutuksesta. **Kemikaalien ja kemiantuotteiden** valmistuksessa sähkön kustannukset ovat 3,2 % tuotannon bruttoarvosta eli 1 %:n sähkön hinnannousu aiheuttaa 0,032 %:n hinnannousun lopputuotteisiin. Joidenkin yksittäisten tuotteiden, kuten natriumklooraatin, kloorin ja titaanioksidin tuotannossa sähkön kulutus (kWh/t) on keskimäärästä suurempaa (2 000–6 000 kWh/t),

kun joidenkin muiden (rikki-, typpi- ja fosforihappo) kulutus on vain 100–200 kWh/t. Toimialan tuotannon arvo vuonna 1997 oli 24 mrd. mk, jolloin 1 %:n sähköhinnan nousu merkitsi 7,7 milj. mk siirtoa sähköntuotantoon.

**Metallien valmistus** kuuluu myös sähkön ns. suurkuluttajien joukkoon, sen sähkön kulutus on 4,2 TWh/a ja osuus teollisuuden sähkönkulutuksesta 10,5 %. Sähkön hankintameno on tällä toimialalla 2,9 % tuotannon arvosta, mutta vaihtelut toimialalla ovat suuret. Raudan valmistus romusta kuluttaa paljon sähköä, mutta lopputuote ei ole kovin kallista. Ruostumattoman teräksen valmistus kuluttaa myös paljon sähköä, mutta lopputuotteet ovat arvokkaampia mm. nikkelin korkean hinnan vuoksi. Pelkistykseen perustuva raudan valmistus kuluttaa vähän sähköä, mutta sen raaka-aineet ovat kalliimpia. Sinkin tuotannossa sähkön osuus tuotantokustannuksista on jopa kolmasosa.

Toimialan tuotannon arvon ollessa 25 mrd. mk 1 %:n sähköhinnan nousu aiheuttaa 7,5 milj. mk:n tulonmenetyksen toimialalle.

Sähkön suurkuluttajiin ominaiskulutuksen (MWh per jalostusarvo) perusteella kuuluu myös ei-metallisia mineraalituotteita valmistava teollisuus. **Lasin, tiilien, keraamisten tuotteiden, sementin, betonin ja kivit tuotteiden** valmistuksessa kuluu sähköä keskimäärin 600 MWh/milj. mk. Tämä toimiala käsittää 911 yritystä, jotka kooltaan edustavat pientä ja keskisuurta teollisuutta sekä muutamaa suuryritysten omistuksessa olevaa laitosta. Sähköä kuluu kuumennus- ja sulatusuuneissa. Sähkön hankintakustannusten osuus toimialan bruttotuotannosta on 6,6 % eli teollisuussektorin korkein. Tuotannon arvo on 11 mrd. mk/a ja sähkön 1 %:n hinnannousu aiheuttaisi 7,3 milj. mk:n loven tuotantokatteeseen, jos hintoja ei nosteta.

Kohtalaisen suuren sähkönkulutuksen omaavien (100–200 MWh/milj. mk) toimialojen joukkoon kuuluvat mm. elintarvikkeiden ja juomien valmistus, kumi- ja muovituotteiden valmistus, puutavaran ja puutuotteiden valmistus sekä tekstiilien valmistus. Taulukossa 25 esitetään sähkön 1 %:n nousun aiheuttama lisäkustannus eri aloille.

Näillä toimialoilla on runsaasti yrityksiä, joista osa on pieniä ja osa suuria yrityksiä. Elintarvikealalla on kaikkiaan 1 900 yritystä ja puupuolella noin 3 000 yritystä. Tekstiilialalla on 1 035 sekä kumi- ja muovialalla 650 eritystä.

Taulukko 25. Elintarvike- ja eräiden muiden melko paljon sähköä käyttävien toimialojen lisäkustannus sähkönhinnan 1%:n muutoksen vuoksi.

	Sähkö MWh/milj. mk	Sähkön kustannus %	Tuotanto mrd. mk	Lisäkust. milj. mk
Elintarvikkeet ja juomat	180	0,8	46	3,7
Kumi- ja muovituotteet	168	1,7	9,4	1,6
Tekstiilien valmistus	164	1,4	3,9	0,6
Puutavara ja puutuotteet	112	1,4	26	3,6

Pienen sähkönkulutuksen toimialoihin kuuluvat mm. sähkötekniisten laitteiden valmistus. Kun näillä aloilla tuotantoarvot ovat korkeat, jää sähkön merkitys pieneksi. Esimerkiksi **radio-, TV-välineiden jne. valmistus** -toimialalla sähkön 1 %:n nousun aiheuttama lisäkustannus eli tuotantokatteen aleneminen on 0,08 milj. mk, kun tuotanto on 40 mrd. mk (1997).

Koneiden ja laitteiden valmistuksessa on sähkönkulutus pientä, mutta esimerkiksi laivojen valmistuksessa teräs- ja alumiinituotteiden kautta tuleva kustannuslisä on tuntuva, jos sähkön hinta nousee.

#### Muut sektorit

Maatalouden, yksityisten palvelujen ja julkisen toiminnan sekä liikenteen sähkönkulutus on pieni toimialojen arvonlisäykseen verrattuna, alle 50 MWh/milj. mk. Tämä merkitsee rahassa alle 3 %:n osuutta toimialojen arvonlisäyksestä.

Palveluiden sähkönkulutus on noin 11 %, julkisen toiminnan 6 % ja maatalouden noin 3 % sähkön kokonaiskulutuksesta. Näillä aloilla jotkut toimintamuodot kuluttavat runsaasti sähköä tai niiden välillinen sähkönkulutus (hankittaviin tuotteisiin sisältyvä) on suuri. Maataloudessa esimerkiksi kasvihuoneviljely tarvitsee paljon sähköä, vapaa-ajan majoitussektorilla sähkölämmitteiset loma-asunnot ja eräät ravintolat voivat kuluttaa paljon sähköä jne. Kaupan sektorilla jäädytystä ja pakastusta vaativat tuotteet kuluttavat keskimääräistä enemmän sähköä. Liikenteen puolella junaliikenne ja muu raideliikenne perustuvat laajasti sähkön käyttöön.

## Kotitaloudet

Kotitaloudet ovat sekä välittömän että välillisen sähkön käyttäjiä. Välitön sähkökäyttö oli 21 % Suomen kokonaissähkönkulutuksesta. Välillinen sähkö sisältyy hankittaviin tuotteisiin ja hyödykkeisiin ja sen määrä on suurempi kuin välitön sähkökäyttö useimmissa kotitalouksissa. Suurin välillisen sähkön määrä liittyy elintarvikkeisiin.

Pientalojen, joissa ei ole sähkölämmitystä, sähkön välitön kulutus noin 5 700 kWh/a ja sähkölämmitystalojen keskimäärin 18 000 kWh/a. Kerrostaloasunnoissa käytetään sähköä keskimäärin 2 600 kWh/a. Kotitalouksien sähkön keskimääräinen hinta vuonna 1998 oli 51 p/kWh. Sähkön kustannus ilman sähkölämmitystä on siten 1 300 mk–3 000 mk ja sähkölämmitystaloissa sähkön hinnalla 34–40 p/kWh energiakustannukset olisivat 6 100–7 200 mk. Sähkölämmitteisiä taloja on Suomessa tällä hetkellä noin 550 000.

Tulonsaajien keskimääräiset tulot Suomessa vuonna 1997 olivat 92 845 mk ja kotitalouksien menot olivat 120 700 mk/kotitalous. Sähkön hankintakustannukset ovat siten 1–2,5 % kotitalouden kaikista menoista ja sähkölämmitystaloissa 5–6 %. Välillisen sähkökulutuksen kautta nämä arvot lisääntyvät noin 2,5 %-yksikköä. Vertailun vuoksi voidaan mainita, että sairauden- ja terveydenhoidon menot olivat kotitalouksissa keskimäärin 4 800 mk ja ruokaan liittyvät menot 24 600 mk.

## Sähkön tuotanto ja siirto

**Sähkön tuotannon** arvo teollisuustilaston mukaan vuonna 1997 oli 11,6 mrd. mk ja kotimainen tuotanto oli 66,2 TWh, josta keskimääräiseksi hinnaksi muodostuu 17,5 p/kWh. Sähkön hinnannousu 1 %:lla merkitsisi 110 milj. mk sähkön tuottajille. Mainittakoon, että sähkön tuottajahinnat ovat laskeneet Suomessa sähkömarkkinoiden avautumisen myötä (Liite B). Norppa-sähkönä myydyn sähkön hinta on 1–4 p/kWh kalliimpaa kuin normaalihinta. Sähköä on merkitty Norppa-sähköksi tähän mennessä lähes 1,5 TWh, mutta myyty olennaisesti vähemmän.

Vertailtaessa sähkön tuottajia keskenään voidaan todeta, että vesivoimalaitokset sijaitsevat siellä, missä on sopivia vesistöjä vesivoiman rakentamiselle, ja näin ollen maat, valtakunnan eri osat ja sähköntuottajat ovat eriarvoisessa asemassa vesivoiman suhteen sijaintinsa vuoksi. Laitosten rakentaminen tai ostaminen etäältä on mahdollista, mutta synnyttää yleensä lisäkustannuksia

**Sähkön siirron ja jakelun** arvo vuonna 1997 oli 10,5 mrd. mk eli suunnilleen samansuuruinen kuin sähköntuotannon. Siirtohinnat ovat jonkin verran nousseet viime vuosina (Liite B). Sähkön siirtohintojen ei sinänsä pitäisi riippua tuottajahinnan muutoksista.

## 8. Vesivoiman luokittelun markkinavaikutukset ja ympäristövaikutukset

### 8.1 Luokittelun tavoitteet

Vesivoiman ominaisuudet, uusiutuva luonnonvara ja CO<sub>2</sub>-vapaa energialähde, täyttävät ympäristön kannalta vihreältä sähköltä yleisesti edellytetyt tärkeimmät kriteerit (erikseen on tarkemmin arvioitava tekoaltaiden metaani- ja muut kasvihuonekaasupäästöt). Teknisesti vesivoimalla on lisäksi sähköjärjestelmän kannalta hyödyllisiä piirteitä: se monipuolistaa tuotantorakennetta, on kotimainen energialähde ja sen avulla voidaan ylläpitää sähkön hyvää teknistä laatua.

Ympäristön kannalta haitat kohdistuvat siihen vesistöön tai joen osaan, jossa vesivoimalaitos sijaitsee. Joen pääasiallinen virtaus johdetaan turbiinien kautta. Putouskorkeuden aikaansaamiseksi ja vaihteluiden sekä säädettävyyden parantamiseksi vesivoimaan liittyy suurempi tai pienempi patoamalla tehty allas. Suurissa allasratkaisuissa käytetään järviä, joita mahdollisesti laajennetaan ja joiden vedenpintaa vuoden aikana vaihdellaan toivotun vesivoimatehon aikaansaamiseksi. Ympäristöhaittojen pienentämiseksi voidaan tehdä hyvin paljon kompensatiotoimia. Myös joitakin alueelle hyötyä tuottavia piirteitä liittyy vesivoimaan. Joidenkin vesivoimahankkeiden ensisijaisena tavoitteena voi olla tulvien haittavaikutusten pienentäminen.

Jos sähköä luokitellaan ympäristövaikutusten kannalta, vesivoima kuuluu ilman muuta potentiaalisiin vihreäksi luokiteltaviin voimamuotoihin. Kuinka tiukat rajat vihreälle sähkölle halutaan antaa, vaikuttaa siihen, onko kaikki vesivoima vihreää vai ei.

Tietyn sähkön vihreäksi luokittelun tavoitteena on edistää kestävästä kehitystä sähköhuollossa ottaen huomioon myös paikalliset olosuhteet. Luokittelun tavoitteiden saavuttamiseksi pitää vihreää sähköä rakentaa lisää. Toisaalta luokittelu tuo vihreälle sähkölle joko välitöntä tai välillistä taloudellista tukea, jonka avulla voidaan rakentaa lisää vihreää sähköä tuottavia laitoksia. Tuki on luonnollisesti jostain muualta pois ja vihreän sähkön määrittelyssä on tarkasteltava myös rahavirtojen ohjautumista. Päällimmäisenä periaatteena on, että välitön tuki ei saa vääristää markkinoita eikä välillinen tai välitön tuki saa aiheuttaa kohtuutonta haittaa kenellekään osapuolelle suhteutettuna saavutettavaan hyötyyn. Luokittelun tekee entistä hankalammaksi sähkömarkkinoiden vapautuminen Euroopassa, maiden erilaiset varannot tuottaa vihreää sähköä sekä teollisuuden ja muiden toimialojen kansainvälinen kilpailukyky.

## 8.2 Kolmen luokittelutavan vertailu

Tässä luvussa tarkastellaan vesivoiman luokittelun kolmea vaihtoehtoa, jotka edustavat vihreän vesivoiman laajuuden ääripäitä ja niiden välimuotoa.

### A. Tiukat kriteerit sähkön luokittelussa

Pienvesivoima on vihreää sähköä, ja uusien laitosten ympäristöinvestointeihin sekä vanhojen laitosten kannattavuuden ja ympäristön parantamiseen suunnataan välitöntä tukea.

### B. Väljät kriteerit sähkön luokittelussa

Vesivoima on vihreää kokonaisuudessaan ja tuki uuden vesivoiman rakentamiselle määräytyy EU:ssa päätettyjen periaatteiden mukaisesti.

### C. Kaksiosainen vihreän sähkön luokittelu

Vihreää vesivoimaa on tukea tarvitseva pienvesivoima ja tukea tarvitsematon muu vesivoima tiettyyn tehon (tai joustavammalla tavalla määritellyn) ylärajaan asti.

Näissä vaihtoehdoissa välittömän tuen on ajateltu olevan ensisijaisesti investointitukea. Perusteena investointituen käytölle on vesivoiman kustannusrakenne: tuotetun sähkön kustannuksista valtaosa on pääomakustannuksia. Kiinteiden käyttökustannusten osuus kokonaiskustannuksista on kymmenesosa tai vähemmän ja niiden määrää voidaan pienentää mm. nykyaikaisilla valvonta- ja automaatiolaitteistoilla. Muuttuvia käyttökustannuksia (tuotetusta sähkömäärästä riippuvia, esimerkiksi polttoainekustannuksia) ei vesivoimalla ole lainkaan tai erittäin vähän.

Vesivoiman kiinteät käyttökustannukset ja hallintokulut kasvavat yleisesti ottaen voimalaitoksen yksikkökoon pienentyessä; samat toimenpiteet joudutaan laitoksella tekemään laitoksen koosta riippumatta. Samoin pienten laitosten sijainti vaikuttaa joissakin tapauksissa kiinteisiin käyttökustannuksiin: etäinen sijainti yleisistä teistä ja pitkät sähkön siirtolinjat lisäävät vuotuisia kustannuksia. Näin ollen tuotantotuki on perusteltua investointituen rinnalla pienillä laitoksilla, mutta käyttötuen tarve on pienempi kuin investointituen tarve ja lisäksi käyttötukea tarvitsevien laitosten koon yläraja on selvästi pienempi kuin investointitukea tarvitsevien laitosten.

**A-vaihtoehdossa** eli tiukan kriteerin luokittelussa vihreän vesivoiman teho voisi olla 1 MW, 5 MW tai korkeintaan 10 MW tapauksesta riippuen ja muut vihreän sähkön muodot (esim. biovoima) on luokiteltu samanlaisella tiukalla periaatteella. Vihreää säh-

köä on tässä vaihtoehdossa niin vähän markkinoilla – Euroopassa lähivuosina 2–3 %, jos raja vesivoiman osalta on 10 MW – että sen vaikutukset sähkön kokonaismarkkinoille ovat pienet. Teollisuuden tai muiden toimialojen tarvitsemasta sähköstä vain muutama prosentti voisi olla vihreää sähköä, ja näin sähkön keskihinta muuttuisi luokittelun vuoksi vain vähän. Joillakin teollisuuden, kaupan ja matkailun aloilla käytettäisiin markkinoinnissa hyväksi vihreää sähköä hankkimalla sitä mahdollisesti kokonaisuutensa verran. Myös yksityistaloudet saattaisivat hankkia vihreää sähköä, kun olisi varmuus sen alkuperästä. Sähkön tuottajat pyrkisivät imagosyistä rakentamaan kansainvälisesti vihreäksi luokiteltua vesivoimaa.

On todennäköistä, että vihreästä vesivoimasta saatava hinta kohoaisi yli sähkön keskitason ja investoinnit tulisivat vähitellen kannattavammiksi. Jos välitön tuki rakentamiselle olisi investointitukea, voitaisiin sen osuutta vähitellen ajan myötä alentaa puuttumatta aiemmin tehtyihin tukisopimuksiin (esimerkiksi käyttötuki).

Tässä vaihtoehdossa kansallista investointitukea voidaan antaa suuremmillekin vesivoimalaitoksille, esimerkiksi tehonkorotusta ja tehokkuuden parantamista varten tai myös uusinvestointia varten joissain tapauksissa, mutta vihreän leimaa ei niille kansainvälisesti annettaisi. Vihreän vesivoiman kysynnän voidaan olettaa ylittävän valtakunnan rajoja ja näin vihreää vesivoimasähköä voisi siirtyä pois tuottajamaasta esimerkiksi GE-poolin kautta.

Suomessa on (vuoden 1995 tilasto) alle 10 MW:n kokoluokassa 135 laitosta, joiden summateho on 306 MW ja energiantuotto 1,5 TWh. Näistä laitoksista kuuluu tällä hetkellä alle 1 MW:n ryhmään noin 70 laitosta, niiden teho on 40 MW ja tuotanto noin 140 GWh. Vastaavasti 1–10 MW:n laitosten summateho on 244 MW ja tuotanto 1,4 TWh. Rakentamispotentiaaliksi arvioidaan alle 1 MW:n luokassa 210 MW vastaten 0,84 TWh sekä 1–10 MW:n ryhmässä 250 MW vastaten 1,0 TWh:n tuotantoa (Helynen 1999). Alle 10 MW:n uusien laitosten lukumäärä voisi siten olla useita satoja laitoksia.

Arvioitaessa muiden maiden kapasiteettitilannetta voidaan olettaa, että niissä maissa, joissa on enemmän vesivoimaa kuin Suomessa, on myös enemmän pienvesivoimaa saatavissa tuotantoon. Vastaavasti, jos vesivoimaa on vähän, kuten Tanskassa ja Hollannissa, niin myös pienvesivoiman määrä tulee jäämään pieneksi. Vihreä poolin välitysmekanismi tukisi euroopanlaajuisten markkinoiden toimimista ja vihreästä sähköstä saatava lisähinta voisi olla merkittävä, vaikkakin volyymiltaan pienehkö.

**B-vaihtoehdossa** vihreällä sähköllä on väljät kriteerit ja sen piiriin kuuluisi koko vesivoima ja myös väljästi muuta uusiutuvaa sähköntuotantoa. Tässä vaihtoehdossa vihreän sähkön osuus nousisi Euroopassa yli 15 %:n ja Suomessa yli 35 %:n koko tuotannosta. Vihreällä sähköllä olisi olennainen merkitys sähkömarkkinoilla ja myös tuotteiden valmistuksessa. Sähkön keskihinnan voidaan olettaa nousevan vihreän sähkön kysynnän ja



hinnannousun myötä. 5 %:n hinnannousu (alle 1 p/kWh) vihreässä vesivoimassa merkitseisi 1 %:n hinnannousua sähkön keskimääräiseen tuottajahintaan ja Suomessa vuosittain noin 100 milj. mk:n siirtoa sähkön käyttäjiltä vesivoiman tuottajille. Toisaalta tällä rahamäärällä voitaisiin rakentaa vuosittain 50 MW uutta vesivoimaa (olettaen rakentamisen tuen tarpeeksi 2 000 mk/kW). Kun tässä vaihtoehdossa osoitettaisiin myös välitöntä tukea vesivoimalle, olisi sen lisärakentaminen ilmeistä ja kannattavaa. Tuen pitäisi kanavoitua kaiken kokoisille laitoksille sopivasti todellisen tarpeen mukaan, jotta tuotantoon saataisiin mahdollisimman paljon uutta vihreää vesivoimaa uudisrakentamisen tai vanhan laitoksen tehostamisen kautta. Toisaalta tukea pitäisi painottaa niille laitoksille, joilla on mahdollista saavuttaa ympäristöystävällinen lopputulos ja siirtää ainakin toistaiseksi hankkeita, jotka vaatisivat kohtuuttoman suuria ympäristöinvestointeja saavuttaakseen ympäristön kannalta edes kohtuullisen lopputuloksen.

Vihreän poolin rooli olisi merkittävä välillisen tukivaikutuksen saamiseksi tuntuvalle tasolle. Poolijärjestelmän tehtävänä voisi olla myös seuranta välillisen markkinahyödyn ohjautumisesta uuden vihreän sähkön rakentamiseen.

Yli 10 MW:n laitosten yhteenlaskettu kapasiteetti on Suomessa noin 2 600 MW ja energia 11–12 TWh. Uudisrakentamispotentiaalia arvioidaan olevan 486 MW, mikä vastaa noin 2,1 TWh:n energiamäärää. (Helynen 1999).

**C-vaihtoehto** on edellisten välimuoto. Sen mukaan kaikki vesivoima ei saisi vihreän leimaa ja asetettaisiin yläraja investointi- ja käyttötukea tarvitsevalle vesivoimalle. Vihreää vesivoimaa olisi siten tukea tarvitseva pienvesivoima ja tukea tarvitsematon vesivoima tiettyyn tehorajaan asti tai muulla tavalla määritellyt kriteerit täyttävä vesivoima. Tässä vaihtoehdossa voidaan vihreän sähkön määrää rajoittaa ja siten vähentää sen vaikutusta uusien rahansiirtojen muodostumiseen sekä voidaan rajoittaa vanhan vesivoiman määrittämistä vihreäksi. Välittömän tuen rajan ja määrän (osuuden investoinneista) sopiminen laajemmin Euroopassa vähentäisi tukiin helposti liittyvää vääristävää kilpailua ja toisi rakennettavaksi kohteita edullisuusjärjestyksessä.

## 9. Yhteenveto

Arvioitaessa välittömien ja välillisten ohjauskeinojen vaikutusta eri näkökulmista: eri maiden, sähkön kuluttajien, sähköntuottajien ja kestävän kehityksen näkökulmasta, joudutaan tekemisiin hyvin monitahoisen ja vastakkainasetteluja sisältävän kokonaisuuden kanssa. Tarkastelussa eräänä ongelmana on, että julkisen vallan toimesta luokitellun vihreän sähkön kysyntä-hinta-markkinamekanismin toimimisesta markkinoilla ei ole riittävästi kokemuksia ja että eurooppalaiset sähkömarkkinat ovat vielä pitkään vapautumisen suhteen epähomogeeniset.

Vihreää sähköä ei ole julkisen vallan toimesta vielä määritelty. Eri yhteyksissä on esitetty, että sen määrittelyssä hallitsevat kriteerit ovat uusiutuva energianlähde ja CO<sub>2</sub>-vapaa tuotanto, mutta muitakin kriteereitä voidaan käyttää. Suomessa on nämä mainitut kriteerit täyttävää sähköä tällä hetkellä noin 30 % ja Euroopassa (EU-maat + Norja ja Sveitsi) noin 17 % tuotannosta. Tästä Euroopan keskiarvosta 93 % on vesivoimaa. Norjan sähköntuotanto perustuu kokonaan vesivoimaan ja joissakin maissa, kuten Tanskassa ja Hollannissa vesivoiman osuus on vain noin 0,1 % maan sähkön kokonaistuotannosta. Vesivoimavertailussa Suomi sijoittuu 20 %:n osuudellaan Euroopassa kuudenneksi vesivoimavalttaisimmaksi maaksi, ja edellä ovat Norja, Itävalta, Sveitsi, Ruotsi ja Portugali. Energiämäärien mukaan vertailtuna Norjalla on eniten vesivoimaa, sen jälkeen tulevat Ranska, Ruotsi, Italia, Espanja ja Itävalta.

Jos vihreän sähkön määrittelyssä halutaan käyttää kriteereitä, jotka oikeuttavat vihreäksi sähköksi vain pienvesivoiman, niin alle 10 MW:n vesivoimalaitoksilla tuotettavaa sähköä on EU-maissa tällä hetkellä 1,6 % ja alle 1 MW:n vesivoimaa 0,4 %. Potentiaalia on kaksinkertaistaa pienvesivoiman määrä, mutta kannattavuus ilman investointitukea ja pienemmillä laitoksilla myös ilman käyttötukea, on kyseenalaista, varsinkin Pohjoismaiden tämänhetkisillä sähkön hankintahinnoilla. Myös suurvesivoiman tehonkorotukset ovat useimmiten varsin ympäristöystävällisiä, mutta eivät aina kannattavia. Siksi myös näiden investointien tukeminen olisi tapauksittain perusteltua.

Jos vihreän sähkön kysyntä kasvaa virallisen luokittelun tukemana Euroopan sähkömarkkinoilla, seuraa sähkön hinnan nousua. Hinnannousu voi johtua CO<sub>2</sub>-rajoituksista tai eri teollisuudenalojen ja palvelusektorin pyrkimyksestä lisätä vihreän sähkön osuutta sähkönhankinnassaan omien tuotteidensa markkinointia varten. Perimmäisenä vaikuttimena on tuotteiden ja hyödykkeiden loppukäyttäjien suuntautuminen ympäristöystävällisempiin tuotteisiin. Pienempi määrä (2–3 %) esimerkiksi vihreää vesivoimaa ei paljokaan muuta (0,2 %) sähkön keskihintaa, vaikka sen hinta olisi 5–10 % korkeampi. Rahamääränä se vastaisi EU:ssa yli miljardia markkaa vuodessa. Jos vihreän sähkön osuus on esimerkiksi 20 %:a ja sen hinta on 5 %:n muun sähkön hintaa korkeampi, muuttuu keskihinta 1 %:n verran. Jos edelleen arvioidaan, että keskihinnan nousu olisi 0,5

p/kWh, muodostuisi siitä EU-maissa yli 10 mrd. mk vuosittainen lisäkustannus, jonka puolestaan pitäisi kohdistua uusien vihreän sähkön investointien rahoitukseen.

Suomessa on keskimäärästä enemmän vesivoimaa sähköntuotannossa ja eurooppalaisilla sähkömarkkinoilla siitä olisi vihreänä sähkönä kysyntää maan rajojen ulkopuolella. Samoin muissa Pohjoismaissa (pl. Tanska ja Islanti) vihreän sähkön kysyntä suuntautuisi myös muualle Eurooppaan. Tämän ajatusmallin mukaisesti sähkön keskihinta nousisi myös vihreän sähkön tuottajamaissa ja sitä enemmän, mitä suurempi osuus vesivoimasta määritellään vihreäksi sähköksi.

Kun tavoitteena on lisärahoituksen kerääminen sähkömarkkinoilta vihreän sähkön lisäämiseksi sähköntuotannossa kysynnän avulla, voitaisiin perustaa vihreä markkinapooli, joka edistäisi vihreän sähkön saamista tarjontaan ja edelleen myyntiin asiakkaille sertifikaattiasetteiden muodossa.

Suomessa on tunnetusti korkea sähkön ominaiskulutus teollisuudessa mm. puunjalostusteollisuuden ja perusmetallien valmistuksen vuoksi. Sähkön tuotantohinnan keskimääräinen nousu 1 % merkitsee vuositasolla yli 100 milj. mk:n rahamäärää. Teollisuudessa tämä kustannus jakaantuisi sähköintensiivisille toimialoille ja edelleen tuotteille. Lopulta lisäkustannus tulisi suurimmaksi osaksi kotitalouksille (Suomessa tai muualla) jotka ovat useimpien tuotteiden ja palveluiden loppukäyttäjiä. Tuotteiden kilpailukyvyyn muutokset aiheuttavat kansantaloudessa kerrannaisvaikutuksia, jotka usein vahvistavat alkuperäistä muutosta.

Vihreän sähkön oikean määrittelyn ja sitä kautta markkinoilta saatavan välillisen tuen sekä julkisen vallan välittömän tuen vaikutuksesta on mahdollista saada tuotantoon uutta vesivoimaa, joka ei olisi ilman tukea kilpailukykyistä. Liian suuri tuki, varsinkin toimintatuki, johtaa kilpailun vääristymiin. Liian pieni tuki taas ei tue riittävästi ympäristöystävällisten hankkeiden toteutumista esimerkiksi CO<sub>2</sub>-ongelmien hoitamiseksi. Tosin on todettava, että pienvesivoiman avulla CO<sub>2</sub>-tilanteeseen ei kovin suurta muutosta saada aikaan.

Tukea saavan vesivoiman määrittäminen tehorajan avulla ei johda parhaaseen tulokseen uuden vihreän sähkön rakentamiseksi. Tuen myöntäminen tuen tarpeen mukaan on hyvä periaate, mutta se edellyttää yhteisten tukiperusteiden määrittämistä EU-maiden kesken. Tuki pitäisi kohdentaa toisaalta ympäristöystävällisyyden ja toisaalta uuden kapasiteetin tehokkaaseen rakentamiseen. Tällöin uuden pienvesivoiman lisäksi vanhan vesivoiman tuotannon tehostamisen pitäisi kuulua tuen harkinnan piiriin. Pienvesivoiman rajaaminen alle 1 MW:n laitoksiin johtaisi kovin suppeaan lisärakentamiseen eikä 10 MW:n rajakaan vielä aiheuttaisi haitallista sähkön hinnan nousua. Suomen kannalta kaiken kattava yläraja vesivoiman lisärakentamisen kannalta on 50 MW.

Pienvesivoimaa on Euroopassa rakennettu erityisesti niissä maissa, joissa on korkea sähkön kuluttajahinta. Alle 1 MW:n voimalaitoksia on esimerkiksi Itävallassa ja Saksassa satoja, ja ne voivat tuottaa sähkön suoraan omistajan käyttöön. Suomen maasto-olosuhteet eivät erityisesti suosi pienlaitosten rakentamista, koska pienten putouskorkeuksien vuoksi investointikustannukset eivät ole erityisen pieniä. Sen sijaan Ruotsissa on alhaisesta sähkön kuluttajahinnasta huolimatta paljon pienvesivoimalaitoksia toiminnassa johtuen vuoristoalueista.

Jos EU:n puitteissa valitaan välittömän tuen tehorajat, niin Suomen kannalta olisi edullista, jos tuki painottuisi investointitukeen ja sen lisäksi toimintatukea suunnattaisiin vain pienemmille laitoksille. Investointituen osalta ylärajaksi on esitetty 10 MW:n hankkeita. Eräissä tapauksissa saataisiin suhteellisesti enemmän sähköä ja pienemmillä ympäristömuutoksilla tukemalla valikoidusti myös isompia hankkeita. Toimintatuen saannin ylärajana voitaisiin pitää 5 MW:n laitoskoko. Kaiken kaikkiaan vesivoiman välittömän tuen tarpeen Suomessa voidaan olettaa 5–10 vuoden kuluttua olevan pienempi ja kannattavuuden parempi, kun EU:ssa sähkön sisämarkkinat kehittyvät ja kuluttajahinnat tasaantuvat.

## Loppusanat

Vesivoima on tällä hetkellä merkittävin uusiutuvaan energiaan perustuva sähköntuotantomuoto. Sen osuuden lisääminen entisestään pienimuotoisen vesivoiman avulla ja suurvesivoiman tehonkorotuksin, mikä koetaan usein ympäristöystävällisemmäksi kuin uuden suurvesivoiman rakentaminen, vaatii taloudellista tukea joko välittömästi tai välillisesti sähkön ympäristöluokittelun kautta.

Tuen suuruuden ja vaikutusten arvioiminen on vaikeaa usean epävarmuustekijän vuoksi: vesivoiman rakentamisen kustannukset riippuvat voimakkaasti paikallisista olosuhteista, ympäristövaikutuksiin voidaan vaikuttaa lisäinvestointien avulla, vesivoima jakaantuu epätasaisesti maiden ja alueiden kesken, Euroopan sähkömarkkinat ovat pitkään muutostilassa, sähkön siirtolinjojen kapasiteetti vaikuttaa sähkön siirtoon maasta toiseen, CO<sub>2</sub>-sopimusten ohjaavaa vaikutusta ei vielä tunneta jne. Suurimpana epävarmuutena on vihreän sähkön markkinamekanismin (kysyntä ja hinta) toimiminen tulevaisuudessa ja siitä aiheutuvat kerrannaisvaikutukset.

Näistä syistä tämä raportti sisältää oletuksia ja ajatuksia, joiden oikeellisuutta ei voida osoittaa ja joita voitaisiin tarvittaessa tutkia laajemmin. Kaikki järkevät toimet uusiutuvan ja CO<sub>2</sub>-vapaan sähköntuotannon lisäämiseksi pitäisi ottaa käyttöön, jos ne eivät aiheuta kohtuutonta haittaa millekään osapuolelle tai merkittäviä uusia ympäristöongelmia.

## Lähdeluettelo

Atlas 1999. <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/atlas> (11.8.1999)

BWK 1998. Vol. 50, Nro 3, März.

Eurostat 1997. Renewable energy sources statistics 1995. Office for Official Publication of the European Communities, Luxembourg.

Gagnon, L. & Vate, J. 1997. Greenhouse gas emissions from hydropower. Energy Policy. Vol. 25, Nro 1, s. 7–13.

Hongisto, M., Heikkinen, A., Soimakallio, H. & Järvinen, P. 1998. Sähköntuotantovaihtoehtojen ulkoiset ympäristökustannukset päätöksenteon apuna. Helsinki: Energiaalan keskusliitto FINERGY, Tutkimusraportti nr. 4. ISBN 952-440-003-0. 361 s.

Helynen, S., Holttinen, H., Lund, P., Sipilä, K. & Wolff, J. 1999. Uusiutuvien energialähteiden edistämishjelman taustaraportti. Julkaistaan KTM-sarjassa.

Hydropower and Dams. 1996. Handbook 1996. International Water Power & Dam Construction. Reed Business Publishing Group. 224 s. ISBN 0-617-01241-5

Hydropower and dams. 1999. Hydropower and dams world atlas annual summary. <http://www.waterpower.com/ansum.html> (29.7.1999)

IEA 1998. Energy Statistics and Balances. OECD Countries 1960–1996, Non-OECD Countries 1971–1996. Diskette Service. Paris: International Energy Agency, OECD. 42 s. + levykk.

Lehtilä, A. 1997. Suomen energiajärjestelmän kehitys ja kasvihuonekaasujen päästöt. Ilmastopolitiikka ja Suomi. Taloustieto Oy. S. 17–34.

Lehtilä, A., Savolainen, I. & Tuhkanen, S. 1997. Indicators of CO<sub>2</sub> emissions and energy efficiency - comparison of Finland with other countries. Espoo: Technical Research Centre of Finland, VTT Publications 328. 80 s. + liitt. 30 s.

Lehtilä, A. & Tuhkanen, S. 1999. Integrated cost-effectiveness analysis of greenhouse gas emission abatement. The case of Finland. Espoo: Technical Research Centre of Finland, VTT Publications 374. 145 s.

Livscykelanalys för Vattenfalls elsproduktion. Sammanfattande rapport. 1996. Stockholm: Vattenfall. 135 s. + liitt. 11 s.

- Meliss, M. 1999. Regenerative Energiequellen. BWK . Vol. 51, Nro 4, s. 68–73.
- Nordel 1999. Nordel, Organisation för nordiskt elsamarbete. Nordels statistik 1998 i PDF-format. <http://www.nordel.org/swe/index.html> (2.9.1999)
- Pirilä, P. & Tamminen, E. 1999. Suurten energiajärjestelmien haavoittuvuus. Espoo, VTT Energia. Raportti ENE6/2/99. 30 s.
- Power in Europe 1998. EU price trends converge. Power in Europe. Financial Times, No 268, 27 Feb., 6 s.
- Sinisalmi, T. (toim.), Forsius, J., Muotka, J., Riihimäki, J., Soimakallio, H., Vehanen, T. & Yrjänä, T. 1996. Vesivoimalaitosten lyhytaikaissäädön vaikutustutkimukset. Oulu, Pohjois-Pohjanmaan ympäristökeskus, Suomen ympäristö, Luonto ja luonnonvarat, nro 66. 127 s. + liitt.
- Soimakallio, H. & Savolainen, M. 1998. Rakennettujen jokien monitavoitteinen ympäristönhoito. Vantaa, Imatran Voima Oy, Tutkimusraportteja IVO-A-06/98, 89 s. + liitt.
- Staschus, K. & Wegner, B. 1999. Elektrizitätswirtschaft. BWK, Vol. 51, Nro 4, s. 74–81.
- Statistiska Centralbyrån 1999. <http://www.scb.se/scbswe/svsiffror/svsifffroenergi.html>. (30.7.1999)
- Svenska kraftverksföreningen 1999. <http://www.kvf.se/eltillv/ivatten.html> (30.7.1999)
- Sähkötilasto 1996. Helsinki: Sähkölaitosyhdistys ry. Sähkölaitostilasto 1995.
- The Netherlands 1997. Netherlands Ministry of Economic Affairs <http://info.minez.nl/ezenglish/fopolicy/fopsx00.htm>. (10.8.1999)
- Tilastokeskus. 1998. Energiatilastot 1997. Helsinki: Tilastokeskus. Tiedostoversio (Energia 1998:1)
- Tilastokeskus 1999. Teollisuuden ja rakentamisen rakennetilasto 1997. Helsinki: Tilastokeskus. 218 s. (Teollisuus 1999:3)
- Tuhkanen, S. & Pipatti, R. 1999. uusiutuvien energialähteiden edistämishjelman ympäristövaikutusten arviointi. Espoo: VTT Energia. 54 s. (Tutkimusselostus ENE6/26/99).
- UNIPEDA 1997a. Union of International Producers and Distributors of Electrical Energy. [http://unipede.org/hydroval/hydro\\_de\\_n1\\_02\\_02.html](http://unipede.org/hydroval/hydro_de_n1_02_02.html). (15.6.1999)

UNIPEDE. 1997b. Environmental impacts of hydroelectric power plants. UNIPEDE, Union of International Producers and Distributors of Electrical Energy. Hydro power and other renewable energies study committee. Ref. 03005Ren9717. Paris. 13 s.

Vattenfall. 1999. <http://www.vattenfall.se/omvattenfall/epn/vat/vattenkraftverken.htm> (17.6.1999)

Vattenfall. 1996. Livscykelanalys för Vattenfalls elsproduktion. Sammanfattande rapport. Stockholm: Vattenfall. 130 s.

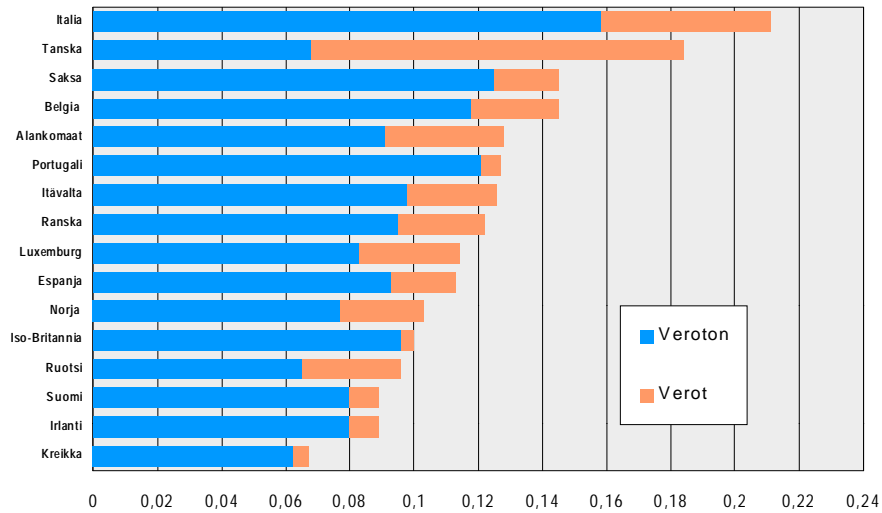
VEÖ 1999. Verband der Elektrizitätswerke Österreich. <http://www.veoe.or.at/veoe/strom4.htm> (16.6.1999).

VEÖ 1996. Electricity in Austria. Public Electricity Supply 1995. Verband der Elektrizitätswerke Österreich. Taskutietojulkaisu.



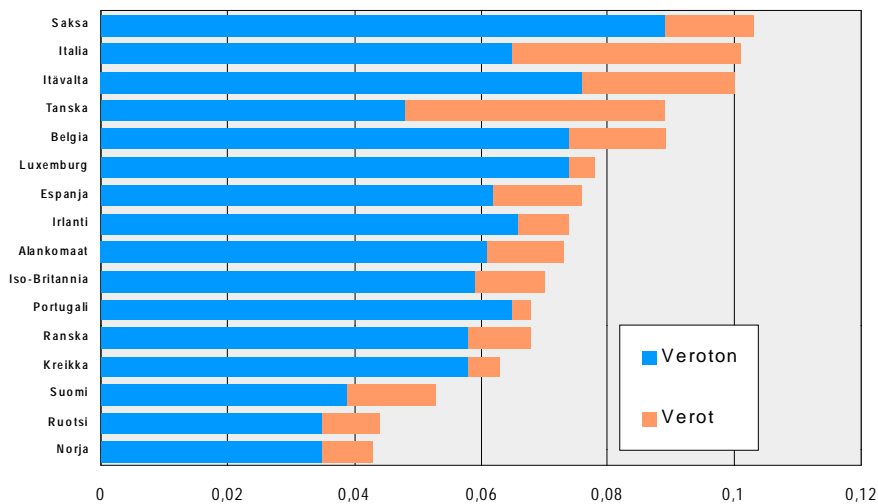
# Liite A

## SÄHKÖN HINTA EUROOPASSA 1.1.1999 (EUR) (KOTITALOUDET 3500 kWh)



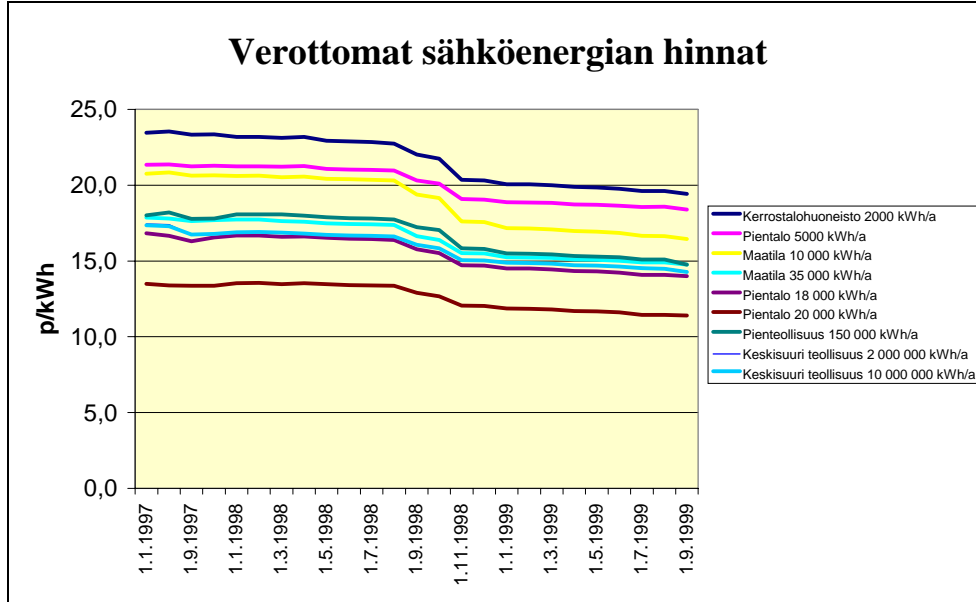
Lähde: Eurostat

## SÄHKÖN HINTA EUROOPASSA 1.1.1999 (EUR) (TEOLLISUUS 2 GWh, 0,5 MW)

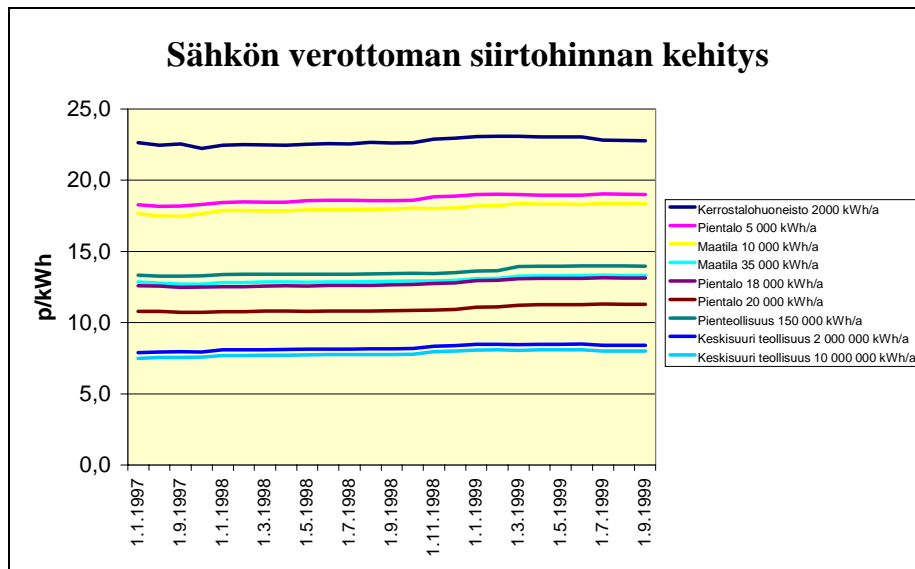


Lähde: Eurostat

## Liite B



Kuva 1. Eräiden tyyppikäyttäjien verottoman sähköenergian hinnan kehitys Suomessa.



Kuva 2. Eräiden tyyppikäyttäjien verottoman siirtohinnan kehitys Suomessa. Keskihinnat sisältävät sähkön siirron osuuden, mutta eivät arvonlisä- ja valmiste (sähkö)veroja.



<b>Tekijä(t)</b> Lahdelma, Risto & Ranne, Aulis			
<b>Nimeke</b> <b>Vesivoima Euroopassa</b> <b>Ympäristöluokittelun vaikutukset</b>			
<b>Tiivistelmä</b> <p>Pyrittäessä lisäämään uusiutuvista lähteistä tuotetun sähkön määrää EU-tasoisilla säännöillä on käytettävissä sekä välillisiä että välittömiä vaikutuskeinoja. Välittömiä vaikutuskeinoja ovat julkisen vallan asettamat tuki- ja ohjauskeinot uusiutuvien käytön lisäämiseksi. Välillisiä keinoja ovat vihreän sähkön määrittely ja markkinamekanismin kautta tapahtuva vihreän sähkön kysynnän kasvaminen ja hinnan nousu, mikä puolestaan kannustaa rakentamaan uutta vihreää tuotantokapasiteettia.</p> <p>Alle 10 MW:n vesivoimalaitoksissa tuotettavan sähkön osuus EU-maiden sähkön kokonaistuotannosta on tällä hetkellä 1,6 % ja alle 1 MW:n vesivoimaa on 0,4 %. Koko vesivoiman osuus EU-maissa on noin 12 % ja kun mukaan luetaan myös Norja ja Sveitsi noin 16 %. Vesivoiman määrän kaksinkertaistamispotentiaali on olemassa, mutta pien-vesivoiman kannattavuus ilman tukea on kyseenalaista. Vesivoiman kustannusrakenteen mukaisesti tuotetun sähkön kustannukset ovat pääasiassa pääomakustannuksia. Käyttökustannusten osuus (ilman veroja) on kymmenesosa tai vähemmän kokonaiskustannuksista. Vastaavasti välittömän tuen pitäisi painottaa investointivaiheeseen.</p> <p>Jos vihreän sähkön kysyntä kasvaa virallisen luokittelun tukemana Euroopan sähkömarkkinoilla, niin sähkön hinta todennäköisesti nousee. Pienempi määrä (2–3 %) esimerkiksi vihreäksi määritettyä vesivoimaa ei juuri muuta sähkön keskihintaa, vaikka vihreä hinta olisikin 5–10 % korkeampi. Rahamääränä se olisi EU:ssa yli miljardi markkaa vuodessa. Jos vihreän sähkön osuus on esimerkiksi 20 % ja sen hinta on 5 % muun sähkön hintaa korkeampi, muuttuu sähkön keskihinta 1 %:n verran, ja markkamääräisesti sähkön kustannukset nousevat kymmenisen miljardia markkaa.</p> <p>Riittävän välittömän ja välillisen tuen ohjaaminen vesivoimalle, tuottaisi uudisrakentamisen kautta CO<sub>2</sub>-vapaata ja uusiutuvaan energiamuotoon perustuvaa sähköä. Tämän hetken sähkömarkkinatilanteessa vesivoiman lisärakentamisen kannattavuus Suomessa on alentunut, mutta sähkön hinnan tasaantuessa Euroopassa kannattavuus paranee. Pitemmällä aikavälillä useat yli 5 MW:n hankkeet tulevat kilpailukykyisiksi ilman välitöntä tukea. Suomen kannalta uusien vesivoimalaitosten investointituen tarpeen yläraja on 5–50 MW siten, että tuki määritetään tarpeen mukaan ottaen huomioon mm. ympäristönäkökohdat ja sähkömarkkinatilanne. Käyttötoiminnan tukeminen voitaisiin rajata pieniin, alle 5 MW:n laitoihin ja pitemmällä aikavälillä jopa alle 1 MW:n laitoihin.</p>			
<b>Avainsanat</b> electric power, power plants, hydroelectric power plants, power generation, renewable energy sources, Europe, environmental effects, subsidies, taxation, classification			
<b>Toimintayksikkö</b> VTT Energia, Energijärjestelmät, Tekniikantie 4 C, PL 1606, 02044 VTT			
<b>ISBN</b> 951-38-5645-3 (nid.) 951-38-5648-8 (URL: <a href="http://www.inf.vtt.fi/pdf/">http://www.inf.vtt.fi/pdf/</a> )		<b>Projektinnumero</b> N9SU00334	
<b>Julkaisu-aika</b> Helmikuu 2000	<b>Kieli</b> Suomi	<b>Sivuja</b> 87 s. + liitt. 2 s.	<b>Hinta</b> B
<b>Projektin nimi</b> Vesivoiman ympäristöluokittelun vaikutukset		<b>Toimeksiantaja(t)</b> Kauppa- ja teollisuusministeriö (KTM), energiaosasto	
<b>Avainnimeke ja ISSN</b> VTT Tiedotteita – Meddelanden – Research Notes 1235-0605 (nid.) 1455-0865 (URL: <a href="http://www.inf.vtt.fi/pdf/">http://www.inf.vtt.fi/pdf/</a> )		<b>Myynti:</b> VTT Tietopalvelu PL 2000, 02044 VTT Puh. (09) 456 4404 Faksi (09) 456 4374	



Author(s) Lahdelma, Risto & Ranne, Aulis			
Title <b>Hydro power in Europe Impacts of environmental classification</b>			
Abstract <p>In order to increase the production of energy from renewable resources according to EU-directives, direct and indirect means must both be utilized. Direct methods have been taken by the public authority to promote expansion of renewable energy sources; with indirect forms it has been through a defined and determined market mechanism.</p> <p>The proportion of electricity produced by hydroelectric power plants under 10 MW is 1.6 percent of the total electricity production within the EU-countries at the present, while that of less than 1 MW is 0.4 percent. Production totals of hydroelectric power in EU-countries runs at 12 percent, taking into account, as well, Norway and Switzerland whose shares are circa 16 percent. Potentials to double the production of hydroelectric power exist. When thinking about cost structures, hydroelectricity is basically capital costs. Likewise, any direct governmental support should be geared towards the investment of new hydroelectric power.</p> <p>Assuming that the demand for “green” electricity, based upon official classification in the European electricity market increases, the price of electricity will also increase as a consequence. A smaller amount of hydroelectric power classified as “green” (2–3 %) does not greatly change the regular price of electricity, even if the increase in the price were to be 5–10 percent. Measured in money, that would be a billion Finnish marks. If the share of “green” power were to be 20 %, with a 5 % higher price than other forms of electricity, it would mean a 1-percent change in the normal price of electricity, amounting to 10 billion Finnish marks.</p> <p>A sufficient program of both direct and indirect support for new hydroelectric power would produce CO<sub>2</sub> -free electricity and the use of electricity from renewable sources. At the present, the profits from building a new hydroelectric plant in Finland have diminished due to the current situation of energy marketing, but as the prices of electricity in Europe become more stabilized, there will emerge a rise in its profitability. In the long run, several new hydroelectric power plants over 5 MW could be competitive without any direct support. In Finland, there is an upper limit for investing in the aid for new hydroelectric power which is 5–50 MW, dependant on environmental factors and the situation of the electricity market. Support for operating costs could be limited for the small plants under 5 MW, in the long term for those under 1 MW.</p>			
Keywords electric power, power plants, hydroelectric power plants, power generation, renewable energy sources, Europe, environmental effects, subsidies, taxation, classification			
Activity unit VTT Energy, Energy Systems, Tekniikantie 4 C, P.O.Box 1606, FIN-02044 VTT, Finland			
ISBN 951-38-5645-3 (soft back ed.) 951-38-5648-8 (URL: <a href="http://www.inf.vtt.fi/pdf/">http://www.inf.vtt.fi/pdf/</a> )		Project number N9SU00334	
Date February 2000	Language Finnish, Engl. abstr.	Pages 87 p. + app. 2 p.	Price B
Name of project Vesivoiman ymÄristöluokittelun vaikutukset		Commissioned by Finnish Ministry of Trade and Industry (KTM), Energy Department	
Series title and ISSN VTT Tiedotteita – Meddelanden – Research Notes 1235-0605 (soft back ed.) 1455-0865 (URL: <a href="http://www.inf.vtt.fi/pdf/">http://www.inf.vtt.fi/pdf/</a> )		Sold by VTT Information Service P.O.Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 9 456 4404 Fax +358 9 456 4374	