

# Puhtaan siirtymän investoinnit: perustiedot päätöksentekijöille

## Luento 8. Taloudelliset edellytykset

28.5.2025

Iivo Vehviläinen

# Agenda

**Edellytykset investointipäätökselle**

**Kustannukset**

**Tuotot**

**Riskit**

# Investointi

## Tehtävät

Teknologiavalinnat

Suunnittelu

Luvitus

Rakentaminen

Kaupallisen toiminnan järjestelyt

## Rahoitus

Osakkaiden sitoumukset pääomista

Luotonantajien lainasitoumukset

# Esimerkkejä

Sveitsiläinen energiayhtiö Alpiq ja Pohjan Voima ovat tänään sopineet Pysäysperän sähkövarastohankkeen kaupasta. Hanke on Pohjan Voiman kehittämä.



Haapajärven Pysäysperän sähkövarastosta tulee Suomen suurin ja sen on määrä käynnistyä 2027. Akkukontit suojataan lumelta ja jäältä sijoittamalla ne hallien sisään.

Energiayhtiö Alpiq ostaa Haapajärvellä sijaitsevan Pysäysperän sähkövarastohankkeen (BESS) Pohjan Voimalta. Hankkeen nimellisteho on 125 MW, ja se on suurin Suomessa julkaistu BESS-hanke. Toiminnan on tarkoitus käynnistyä vuonna 2027.

## Korkia and Solmar Consulting starting cooperation – a record amount of solar energy coming soon to Southern, Western and Southeastern Finland

NEWS | 8.12.2022

The cooperation activities focus on project development and make it possible to produce more than 1 TWh of energy per year for the homes in these areas. When completed, the projects will cover the annual energy usage of approximately as many as 52,600 electrically heated single-family homes.

UUTINEN / 28.11.2022

## Helen kiihdyttää tuulivoimainvestointeja – Uusi tuulipuisto Itä-Suomeen

Helen on sopinut yhdessä Ålandsbanken Tuulivoima Erikoissijoitusrahaston ja OX2:n kanssa 145 megawatin suuruisen tuulipuiston rakentamisesta Pieksämäelle. Niinimäen tuulipuistoon rakennetaan yhteensä 22 tuulivoimalaa, ja se on valmistuessaan itäisen Suomen suurin tuulipuisto.

# Taloudelliset edellytykset

## Arviointi

### Kustannukset

- Rakentaminen
- Hankintaketjut, esim., energia, raaka-aineet
- Käyttö- ja kunnossapito

### Tuotot

- Markkinat
- Asiakkaat

### Riskit

- Kustannusten ja tuottojen epävarmuudet
- Tehdyt sitoumukset

## Rahoitus

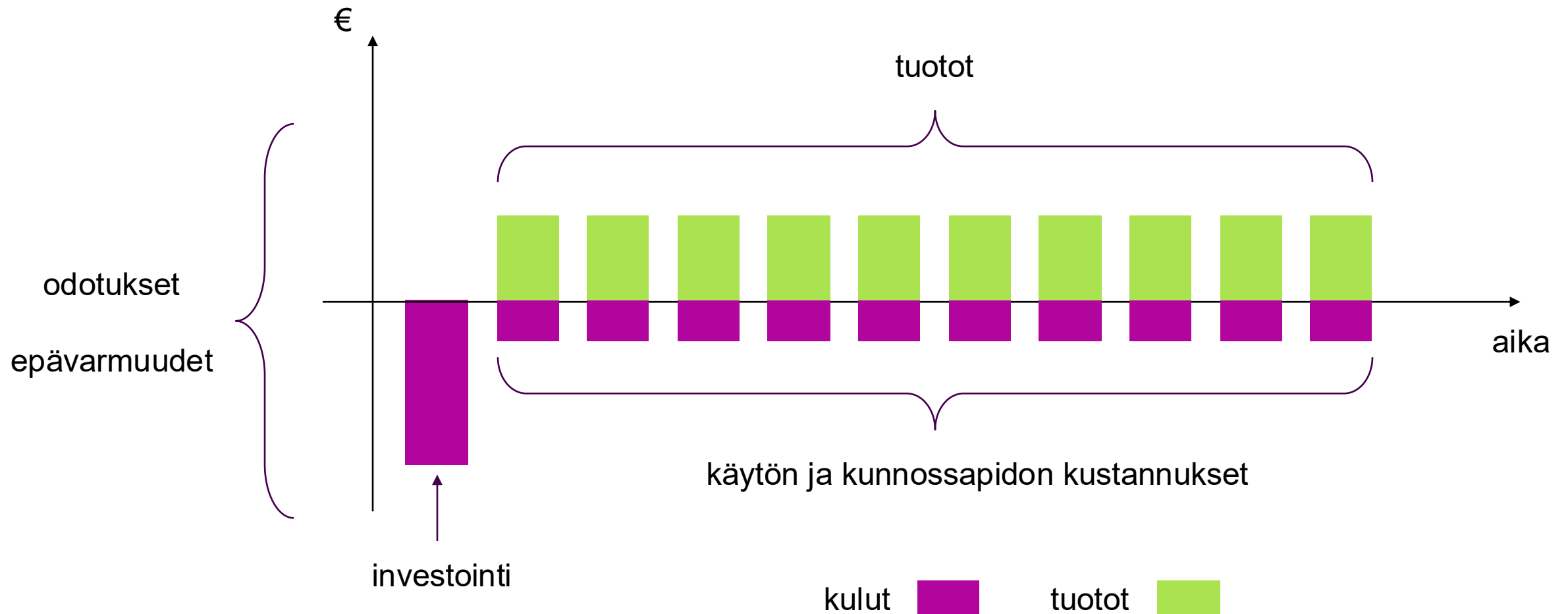
### Osakkaiden sitoumukset pääomista

- Tuottovaatimukset
- Riskit

### Luotonantajien lainasitoumukset

- Tuottovaatimukset
- Riskit

# Taloudelliset edellytykset



# Agenda

**Edellytykset investointipäätökselle**

**Kustannukset**

**Tuotot**

**Riskit**

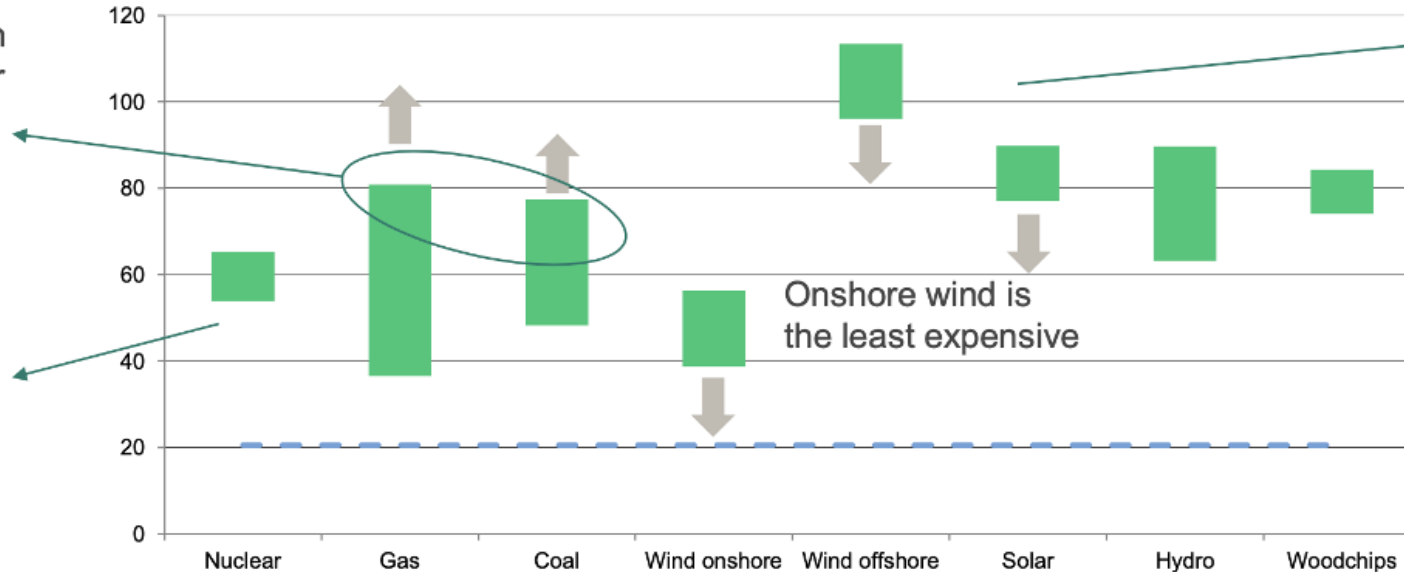
# Esimerkki: LCOE:t vuonna 2016

Indicative ranges for different production type LCOE's

€/MWh

Upper part with actual load factor in 2015, lower part for base load

Nuclear costs have inflated in the past years due to new safety requirements



Solar is expensive and does not fit well in the Nordic demand profile, but it is very competitive in southern countries

Onshore wind is the least expensive

■ LCOE ranges (fuel forwards 12.9.2016)  
- - - Nordic SYS 2020 year futures as of 12.9.2016

Disclaimer: The presented figures do not represent Fortum's own view on the levelised costs of electricity

# Sähkön tuotantoteknologiat

**Table 1b. Estimated unweighted levelized cost of electricity (LCOE) and levelized cost of storage (LCOS) for new resources entering service in 2027 (2021 dollars per megawatthour)**

Plant type	Capacity factor (percent)	Levelized capital cost	Levelized fixed O&M <sup>a</sup>	Levelized variable cost	Levelized transmission cost	Total system LCOE or LCOS	Levelized tax credit <sup>b</sup>	Total LCOE or LCOS including tax credit
<b>Dispatchable technologies</b>								
Ultra-supercritical coal	85%	\$52.11	\$5.71	\$23.67	\$1.12	\$82.61	NA	\$82.61
Combined cycle	87%	\$9.36	\$1.68	\$27.77	\$1.14	\$39.94	NA	\$39.94
Advanced nuclear	90%	\$60.71	\$16.15	\$10.30	\$1.08	\$88.24	-\$6.52	\$81.71
Geothermal	90%	\$22.04	\$15.18	\$1.21	\$1.40	\$39.82	-\$2.20	\$37.62
Biomass	83%	\$40.80	\$18.10	\$30.07	\$1.19	\$90.17	NA	\$90.17
<b>Resource-constrained technologies</b>								
Wind, onshore	41%	\$29.90	\$7.70	\$0.00	\$2.63	\$40.23	NA	\$40.23
Wind, offshore	44%	\$103.77	\$30.17	\$0.00	\$2.57	\$136.51	-\$31.13	\$105.38
Solar, standalone <sup>c</sup>	29%	\$26.60	\$6.38	\$0.00	\$3.52	\$36.49	-\$2.66	\$33.83
Solar, hybrid <sup>c,d</sup>	28%	\$34.98	\$13.92	\$0.00	\$3.63	\$52.53	-\$3.50	\$49.03
Hydroelectric <sup>d</sup>	54%	\$46.58	\$11.48	\$4.13	\$2.08	\$64.27	NA	\$64.27
<b>Capacity resource technologies</b>								
Combustion turbine	10%	\$53.78	\$8.37	\$45.83	\$9.89	\$117.86	NA	\$117.86
Battery storage	10%	\$64.03	\$29.64	\$24.83	\$10.05	\$128.55	NA	\$128.55

Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2022*

Globaalien teknologiahintojen lisäksi paikallisia kustannuksia

Esimerkiksi tuotanto-olosuhteet, palkat, tonttien vuokrat, sääntely yms.

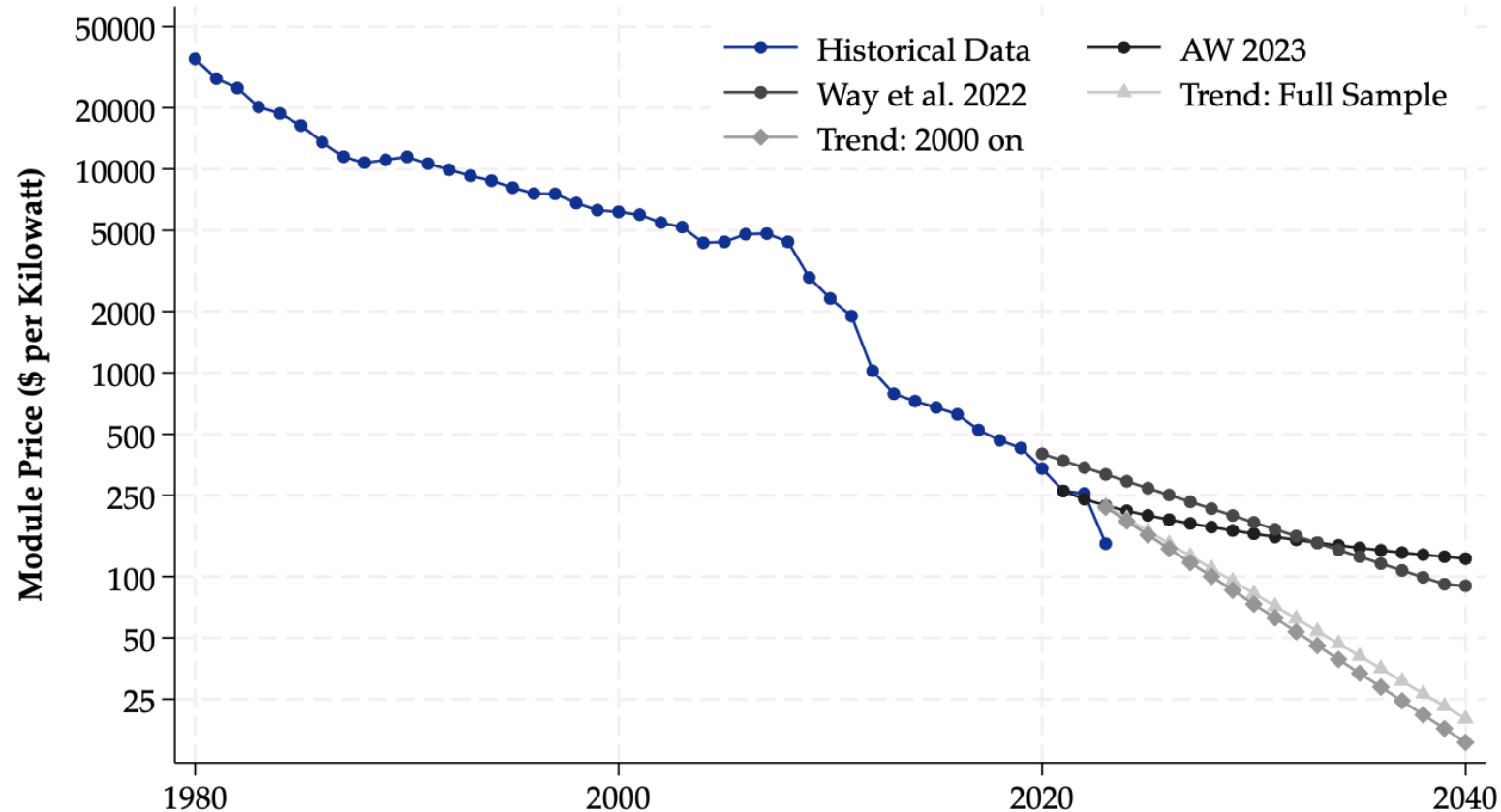
# Esimerkki: Fortum Kalax

- Tuulivoimaprojekti 90 MW tuulipuiston rakentamiseksi Suomessa
  - Ilmoitetut kustannukset 90 miljoonaa euroa
  - Arvioitu tuotanto 320 GWh/vuodessa, 20 vuoden elinkaari
- Käyttö- ja kunnossapitokustannukset eivät julkisia
- Diskonttaustekijää voidaan arvioida julkisten lähteiden perusteella
  - Analyttikkojen arvio Fortumin WACC:ista vuonna 2020: 5.3%
  - Fortumin ilmoittama tuottotavoite 1.0% yli WACC:in investoinnin aikana
- Fortum osallistui hankkeella uusiutuvan energian tukikilpailuun
  - Fortumin tarjous markkinahintojen päälle maksettavalle tuelle oli 2.87 €/MWh
  - Yksinkertainen kustannuslaskelma antaa kustannusvastaavuudeksi noin 30 €/MWh, joka ei ole kaukana sähkömarkkinan sopimushinnoista vuodelle 2019

# Esimerkki: Fortum Kalax

	Wind EIA USD	Wind Case (Fortum Kalax) EUR	
Overnight cost	1,447,000	1,000,000	EUR or USD/MW
Interest rate for discounting (WACC)	6.20 %	6.30 %	
Cost-recovery period	30	20 years	
Annuity payment	107,382.42	89,319.79	USD or EUR/MW
Capacity factor	41 %	40.59 %	
Hours	8760	8760 h	
Generation	3,592	3,556	MWh/MW
Levelized capital cost	<b>29.90</b>	<b>25.12</b>	USD or EUR/MWh
	Wind EIA USD	Wind Case (Fortum Kalax) EUR	
Levelized fixed O&M	7.70	7.70	USD or EUR/MWh
Variable costs	0.00		USD or EUR/MWh
Total cost = LCOE	37.60	32.82	USD or EUR/MWh
Total cost = LCOE in EUR	34.18	32.82	EUR/MWh
Subsidy bid		2.87	EUR/MWh
Breakeven price		<b>29.95</b>	EUR/MWh
Market prices for the coming years in early 2019:		<b>31-33</b>	EUR/MWh

# Aurinkosähkön kustannuskehitys

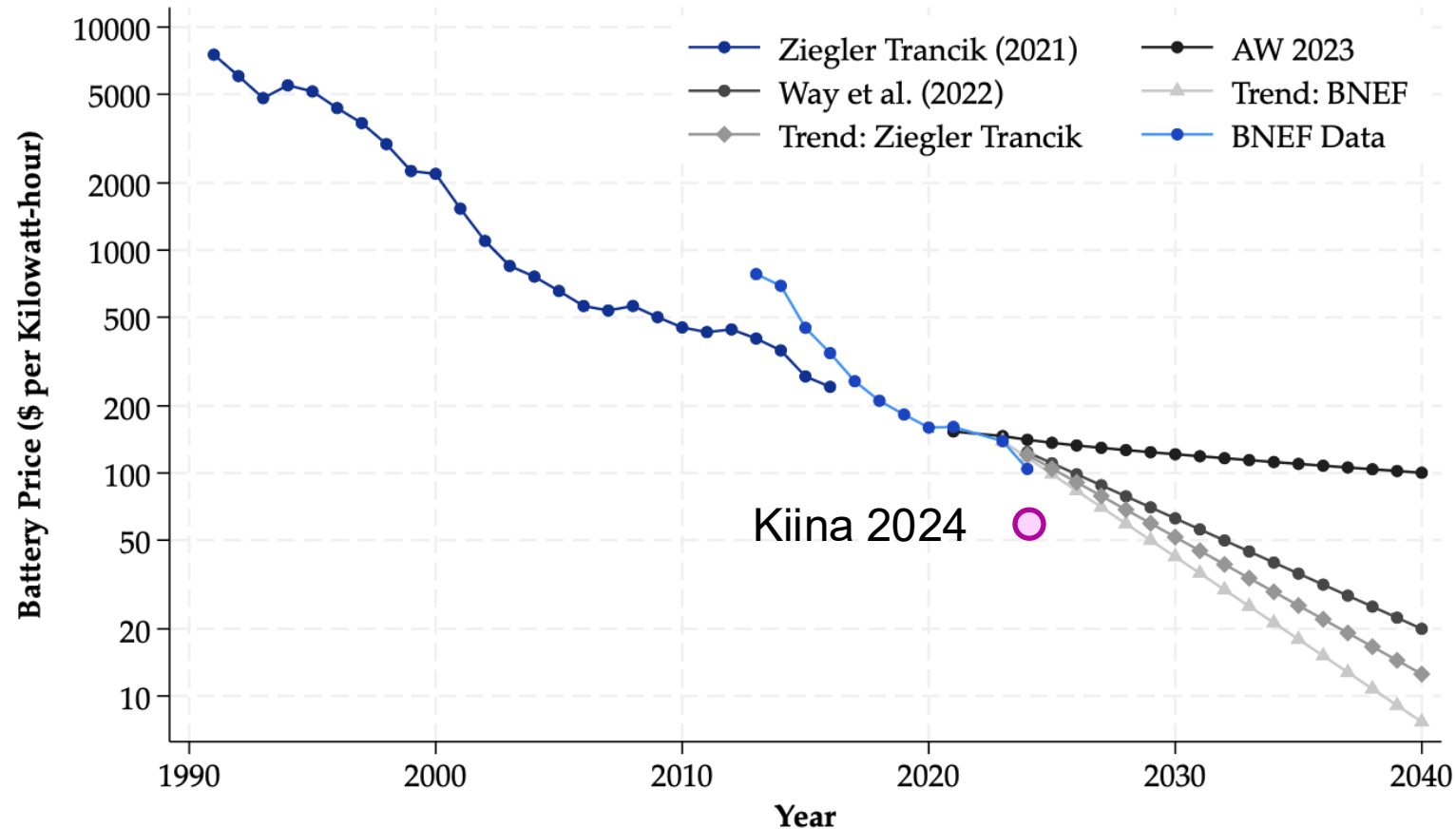


Globaali kehitys alentaa houkuttelevien teknologioiden hintoja

Kustannukset alenevat oppimisen myötä asennusmäärien kasvaessa

Lähde: Arkolakis & Walsh (2024) 12

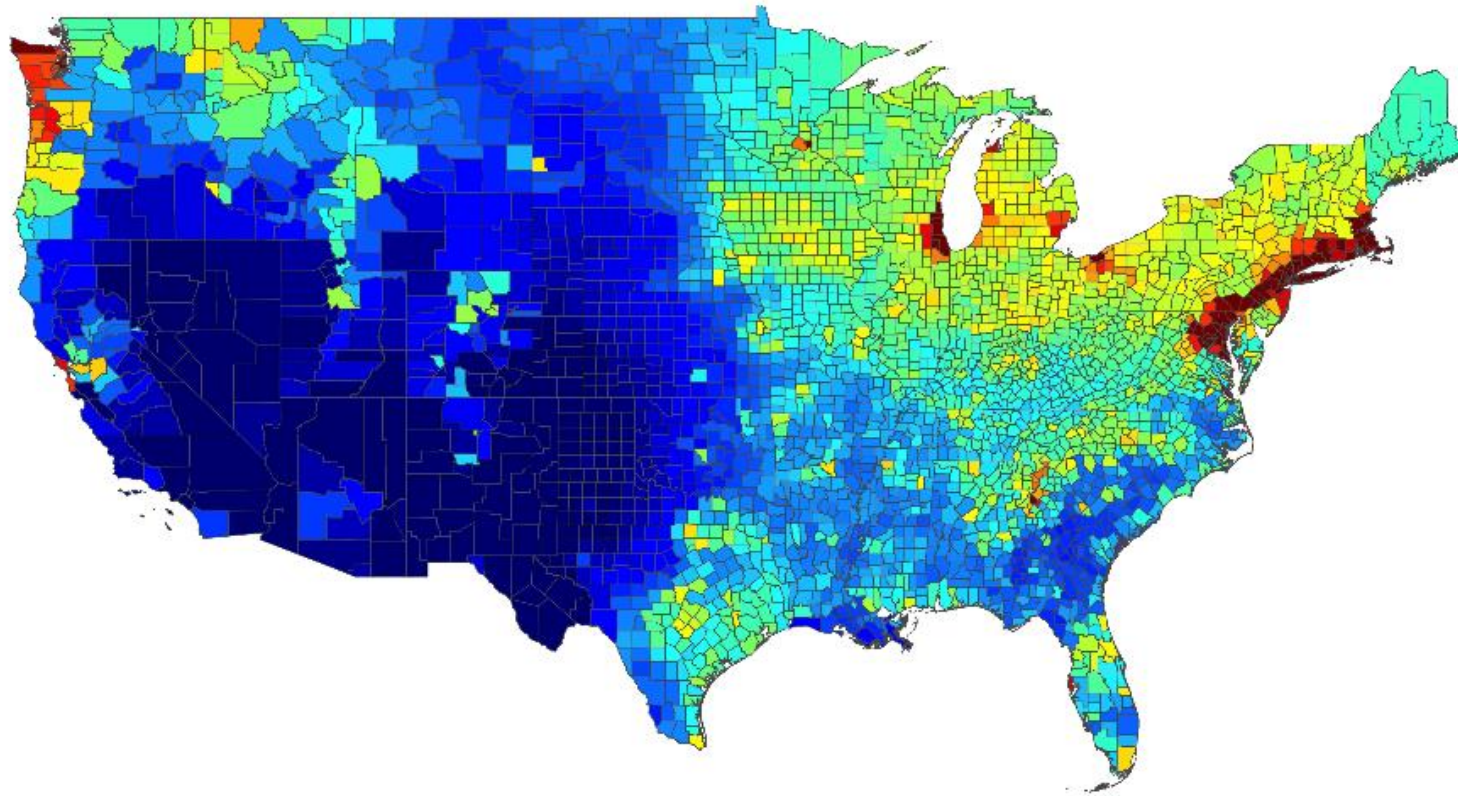
# Akkujen kustannuskehitys



Akkuteknologioiden kustannukset mahdollisesti alenemassa ennusteita nopeammin

# Esimerkki: Sähkön hinta USA:ssa 2040

## Oletetuilla oppimiskäyrillä



Price per MWh (\$)



# Kaukolämmön tuotantoteknologiat

CHP	WtE <sup>1</sup>	Pellet <sup>1</sup>	Woodchip <sup>1</sup>	NG <sup>1</sup>	Coal <sup>1</sup>	FO <sup>1</sup>	LFO <sup>1</sup>	SMR <sup>2</sup> *
Electrical capacity (MW <sub>e</sub> )	56	98	70	360	168	133	133	90
Heat capacity (MW <sub>th</sub> )	200	200	200	200	200	200	200	200
Electrical efficiency (net, name plate)	21%	32%	28%	56%	49%	37%	41%	28%
Total efficiency	97%	96%	109%	87%	107%	93%	103%	91%
Planned outage (weeks per year)	2.38	3	3	2.3	3**	0.17	0.17**	4**
Power-to-heat ratio	0.28	0.49	0.35	1.8	0.84	0.67**	0.67**	0.45
Technical lifetime (a)	25	25	25	25	25	25	25	60
Warm start-up time (h)	0.5	2	2	1	2**	0.02	0.09	10**
Nominal investment (M€/MW <sub>e</sub> )	9.12	2.53	3.75	0.94	2.15	0.37	0.40	2.89
Variable O&M (€/MWh <sub>e</sub> )	29.01	1.84	4.89	4.68	3.28	6.38	5.00**	4.00
Fixed O&M (€/MW <sub>e</sub> /a)	219 055	70 183	108 464	31 157	35 054	9 358	10000**	40 000

<sup>1</sup> (Danish Energy Agency, 2024) Data is for plants built in 2020.

<sup>2</sup> (Lindroos et al., 2019; Värri, 2018)

\* The modelled CHP SMR in the referred articles was the NuScale, but as previously mentioned, its costs rose more than expected. Nevertheless, the model uses these, as no other sources are available.

\*\* Estimations, as data was missing

	WtE <sup>1</sup>	Pellet <sup>1</sup>	Woodchip <sup>1</sup>	NG <sup>1</sup>	Coal <sup>2</sup>	Oil <sup>*</sup>	HP <sup>3**</sup>	Electric boiler <sup>1</sup>	LDR-50 <sup>3</sup>
Heat capacity (MW <sub>th</sub> )	200	200	200	200	200	200	20	20	200
Heat efficiency (net, name plate)	106 %	101 %	115 %	105 %	108 %	100 %	340 %	99 %	95 %
Auxiliary Electricity consumption (share of heat gen.)	2.60 %	2.10 %	2.20 %	0.10 %	2.0% *	1.00 %	1.00 %	0.50 %	1.10 %
Planned outage (weeks per year)	2.85	3	2	0.4	2 *	0.03	1	0.2	2
Technical lifetime (a)	25	25	25	25	20	25	25	25	60
Warm start-up time (h)	8	0.25	2	0.1	0.25 *	0.02	0.2	0.01	10
Nominal investment (M€/MW <sub>th</sub> )	1.85	0.75	0.47	0.06	0.2	0.11	0.51	0.07	1.5
Variable O&M (total) (€/MWh <sub>th</sub> )	7.85	2.08	2.87	1.17	2.7	2.13	1.27	0.96	9.5
Variable O&M (electricity cost) (€/MWh <sub>th</sub> )	1.89	1.51	1.62	0.11	1.50 *	0.22	0	0.43	1.5
Variable O&M (other O&M) (€/MWh <sub>th</sub> )	5.96	0.57	1.25	1.06	1.20 *	1.91	1.27	0.53	8
Fixed O&M (€/MW <sub>th</sub> /a)	82 943	34 772	36 793	2 074	10 000 *	3 119	4 253	1 138	15 000

<sup>1</sup> (Danish Energy Agency, 2024). Data is for plants built in 2020.

<sup>2</sup> (Värri, 2018)

<sup>3</sup> Cost estimations based on internal data.

\* Estimations based on CHP data and similar production methods.

\*\* HP gets heat from sea water. Data is estimated for 2025.

Teknologiamarkkinat kaukolämmölle rajallisemmat

Uusien teknologioiden (SMR, LDR-50) kustannuskehityksestä ei vielä kokemuksia

# Esimerkki: Helsinki SMR

- Esitetyillä laskelmilla kaukolämmön tuotanto SMR:llä vaikuttaa taloudellisesti kannattavalta suhteessa vaihtoehtoihin
  - Kaukolämmön myyntihinta Suomessa on ollut noin 80 €/MWh (alv. 0%) vuonna 2023
- SMR:n osalta laskelmat perustuvat LDR-50 hankkeen sisäisesti arvioituihin kustannuksiin

Nr. Of LDR-50s	CF	Variable O&M (M€)	LCOH (€/MWh)	NPV (M€)	IRR
2	0.93	7.5	29.5	57.9	16.4%
4	0.92	14.8	25.8	100.2	16.4%
6	0.88	21.2	25.1	139.7	16.3%
8	0.82	26.4	25.5	175.2	16.2%
10	0.77	31.2	26.1	209.4	16.0%
12	0.74	35.8	26.4	242.8	15.9%
14	0.67	38.0	27.8	268.5	15.7%
16	0.59	38.0	29.9	287.1	15.4%
18	0.52	38.0	32.5	305.7	15.2%
20	0.47	38.0	34.7	324.2	15.1%

# Agenda

**Edellytykset investointipäätökselle**

**Kustannukset**

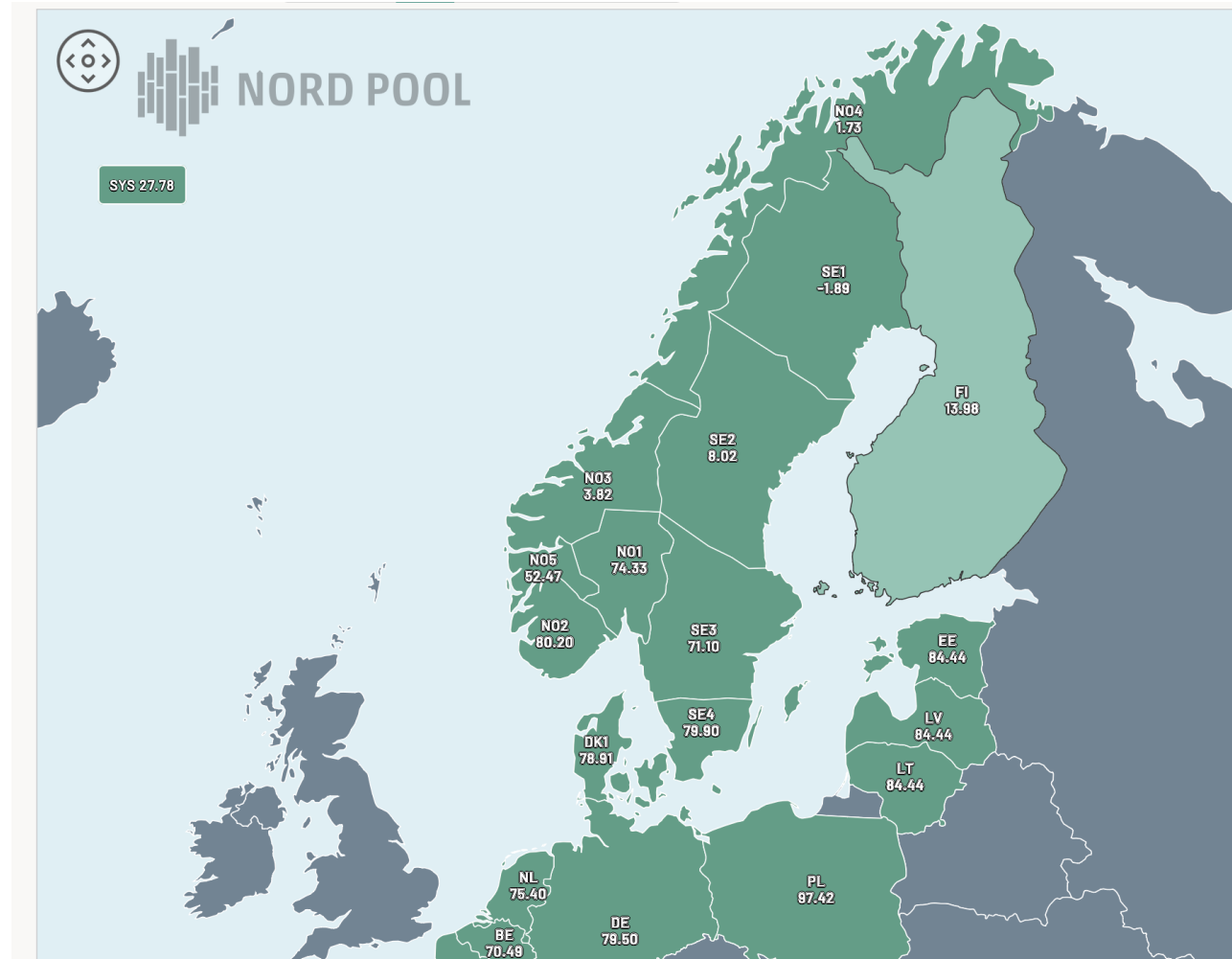
**Tuotot**

**Riskit**

# Tuotot ja niiden epävarmuudet

- Markkinamekanismit
  - Tuotteet tai energia myydään markkinoille, markkinat määrittävät hinnat
  - Markkinahintojen epävarmuus heiluttaa saatuja tuottoja
  - Epävarmuutta tuotannosta, kysynnästä ja tuotannontekijöiden, esim. energialähteiden, hinnoista
  - Toteutuneet hinnat ja kaupankäynti sopimusmarkkinalla tuottavat informaatiota päätöksenteon tueksi
- Asiakkailta suoraan saatavat tuotot
  - Energia tai tuotteet myydään suoraan asiakkaille, hinnat määräytyvät neuvottelussa
  - Sopimuksin tehtävät sitoumukset, usein alakohtaiset käytännöt: esim. sähkössä PPA:t

# Sähkön markkinahinnat



Sähkön hintojen maantieteellinen epävarmuus

# Sähkön markkinahinnat

Delivery period (EET)	EE (EUR)	GER (EUR)	DK1 (EUR)	DK2 (EUR)	FI (EUR)	SE2 (EUR)	SE3 (EUR)	SE4 (EUR)
01:00 - 02:00	89,32	89,87	89,87	89,87	5,11	8,39	57,76	87,82
02:00 - 03:00	86,88	88,55	88,55	88,55	5,80	6,05	46,58	86,47
03:00 - 04:00	88,84	89,20	89,20	89,20	4,51	6,83	53,71	87,20
04:00 - 05:00	94,84	93,94	93,94	93,95	1,76	10,41	76,44	90,29
05:00 - 06:00	97,68	96,71	96,71	96,73	2,00	13,31	89,44	94,58
06:00 - 07:00	112,52	104,00	104,00	104,02	1,26	14,74	100,28	102,27
07:00 - 08:00	137,54	136,77	136,77	136,79	20,04	18,43	120,58	123,37
08:00 - 09:00	128,58	128,33	128,33	128,35	69,76	19,59	121,42	125,58
09:00 - 10:00	100,33	100,42	100,42	100,44	100,34	15,78	94,27	97,28
10:00 - 11:00	80,56	79,36	79,36	78,24	74,82	17,10	76,58	79,81
11:00 - 12:00	20,16	16,09	16,09	17,21	25,90	10,38	16,47	17,23
12:00 - 13:00	5,99	-0,75	-0,75	5,92	5,99	5,95	6,55	5,95
13:00 - 14:00	5,82	-6,00	-2,56	4,00	5,82	5,01	5,83	4,14
14:00 - 15:00	4,93	-16,00	-1,74	14,33	4,93	2,76	9,90	13,39
15:00 - 16:00	5,98	-6,55	-3,20	0,15	5,65	3,10	1,34	0,38
16:00 - 17:00	3,91	-3,83	-3,64	3,98	3,59	3,52	4,29	3,96
17:00 - 18:00	6,65	0,55	0,54	5,24	3,92	3,57	4,48	5,11
18:00 - 19:00	74,03	74,00	73,95	71,32	1,26	4,65	57,87	72,71
19:00 - 20:00	112,08	105,23	99,71	99,77	5,30	4,31	101,49	103,62
20:00 - 21:00	152,90	151,07	135,91	136,07	2,98	3,75	137,05	140,89
21:00 - 22:00	235,04	223,58	212,92	212,97	0,00	4,30	207,72	219,24
22:00 - 23:00	156,73	148,96	148,37	141,85	-0,01	3,84	139,25	146,09
23:00 - 00:00	118,87	111,97	111,97	107,29	-5,00	3,69	92,04	109,68
00:00 - 01:00	106,38	102,63	99,21	98,23	-10,24	2,91	85,04	100,56
Min:	3,91	-16,00	-3,64	0,15	-10,24	2,76	1,34	0,38
Max:	235,04	223,58	212,92	212,97	100,34	19,59	207,72	219,24
Average:	84,44	79,50	78,91	80,19	13,98	8,02	71,10	79,90

Sähkön spot-hintojen lyhyen aikavälin epävarmuus

# Johdannaismarkkina

- Sähkön tulevilla hintatasoilla voidaan käydä kauppaa johdannaismarkkinalla
  - Johdannaismarkkinat ovat tyypillinen väline hyödykemarkkinoiden riskienhallintaan
- Johdannaismarkkinalla sopimukset määritelty tarkasti:
  - Tuotteena voisi olla esimerkiksi 1 MW vuonna 2027 Suomen hinta-alueelle hintaan 40 €/MWh
  - Johdannaispörssin kautta käydään finanssikauppaa: pörssi hyvittää ja velottaa erot suhteessa spot-hintaan. Lopputulemana esimerkissä myyjä saa 40 €/MWh ja ostaja maksaa 40 €/MWh joka tunti vuoden 2027 aikana
- Finanssimarkkinoiden tiukka sääntely ohjannut kaupankäyntiä kahdenvälisiin sopimuksiin
  - Kaupankäynti johdannaismarkkinalla on vähäistä lähimpiä vuosia lukuun ottamatta
  - Esimerkiksi myyjän fyysinen sähköntoimitus ja ostajan fyysinen osto Suomessa
- Johdannaismarkkinahinnat julkinen referenssi tulevista hintatasoista

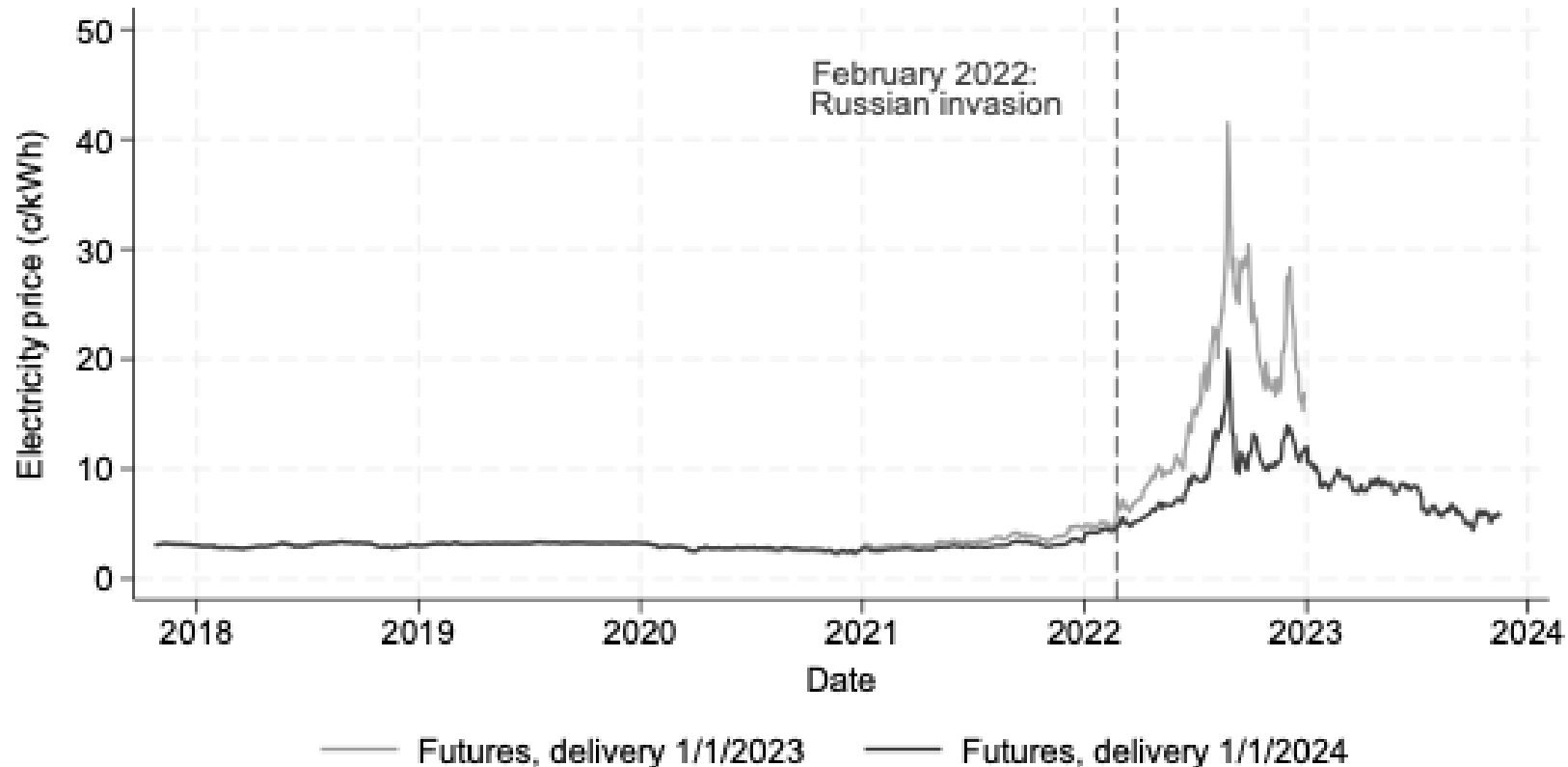
# Johdannaismarkkinat

Product Series	Bid	Ask	Last	+/-	%	High	Low	On*	Off*	Vol*	Daily Fix	OI	Trades	Size**
ENOFUTBLYR-26	38.25	38.45	38.45	+0.30	+0.78%	38.45	38.15	6	29	35	38.15	4,368	6	8,760
ENOFUTBLYR-27	38.20	38.60							3	3	38.10	1,926		8,760
ENOFUTBLYR-28	38.30	39.30							4	4	38.80	830		8,784
SYBERFUTBLYR-26									5	5	7.50	65		8,760
SYHELFUTBLYR-26	5.70	6.45							1	1	6.20	542	1	8,760
SYKRIFUTBLYR-26									5	5	15.50	205		8,760
SYOSLFUTBLYR-26	11.50								10	10	12.00	92		8,760
SYSTOFUTBLYR-26	2.70	2.85							10	10	2.70	1,368		8,760
SYSTOFUTBLYR-27	1.50	1.65							3	3	1.50	706		8,760
SYSTOFUTBLYR-28	0.40								1	1	0.65	301	1	8,784
SYSUNFUTBLYR-27									2	2	-14.40	274		8,760
SYTRHFUTBLYR-26		-5.00							5	5	-6.25	110		8,760
SYTROFUTBLYR-26									10	10	-19.00	75	1	8,760

Key: Electricity \* MW \*\* HOURS

Sopimusmarkkinan hintoja vuodelle '26: ENOFUTBLYR-26 on pohjoismaista systeemihintaa vastaan (38,15 €/MWh) ja SYHELFUTBLYR-26 on Suomen aluehinnan ja systeemihinnan ero (6,20 €/MWh)  
 Johdannaismarkkinahinta Suomessa vuonna '26 on siis  $38,15 + 6,20 = 44,35$  €/MWh

# Johdannaismarkkinat



Sopimushinnat heijastelevat markkinoiden oletuksia tulevista spot-hinnoista

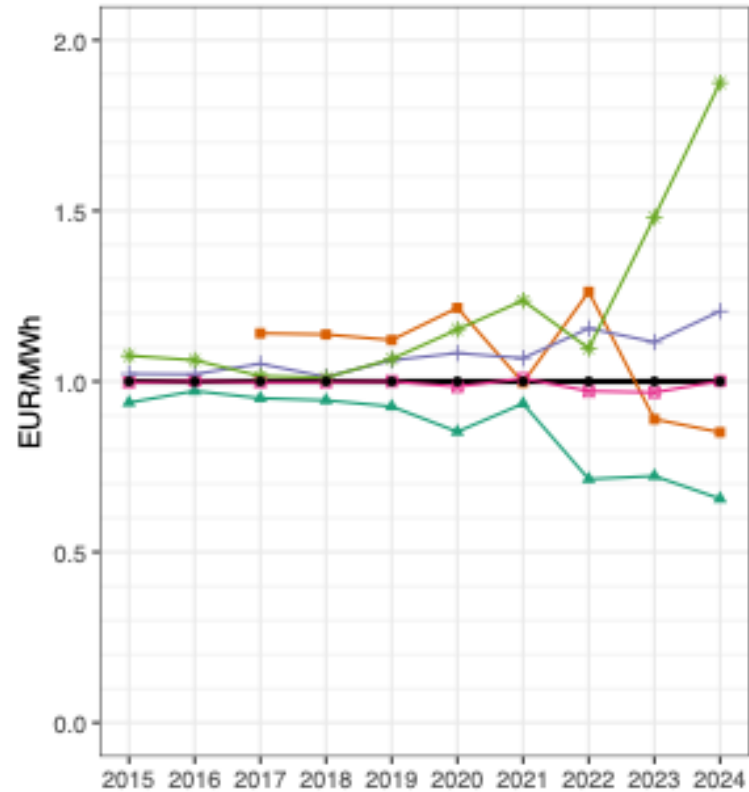
# Saavutetut hinnat markkinoilta

## Vuosikeskihinnat



Lähde: Fingrid Avoin data, ENTSO-E

## Suhteellinen hinta vs. spot

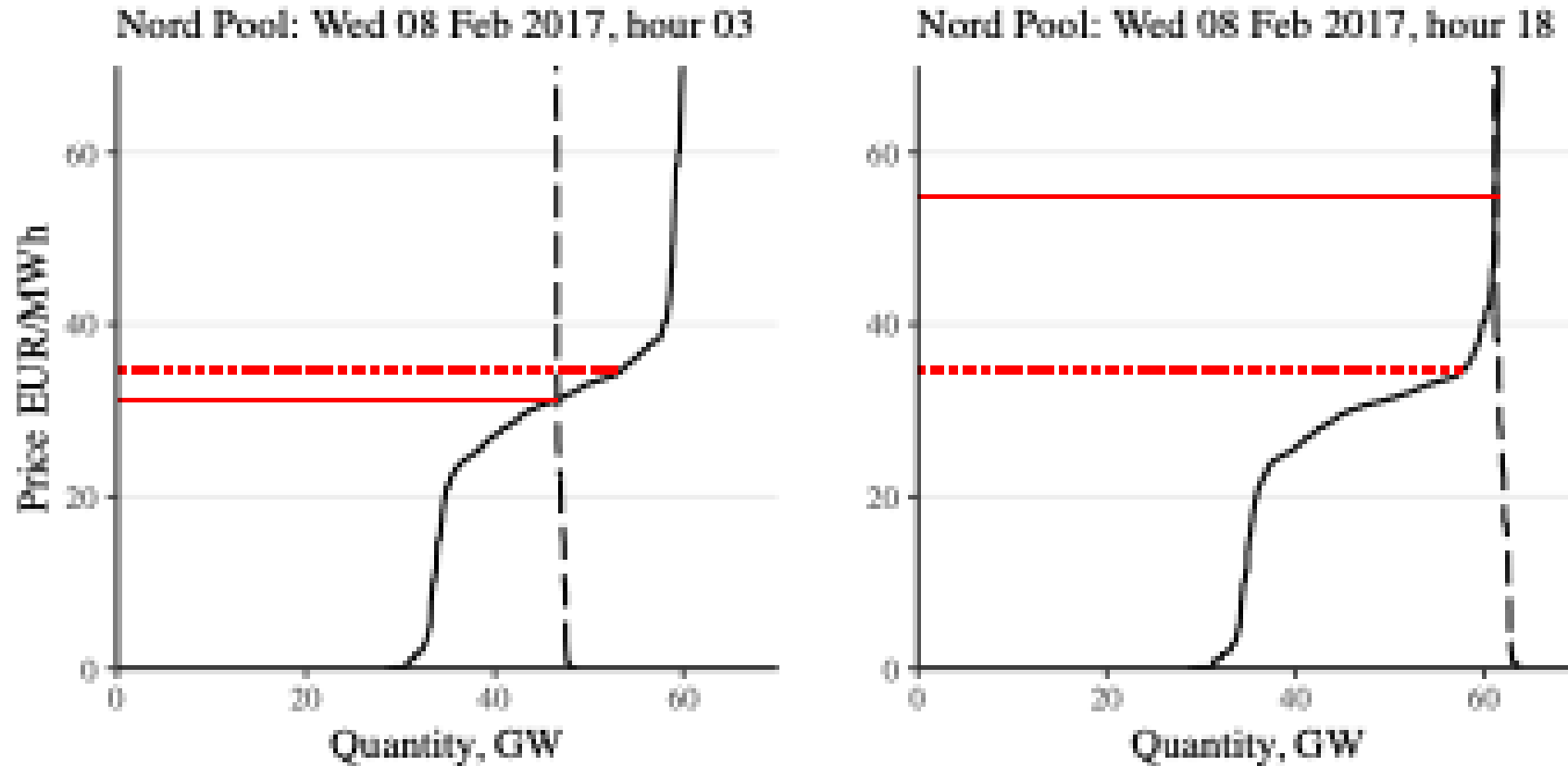


Lähde: Fingrid Avoin data, ENTSO-E

## Esimerkki

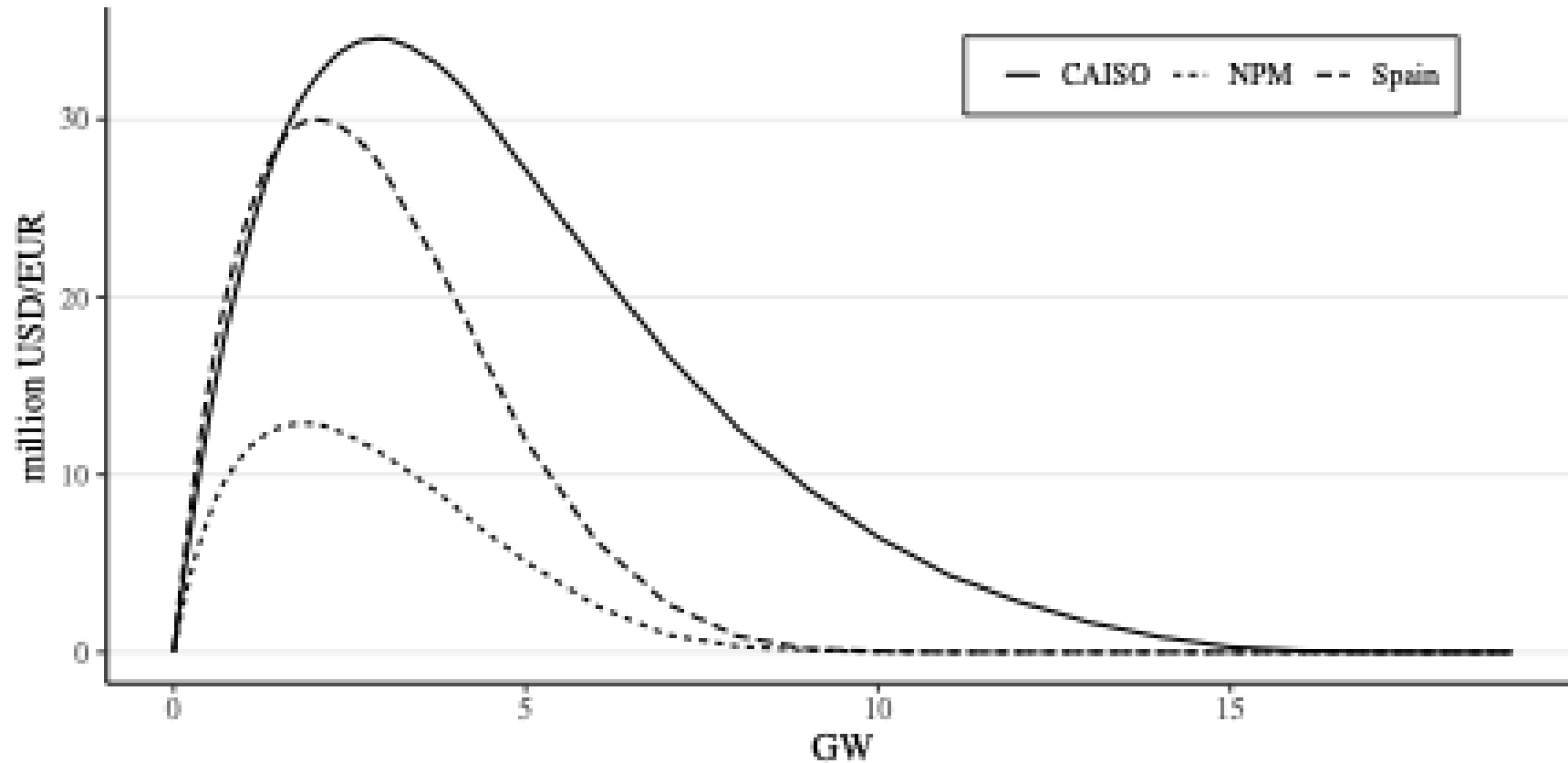
- Oletetaan johdannaishinnaksi 45 €/MWh
- Vuoden 2024 saavutetuilla suhteellisilla hinnoilla:
  - Ydinsähkön keskihinta: ~45 €/MWh
  - Tuulisähkön keskihinta: ~30 €/MWh
- Markkinan keskihinnan lisäksi investoinneissa otettava huomioon teknologiakohtaiset erot

# Jouston toiminta markkinoilla



Suuret hintaerot tekevät joustavista teknologioista kannattavampia (vrt. vesivoima edellä)

# Joustavan teknologian tuotot



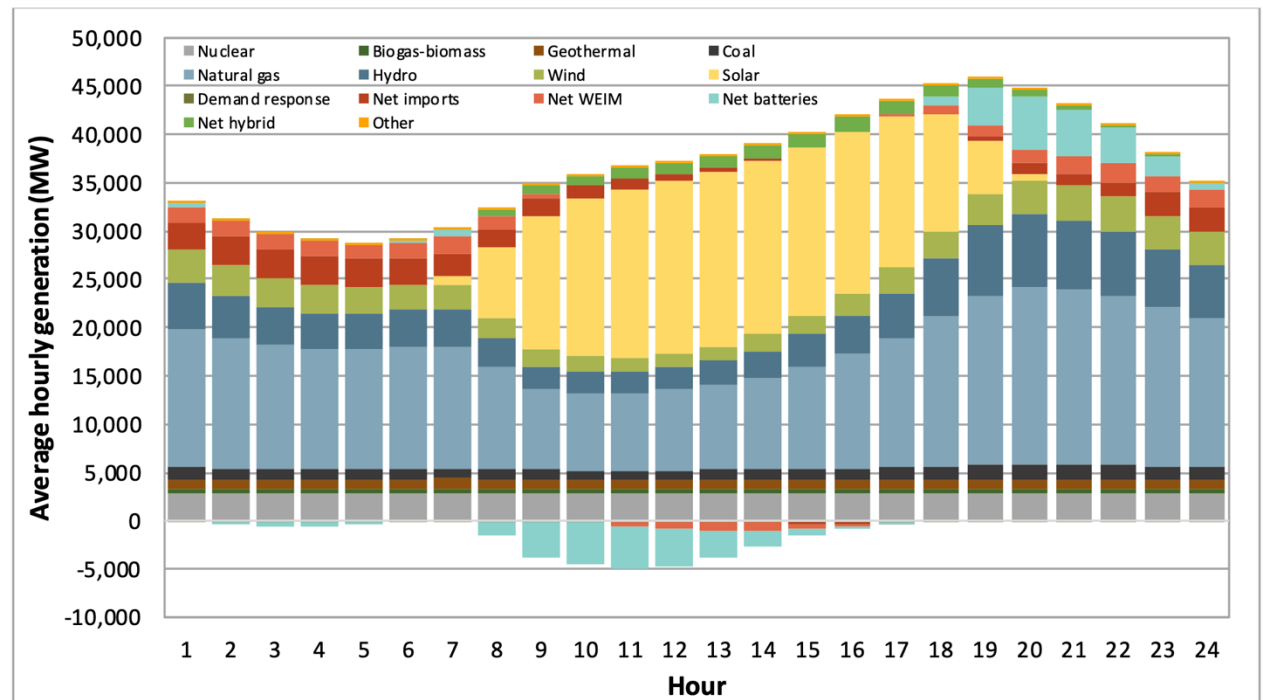
Joustavien teknologioiden markkinatuotot alenevat kun kapasiteettia kasvatetaan

Pohjoismaissa tuotot alemmat kuin esim. Kaliforniassa

# Esimerkki: Kalifornia 2024

- Uusiutuvien lisääntyessä markkinat palkitsevat joustavia teknologioita
- Aurinkosähkön osuus markkinoilla kasvanut voimakkaasti
- Akut tulleet mukaan uutena kapasiteettina
- Mittasuhteet: Kaliforniassa noin 20 000 MW aurinkosähköä ja 10 000 MW akkukapasiteettia (liitettynä CAISO:n kantaverkkoon)

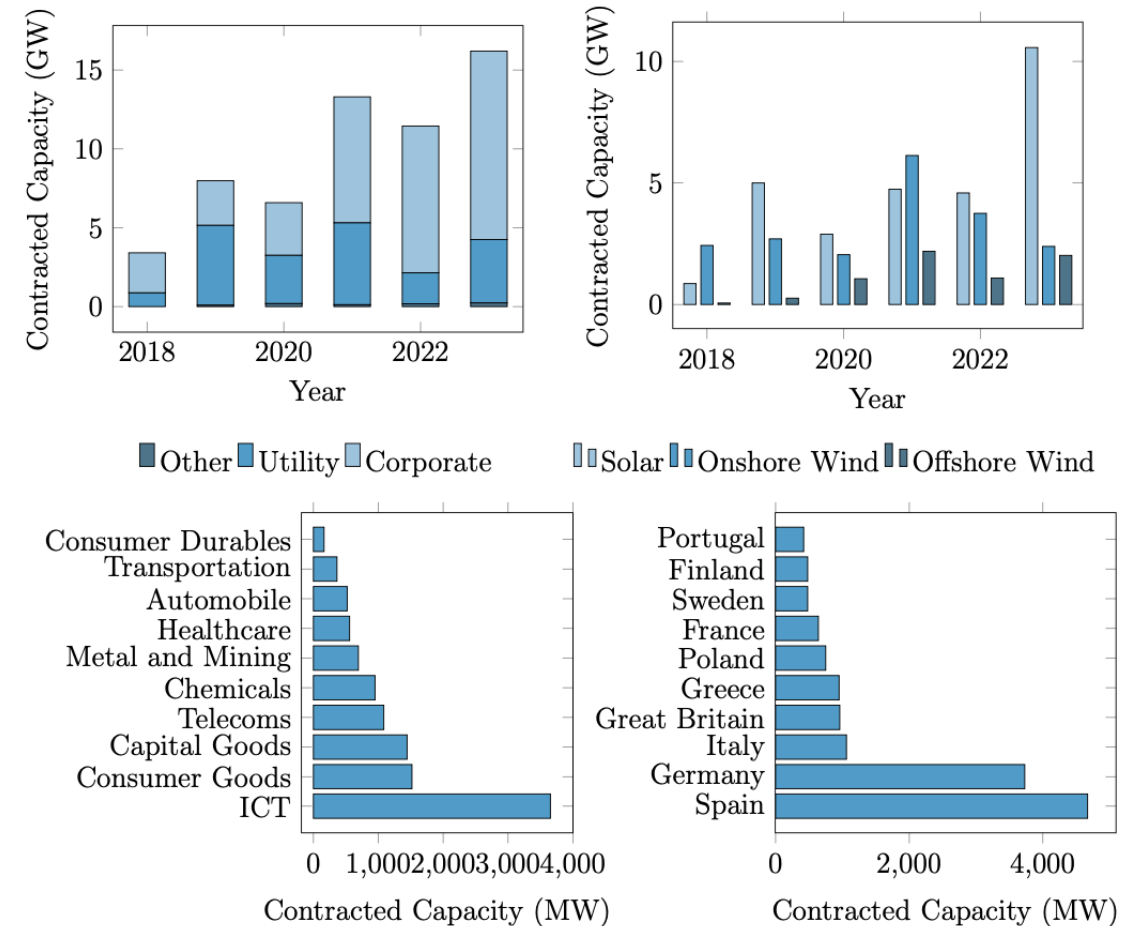
Figure 1.6 Average hourly generation by fuel type in the California region (Q3 2024)



# PPA:t, sähkön sopimuskauppaa

## Power Purchase Agreement

- Markkinamekanismien ohella toimijat voivat käydä kahdenvälistä kauppaa
- Sopimukset kiinnitetään tiettyyn tuotantoteknologiaan pidemmäksi ajaksi
  - Tuotannosta saadun hintatason kiinnittäminen vähentää riskiä
  - Samoin ostaja voi hyötyä kiinnitetystä hankintahinnasta
- Tuotannon ja kulutuskohteen sähkönkäytön erotus edelleen tavalla tai toisella altis markkinahinnoille



# Sopimushintoja Euroopassa

Figure 1: Onshore wind and solar PV pricing, H1 2022



Source: BloombergNEF, survey participants, Zeigo. Note: Data collected January–March 2022. Hatched infill indicates that no PPAs have been announced to date.

# Esimerkki: Amazon ja OX2 PPA

”Energiayhtiö OX2 kertoi viime viikolla investoivansa 700 miljoonaa euroa tuulipuistoihin. Niiden nimellisteho on 472 megawattia.

Puistot pysyvät OX2:n omistuksessa, mutta Amazon on tehnyt pitkän sähkönhankintasopimuksen tuulipuistojen kanssa.

Amazon kertoo kompensoivansa tuulivoimainvestoinnillaan kokonaispäästöjään.

Yhtiön mukaan tämä ei tarkoita sitä, että se suunnittelisi datakeskuksen rakentamista Suomeen.”

## **Verkkoyhtiö Amazon ostaa kaiken sähkön pohjalaiskuntiin nousevista 700 miljoonan euron tuulipuistoista**

Amazon on solminut pitkän sähkönostosopimuksen rakenteilla olevien tuulipuistojen kanssa. Yritys kompensoi kokonaispäästöjään tukemalla tuulivoimarakentamista.



Maansiirtotyöt Rajamäenkyllän ja Halsuan tuulivoimapuistoissa ovat jo alkaneet. Vuonna 2028 puistot tuottavat ensimmäiset megawattinsa Amazonille. Arkistokuva. Kuva: Pasi Takkunen / Yle

# Agenda

**Edellytykset investointipäätökselle**

**Kustannukset**

**Tuotot**

**Riskit**

# Projektin riskit

## Riskilähteitä

### Kustannukset

- Rakentaminen
- Hankintaketjut, esim., energia, raaka-aineet
- Käyttö- ja kunnossapito

### Tuotot

- Markkinat
- Asiakkaat

### Riskin määrä

- Kustannusten ja tuottojen epävarmuudet
- Tehdyt sitoumukset

## Riskienhallinta

1. Riskien ehkäisy
2. Riskien siirto, esim. sopimukset
3. Realisoituvien riskien hallinta
4. Riskinkantokyky

# Esimerkki: Fennovoima

## Kesko pääsi irti Fennovoimasta – 200 miljoonan euron osuus ydinvoimalasta menee myytäväksi

Välimiesoikeus ratkaisi Keskon ja Fennovoiman muiden kotimaisten osakkaiden omistuskiiстан Keskon eduksi.

- Mankala-yhtiöissä hankkeen omistus voi muuttua rasiitteeksi



Pyhäjoen Hanhikivenniemielle suunnitellaan venäläisen Rosatomin ydinvoimalaa.

KUVA: FENNOVOIMA

# Esimerkki: Northvolt

- Rahoitus
  - Tukea mm. EU:lta ja Saksalta
  - Yksityisiä sijoittajia, mm. Volkswagen, Goldman Sachs
  - Lainaa 5 mrd. euron edestä Euroopan investointipankilta, Pohjoismaiden investointipankilta ja yksityisiltä sijoittajilta
- Yritys ei päässyt tuotantotavoitteisiinsa
  - Selityksenä osaamisvajeen synnyttämä riippuvuus kiinalaisista raaka-aineista ja koneista

## **Akkuvalmistaja Northvolt lopettaa toimintansa kesäkuussa**

Northvoltista yritettiin tehdä Kiinan akkutuotannon eurooppalainen kilpailija.

# Esimerkki: Vapo

- Biodieselin markkina perustui EU:n suunnittelemiin sekoitevelvoitteisiin
  - Euroopan laajuinen sekoitevelvoite jäi toteutumatta
  - Markkinapotentiaali pieneni
- Ankkurisijoittajat vetäytyivät alustavista sitoumuksistaan
  - Vapon omat pääomat eivät riittäneet investointiin

## Vapon piti rakentaa biodieseltehdas Kemiin – Näin tehtaalle ja tukimiljoonille kävi

Vapo suunnitteli 2010-luvun alussa biodieseltehdasta Kemiin. Kysyimme, mitä sen jälkeen on käynyt?



**Biodieseliä.** Tekniikka&Talous kertoi numerossa 6/2013 Vapon kunnianhimoisista suunnitelmista biodieselin suhteen.

# Esimerkki: Keljonlahti

- Keljonlahden yhteistuotantolaitos perustunut arvioon kaukolämmön kysynnästä
  - Kaukolämmön kysyntä tasaantui koko Suomessa 2010-luvulla
- Rakennettu turpeen ja puun yhteispolttoon
  - Lisäinvestointeja vuonna 2012 kivihiilen polttoa varten turpeen hankintaan liittyvien ongelmien vuoksi

## Megaluokan munaukselle on naurettavan yksinkertainen selitys

Jyväskylän Energian surkeiden tuloslukujen takana on lähes yksinomaan yksi liian suuri investointi: Keljonlahden voimala, joka on kaupungin kokoon ja tarpeeseen nähden aivan liian suuri.



# Epävarmuus ja investoinnit

- Kasvava epävarmuus tulevasta kehityksestä lisää projektien riskejä
  - Suomen tilanteen lisäksi otettava huomioon myös globaali kilpailutilanne
- Kasvaneiden riskein vuoksi pääomalle maksettava korkeampaa tuottoa
- Epävarmuus yhdistettynä pitkäaikaisiin investointeihin tekee investoijat varovaisiksi
  - Voi olla järkevä odottaa ja katsoa miten markkinat kehittyvät ennen pitkäaikaisia sitoumuksia
- Puhdas siirtymä muuttaa pitkässä juoksussa epävarmuuden luonnetta
  - Aiemmin: ennakoimatonta epävarmuutta fossiilisten polttoaineiden hinnoista ja ilmastopolitiikasta
  - Myöhemmin: ennustettavaa epävarmuutta uusiutuvien saatavuudesta

# Yhteenveto

## **Investointeja tehdään perustuen taloudellisiin oletuksiin**

- Arvioitava kokonaiskustannukset
- Markkinahinnat ja/tai asiakkaiden kanssa tehdyt sitoumukset kertovat tuloista

## **Investointien peruslogiikka sama energiantuotannossa ja teollisessa tuotannossa**

- Energiantuotanto kilpailee paikallisesti
- Teollinen tuotanto usein globaalisti, globaali kehitys otettava huomioon

## **Hankkeisiin liittyvä epävarmuus kasvattaa riskejä**

- Epävarmuus hidastaa investointeja
- Taloudellisten edellytysten turvaaminen sopimuksien