

Geen abnormale winsten bij energieleveranciers tijdens energiecrisis

Tijdens de energiecrisis werden energiebedrijven ervan verdacht de volatiliteit op de groothandelsmarkt te gebruiken om hun marges te verhogen. Dat kan door dalende kosten met vertraging door te geven aan de klant. Waren die verdenkingen terecht?

IN HET KORT

- Tijdens de energiecrisis werkten kostenstijgingen niet significant anders door in de prijs dan kostendalingen.
- Energieleveranciers lijken de volatiliteit niet gebruikt te hebben om de tarieven te verhogen.
- Het verschil tussen retailtarieven en ingeschatte inkoopkosten neemt toe, maar valt te verklaren door toegenomen risico's.

CAMILLE VAN NIEL

Econoom bij het Economisch Bureau van de Autoriteit Consument & Markt (ACM)

PETER DIJKSTRA

Senior econoom bij het Economisch Bureau van de ACM

JAN SVITÁK

Senior econometrist bij het Economisch Bureau van de ACM

De economische opleving na de coronacrisis en de inval in Oekraïne leidden tot ongekende prijsstijgingen en volatiliteit op de groothandelsmarkt voor energie. In de periode eind 2022 tot begin 2023 vertaalde dit zich naar hoge tarieven voor consumenten. De ACM (2023a; 2023b) concludeerde dat de tarieven voor het eerste kwartaal van 2023 niet onredelijk waren en dat de genormaliseerde nettowinst vergelijkbaar was met voorgaande jaren (0–5 procent).

Er ontstond discussie over hoe redelijk de tarieven voor consumenten waren. Haan en Schinkel (2023) beargumenteerden dat de invoering van het prijsplafond de intensiteit van concurrentie zou verlagen en dat het de perfecte omstandigheden zou creëren voor *rockets & feathers*, waarbij bedrijven kostenstijgingen sneller aan de klant doorberekenen dan kostendalingen (kader 1 bespreekt de academische literatuur hierover). Mulder (2023) betoogde dat dit onder andere door de margetoetsing achteraf en de beperkte duur van het plafond wel mee zou vallen.

Met dit artikel werpen we nieuw licht op de vraag of de tarieven redelijk waren, door empirisch te onderzoeken of het fenomeen van *rockets & feathers* zich voordoet op de Nederlandse retail-energiemarkt. Een *rockets & feathers*-analyse is zinvol omdat de toegenomen volatiliteit op de groothandelsmarkt theoretisch gezien de mogelijkheid bood voor *rockets & feathers*. Daarnaast vult het eerder onderzoek van de ACM aan omdat we patronen in de prijsstelling

blootleggen, in plaats van een bedrijfseconomische berekening van de winstmarges te maken. Daarmee heeft de analyse meer voorspellende waarde voor hoe de retailmarkt zich kan ontwikkelen bij een eventuele nieuwe aanbodschock.

Marktontwikkelingen

De energiemarkt heeft sinds de liberalisering eind jaren negentig veel toetreders gezien. Zo zijn er nu ongeveer zeventig leveranciers actief op de Nederlandse retailmarkt, wat wijst op relatief lage toetredingsbarrières. Het marktaandeel van de grootste drie energieconcerns was in december 2023 gelijk aan zeventig procent. De markt bestaat dus uit een oligopolistische kern, een *fringe* van enkele middelgrote spelers en een groot aantal relatief kleine leveranciers. Deze oligopolistische marktstructuur is vergelijkbaar met die in andere landen. Verder kende Nederland tot twee jaar geleden relatief veel overstappers in vergelijking met andere Europese landen (ACER, 2022).

De energiemarkt werd voor een lange tijd gekenmerkt door stabiliteit, en prijsontwikkelingen waren seizoensafhankelijk. Sinds 2021 zien we echter een forse toename in de groothandelsprijs en volatiliteit aangewakkerd door geopolitieke ontwikkelingen. Als gevolg steeg ook de retailprijs (figuur 1).

Groothandelsprijzen vertraagd doorgegeven

Naast prijs is ook prijszekerheid een belangrijke keuzeparameter voor consumenten. Om gedurende een periode een vast tarief aan te kunnen bieden, koopt de leverancier het merendeel van de energie van te voren in. Op basis van de gerealiseerde inkoopkosten bepaalt de leverancier het retailtarief.

De prijs- en inkoopcycli van leveranciers leiden ertoe dat retailprijzen vertraagd reageren op groothandelsprijzen. Bij een dalende groothandelsmarkt is dat voor consumenten onaangenaam omdat deze prijsdaling niet direct tot een prijsverlaging van de energierekening leidt. Bij een stijgende groothandelsmarkt profiteren consumenten echter omdat leveranciers niet direct een prijsverhoging doorvoeren.

Figuur 1 laat zien dat de stijgingen en volatiliteit van de groothandelsprijzen voor elektriciteit al in het najaar van 2021 beginnen maar de retailprijzen pas in 2022 stijgen. Ook begint de groothandelsprijs vanaf het najaar in 2022 te dalen terwijl consumenten de daling van de retailprijzen pas in 2023 voelen. Voor gas is het beeld vergelijkbaar.

Figuur 1 laat dus geen in het oog springend rockets & feathers-effect zien. In dit artikel onderzoeken wij dit nader aan de hand van een regressieanalyse.

Omdat de leverancier vóór de leveringsperiode energie inkoop en de contractprijs bepaalt, loopt de leverancier prijs- en volumerisico's. Zo loopt een leverancier het risico dat een consument meer of minder verbruikt dan ingeschat en dat de leverancier extra energie moet bijkopen tegen een hogere prijs óf moet verkopen tegen een lagere prijs dan de contractprijs. Met een risico-opslag dekt de leverancier deze risico's af (figuur 2). In dit artikel gebruiken we de term *profielkosten* voor alle kosten die de leverancier moet maken om de inkoop gelijk te trekken met het verbruik van zijn klanten.

Data

We gebruiken twee databronnen. Ten eerste gebruiken we retailtarieven van variabele standaardcontracten uit het tarieftoezicht van de ACM. Wij selecteren de prijsgegevens voor de periode januari 2021 tot en met juni 2023 van de energieleveranciers Essent, Eneco Consumenten, Vattenfall, Budget Thuis, ENGIE Retail en ENGIE United Consumers. Deze leveranciers bedienen samen meer dan tachtig procent van de energieconsumentenmarkt en zijn gekozen vanwege hun marktaandeel en aanzienlijk aantal klanten met een variabel contract. Het retailtarief bestaat uit het vastrecht gedeeld door het jaarverbruik van een gemiddeld huishouden plus het variabele leveringstarief. Ten tweede gebruiken we groothandelsdata over futures van Bloomberg.

Wij berekenen de inkoopkosten en het inkoopverschil (als proxy voor profielkosten) door gebruik te maken van de bij de ACM bekende inkoopstrategie van de leveranciers, de tarievendata en de groothandelsdata.

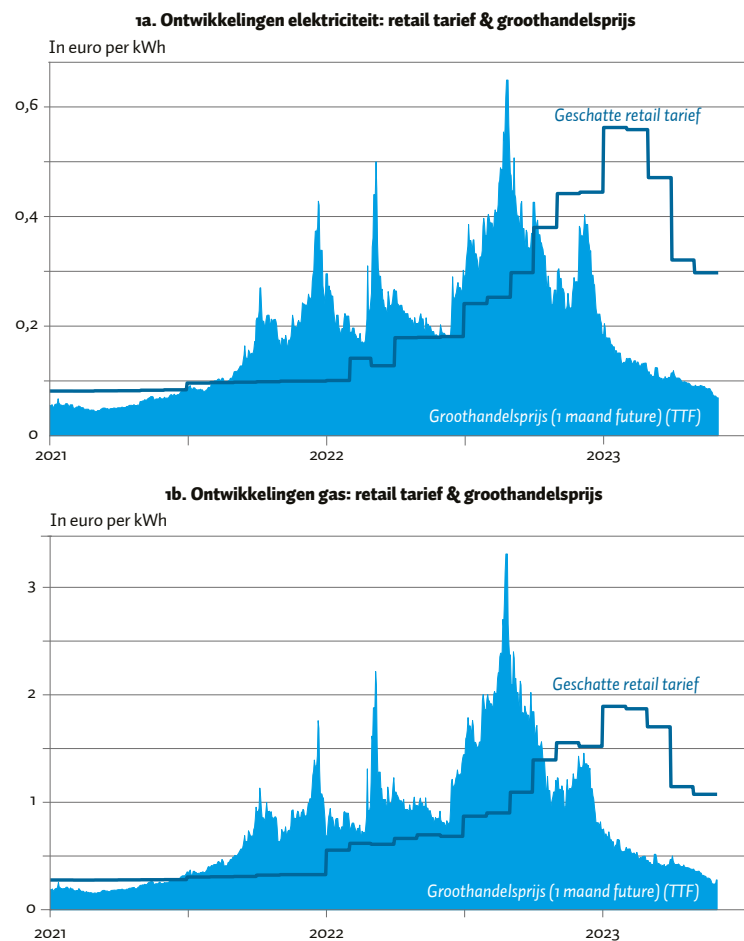
De inkoopkosten stellen wij gelijk aan de gemiddelde prijs van het future-product waartegen tijdens de inkoopperiode is ingekocht. Hierbij gebruiken we de bij de ACM bekende x-y-z-inkoopstrategie: x is gelijk aan de inkoopperiode in maanden met de aanname van proportionele inkoop, y is gelijk aan het aantal maanden nodig voor communicatie aan klanten over de tariefverandering en z is gelijk aan de leveringsperiode in maanden. De x-y-z-combinatie verschilt per leverancier en leidt tot verschillende inkoopkosten.

Door de inkoopstrategie te gebruiken om de inkoopkosten te berekenen, corrigeren we voor verschillen tussen inkoopstrategieën van leveranciers. Dit is een verfijning van de eerder gebruikte methode zoals van Mulder en Willems (2019) die direct de future-prijs meenemen in het model. In tegenstelling tot typisch onderzoek naar rockets & feathers hoeven we dus de inkoopkosten niet te infereren op basis van statistische modellen en algemene ontwikkelingen in grondstofprijzen, maar kunnen we ze nauwkeurig inschatten aan de hand van informatie over inkoopstrategieën van van de leveranciers in de analyse. Het blijft echter een benadering omdat we niet exact weten op welke dagen leveranciers hebben ingekocht.

We benaderen de ontwikkelingen in de profielkosten door het absolute verschil tussen gemiddelde groothandelsprijzen in de inkoop- en leveringsperiode te nemen.

Ontwikkeling energieprijzen

FIGUUR 1



Noot: We gebruiken de 'kale' variabele leveringstarieven voor bestaande klanten van Eneco, Essent, Vattenfall, Budget Thuis, Engie Retail en Engie United Consumers, gewogen naar het aantal klanten. De leveringstarieven per eenheid zijn berekend door vastrecht te delen met het gemiddelde verbruik en dit op te tellen bij de variabele leveringskosten.

Data: ACM en Bloomberg (groothandelsprijzen baseload) | ESB

Uitsplitsing kale energietarief

FIGUUR 2



Bron: ACM (2023a) | ESB

Rockets & feathers in de literatuur

KADER 1

De term *rockets & feathers* is voor het eerst genoemd door Bacon (1991): hij vond in de Britse benzinemarkt dat tankstations kostenstijgingen direct doorberekenen in de verkoopprijs terwijl ze kostendalingen langzamer doorberekenen. Recent is dit ook aangetoond voor de Nederlandse benzinemarkt (De Jong, 2024). Het rockets & feathers-effect is ook in andere sectoren aangetoond, waarbij de elektriciteitsmarkt veelvuldig is onderzocht (Von der Fehr en Hansen, 2010). De Nederlandse context van de elektriciteits-retailmarkt is onderzocht door Mulder en

Willems (2019). Zij vinden voor de periode 2008–2014 dat brutomarges relatief hoog zijn, maar ze vinden geen bewijs voor rockets & feathers. De literatuur geeft verschillende redenen waarom rockets & feathers-patternen worden geobserveerd: marktmacht van een aantal aanbieders in de markt (Borenstein et al., 1997); zoekkosten (Mirza en Bergland, 2012), overstapkosten en psychologische overstapdrempels (Von der Fehr en Hansen, 2010); of gedeeltelijk geïnformeerde consumenten (Tappata, 2009).

Regressieresultaten: Effect op verandering opslag

TABEL 1

		Elektriciteit	Gas
Kostentransmissie:	Stijging inkoopkosten	0,03	0,024
	Daling inkoopkosten	0,12*	0,042
Terugkeer naar lange-termijngemiddelde:	Opslag boven langetermijngemiddelde	-0,29	-0,63*
	Opslag onder langetermijngemiddelde	0,11	-0,67
Overige controles:	Inkoopverschil (risico-proxy)	0,25***	0,40
	Verandering opslag in vorige maand	0,17	0,48**
Observaties		28	28
R ²		0,43	0,44
Adjusted R ²		0,27	0,28

*/**/** Significant op respectievelijk tien-, vijf- en eenprocentniveau

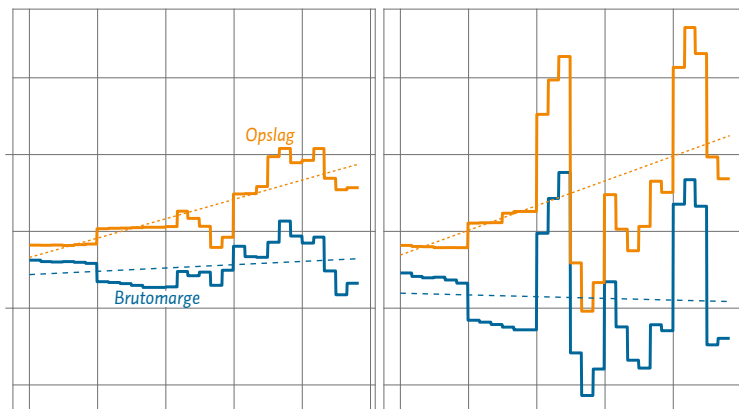
ESB

Ontwikkeling geschatte retailopslag en brutomarge

FIGUUR 3

3a. Elektriciteit, in euro's per kilowattuur

3b. Gas, in euro's per kuub



Noot: De opslag is berekend door de geschatte inkoopkosten van het gemiddelde leveringstarief af te trekken. De brutomarge is berekend door de geschatte inkoopkosten en de inschatting van de risico-opslag af te trekken van het retailtarief. De risico-opslag is berekend door de inkoopverschil-variabele te vermenigvuldigen met de coëfficiënt van de inkoopverschil-variabele uit de langetermijnrelatie. De waarden op de y-as zijn niet weergegeven vanwege vertrouwelijkheid.

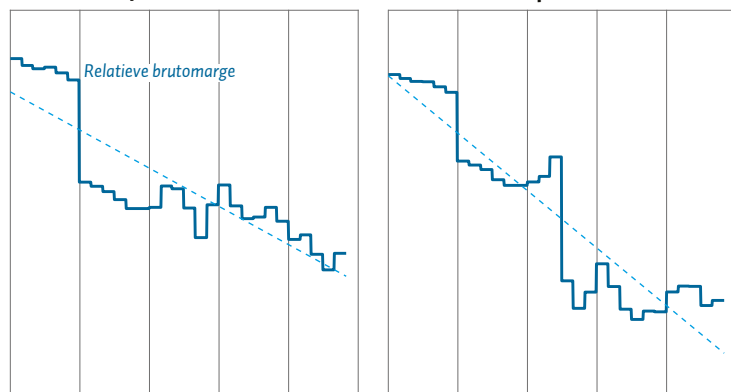
ESB

Ontwikkeling relatieve brutomarge, in procenten van de omzet

FIGUUR 4

4a. Elektriciteit

4b. Gas



Noot: De waarden op de y-as zijn niet weergegeven vanwege vertrouwelijkheid.

ESB

Deze variabele noemen we inkoopverschil. Het idee hierachter is dat grote verschillen in groothandelsprijzen tussen inkoop- en leveringsperiodes, veroorzaakt door volatiliteit, tot hogere profielkosten leiden voor leveranciers. Dit komt doordat het de kans vergroot dat de prijs tijdens het extra bij- of verkopen verschilt van de contractprijs.

Als laatste stap nemen we een gemiddelde over de laatste drie periodes, om er rekening mee te houden dat profielkosten gebaseerd zijn op verwachtingen van leveranciers die alleen informatie uit het verleden kunnen gebruiken.

Methode

We volgen de wetenschappelijke literatuur en schatten een Error Correction Model (ECM) in twee stappen (Engle en Granger, 1987). In de literatuur levert de eerste stap van het ECM een benadering op van hoe op de lange termijn de groothandelsprijzen doorwerken in de retailprijzen. Daarmee schat het model tegelijkertijd hoe de grondstofprijzen doorwerken in de kosten, en ook hoeveel marge leveranciers verdienen. Dankzij gedetailleerde informatie over inkoopstrategieën van de leveranciers kunnen we echter voorafgaand aan het schatten van het ECM een benadering maken van de inkoopkosten. We kunnen ons daarom in de eerste stap van de ECM-schatting richten op wat de leverancier verdient, oftewel de 'opslag' gelijk aan de retailprijs minus de inkoopkosten.

In de eerste stap verklaren we dus de opslag. Dit doen we aan de hand van onze benadering van de profielkosten met de inkoopverschil-variabele. Impliciet nemen we aan dat de opslag bestaat uit een variërende risico-opslag en een constante winstmarge. Om te checken of deze langetermijnrelatie daadwerkelijk geldt, gebruiken we de *Augmented Dickey-Fuller*-test en concluderen we dat we voldoen aan de voorwaarden voor consistent gebruik van het ECM (De Vita en Abbott, 2002).

Vervolgens verklaren we in de tweede stap een verandering in de opslag aan de hand van een verandering in de opslag in de voorgaande periode, de residuen van de vorige periode uit de schatting van de langetermijnrelatie, de verandering van de inkoopkosten uit de vorige periode en de verandering van de inkoopverschil-variabele uit de vorige periode.

Om de mogelijke asymmetrische doorwerking van stijgingen en dalingen van de inkoopkosten mee te nemen, maken we onderscheid tussen de parameter van de inkoopkosten bij een daling en stijging. Zo kunnen we vaststellen of kostenstijgingen sneller worden doorgegeven dan kostendalingen. Door vergelijkbare asymmetrie door te voeren in de parameters van de residuen uit de eerste stap kunnen we toetsen of opslagen langer boven het langetermijnevenwicht blijven dan eronder.

Geen asymmetrische prijstransmissie

Tabel 1 presenteert de resultaten van de geschatte ECM-modellen. Het aantal waarnemingen is gelijk aan 28, en is bepaald door het aantal maanden in de onderzoeksperiode. Tarieven wijzigen namelijk (in potentie) maandelijks.

Uit tabel 1 blijkt dat kostenstijgingen niet significant anders in de prijs doorwerken dan kostendalingen. Hetzelfde geldt bij afwijkingen van het langetermijngemiddelde:

een neerwaartse afwijking leidt niet tot een significant snellere terugkeer naar het langetermijngemiddelde dan bij een opwaartse afwijking. We vinden dus geen bewijs voor rockets & feathers: de hypothese dat de asymmetrische coëfficiënten significant van elkaar verschillen, verwerpen we dus voor gas en elektriciteit. Onze resultaten voor elektriciteit komen daarmee overeen met die van Mulder en Willems (2019) die de periode 2008–2014 onderzochten.

Diverse robuustheidsanalyses leiden tot niet tot een andere conclusie. Zo hebben we het ECM geschat met het retailtarief als afhankelijke variabele en hebben we het regressiemodel zonder correctie voor de langetermijnrelatie geschat.

Na het schatten van het ECM kunnen we een indruk krijgen van de risico-opslag om zo de brutomarge te berekenen. We maken een inschatting van de risico-opslag door de inkoopverschil-variabele te vermenigvuldigen met de coëfficiënt van de inkoopverschil-variabele uit de langetermijnrelatie. De inschatting van de risico-opslag komt ongeveer overeen met de gegevens uit de eerdere ACM-onderzoeken naar de redelijkheid van de tarieven (ACM, 2023a; 2023b). Daarna berekenen we de brutomarge door de geschatte risico-opslag af te trekken van de opslag. Zo benaderen we aan de hand van de geschatte modellen welk deel van de opslag door de risico-opslag kan worden verklaard en wat overblijft als brutomarge.

Figuur 3 toont de ontwikkeling van de geschatte opslag en brutomarge. Hoewel er bij elektriciteit nog een stijging van de geschatte opslag te zien is, vertoont de ingeschatte brutomarge geen opwaartse trend. De pieken bij gas zijn te verklaren doordat het gasverbruik tijdens de koudere maanden hoger en onzeker is (sterk afhankelijk van weer). Hiermee houden we in het model geen rekening. Als we dit wel doen, veranderen de conclusies niet. In absolute zin bleef de brutomarge dus stabiel. De relatieve brutomarge als percentage van de omzet daalde zelfs fors (figuur 4). Dit komt door de stijging van de groothandelsprijzen.

Conclusie

De energieprijzen laten geen rockets & feathers-effect zien, zelfs niet in zeer volatiele omstandigheden. Ook hebben de zes onderzochte energieleveranciers tussen januari 2021 en juni 2023 geen hogere brutomarge verdiend dan gebruikelijk. Dit ondersteunt de resultaten uit eerdere onderzoeken van de ACM naar de redelijkheid van energietarieven (ACM, 2023a; 2023b).

Ons onderzoek kent enkele beperkingen die de interpretatie van de resultaten beïnvloeden. Zo zijn niet alle leveranciers in ons onderzoek meegenomen en is onze onderzoeksperiode niet zo lang. Hierdoor hebben we een beperkt aantal datapunten. Dit maakt het lastiger om statistisch significante resultaten te krijgen.

Tot slot, de afwezigheid van rockets & feathers neemt nog niet de druk op de betaalbaarheid van energie weg. Elektriciteit en gas zijn nog altijd respectievelijk vijftig en zeventig procent duurder dan tot 2020 gebruikelijk was (HEPI, 2024). Ook blijft er de komende tijd door het weggeven van Russisch gas en LNG-importbeperkingen sprake van schaarste op de gasgroothandelsmarkt. Daarom blijft waakzaamheid wat betreft de betaalbaarheid van energie geboden.

Literatuur

- ACER/CEER (2022) *Annual report on the results of monitoring the internal electricity and natural gas markets in 2021*, juli. Te vinden op www.acer.europa.eu.
- ACM (2023a) *Resultaten onderzoek tarieven Eneco, Essent en Vattenfall*. ACM Onderzoek, ACM/UIT/592703.
- ACM (2023b) *Geen onredelijke prijzen Budget Thuis, Greenchoice en ENGIE*. ACM Onderzoek, ACM/UIT/595561.
- Bacon, R.W. (1991) Rockets and feathers: The asymmetric speed of adjustment of UK retail gasoline prices to cost changes. *Energy Economics*, 13(3), 211–218.
- Borenstein, S., A.C. Cameron en R. Gilbert (1997) Do gasoline prices respond asymmetrically to crude oil price changes? *The Quarterly Journal of Economics*, 112(1), 305–339.
- De Vita, G. en A. Abbott (2002) Are saving and investment cointegrated? An ARDL bounds testing approach. *Economics Letters*, 77(2), 293–299.
- Engle, R. en C. Granger (1987) Co-integration and error correction: Representation, estimation and testing. *Econometrica*, 55(2), 251–276.
- Fehr, N.-H. von der, en P. Hansen (2010) Electricity retailing in Norway. *The Energy Journal*, 31(1), 25–45.
- Haan, M. en M.P. Schinkel (2023) Energieplafond houdt overheidskosten ver boven ramingen. *ESB*, 108(4819), 124–127.
- HEPI (2024) *Price data*. Household Energy Price Index. Te vinden op www.energypriceindex.com.
- Jong, S. de (2024) Consument profiteert niet maximaal van olieprijsdalingen. *ESB*, 109(4829), 20–23.
- Mirza, F.M. en O. Bergland (2012) Pass-through of wholesale price to the end user retail price in the Norwegian electricity market. *Energy Economics*, 34(6), 2003–2012.
- Mulder, M. (2023) De energierekening van consumenten doorgelicht. *ESB*, 107(4817), 12–15.
- Mulder, M. en B. Willems (2019) The Dutch retail electricity market. *Energy Policy*, 127, 228–239.
- Tappata, M. (2009) Rockets and feathers: Understanding asymmetric pricing. *The RAND Journal of Economics*, 40(4), 673–687.