



Tuulivoiman vaikutukset sähköjärjestelmään

Hannele Holttinen



Sisältö

- † Miksi tuulivoiman järjestelmävaikutukset kiinnostavat?
- † Sähköjärjestelmän ja sähkömarkkinoiden toiminta
- † Tuulivoiman vaikutukset järjestelmän toimintaan



Tuulivoima kasvaa

Miksi tuulivoimaa?
Katsaus maailman markkinoihin ja ennusteisiin
Miksi järjestelmävaikutuksista puhutaan?



Miksi tuulivoimaa rakennetaan?

t Ympäristövaikutukset: Uusiutuva sähköntuotantomuoto, CO₂ - päästöjen vähentämistavoitteet, myös SO₂, NO_x, pienhiukkaset

t Työllisyys: Kotimaista tuotantoa, vientiin tuulivoimateknologiaa

t Suojautuminen korkeilta sähkönhinnoilta (kaasun hintapiikit)

t Huoltovarmuus: fossiilisten tuontipolttoaineiden riippuvuus vähenee



t Ympäristövaikutukset: visuaalinen vaikutus

t Tuotantokustannus korkeampi kuin konventionaalisella voimantuotannolla

t Tuulivoima sähköjärjestelmän kannalta uusi asia

- tuotannon vaihtelut,
- heikko ennustettavuus

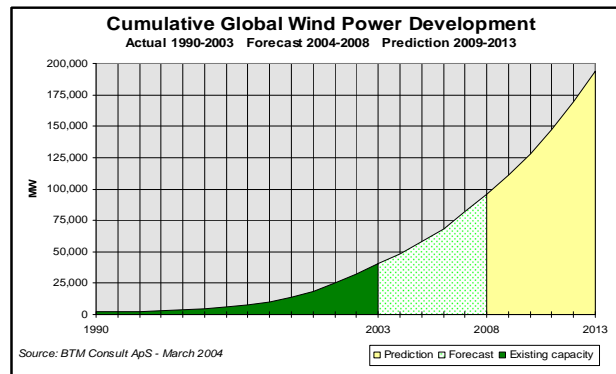
t Huoltovarmuus: tyyniä aikoja myös korkean sähkönkulutuksen aikaan



Maailman markkinoiden kasvuodotukset

- t Tuulivoimatuotanto 2005 noin 0,5 % maailman sähkönkulutuksesta
- t EU-15 > 2 %
- t Tanska 20 %
- t Espanja 7 %
- t Saksa 6 %
- t Ennuste: 1 % v. 2008

- t Kasvavat tuulivoimaosuudet herättävät kysymyksiä sähköjärjestelmän luotettavuuden ylläpidosta, tuulivoima erilaista sähköntuotantoa kuin mihin on totuttu



Myyttejä tuulivoimasta

- t Tuulivoima on katkottaista, ennustamatonta tuotantoa
 - järjestelmän kannalta täytyy tarkastella laajan alueen tuulivoimaa: tuulivoimatuotanto vaihtelee, mutta ei äkkinäisesti kuten konventionaalinen sähköntuotanto (laiterikko yli 500 MW laitoksella) ja hitaammin kuin sähkönkulutus. Tuotantoa pystytään ennustamaan hyvin 6 h eteenpäin ja melko hyvin 36 h eteenpäin
- t Tuulivoiman tuotannonvaihtelut aiheuttavat ongelmia sähköjärjestelmälle
 - järjestelmässä reservejä kuorman vaihteluille ja suurten laitosten vikaantumisen varalta. Tuulivoiman vaihtelut näkyvät järjestelmässä vasta kun suuri osa sähköstä tuotetaan tuulivoimalla
- t Tuulivoimalat eivät voi osallistua järjestelmän jännite- tai taajuussäätöön
 - modernit tuulivoimalat osallistuvat jännitesäätöön ja voivat tarvittaessa toimia myös taajuussäädössä

Sähköjärjestelmän toiminta

Jotta pystytään arvioimaan tuulivoiman vaikutusta sähköjärjestelmän toimintaan, on tiedettävä miten sähköjärjestelmä toimii



VTT PROSESSIT

Pohjoismainen sähköjärjestelmä

- t Yhteenkytketty siirtoverkko
- t Sähkön kulutus noin 390 TWh/a, tuotantokapasiteetti noin 90 GW
- t Sähkön tuotannosta
 - 55 % vesivoimalla (Norja 99 %)
 - 23 % ydinvoimalla (Ruotsi 44 %)
 - 20 % lämpövoimalla (Tanska 88 %)
 - 2 % tuulivoimalla (Tanska 16 %)
- t 10 % tuulivoimaa tarkoittaisi
 - yhteensä 19 000 MW, noin 4800 MW joka maassa



Sähköjärjestelmä

- t Sähköjärjestelmän osat:
 - Siirtoverkko, jakeluverkko
 - Tuotantolaitokset
 - Kulutuspiisteet
- t Taajuus:
 - kun taajuus nousee, tuotantoa on enemmän kuin kulutusta
 - kun taajuus laskee, kulutusta on enemmän kuin tuotantoa
- t Jännite:
 - pidettävä sallituissa rajoissa, jotta laitteet toimivat

Sähköjärjestelmän toiminta – pitkä tandem pyörä



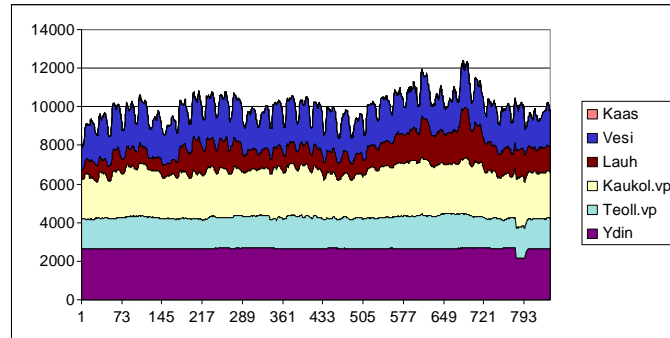
- t pyörän rpm vs järjestelmän taajuus
- t pyörä pystyssä vs järjestelmän jännite
- t pyöräilijät vs voimalaitokset: isoja/pieniä, osallistuvat rpm säätöön tai eivät, saavat krampeja/lomailevat vs seisokit
- t kuorma, joko mäkinen ja töyssyinen tie (tosin alamäissäkin tarvitsee polkea) tai jarruttavia matkustajia

lähde: Lennart Söder, IEEE paper

Sähköjärjestelmä - ajojärjestys

- t kulutuksen vaihtelut: kannattaa ajaa koko ajan sitä tuotantoa jonka ajokustannukset edulliset, ja vain korkean kuorman aikana sitä tuotantoa jonka ajokustannukset suuret

5 viikkoa (tammi-01) Suomen sähköntuotanto, tunneittain:



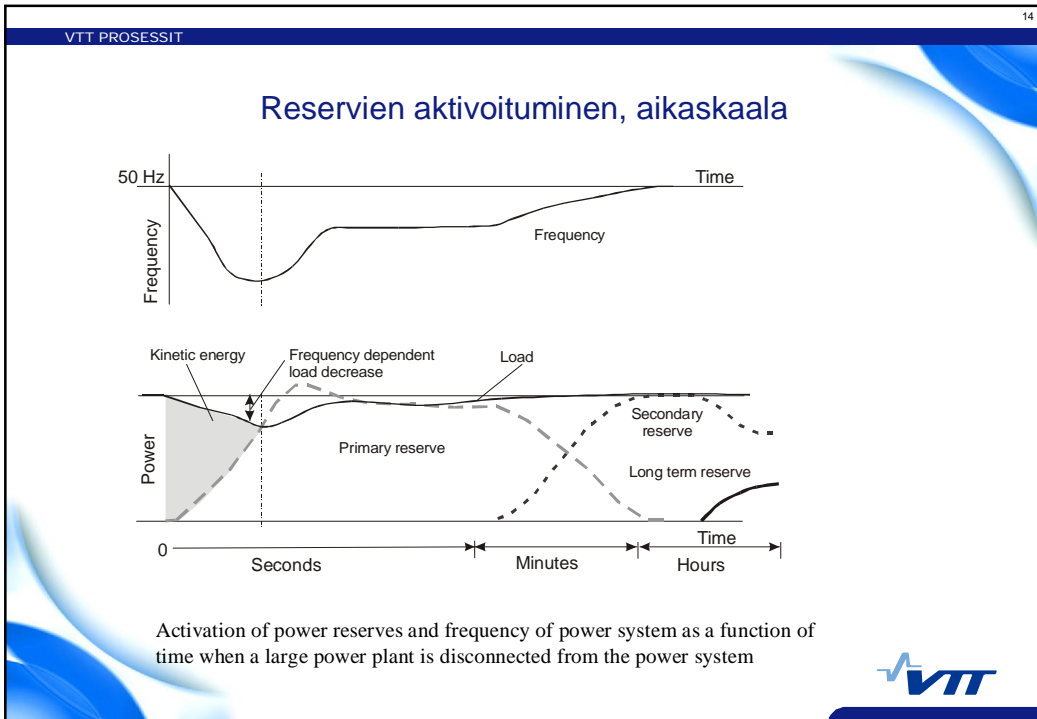
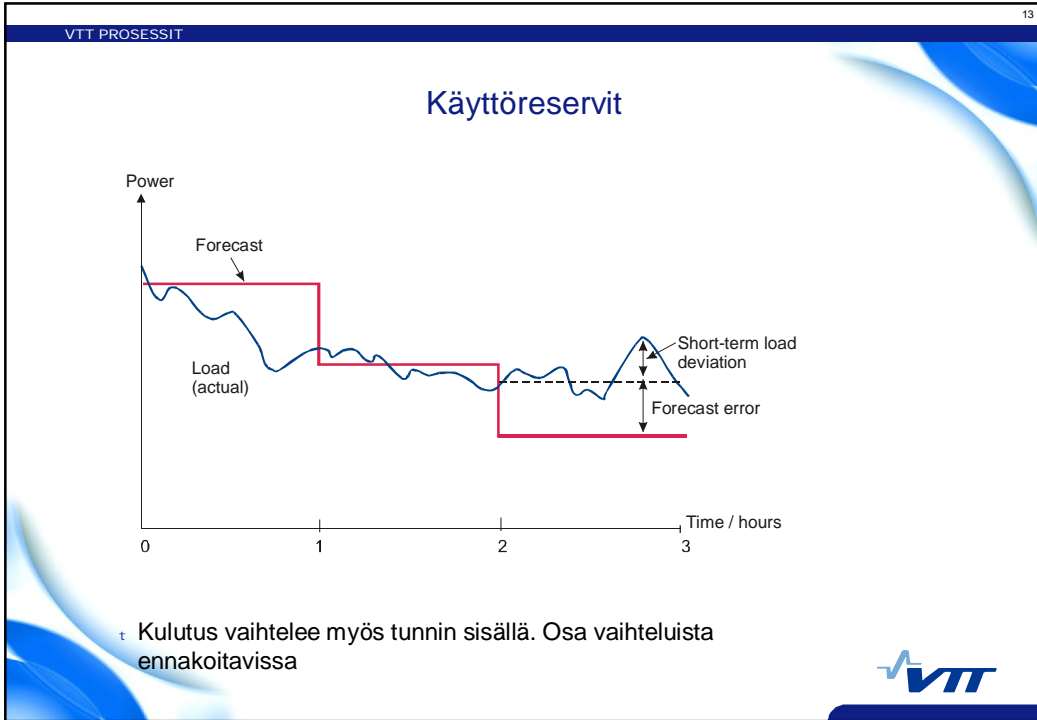
lähde: Sener



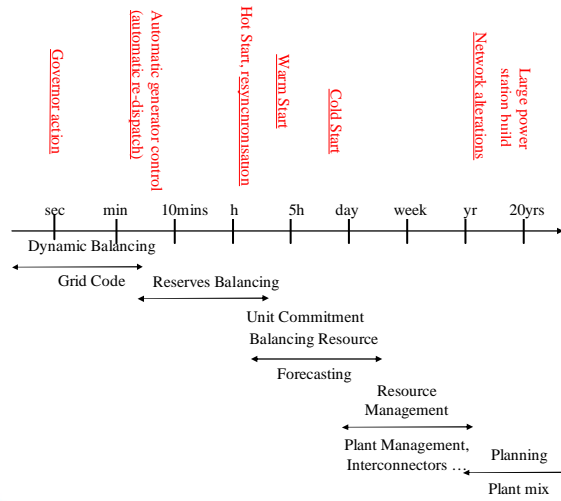
Reservien määrittely

- t Reservien käyttötarkoituksen mukaan:
 - Häiriöreservit: vikatilanteiden varalta mitoitus suurimman laitoksen mukaan (1200 MW Nordel)
 - Käyttöreservit: kuorman seuraaminen, kulutusennusteiden virheiden mukaan
- t Reservien aktivoimisen aikaskaalan mukaan:
 - hetkellinen reservi (primary reserve) 1 s...1 min
 - nopea reservi (secondary reserve): 10 min...1 h
- t Reservejä sekä taajuden että jännitteen säätöä varten
 - taajuus globaali suure: voi säätää missä osassa järjestelmää vain
 - jännite lokaali suure: säädetään paikallisesti





Power system operation time scales



Sähkömarkkinat

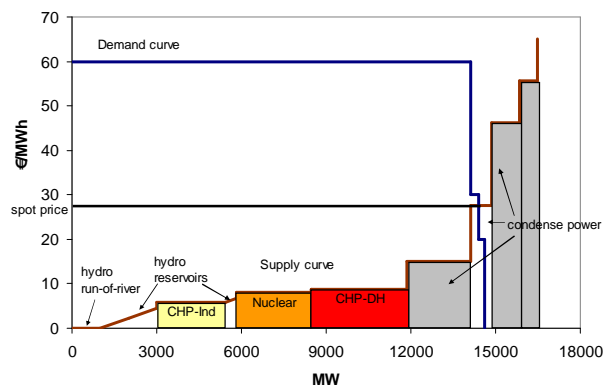


Sähkötmarkkinat

- † Nordpool day-ahead spot market, NO, SE, FI, DK:
 - tuotteena tunnin aikainen sähköenergia
 - myydään kerrallaan 24 h, yksi vuorokausi
 - markkina sulkeutuu klo 12 edellisenä päivänä
 - jos siirtoyhteydet eivät riitä kaupantekoon, hinta-alueet
- † Markkinoilla myydään osa sähköstä
 - hintareferenssi myös muille kaupoille
- † Suojaus – futuurit
 - finanssikauppaa tulevien kk ja vuosien sähköhinnalla
- † Elbas, jatkuva kauppa, FI, SE, DK-East
 - tuotteena tunnin aikainen sähköenergia
 - tarjouksia näkyvillä, kauppvoja syntyy pitkin päivää
 - sulkeutuu tuntia ennen delivery hour
 - jos siirtoyhteydet eivät riitä kaupantekoon, hinta-alueet



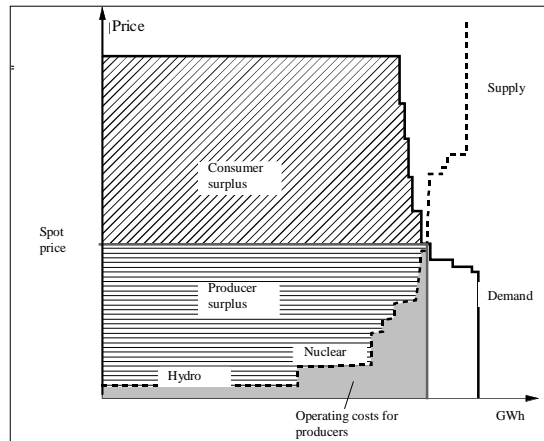
Hinnanmuodostus sähkömarkkinoilla



- Sähköntuotanto tarjoaa markkinoille hintaan joka on hieman suurempi kuin muuttuvat kustannukset. Tuulivoima tulee mukaan kuten vesi(joki)voimalat, kaikki tuotettu sähkö kannattaa myydä oli hinta mikä hyvänsää Supply curve
- Vesivoiman (varastojen) tarjoama hinta, dynaaminen optimointi, parhaan hinnan saa kun säästyy sopiva määrä korkean sähkönkulutuksen aikaan



Spot price formation. Market cross.



- Tunnin hinnaksi muodostuu kysynnän ja tarjonnan kohtaushinta, tämä maksetaan kaikille tuottajille. Producer surplus: tällä katetaan kiinteät kustannukset

Käyttötunnin aikana

- † Tasevastaavat ilmoittavat alustavat suunnitelmansa järjestelmäoperaattorille edellisenä päivänä, päivitys viimeistään juuri ennen kuin käyttötunti alkaa
- † Käyttötunnin aikana vastuu järjestelmästä siirtyy järjestelmäoperaattorille
- † Tuottajat tarjoavat säätövoimansa yhteisille säätösähkömarkkinoille, järjestelmäoperaattorit määräävät käytön
- † Käyttötunnin jälkeen lasketaan jokaisen tuottajan tase, ja maksetaan poikkeamista, mikäli poikkeamat ovat samaan suuntaan kuin tarvittu säätö. Poikkeaman eli tasesähkön hinta määräytyy viimeisen käytetyn säätösähkötarjouksen mukaan.

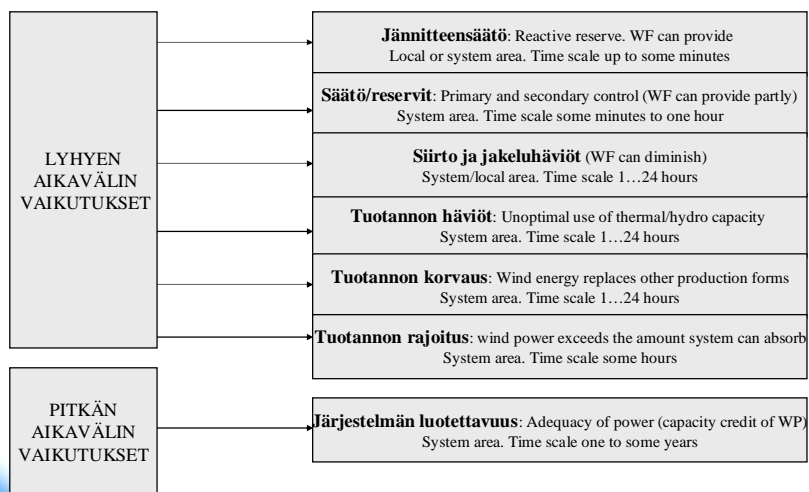
Tuulivoiman vaikutukset järjestelmään



VTT PROSESSIT

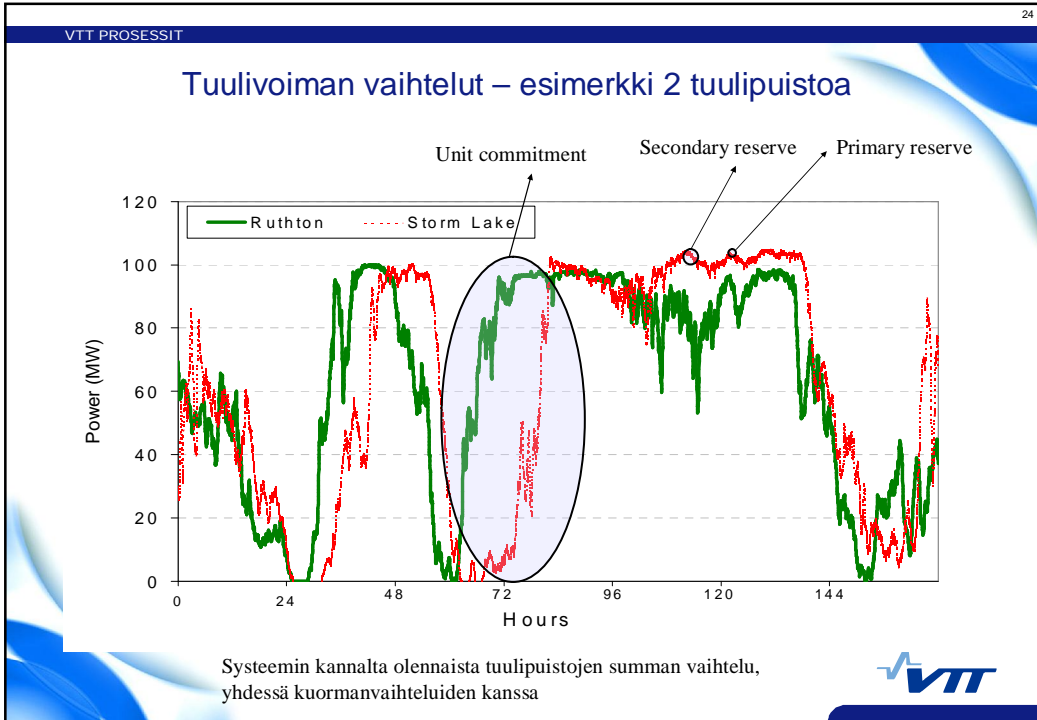
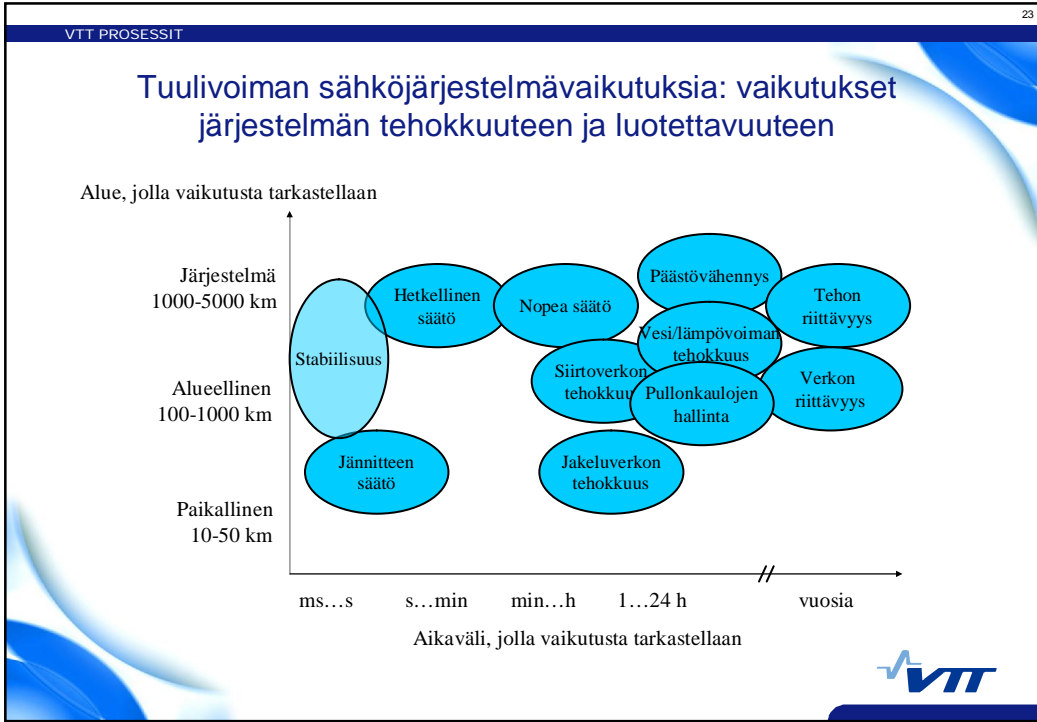
22

Tuulivoiman vaikutukset sähköjärjestelmään



WF: tuulipuisto (wind farm)





Kuinka paljon tuulivoima vaikuttaa?

- † Tuulivoimapenetraatio:
 - kuinka paljon tuulivoimaa järjestelmässä
- † Järjestelmä:
 - kuorman vaihtelut ja ennustettavuus
 - kapasiteetin joustavuus, säädettävän kapasiteetin määrä
- † Tuulivoima:
 - kuinka hajautetusti/keskitetysti rakennettu
- † Tuulivoimapenetraatio case Denmark
 - Capacity: conventional power production 4700 MW (decentralised 1600 MW), wind power 2400 MW, Interconnections to Norway, Sweden, Germany 2800 MW
 - Demand: Peak 3700 MW, Min load 1300 MW
 - Wind power penetration
 - of generating capacity 50 %
 - of gross demand (energy) 20 %
 - of minimum load 190 %
 - of min load + interconnections 60 %

Tuulivoiman mahdollisuudet parantaa järjestelmän tehokkuutta ja luotettavuutta

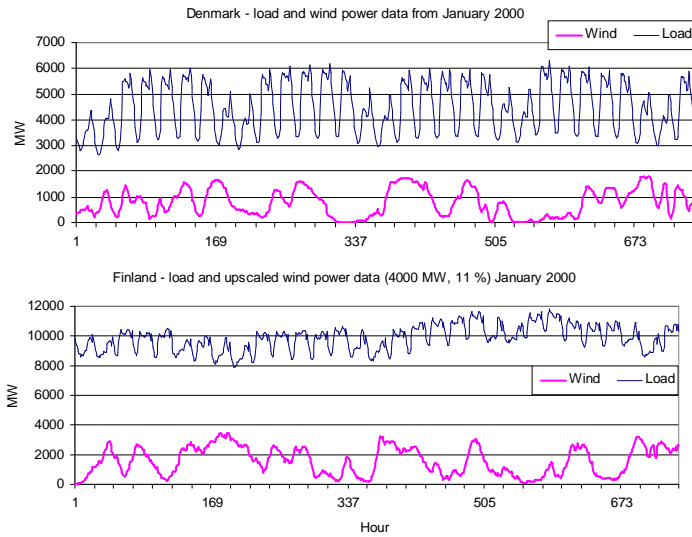
- † Siirto- ja jakeluhäviöt
 - voi vähentää häviöitä jos sijoitettu lähelle kuormaa
- † Reservit
 - tuottaa jännitesäätöön tarvittavaa loistehoa, mahdollisuus tuottaa verkon vaatimusten mukaan
 - mahdollista ohjata voimaloita niin että voi tuottaa tehonsäätöä, kustannuksena menetetty tuotanto
- † Riittävyys
 - tuulivoima voi korvata muuta kapasiteettia noin keskitehonsa verran, pienenevä vaikutus jos tuulivoimaosuutta kasvatetaan yli 20 %:iin

Summary of results for system impacts of wind power

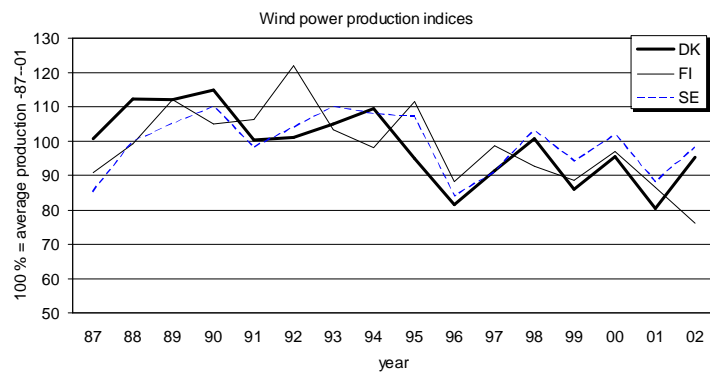
- † Primary reserves:
 - no impact in reasonable penetration levels; wind farms can provide
- † Secondary reserves: increasing impact with increasing penetration
 - 1...2 €/MWh at 10 % and 2...5 €/MWh at 20 % penetration
- † Transmission and distribution losses and congestion management
 - reduction or increase depending on the siting of wind power vs load
 - high penetration of wind power → an increase in transmission is seen
- † Efficiency of production in the electricity system
 - Losses in efficiency of thermal/hydro power plants
 - Discarded wind energy, starts at 10 % penetration if thermal system leaves turbines on-line for reserves
- † Adequacy of power system
 - capacity credit of wind power near average production when small penetration, reducing at higher penetrations

Tuulivoimatuotanto, tuotannon vaihtelut ja niiden tasaantuminen

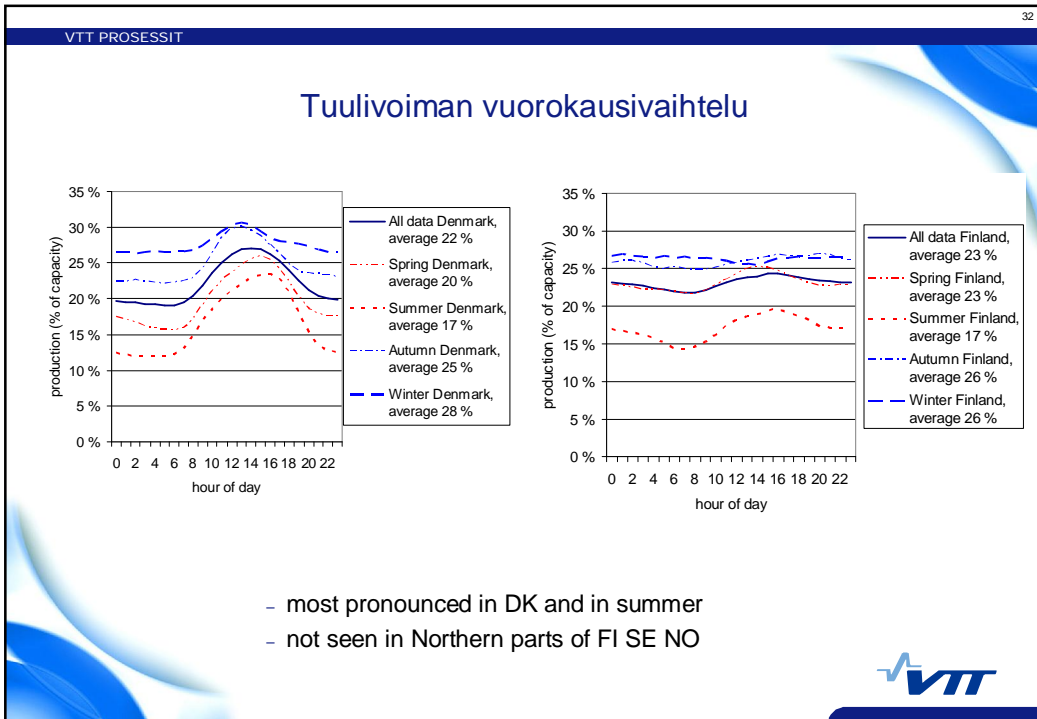
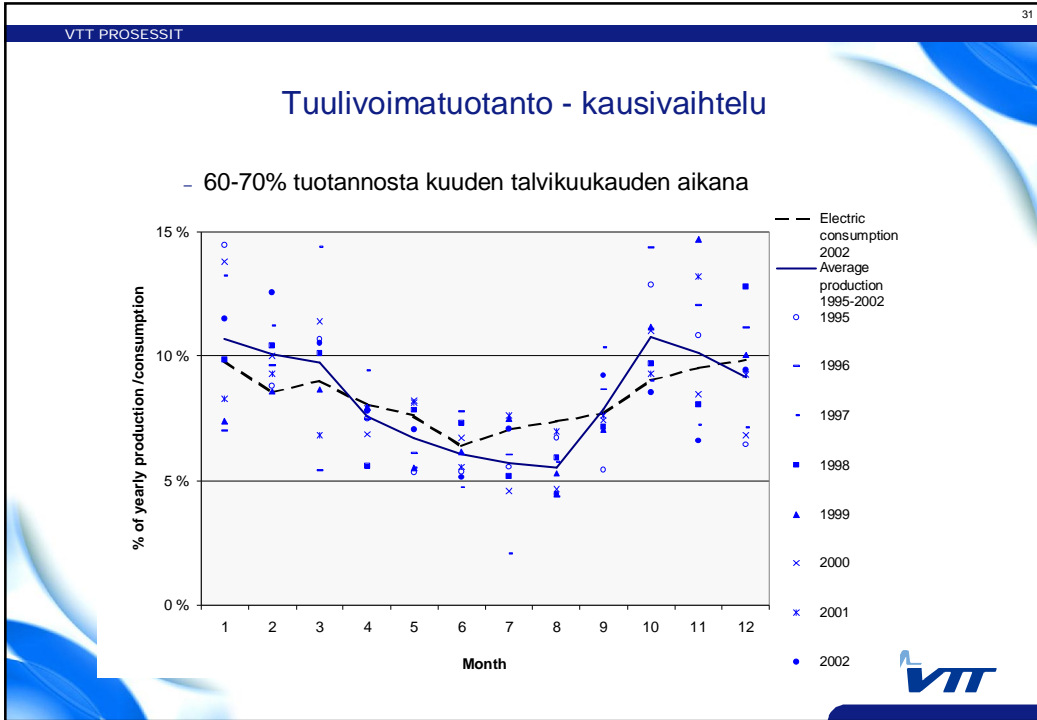
Tuulivoiman ja kulutuksen vaihtelut

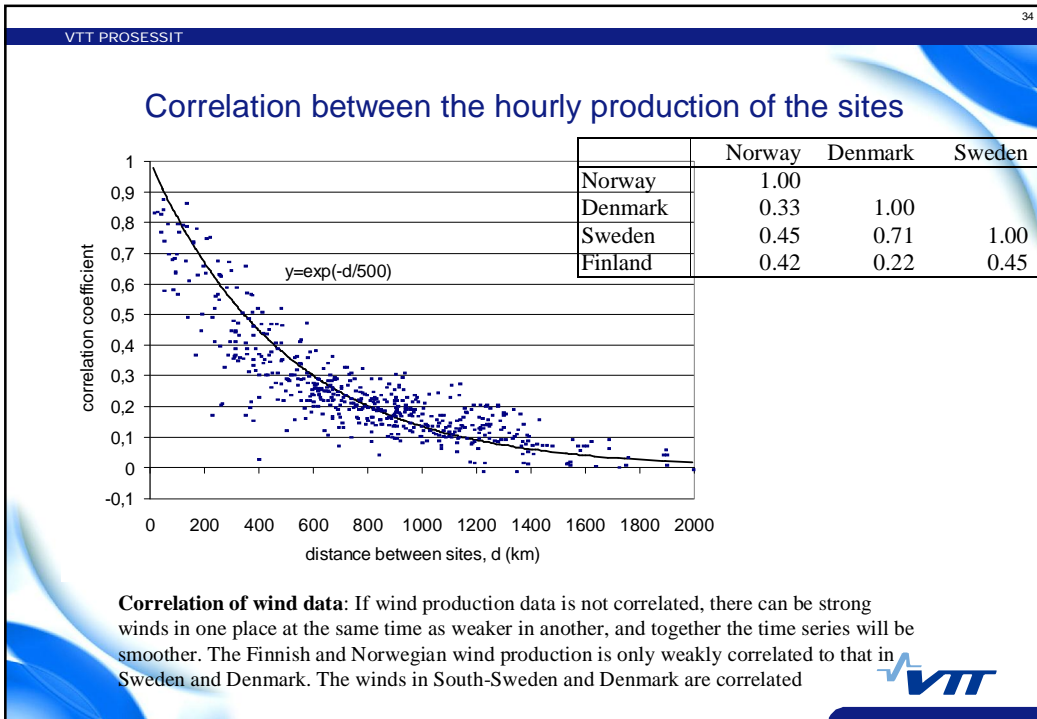
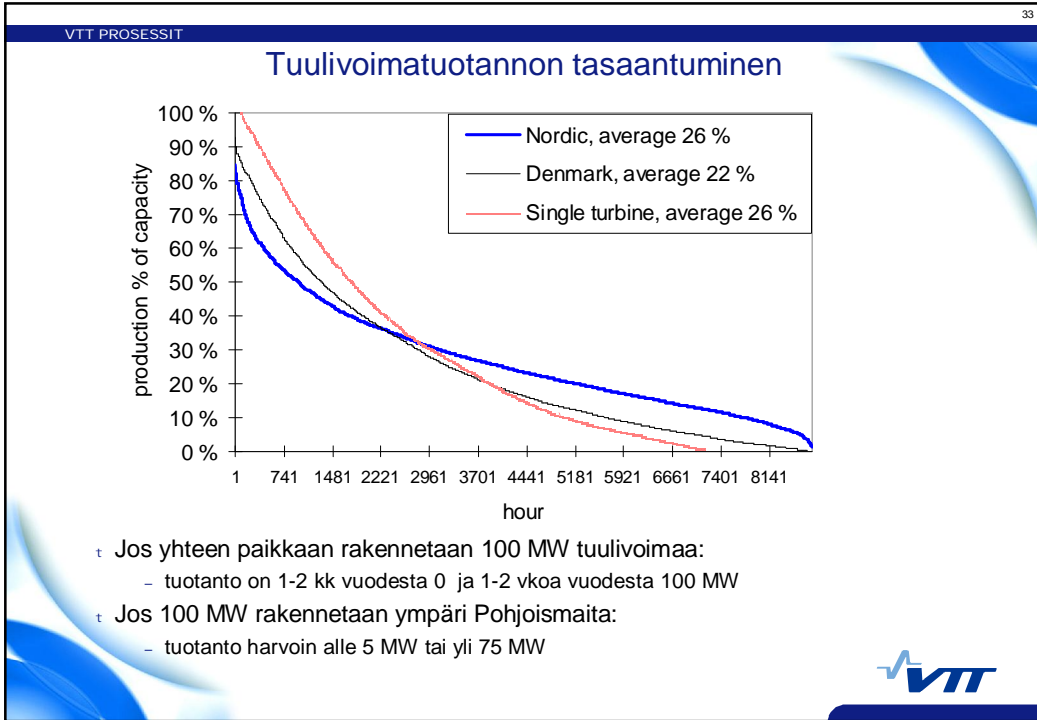


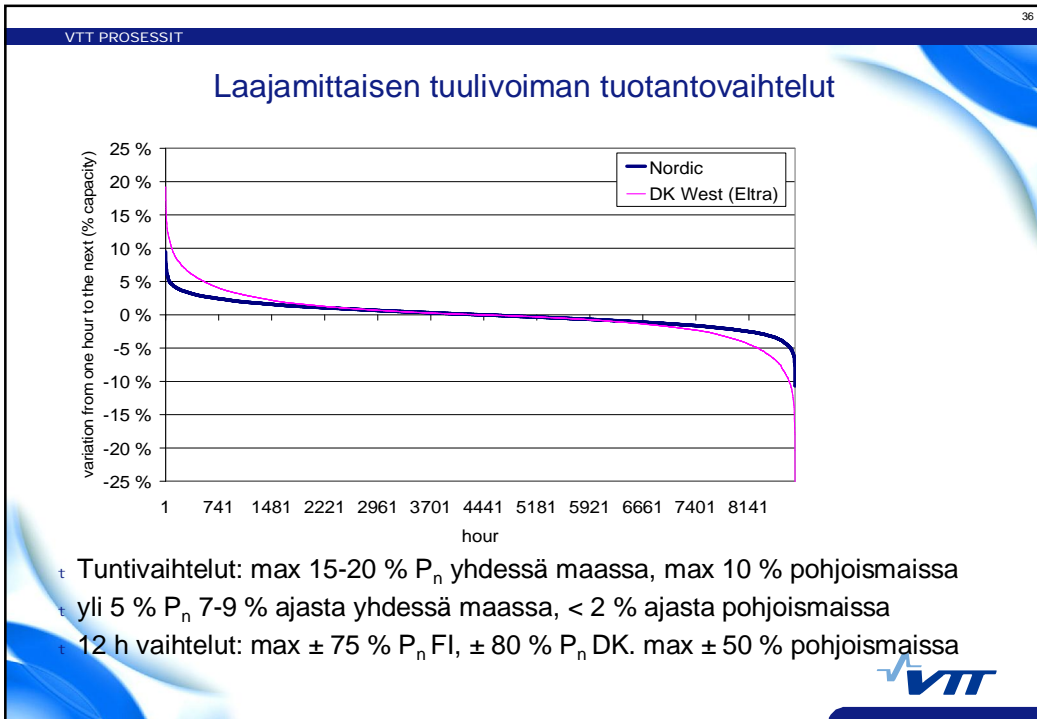
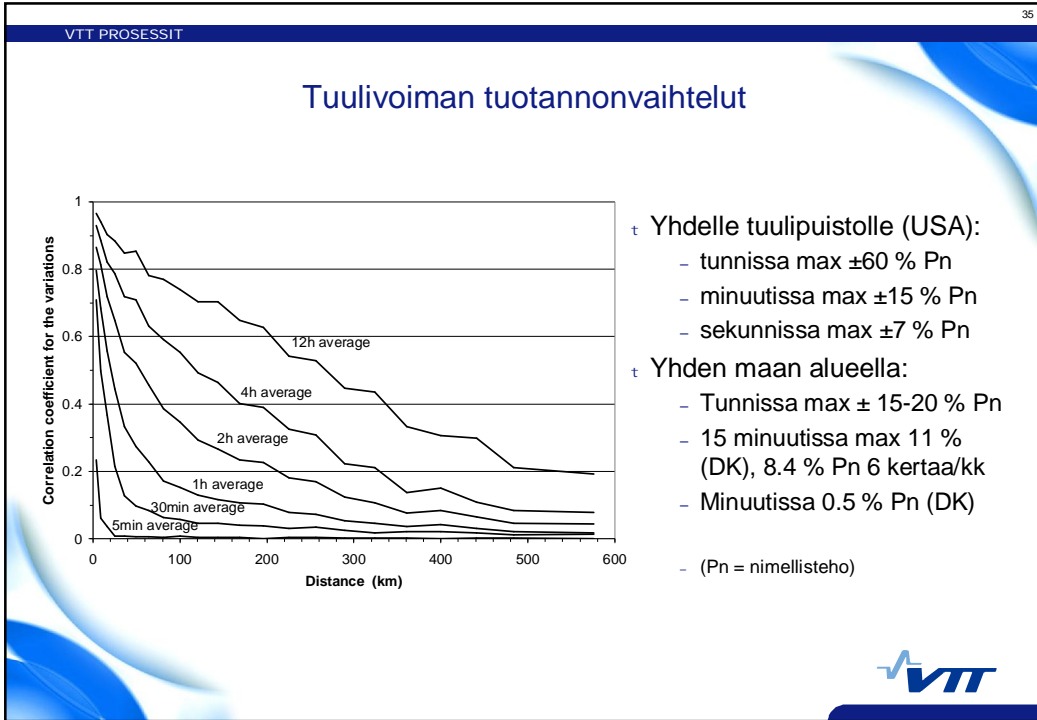
Tuulivoiman vuosittainen vaihtelu: $\pm 20\%$



Year 2000: close to average (95 % in Denmark, 97 % in Finland, 102 % in Sweden).
 Year 2001: less than average (80 % in Denmark, 87 % in Finland, 88 % in Sweden).
 Year 2002: close to average in Denmark and Sweden (95 % in Denmark and 98 % in Sweden), and a very low wind year for Finland (76 %).







Large scale production: statistics / smoothing effect

- † Maximum hourly production (one site: 100 % of capacity)
 - 85...95 % depending on how large the area
 - Denmark 93 %, Finland 91 %, Norway 93 %, Sweden 95 %, Nordic 87 %
- † Duration of calms (one site: 1...3 months/year)
 - non existent or limited
 - Production below 1 % of capacity 5 % of time in DK, 1-2 % in FI and SE, <1% in NO. Minimum production in Nordic data set 1.2 % of capacity
- † The maximum range of hourly variations (one site ± 100 %)
 - in between ± 20 % of capacity, less if the area is large
 - Denmark -23...20 %, Finland -18...16 %, Nordic -11...12 %
- † Maximum ramp rate (one site -100 %/min)
 - West Denmark 2400 MW, 12 MW/min (0.5 % of capacity)
- † Rare events of storms can be an exception if concentrated wind capacity
 - West Denmark 8.1.2005, took 6 hours for wind power to drop from 2000 MW to 200 MW with dispersed wind power



Tuulivoimavaihteluiden vaikutus järjestelmän säätöön



Tuulivoiman vaihtelut: vaikutukset järjestelmän säätöön

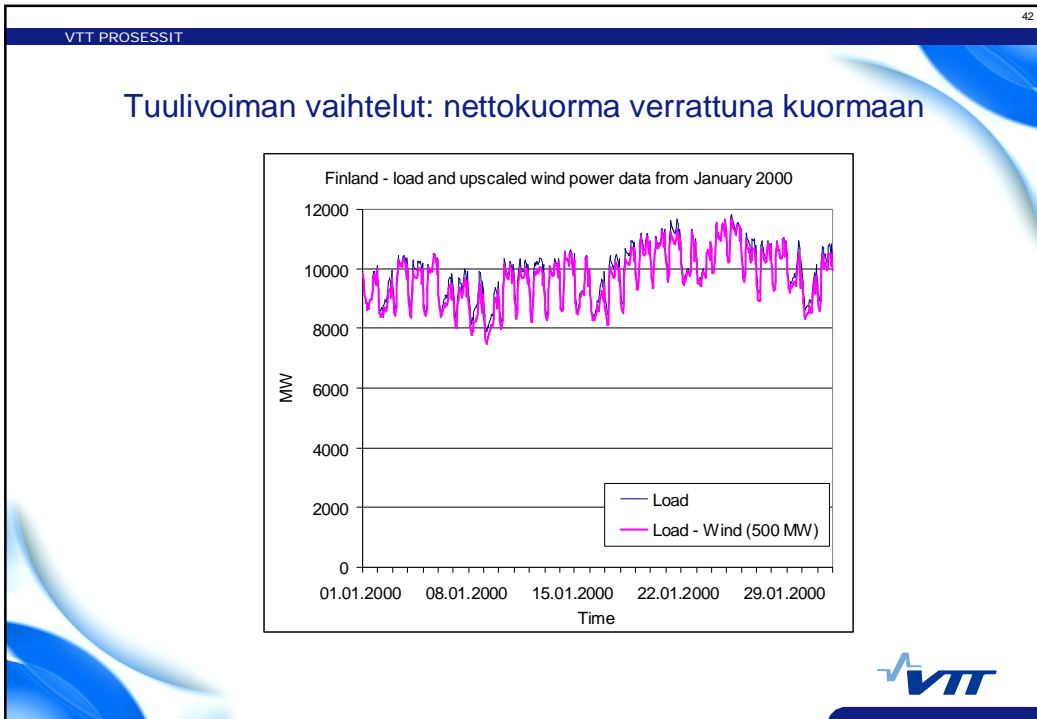
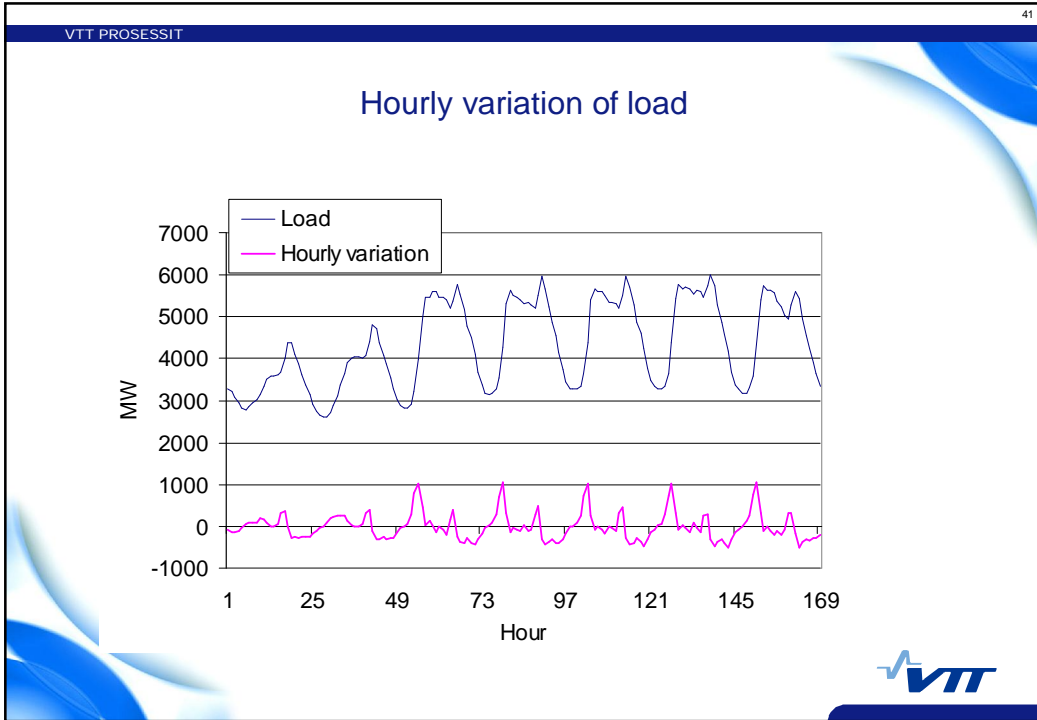
- † Sähköjärjestelmässä säätövoimaa
 - kulutus-vaihteluiden seuraamiseen sekä tuotannon häiriötapauksissa
- † Tuulivoimalla ei vaikutusta häiriöreserveihin
 - Laajamittainen tuulivoima koostuu pienistä yksiköistä - suuret merituulipuistotkin pienempiä kuin suurimmat ydinvoimalat
- † Normaalit käyttöreservit: riittävyys kun paljon tuulivoimaa?
 - Tarkastelussa laaja alue (koko järjestelmä), järjestelmän kokonaisluotettavuus säilyttävä samalla tasolla: nettovaihtelut
 - Järjestelmän näkemät vaihtelut: nettokuorma = kuorma - tuulivoima
 - Pieni määrä tuulivoimaa: vaihtelut hukkuvat kulutusvaihteluihin
 - Laajan tuulivoiman vaihtelut sekunti-minuuttitasolla pieniä & ei vaikutusta primäärisäätöön ainakaan alle 10 % osuudella
 - 15 min...1 h tuulivoiman vaikutus näkyy jo 5-10 % osuudella, kasvava vaikutus kun tuulivoimaosuus lisääntyy
 - Tuulivoimatuotannon ennustemallit tärkeä työkalu



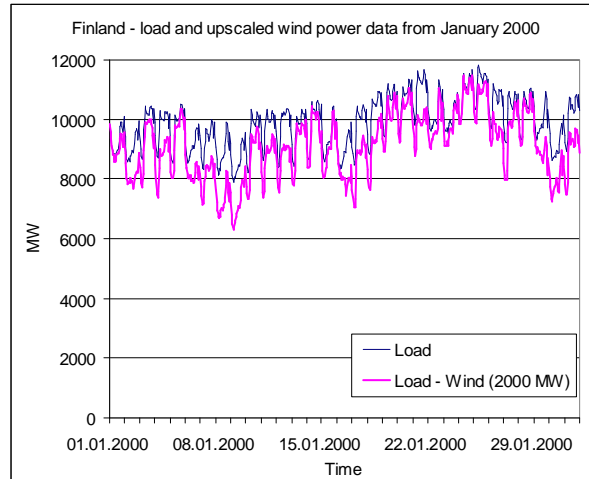
Tuntitason kuormanvaihtelut Pohjoismaissa

	Nordic		Denmark		Finland	
	2000	2001	2000	2001	2000	2001
max down-variation (% of peak)	-7.8 %	-5.4 %	-13.5 %	-13.4 %	-8.3 %	-7.2 %
max up-variation (% of peak)	10.8 %	9.0 %	18.1 %	18.3 %	9.7 %	8.2 %
max down-variation (MW)	-4866	-3642	-849	-838	-985	-900
max up-variation (MW)	6698	6081	1140	1141	1144	1035
standard deviation (MW)	1446	1430	278	271	263	269

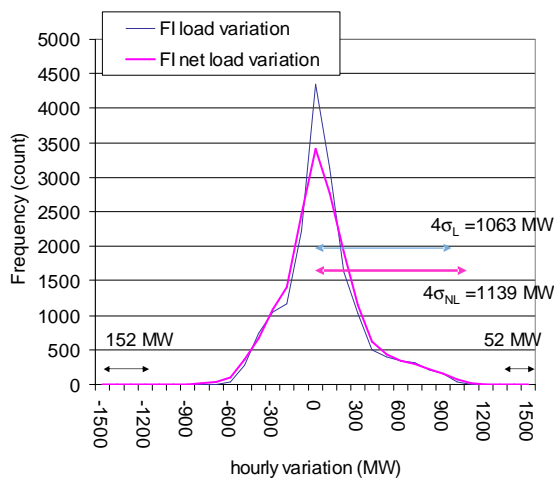




Tuulivoiman vaihtelut: nettokuorma verrattuna kuormaan



Säätötarpeen lisääntyminen: suurimpien vaihteluiden lisääntyminen



† Finland (2000-01 data),
4000 MW wind:

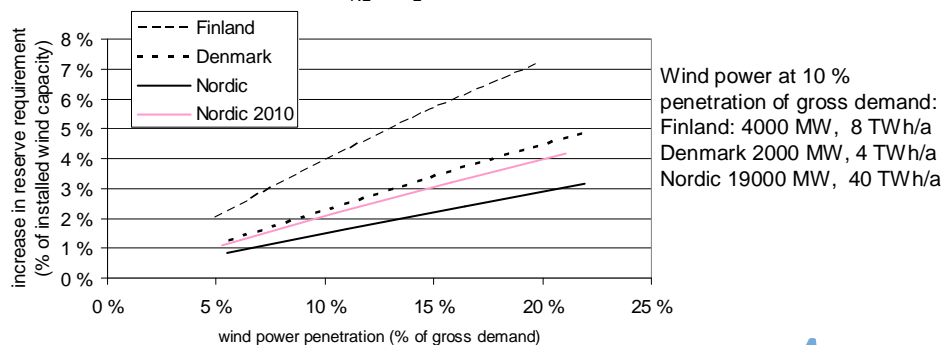
- σ load = 266 MW
- σ wind = 103 MW
- σ net load = 285 MW
(285 MW from σ load and σ wind)

† Increase in regulation
needed due to wind:

- If change in 4σ used
as the measure: 76
MW
- If max increase in
variations: 152 MW

Secondary reserve requirements for wind power

- † Using the time series of (hourly) variations does not take into account that the load time series is more predictable than wind power
 - Case Finland 2001 : using load prediction decreases the σ_L to about half, so the increase in reserve requirement is double the amount estimated by simple $4(\sigma_{NL} - \sigma_L)$



Kuinka paljon tuulivoimaa voi lisätä järjestelmään? --> Kuinka paljon integraatio maksaa?

- † Systemikustannukset riippuvat:
 - tuulivoimaosuudesta ja
 - kyseessä olevasta sähköjärjestelmästä
- † Otettava huomioon laaja alue: yksi maa tai koko järjestelmä huomioiden mahd. pullonkaulat
- † Otettava huomioon että järjestelmässä vain nettopoikkeamaa täytyy säätää
- † Olennaista järjestelmän sisältämä joustavuus sekä joustavuuden lisäämisen kustannukset
- † Kokemukset Tanska, Espanja, Saksa: tuulivoima on lisännyt säädön käyttöä mutta ei vaikuta säätökapasiteetin riittävyyteen

Lisää joustavuutta (säätöä) järjestelmään

- † Järjestelmän ajaminen tuulivoima huomioonottaen
 - siirtokapasiteetti (Tanska)
- † Vesivoima joustaa
 - Altaiden kapasiteetin mukaan
 - Huomioitava järjestelmän säätötarve
- † Lämpövoimajärjestelmä joustaa
 - lämpölaitosten tehokkuus huononee, tai
 - investoitava joustavuuteen (lämpövarastot, lämpöpumput)
- † Markkinat tulevaisuudessa: kulutus joustaa
 - DSM/Demand Side Bidding

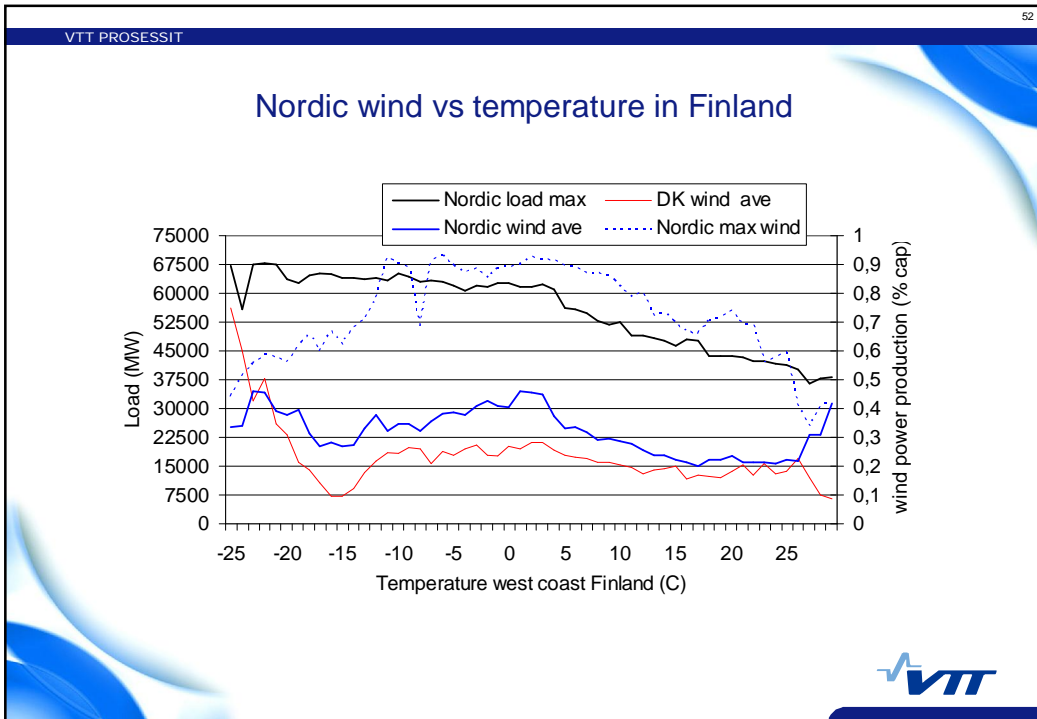
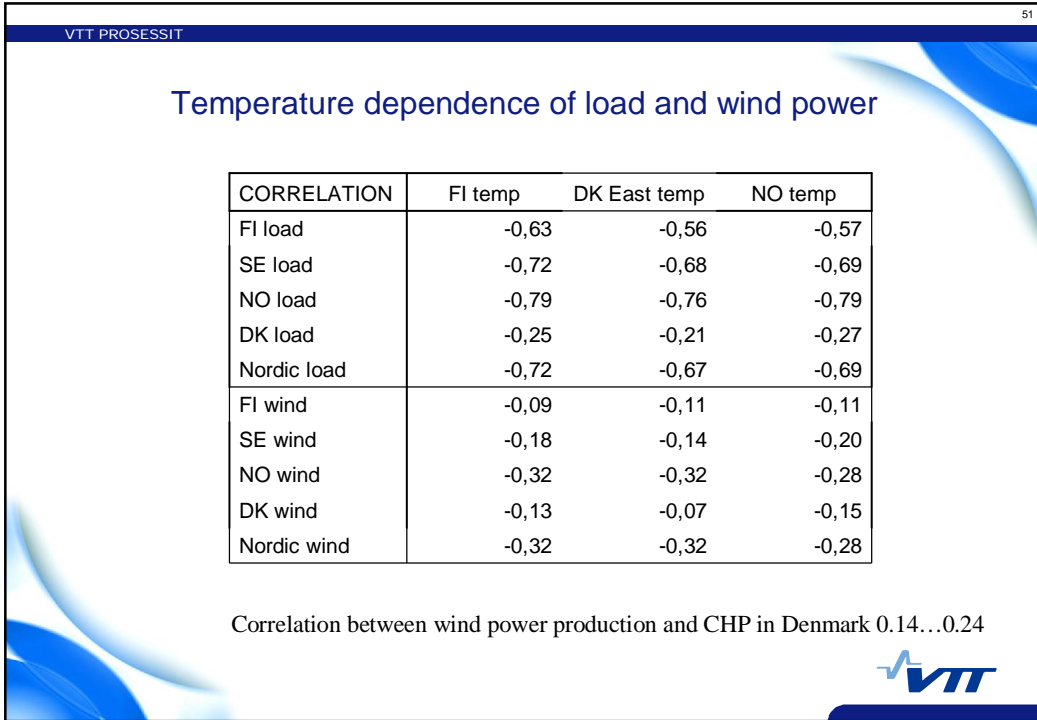
Cost of secondary reserve requirements for wind power

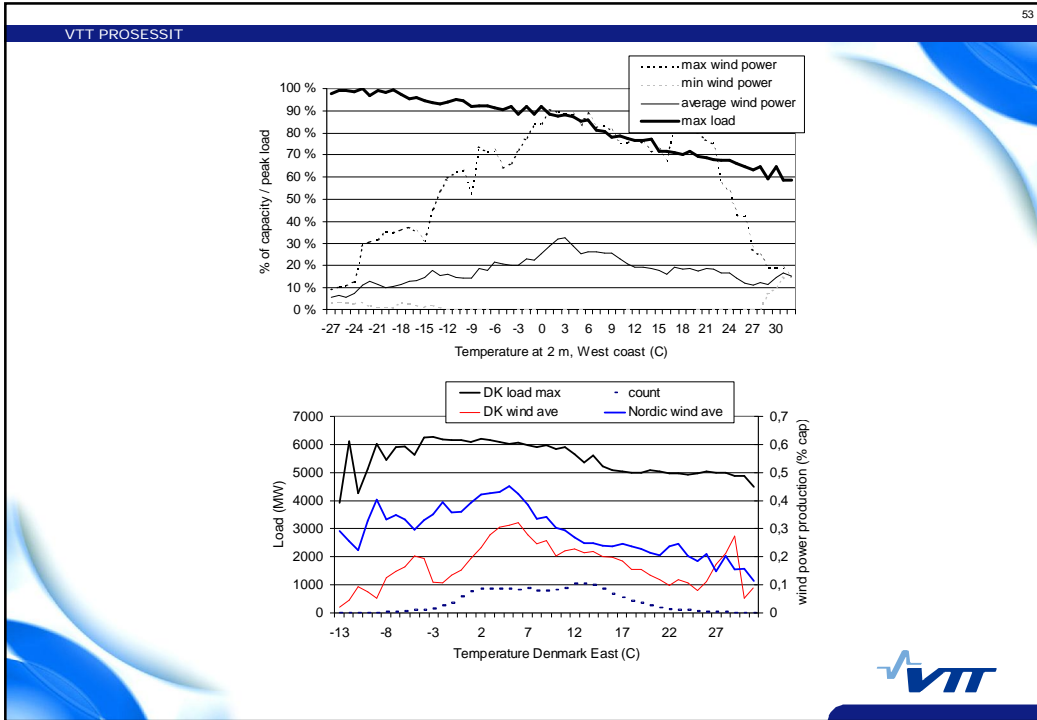
- † Increasing effect with increasing wind power penetration
 - How much: depends on the level of initial load variations as well as the size of the area and how dispersed the wind power is
 - How costly: depends on the available flexibility in the system and cost of new flexibility (hydro power, demand-side-management, ...)
- † Cost of new reserve capacity for the Nordic countries
 - Estimated increase in largest net load variations 310-420 MW for 10 % wind penetration of gross demand
 - Example, new NGCC capacity built, **0.5...0.7 €/MWh at 10 % wind penetration**
- † Cost of using the reserve capacity more for the Nordic countries
 - Estimated increase 0.7 TWh/a at 10 % wind penetration
 - Realised cost of regulation at the Nordic regulating power market 4...15 €/MWh : **0.1...0.2 €/MWh at 10 % wind penetration**

Tulokset: säätötarpeen lisäys

- † Tuulivoiman vaikutukset säätötarpeeseen näkyvät lähinnä nopeassa käyttöreservissä
 - Nykyään Pohjoismainen keskitetty säätö (säätösähkömarkkinat)
- † Tuulivoiman vaatima lisä säätötarpeeseen arvioitu Pohjoismaisella tasolla, olettaen että järjestelmä toimii ilman pullonkauloja:
 - 310-420 MW (2 % kapasiteetista) , 1 €/MWh kun tuulivoimaosuus kulutuksesta 10 %
- † Lisäksi tuotannon ennusvirheet 12...36 h eteenpäin tehdyistä ennusteista voivat näkyä säätösähkömarkkinoilla
 - mikäli ennusvirheitä ei tuottajien puolelta korjata kun tarkemmat ennusteet tulevat
 - mikäli ennusvirheet vaikuttavat järjestelmän tasapainoon

Tuulivoimatuotanto kuormitushuippujen aikana





VTT PROSESSIT 54

Tuulivoimatuotanto kulutushuippujen aikana

	The whole year Average (min-max)	During 10 peaks Average (min-max)	During 50 peaks Average (min-max)	During 100 peaks Average (min-max)
Denmark 2000	24 % (0-93 %)	24 % (1-70 %)	31 % (1-87 %)	31 % (0-87 %)
Denmark 2001	20 % (0-90 %)	37 % (0-74 %)	30 % (0-87 %)	28 % (0-87 %)
Denmark 2002	22 % (0-91 %)	11 % (3-23 %)	14 % (2-53 %)	17 % (1-89 %)
Finland 1999	22 % (0-86 %)	7 % (5-10 %)	7 % (3-37 %)	9 % (2-46 %)
Finland 2000	24 % (0-91 %)	36 % (4-72 %)	32 % (3-75 %)	29 % (3-75 %)
Finland 2001	22 % (0-86 %)	19 % (3-38 %)	19 % (3-38 %)	17 % (3-38 %)
Finland 2002	20 % (0-84 %)	17 % (7-32 %)	17 % (6-54 %)	18 % (2-70 %)
Sweden 1999	25 % (0-100%)	23 % (16-29%)	20 % (2-63 %)	20 % (1-66 %)
Sweden 2000	24 % (0-95 %)	16 % (7-49 %)	16 % (1-55 %)	16 % (0-63 %)
Sweden 2001	23 % (0-95 %)	47 % (40-51 %)	33 % (3-55 %)	29 % (3-63 %)
Sweden 2002	24 % (0-91 %)	16 % (3-36 %)	24 % (2-80 %)	25 % (2-80 %)
Norway 1999	32 % (0-100%)	55 % (17-86 %)	51 % (0-100%)	53 % (0-100%)
Norway 2000	34 % (0-93 %)	36 % (9-74 %)	35 % (9-74 %)	35 % (9-79 %)
Norway 2001	31 % (0-93 %)	61 % (39-84 %)	54 % (26-84 %)	46 % (15-84 %)
Norway 2002	32 % (0-86 %)	63 % (46-84 %)	58 % (22-84 %)	51 % (13-84 %)
Nordic 2000	27 % (1-81 %)	16 % (4-40 %)	21 % (4-56 %)	24 % (4-66 %)
Nordic 2001	24 % (1-84 %)	48 % (43-50 %)	37 % (9-56 %)	30 % (7-56 %)
Nordic 2002	25 % (1-73 %)	33 % (16-54 %)	33 % (11-61 %)	30 % (10-69 %)

Tuulivoimatuotanto 10 suurimman kulutushuipun aikana Suomessa (vuodet 1999 ja 2000)

	FI load	FI wind		FI load	FI wind, %
Fre 29.01.1999 09:00	13083	8.2 %	Tii 25.01.2000 07:00	11829	31.8 %
Fre 29.01.1999 18:00	13022	6.2 %	Tii 25.01.2000 06:00	11724	28.4 %
To 28.01.1999 18:00	12964	6.6 %	Per 21.01.2000 16:00	11652	68.7 %
To 28.01.1999 20:00	12936	6.9 %	Maa 24.01.2000 21:00	11642	8.0 %
Fre 29.01.1999 11:00	12935	4.8 %	Tii 25.01.2000 08:00	11632	31.3 %
To 28.01.1999 19:00	12923	6.9 %	Per 21.01.2000 07:00	11628	72.4 %
To 28.01.1999 23:00	12915	10.2 %	Per 21.01.2000 17:00	11602	64.3 %
Fre 29.01.1999 08:00	12915	8.7 %	Tii 25.01.2000 09:00	11597	36.3 %
Fre 29.01.1999 19:00	12914	6.2 %	Maa 24.01.2000 07:00	11552	4.4 %
Fre 29.01.1999 12:00	12853	4.7 %	Tii 25.01.2000 16:00	11532	14.9 %

- † January 1999 had lower wind speeds than average (production index 71 %).
- † January 2000 had higher wind speeds than average (production index 112 %).
(Production index= calculated production of selected sites compared to average production in January of 11 years 1985...1995. Finnish Meteorological Institute.)

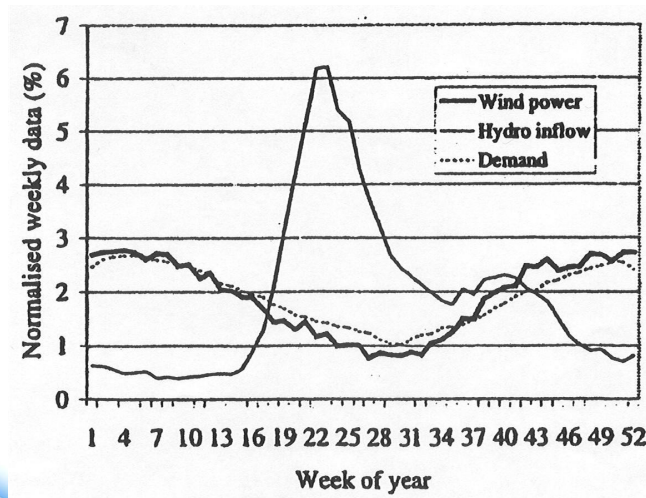


Tuulivoiman kyky korvata muuta kapasiteettia: vaikutukset järjestelmän varavoimaan

- † Tuulivoimatuotanto kulutushuipun aikana: keskimäärin lähellä keskimääräistä tuotantoa
- † Kapasiteettivaikutus: tuulivoima korvaa muuta kapasiteettia noin keskitehonsa verran, kun tuulivoimaosuus on pieni. Kapasiteettivaikutus laskee kun tuulivoimaosuus kasvaa.
- † Avautuneet markkinat: myös varavoiman osalta
- † Energiarajoitteisissa järjestelmissä (esim vesivoima) tuulivoimalla suurempi arvo, esim Norjassa/Pohjoismaissa tuulivoima säästää vettä varastoissa



Hydro power and wind: seasonal variation of resource



source: Tande & Vogstad, 1999

Tuulivoiman vaikutus muun kapasiteetin ajoon: häviöt

Tuulivoiman vaikutus häviöihin

- t Vesivoimatuotanto:
 - Lisääntyneet ohjauksutukset noin 1 % tuulivoimatuotannosta, kun tuulivoimaosuus kulutuksesta 12 %
- t Lämpövoimatuotanto:
 - Simuloinneissa Tanskan lämpövoiman ajon kustannukset lisääntyvät vain kun rajoitettu siirtomahdollisuus Tanskan ja muiden maiden välillä, ja tuulivoimaa yli 10 % sähköntuotannosta
- t Siirto
 - Siirto erityisesti Pohjoismaista Keski-Eurooppaan lisääntyy
 - Pullonkaulatilanteet voivat lisääntyä, riippuen siitä mihin tuulivoimaa rakennetaan. Esim. Norjassa tuulivoima vähentää siirtotarvetta kuivina vuosina ja lisää siirtotarvetta vetisinä vuosina
- t Sähköjärjestelmän simuloinneilla on vaikea saada kiinni tuulivoiman vaikutuksista

Tuotannon rajoitus (discarded/curtailed energy)

- t "Eløverløb" Jyllanti (Eltra):
 - 20 % sähkönkulutuksesta tuulivoimalla, lisäksi paikallista CHP
 - suurin ongelma tuuliset, kylmät jaksot jolloin tuotantoa huomattavasti yli oman tarpeen eikä sitä saada kaikkea siirrettyä naapurimaihin
 - Mikäli paikallinen CHP toimii markkinalähtöisesti eli rajoittaa sähköntuotantoa kun paljon tuulta, arvioitu että yli 30 % sähkönkulutuksesta voidaan tuottaa tuulivoimalla (huom. Tanskassa käytössä hyvät siirtoyhteydet Nordel/UCTE)

Tuulivoiman vaikutus CO₂ päästöihin

- † Tuulivoima korvaa sitä tuotantomuotoa, jonka käyttökustannukset korkeimmat, yleensä kivihiililauhdetuotantoa
- † Pohjoismaissa paljon vesivoimatuotantoa: korvaako tuulivoima täälläkin joka hetki kivihiilellä tuotettua sähköä?
- † Simuloitu järjestelmän toimintaa → tuulivoima vähentää järjestelmän CO₂ päästöjä 700 grammaa CO₂ tuotettua kWh kohti.
 - Vaikutus pienenee kun tuulivoimaa lisätään: 620 g/kWh kun tuulivoimaosuus kulutuksesta 12 %



Tuulivoiman vaikutus pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla



Tuulivoiman vaikutus sähkömarkkinahintoihin

- t Spot-markkinoilla hintataso laskee :
 - arvio 2 €/MWh jokaista 10 TWh/a tuulivoimatuotantoa kohti, mikäli tuulivoima lisääntyy järjestelmässä ilman että muu kapasiteetti vähenee tai kulutus nousee
- t Säättösähkömarkkinan hinta
 - seuraa spot-hintoja
 - tuulivoiman vaikutuksesta lisää säättösähköä joinakin tunteina riippuen siitä miten paljon tuulivoimaa järjestelmässä
 - säättösähkön hinta suhteessa spot-hintaan nousee (hintatasoon vaikuttaa tuulivoiman vaikutus spot-hintatasoon)

t



Tuulivoimatuottaja sähkömarkkinoilla



Tuulivoiman saama hinta spotmarkkinoilla

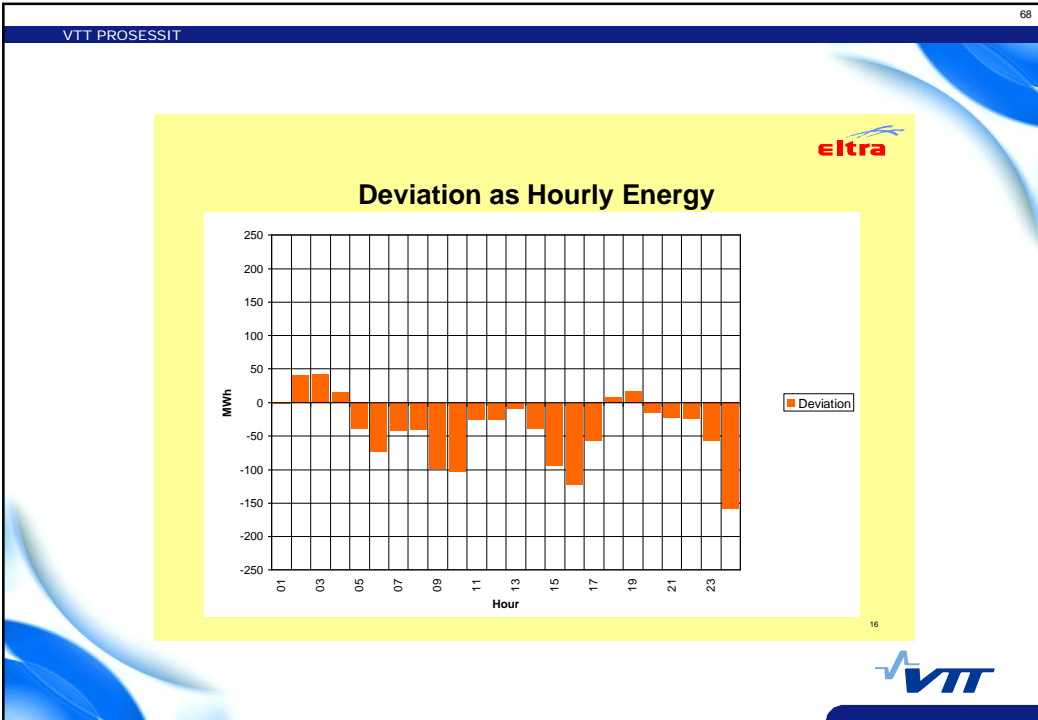
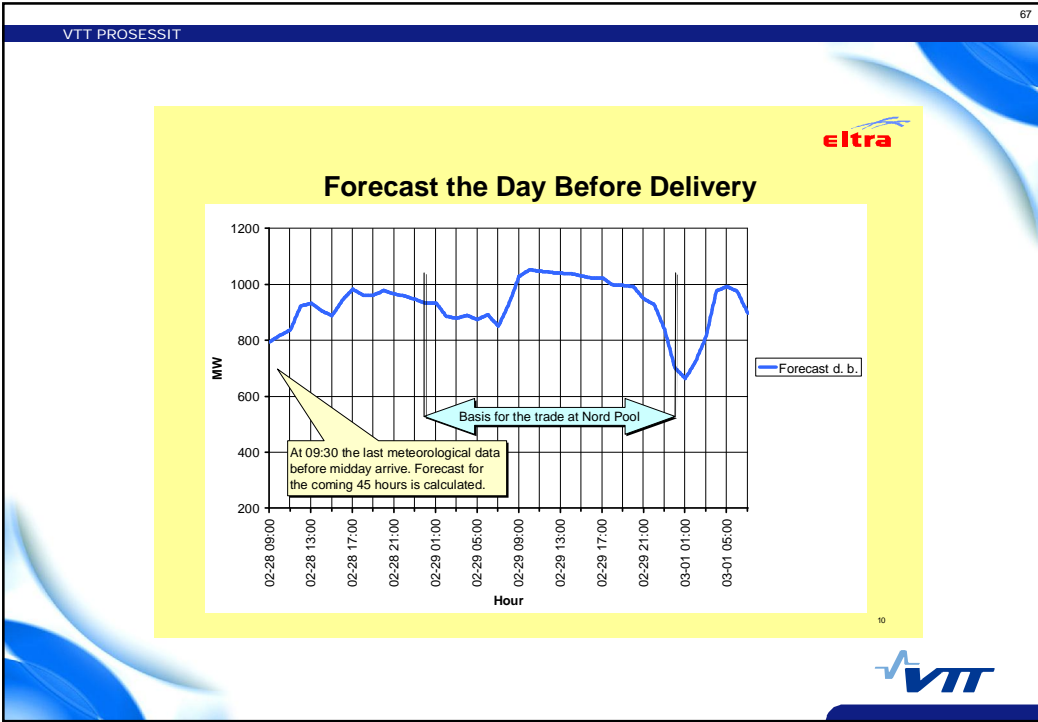
- † Kun tuulivoimaosuus pieni, tuulivoimatuotannosta saa keskimääräisen markkinahinnan
 - Finland and Sweden (2001 and 2002): average income for wind power would have been 98–102 % of the average area spot price
 - West Denmark, system price: average income would have been 99–103 % of the average spot price.
 - West Denmark, area price average income decreased from 96 % to 86 % of the average spot price from 2001 to 2003 due to a larger share of wind power in the power system.

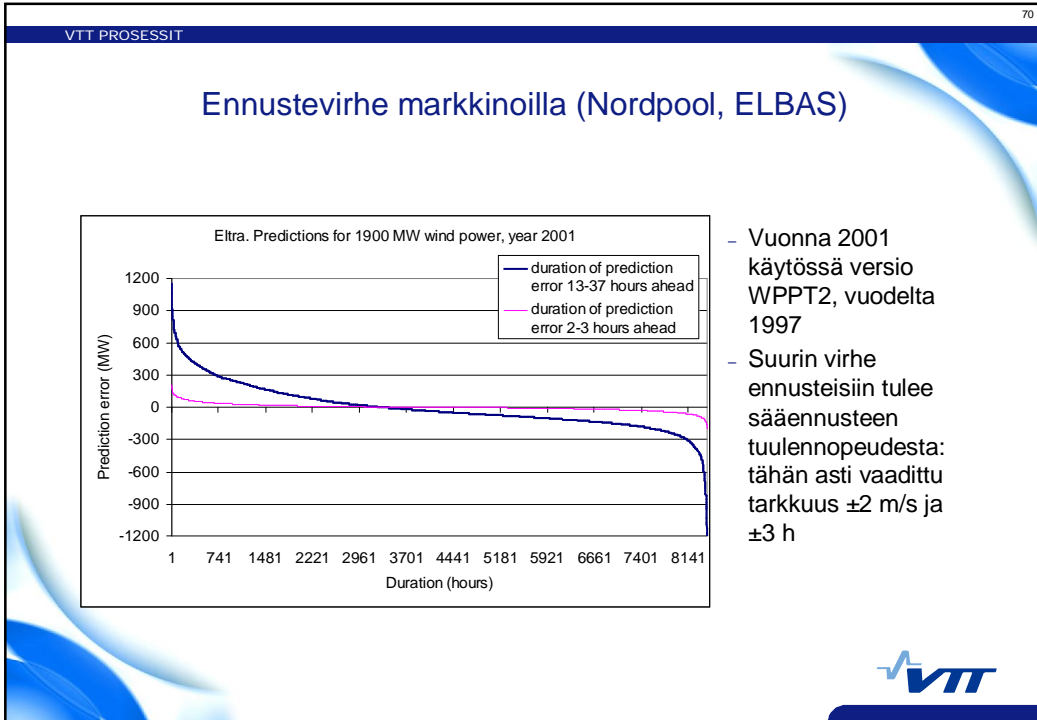
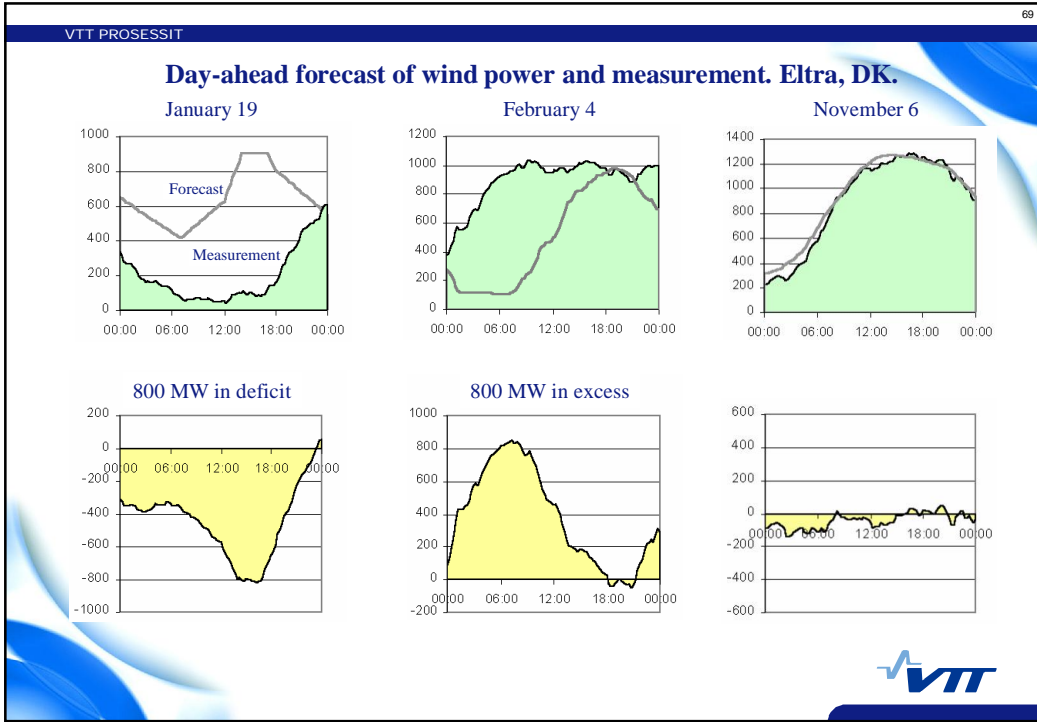


Tuulivoimatuottajan saama hinta myydystä sähköstä

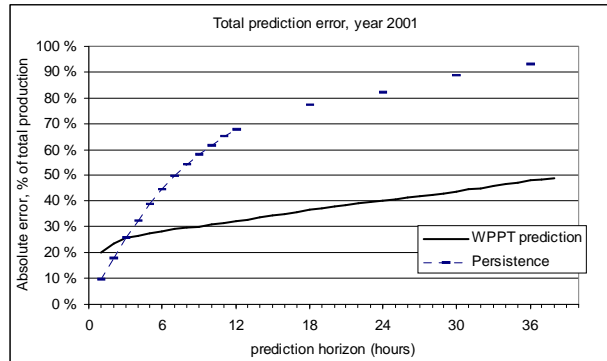
- † Spot-hinta sille määrälle mikä ennustetaan ja tarjotaan markkinoille
 - keskimäärin lähellä keskimääräistä spot-hintaa, ellei tuulivoimaa niin paljon että tuulivoimatuotanto vaikuttaa hintaa alentavasti
- † Poikkeamista/ennusvirheistä maksetaan tasemaksuja
 - Tuottajilla mahdollisuus käydä kauppaa vielä spot-markkinoiden sulkeutumisen jälkeen
 - Tasevastaavilla mahdollisuus päivittää tuotanto/kulutussuunnitelmaansa käyttötuntiin saakka
- † Tasemaksuna säätösähkön hinta
 - tuottajat joiden poikkeama siihen suuntaan mihin säätöä on tarvittu maksavat
 - tuottajat joiden poikkeama siihen suuntaan mikä auttaa, eivät maksa (Norjassa saavat lisätuloa)
 - Markkinoiden säännöillä voidaan vaikuttaa tuulivoimatuottajien kykyyn toimia markkinoilla: tasemaksujen tulisi vastata järjestelmälle aiheutuvia kustannuksia







Total prediction error of energy in 2001

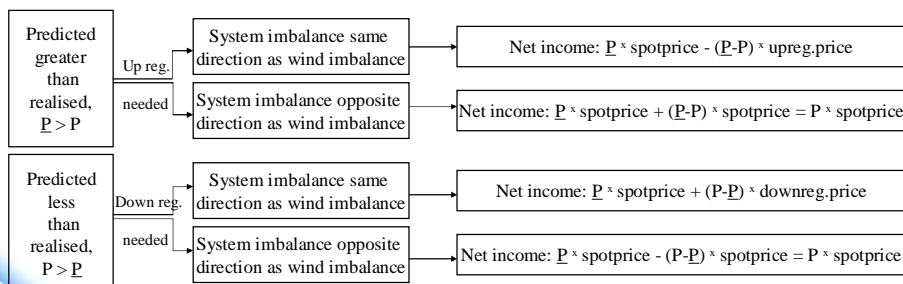


- † Note: Mean Absolute Error, usually presented as % of capacity
 - 12-36 h forecasts: 38 % error in energy, 9 % error in % of capacity
- † Note: prediction state-of-the-art WPPT2 year 1997



Electricity market - calculating income for wind producer

- † Bids to the market at noon: Income = spot price × predicted production
- † Imbalance due to misprediction settled at regulation market:
 - Regulation cost = regulation price times prediction error
 - Market mechanisms for penalising the error different, here two price model for balance settlement

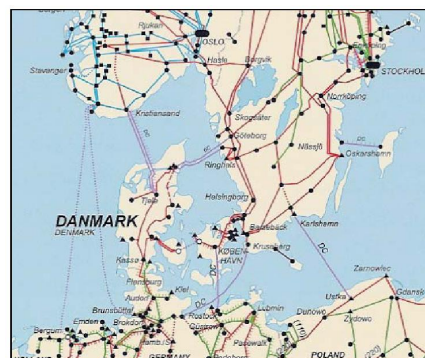


Case study Eltra (West Denmark), year 2001, Nordpool/Elbas

- † Price level in 2001
 - area price West Denmark: average 23.7 Eur/MWh
 - system price Nordpool average 23.2,
 - wind power income from market 23.0 Eur/MWh
- † Decrease in regulation costs for shorter markets:
 - 2.3, 1.5 and 0.7 Eur/MWh for 12-36 h, 6-12 h and 1 hour market respectively
- † Net income for shorter markets compared with the NordPool 12-36 hour market
 - Net income +4 % if prediction updates 4 times a day 6 hours ahead, Net income +8 % if continuous predictions 2 hours ahead, Using after spot market sales tool like Elbas, net income increased by 7 %

Combining wind power predictions in a larger area

- † West and East DK, 2001
 - 35 % of time prediction errors in opposite direction, correlation 0.4
 - total prediction error: West 1.28 TWh, East 0.33 TWh, separately 1.61 TWh, combined 1.47 TWh, 9 % reduction
- † Denmark and Norway, 2000
 - Prediction errors to opposite directions about half of the time, no correlation (-0.1)
 - Prediction error decreases by roughly 25 % combining the



By combining, the area becomes 100 km larger in East-West direction (West DK 300 km by 200 km, East DK 200 km by 100 km)

Short-term prediction for wind power production

- † State-of-the-art
 - the overall shape of the production curve can be predicted but hourly errors can be large when a front passes 1-5 hours earlier/later
 - total error 2...36 hours ahead: 20...50 % of the total wind production
- † Prediction tools still new and under development - improvements:
 - on-line data and up-scaling methods
 - wind direction dependence will improve predictions to some wind farms
- † Weather forecast for wind the largest error component
 - ensemble forecasting, information on uncertainties
- † Future ?
 - Forecasting for wind will be more difficult than for load or other production forms
 - 20...40 % improvements in accuracy possible, but require weather forecast improvements



Discussion: wind power in the markets

- † Shorter, more flexible markets would benefit wind power producers
 - Assumption: the price levels would stay the same for shorter markets, that is, no effects on other production forms or actors
- † Market rules are now established for production that can be scheduled
 - Imbalances are penalised to ease system operation.
- † Wind power imbalances will not disappear so what can we do to enable a non-schedulable, renewable production form enter markets?
 - Imbalance payments to reflect the real costs for the system, no penalising additions
 - Imbalance penalised in a broader area or time window for wind
 - Ability to update the bids for wind power to a certain extent
 - Flexible after sales market or tools (like ELBAS)
 - Market rules: for example imbalance payments of Norway (imbalances benefit the producer when helping the system) results in small imbalance payments for wind power producer

