



Kosten van windenergie **wat zijn gevolgen** **voor de electriciteitsvoorziening?**

Prof. dr. Machiel Mulder

*Faculteit Economie en Bedrijfskunde, RUG
Economisch Bureau, Autoriteit Consument en Markt*

2^e NLVOW Conferentie

Jaarbeurs Utrecht, 20 juni 2014



Welke onderdelen elektriciteitsvoorziening worden geraakt?

1. Groothandelsmarkt

- a) Prijsvorming
- b) Flexibiliteit: kosten van aanpassen productie conventionele centrales
- c) Onzekerheid: kosten van balancering

2. Netwerken

- a) Op land
- b) Op zee

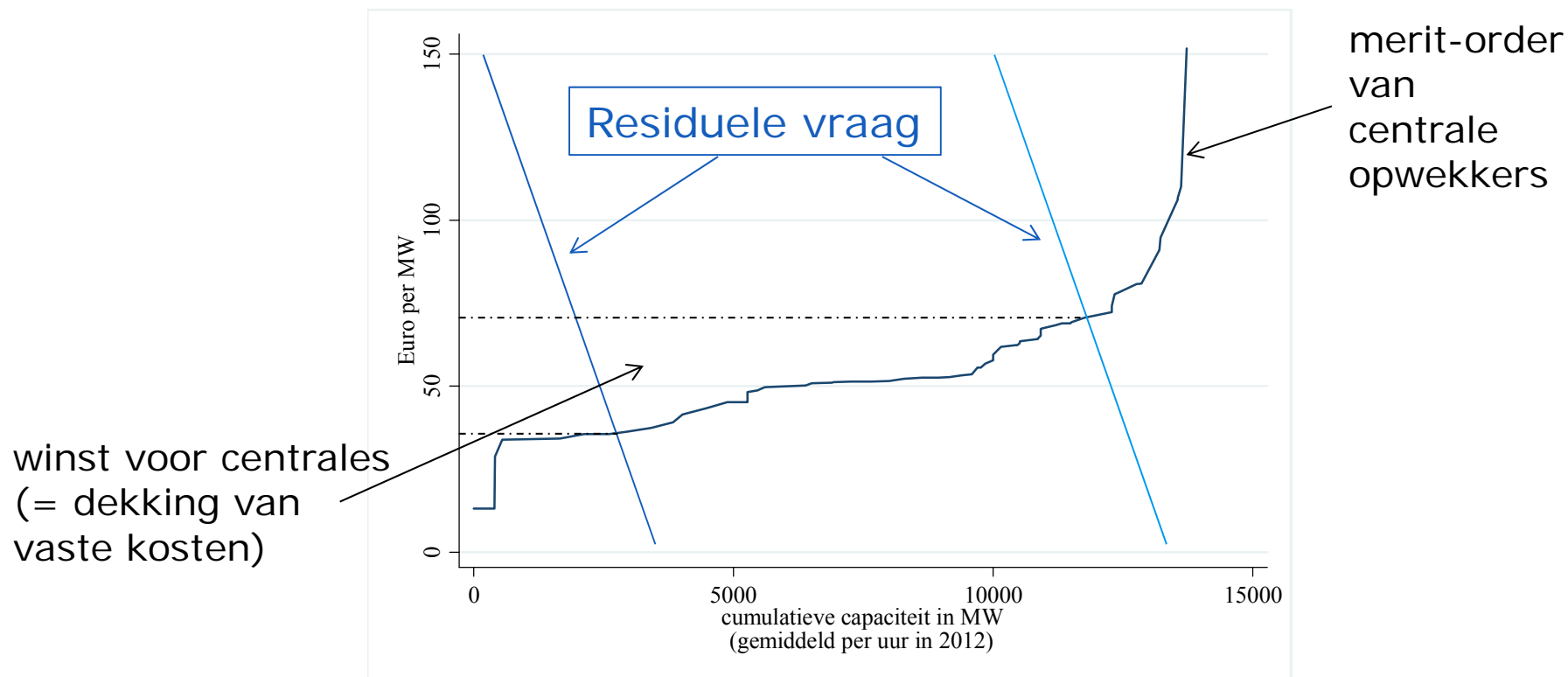
3. Eindgebruikerstarieven



Groothandelsmarkt: prijsvorming

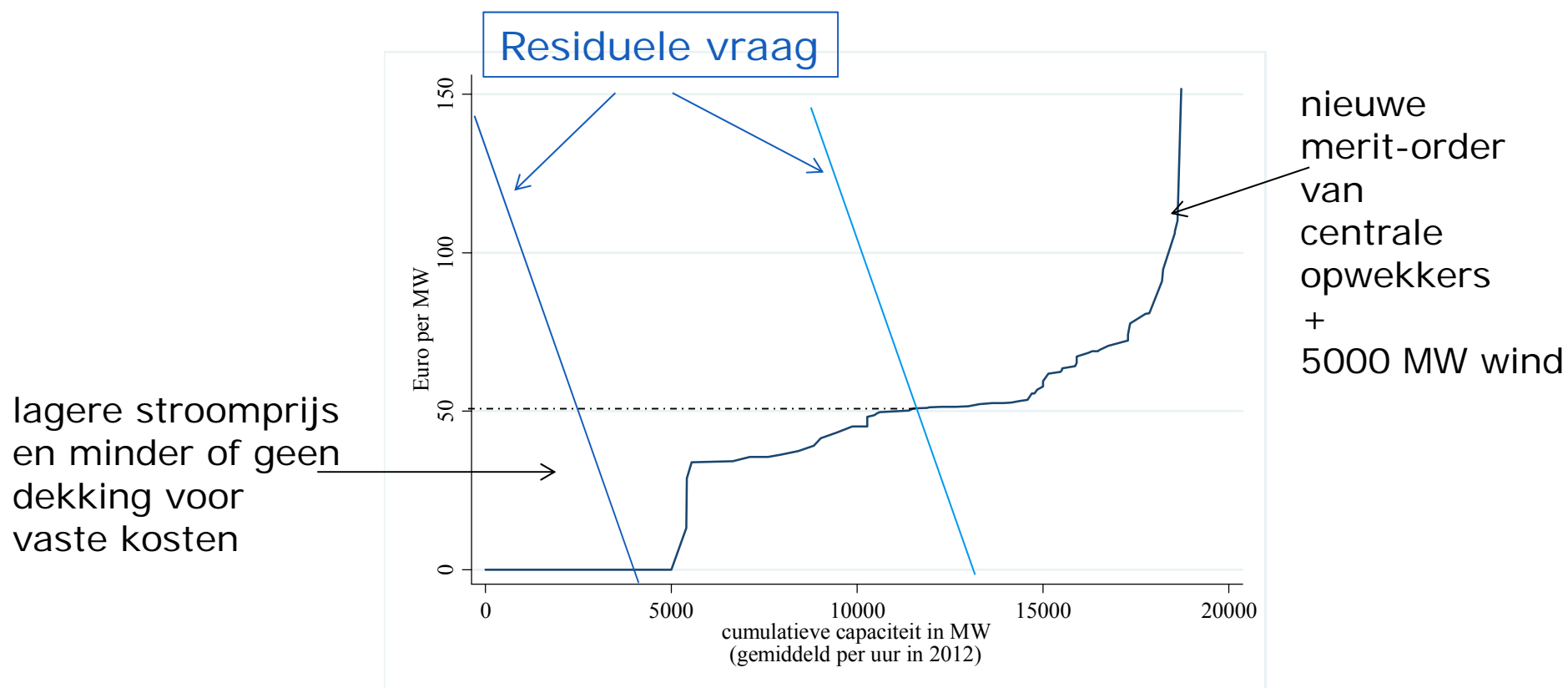
‘Energy-only market’:

- alleen prijs voor het product ‘elektriciteit’
- stroomprijs wordt bepaald door systeem-marginale kosten





Prijsvorming: wat betekent de komst van windenergie?





Hoe worden vaste kosten gedekt?

Bij conventionele centrales: uit de inframarginale winst (i.e. het verschil tussen de stroomopbrengsten en de variabele kosten)

Bij windmolens is dat verschil onvoldoende:

- **Feed-in-margins**: subsidie om verschil tussen stroomprijs en benodigde dekking voor vaste kosten aan te vullen
- **Feed-in-tariffs**: subsidie gebaseerd op integrale kosten



Nederlandse elektriciteitsprijs is lager door windenergie uit zowel Nederland als Duitsland

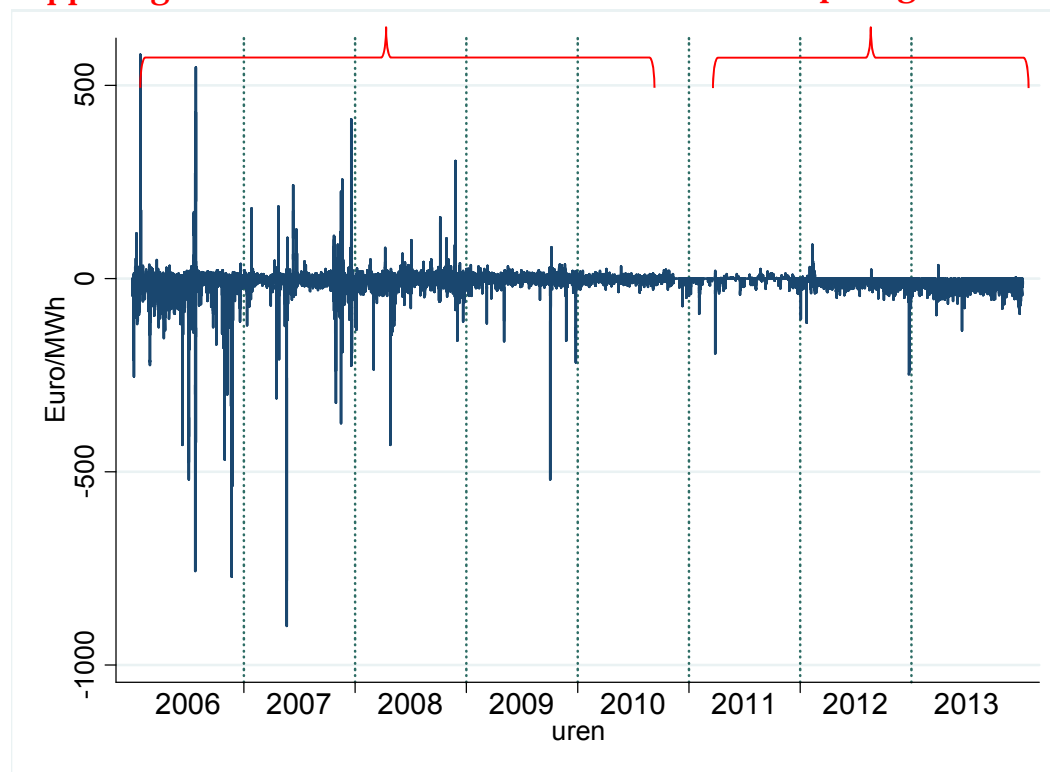
Log.Dutch day-ahead price (APX)	2011+2012	2013
log.Demand	0.17 ***	0.24***
log.RSI	-0.07***	-0.06***
log.gasprice	0.72***	0.81***
log.coalprice	-0.0004	0.75***
Log.CO2price	0.21***	-0.03
Log.windspeedNeth	-0.01***	-0.02***
Log.windsupplyGer	-0.03***	0.004
Log.solarsupplyGer	-0.03***	0.0007
<i>Time dummies</i>		
<i>AR-terms</i>		



Door verschillen in duurzame-energiebeleid weer meer prijsverschillen tussen landen

Afnemend prijsverschil tussen Nederland en Duitsland door koppeling netwerken

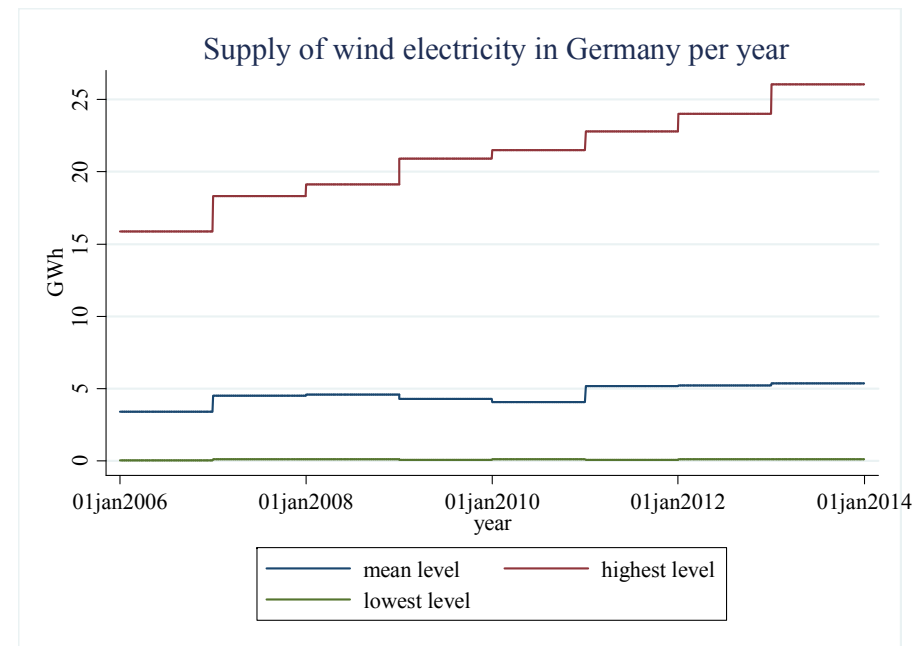
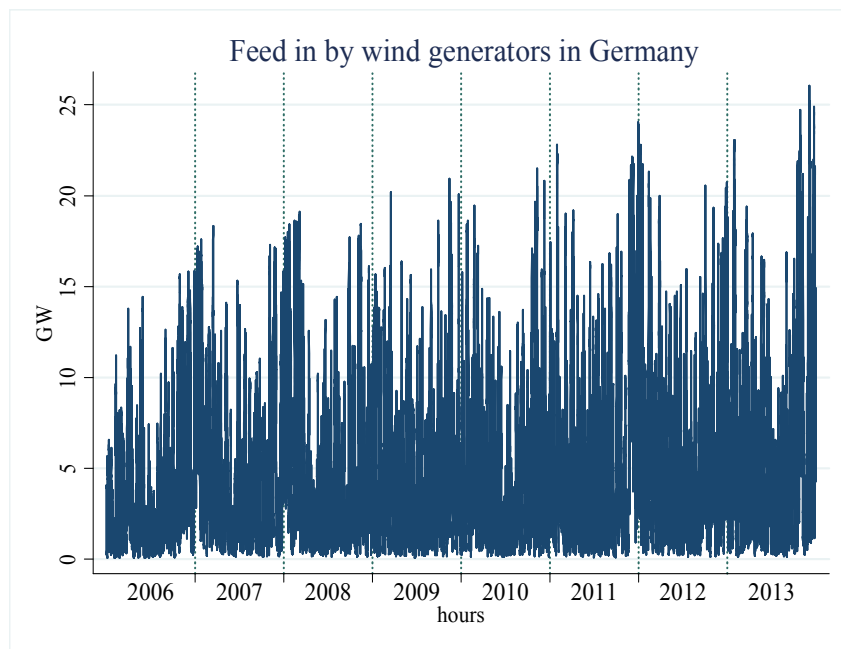
Toenemend prijsverschil door duurzame energie in Duitsland en bestaan van restricties op de grens





Aanwezigheid van windmolens doet beroep op **flexibiliteit** van rest van de markt

hoogste productioniveau in Dld is 5 x het gemiddelde niveau in een jaar





Wat zijn de kosten van benodigde **flexibiliteit**?

Conventionele (kolen- en gascentrales) moeten vaker in- en afschakelen:

- **lagere brandstofefficiëntie**
 - minder stroomproductie bij zelfde hoeveelheid gebruikte brandstof
- **extra kosten voor opstarten**
 - brandstof, slijtage

Deze kosten schuiven de *merit order* naar boven en hebben dus een prijsopdrijvend effect

Dit effect is al verwerkt in de geschatte effecten van wind op de dag-vooruit stroomprijs



Daarbovenop: kosten vanwege **onzekerheid**

Afwijkingen tussen de *verwachte* productie door windmolens en de *werkelijke* productie betekenen dat conventionele centrales extra flexibiliteit moeten vertonen

Dit zijn de zogenaamde **onbalanskosten** door wind.

Deze kosten hangen af van

- het type centrales in de markt (bij kolen hoger, bij gas lager, bij hydro laagst)
- koppeling met andere markten
- prikkels voor producenten windenergie om onbalanskosten te dragen

Voor België worden deze kosten geschat op zo'n 4 euro per MWh/wind

(bron: Bruninx, e.a., The cost of wind power forecast errors in the Belgian power system, Leuven, juni 2014)



Indicatieve schatting kosten op groothandelsmarkt

Stel: 1000 MW meer wind op land:

- **Prijsvoordeel voor huishoudens**
 - 1000 MW meer wind is toename van ca 30%
 - Prijselasticiteit is -0.03
 - Prijsdaling is ca. 1% = ca 0,50 Euro/MWh
 - voor alle huishoudens samen is dat ca. 10 mln euro direct voordeel + lagere stroomkosten voor bedrijven (indirect voordeel)
- **Onbalanskosten**
 - 1000 MW wind op land = gemiddeld 250 MWh productie
 - Bij onbalanskosten van 4 euro/MWh: $250 \text{ MWh} * 8760 \text{ uur} = \text{ca. } 10 \text{ mln. kosten}$
 - Deze kosten komen uiteindelijk bij de gebruikers terecht
- **Per saldo resteert er weinig voor- of nadeel stroomgebruikers**



Kosten netwerk: **indicatieve** berekening

- Wind op land

Verbindingen naar het bestaande netwerk:

- bij 1000 MW: ca. 100 mln. aan investeringen:
- bij 25 jaar afschrijving en 5% vermogenskosten: ca. 10 mln. aan jaarlijkse kosten
- deze kosten maken onderdeel uit van **bestaande subsidies**

Eventueel nog *diepe* investeringen in het netwerk

- Deze kosten vormen onderdeel van gereguleerde netwerktarieven

- Wind op zee

Aanleg van netwerk op zee:

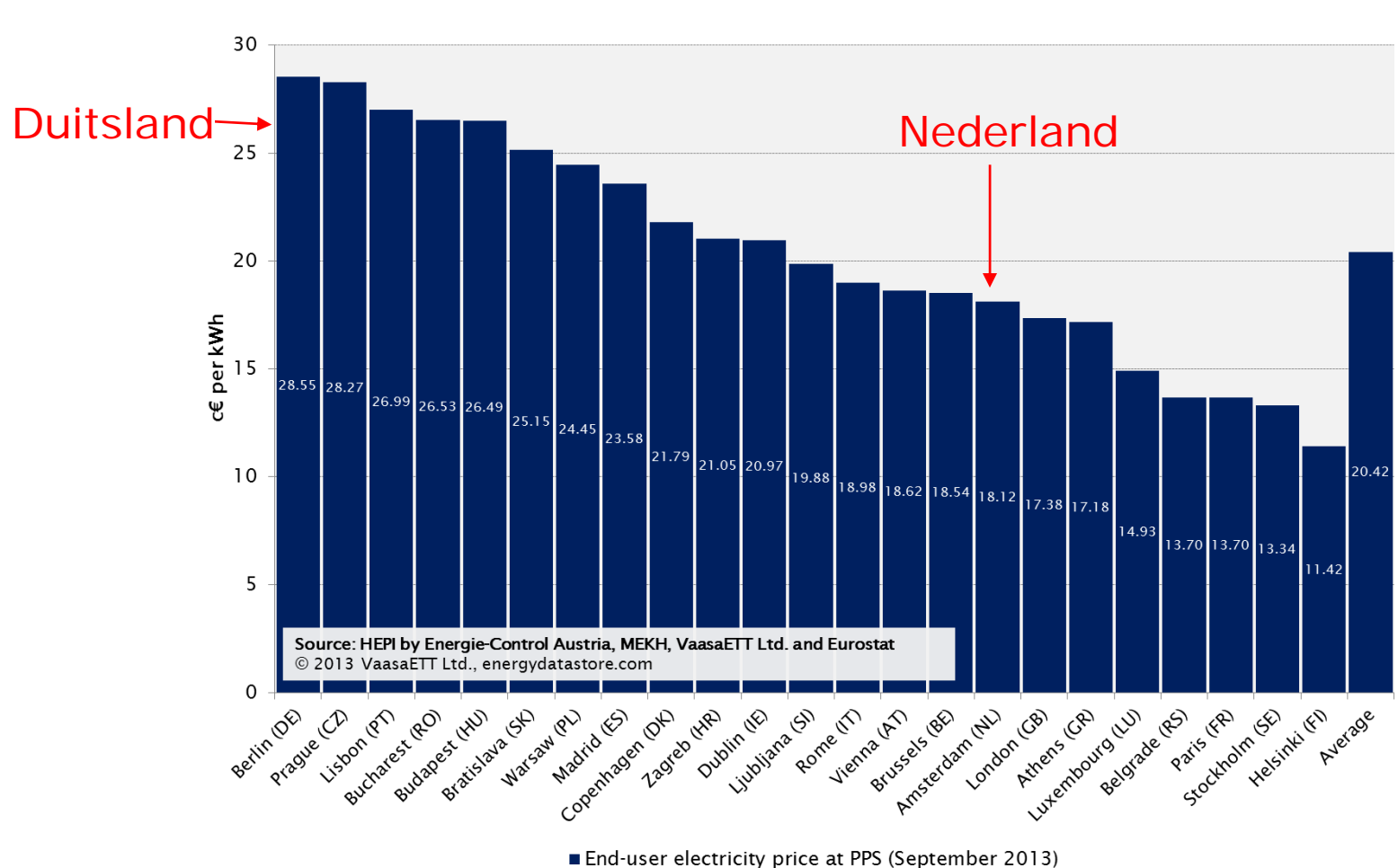
- bij 4000 MW op zee: 2 mrd. aan investeringskosten (afhankelijk van afstand en ontwerp)
- bij 25 jaar afschrijving en 5% vermogenskosten: ca. 175 mln. aan jaarlijkse kosten
- deze kosten vormen onderdeel van toekomstige **gereguleerde netwerktarieven**

Kosten van verbindingen van windparken naar het netwerk op zee worden betaald uit subsidies

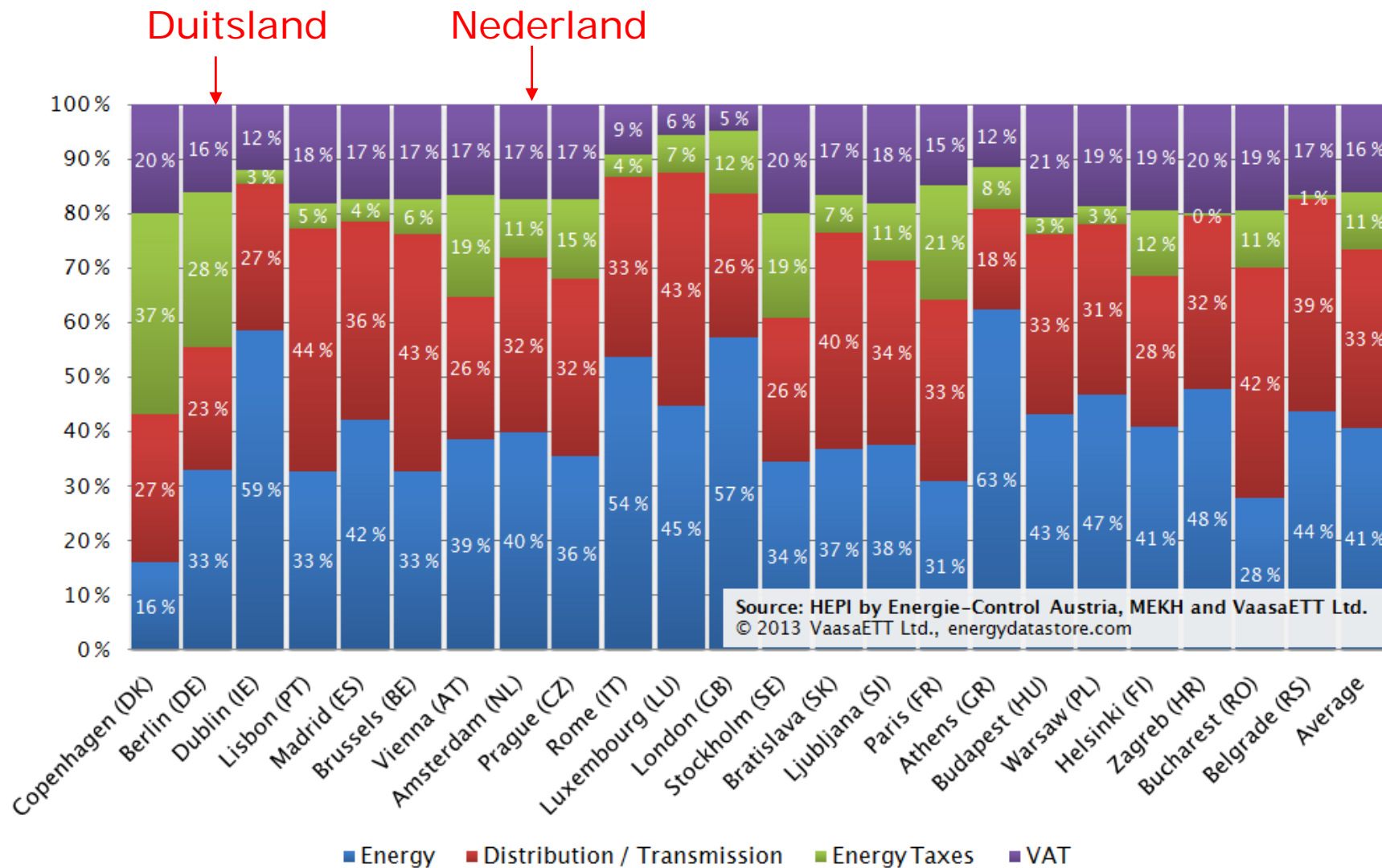


Eindverbruikerstarieven: subsidies voor windmolens worden uiteindelijk betaald door stroomgebruikers

in Duitsland hoogste kleinverbruikerstarieven van heel Europa



Hoge stroomprijs in Duitsland komt door energiebelastingen





Conclusies

1. Windmolens hebben grote gevolgen voor elektriciteitsvoorziening

- a) lagere stroomprijzen op groothandelsmarkt
- b) meer prijsverschillen binnen Europa
- c) hogere onbalanskosten
- d) uiteindelijk: hogere stroomprijzen voor (meeste) eindgebruikers vanwege heffingen en hogere transportkosten

2. Deze effecten hangen nauw samen met hoe windmolens financieel worden gestimuleerd

- a) investeringen hangen niet af van bestaande (over)capaciteit
- b) productie hangt niet af van stroomprijs
- c) onbalanskosten komen niet bij producenten van windstroom terecht

3. Gevolgen kunnen verminderd worden door

- a) investeringen en productie van windmolens te laten afhangen van marktsituatie
- b) onvoldoende rendement van wind te 'repareren' via prijs op CO₂
- c) prikkels geven voor doelmatige aanleg netten
- d) verdere integratie van nationale markten