

Sustainaweekly

Wat betekent de energietransitie voor de elektriciteitsprijzen?

- ▶ **Economie thema:** De gemiddelde elektriciteitsprijzen in de EU zullen blijven dalen naarmate de capaciteit voor hernieuwbare energie toeneemt. Overaanbod gecombineerd met een gebrek aan flexibiliteit leidt soms tot negatieve prijzen. Op de lange termijn zal het aantal uren met negatieve prijzen afnemen zodat de gemiddelde prijs niet tot nul daalt.
- ▶ **ESG in figuren:** In een vast onderdeel van onze *Weekly* presenteren we enkele grafieken met de belangrijkste indicatoren voor ESG-financiering en de energietransitie.

In deze editie van de SustainaWeekly beginnen we met de stelling dat fysieke risico's van klimaatverandering niet alleen een langetermijnkwestie zijn, maar een overweging voor het hier en nu moeten zijn. De toegenomen frequentie van extreme gebeurtenissen kan een ingrijpende invloed hebben op het gedrag van consumenten, bedrijven en financiële instellingen. Ook kijken we naar trends in het nuttig gebruik van industrieel afval in de verschillende subsectoren.

Volgende week maandag zal er overigens geen Sustainaweekly verschijnen in verband met het Hemelvaartweekend.

Veel leesplezier en, zoals altijd, laat het ons weten als je feedback hebt!

Nick Kounis, Hoofd Financial Markets & Sustainability Research | nick.kounis@nl.abnamro.com

De elektriciteitsprijs veranderd door de energietransitie

Hans van Cleef – Senior Energy Economist | hans.van.cleef@nl.abnamro.com

- ▶ **De gemiddelde elektriciteitsprijzen zullen verder dalen naar mate de capaciteit van duurzame energie toeneemt**
- ▶ **Overaanbod in combinatie met gebrek aan flexibiliteit leidt zo nu en dan tot negatieve prijzen**
- ▶ **Toch zal op termijn het aantal uren met negatieve prijzen afnemen en de gemiddelde prijs niet naar nul dalen**

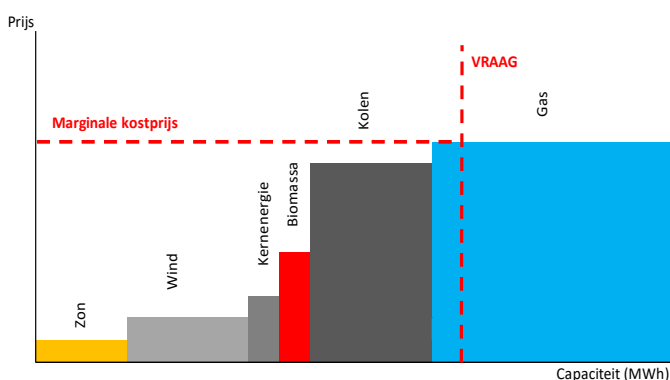
In 2022 zal naar verwachting ongeveer 30% van de elektriciteit in Nederland worden opgewekt door middel van zon- en windenergie. Slechts vijf jaar geleden was dat aandeel nog zo'n 10%. In het Klimaatakkoord is afgesproken dat het aandeel duurzame energie gegroeid moet zijn tot 75% in 2030. De algemene verwachting is dat elektriciteitsprijzen zullen dalen naarmate het aandeel duurzame energie in de elektriciteitsmix groter wordt. Nu al zien we geregeld negatieve elektriciteitsprijzen bij een overschot aan elektriciteit. Immers, zon- en windenergie kennen lagere marginale kosten dan traditionele energiebronnen. Het aandeel zon- en windenergie zal de komende jaren sterk toenemen. Toch verwachten wij dat het aantal uren met negatieve prijzen op termijn juist zullen afnemen en de gemiddelde elektriciteitsprijs niet naar nul euro per MWh zal dalen.

Hoe komt de elektriciteitsprijs tot stand?

Om de toekomstige ontwikkelingen te vertalen naar de elektriciteitsprijzen moeten we eerst uitleggen hoe de prijs van elektriciteit tot stand komt. Zoals bij de vorming van iedere marktprijs is de balans tussen vraag en aanbod bepalend. Voor elektriciteit geldt dat zowel de vraag als het aanbod per moment van de dag kunnen verschillen. De vraag naar elektriciteit volgt wel een dagelijks patroon, maar die verschilt weer doordeweeks ten opzichte van de vraag naar elektriciteit in het weekend. Tot nog niet zo lang geleden volgde het aanbod altijd de ontwikkelingen van de vraag. Doordat elektriciteitscentrales regelbaar zijn wordt de productie aangepast naar de benodigde vraag. Naar mate het aandeel duurzame stijgt wordt het aanbod steeds meer bepaald door het weer.

Om te zien welk deel van de aanbodcapaciteit ook daadwerkelijk nodig is om aan de vraag te voldoen wordt gebruik gemaakt van de kostprijs om elektriciteit op te wekken. Ieder uur van de dag berekent een energieleverancier wat het kost om één eenheid (MWh) elektriciteit te produceren: de marginale kostprijs. Dit geldt voor alle type elektriciteit, van kolencentrales tot windparken. In deze prijs zitten alle kosten: brandstof zoals kolen en gas, CO₂-rechten, en alle andere variabele kosten om de productie mogelijk te kunnen maken.

Voorbeeld Merit order voor de productie van elektriciteit



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

Als je de kosten van het opwekken van elektriciteit op een rijtje zet krijg je de merit order. Deze aanbodcurve kan per uur van de dag verschillen. Afhankelijk van de vraag naar elektriciteit zal er één producent nodig zijn om de totale vraag te balanceren. De kostprijs van deze ene producent is de prijszettende centrale in de merit order voor dat uur. Deze centrale bepaalt op dat moment de elektriciteitsprijs. Vaak wordt gesteld dat zon- en windenergie voorrang krijgen in de merit order.

Dat is niet waar. Wel hebben zon- en windenergie de laagste marginale kosten, op dit moment gevolgd door kerncentrales, kolencentrales en gascentrales.

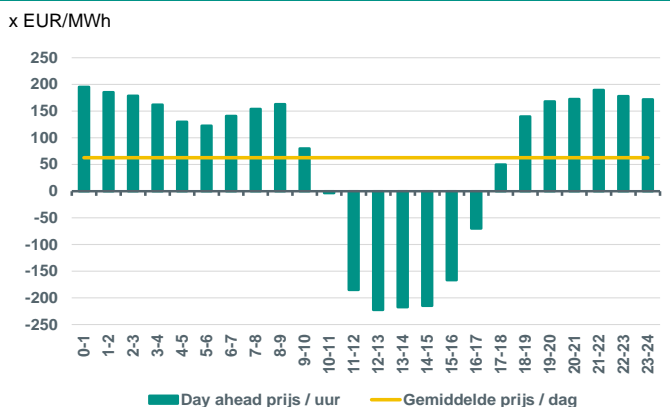
Tot voor kort hadden gascentrales in Nederland flink lagere marginale kosten dan kolencentrales. Dit kwam deels door de lage gasprijzen, maar ook doordat de kolencentrales meer CO₂ uitstoten, en daarom meer CO₂-rechten moeten kopen. Dit veranderde als gevolg van de hoge gasprijzen door de oorlog tussen Rusland en Oekraïne en de krappe gasvoorraden. Toch worden kolencentrales op dit moment nauwelijks gebruikt omdat er sinds dit jaar een maximale capaciteitsbenutting geldt van 35% op jaarbasis. Het gevolg is dat de elektriciteitsprijs extra wordt opgedreven doordat gascentrales nu harder moeten draaien om aan de elektriciteitsvraag te voldoen.

De kostprijs, of merit order, kan per land verschillen. Dit is afhankelijk van de opwekcapaciteit dat er in een land beschikbaar is. Nederland heeft veel gascentrales terwijl Frankrijk veel elektriciteit opwekt met behulp van kerncentrales. Duitsland heeft een mix van vooral kolencentrales en duurzame energie. Als gevolg van steeds groter wordende interconnectiecapaciteit tussen de Europese landen zien we dat de elektriciteitsmix per land steeds minder relevant wordt. De prijzen van deze landen trekken steeds verder naar elkaar toe. Zo stijgt de prijs van elektriciteit in heel Europa als gevolg van de krapte op de gasmarkten, terwijl sommige landen veel afhankelijker zijn van gas dan andere landen.

Waar komen de negatieve prijzen toch vandaan?

Op zaterdag 23 april daalden de elektriciteitsprijzen in Nederland tot een record. In de loop van de middag noteerde de elektriciteitsprijs het – tot nu toe – laagste niveau ooit: EUR -222,36/MWh. Deze negatieve prijs was het gevolg van een lage vraag en een groot aanbod van zonne- en windenergie (100% van de elektriciteitsvraag op dat moment). Dat de prijzen negatief kunnen worden voor een periode betekent een paar dingen: een gebrek aan flexibiliteit en kosten worden gecompenseerd door subsidies.

Day-ahead prijzen Nederland 23 april 2022



Bron: ENTSO-E, ABN AMRO Economisch Bureau

Flexibiliteit kan zowel aan de vraag- als aan de aanbodkant worden gezocht. Maar per saldo is er echter te weinig flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt. Er is blijkbaar weinig regelbare vraag naar elektriciteit dat kan profiteren van lage prijzen. Hierbij kan worden gedacht aan consumptie in bijvoorbeeld de industrie, maar ook aan opslagcapaciteit dat gebruik kan maken van lage inkooprijzen. Een bekend voorbeeld is een vrieshuis dat bij lage prijzen de temperatuur extra laag zet, en bij hoge prijzen de vraag doet verminderen door de producten iets minder diep in te vriezen. Dit soort prijschommelingen zouden op een gegeven ogenblik ook tot een sluitende business case voor elektriciteitsopslag moeten leiden. Maar tot op heden is dat slechts beperkt mogelijk.

Tegelijkertijd geeft het aan dat de flexibiliteit aan de aanbodkant ook beperkt is. Conventionele elektriciteitscentrales zullen bij (te) lage prijzen de productie afschalen. Maar er kunnen technische of contractuele redenen zijn waarom de centrale niet volledig wordt stilgelegd. Mogelijk omdat een flinke opschaling wordt verwacht in de uren daarna, of omdat er bijvoorbeeld afspraken zijn met betrekking tot levering van warmte uit diezelfde elektriciteitscentrale. Ook loont het blijkbaar voor zon- en windparken om tegen negatieve prijzen te blijven produceren, bijvoorbeeld omdat er door subsidie (Stimulering Duurzame Energieproductie = SDE) een gegarandeerde prijs is. In theorie kan er daarom geproduceerd blijven worden tot een negatieve prijs die nagenoeg volledig gecompenseerd wordt door de te ontvangen subsidie. Wel wordt er na zes uur

negatieve prijzen geen subsidie meer uitgekeerd. Op dat moment zal een producent de elektriciteit niet meer tegen een negatieve prijs willen leveren.

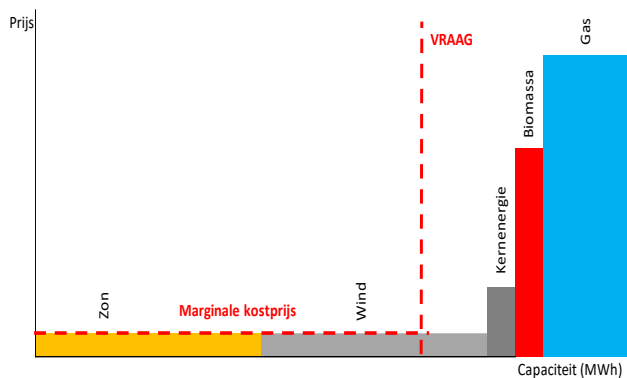
Verwachte ontwikkelingen in de toekomst

De komende jaren zal – mede als gevolg van het coalitieakkoord en het Klimaatakkoord – het percentage duurzame energie sterk gaan toenemen. De weersafhankelijkheid zal daarmee aanzienlijk groter worden. Tegelijkertijd zal er een deel van de conventionele energiecentrales worden gesloten of in de mottenballen gestopt. Gezien de recente discussies rondom biomassa is het nog maar de vraag hoelang biomassa gebruikt zal worden voor de opwek van elektriciteit. Tot slot wordt er momenteel door het kabinet onderzocht of er nieuwe kerncentrales bijgebouwd kunnen worden. Ongeacht de uitkomst, zal deze mogelijke extra capaciteit er niet voor 2030 staan.

Als gevolg van deze ontwikkelingen zal de merit order veranderen. Onderstaand voorbeeld is ter illustratie en hoeft daarmee niet de daadwerkelijke situatie te zijn. Daarnaast zijn in deze voorbeelden de marginale kosten van zon- en windenergie gelijkgesteld. Ook dat hoeft in de praktijk niet zo te zijn. Immers, of het waait of dat de zon schijnt staat los van elkaar. De dan geldende weersomstandigheden zullen de marginale kosten per producent bepalen.

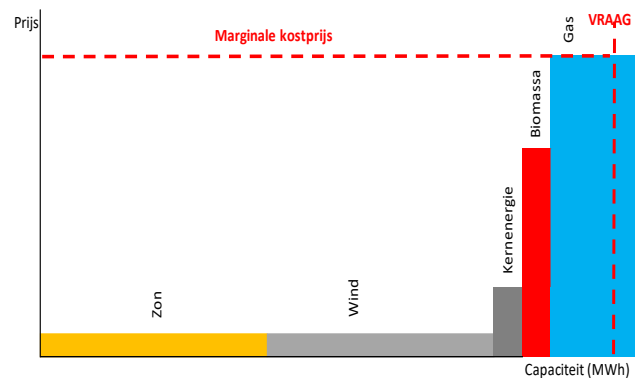
Doordat de capaciteit van duurzame energie na 2030 veel groter zal zijn, zullen de marginale kosten vaak lager zijn dan nu (voorbeeld 1). Daarmee zal het ook de gemiddelde elektriciteitsprijs mee naar beneden trekken. Toch zal er niet altijd voldoende aanbod zijn om aan de vraag te voldoen. Ofwel doordat de vraag op gezette tijden hoger ligt, of doordat het aanbod van duurzame energie lager is. In dat geval zullen conventionele elektriciteitscentrales moeten bijspringen om aan de vraag te voldoen. Deze zullen veel minder vaak produceren dan op dit moment. Daarnaast zijn zij ook afhankelijk van grondstofprijzen en de prijs voor CO₂-rechten. Maar aangenomen mag worden dat de marginale kosten per eenheid bij deze conventionele energiebedrijven sterk zullen stijgen (voorbeeld 2). Als gevolg van deze combinatie is het aannemelijk dat de prijsbewegingen (prijzvolatiliteit) zal toenemen.

Voorbeeld 1 - merit order richting 2030



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

Voorbeeld 2 - merit order richting 2030



Bron: ABN AMRO Economisch Bureau

Elektriciteitsprijs zal minder vaak negatief zijn

De komende jaren zal niet alleen het aanbod van duurzame energie sterk stijgen, ook de vraag naar elektriciteit zal eveneens toenemen. Hierdoor zal het overaanbod niet per se toenemen op het moment dat het aanbod groeit. Zeker gezien het feit dat er ook conventionele productiecapaciteit zal verdwijnen. Dit zorgt er deels voor dat bij tekorten aan duurzame elektriciteitsopwekking de elektriciteitsprijzen sterk zullen stijgen, maar ook dat de kans op het niet kunnen afschalen van conventionele capaciteit ten tijde van overaanbod afneemt. Kortom, de kans op tijdelijk veel hogere prijzen neemt toe, maar de kans op negatieve prijzen neemt af.

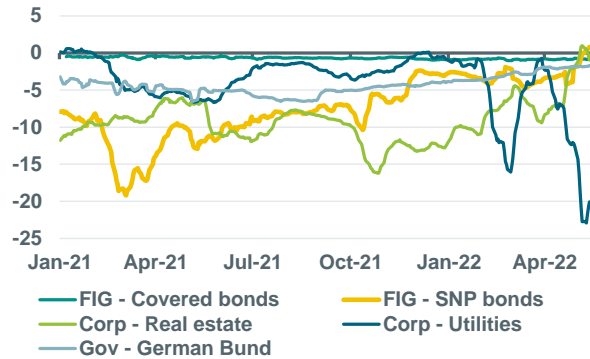
Verder zal de interconnectiecapaciteit tussen landen en regio's worden vergroot waardoor een eventueel overaanbod of tekort in de ene biedingszone kan worden opgelost door te im- of exporteren uit/naar een andere biedzone. En, zoals eerder aangegeven, verwachten wij dat de marktreactie niet alleen zal komen vanuit de energieproducenten. Ook de consumenten zullen steeds actiever reageren op prijsbewegingen en de vraag laten toenemen bij lage prijzen, of juist vraag verminderen bij tekorten en dus hoge prijzen. Opslagcapaciteit kan hierin een belangrijke rol spelen, maar actief energimanagement door consumenten/eindgebruikers is ook een optie. De vraagcurve is hierdoor in de toekomst ook geen verticale lijn meer, maar wordt een soort merit order gedreven door elektrificatie en sectorkoppelingen.

Tot slot en misschien wel belangrijkste reden dat we steeds minder negatieve prijzen zullen zien in de toekomst is dat de subsidieprogramma's (zoals de SDE) voor de bouw van duurzame energie er langzaam uit zullen lopen. Meer en meer projecten worden gebouwd zonder subsidie. Deze projecten lopen *merchant risk*, of marktrisico, zoals iedere conventionele energieproducent dat ook doet. En hoewel zon- en windenergie lage marginale kosten hebben, is het bouwen van zo'n project niet gratis. Ook zijn er bijvoorbeeld kosten voor het beheersen van de onbalansrisico's (het kunnen af- en opschakelen indien nodig), het onderhoud en een stukje marge. Aangezien deze kosten niet meer gedekt zullen worden door subsidies, zal de kostprijs van deze energie niet meer negatief zijn, maar een minimaal – en dus positief – prijsniveau hebben. Dit zal per project en/of per producent verschillen. De gemiddelde biedprijs zal de operationele kosten moeten dekken. De vaste kosten zullen ook deels goedge maakt kunnen worden ten tijde van hoge elektriciteitsprijzen, dat gepaard gaat met hogere winstmarges. Komt de elektriciteitsprijs straks onder de marginale kosten uit? Dan zal de bieding van de energieproducenten niet geaccepteerd worden en zullen ze niet produceren. Ook niet als het een producent is van zon- en/of windenergie.

ESG in grafieken (Engels)

ABN AMRO Secondary Greenium Indicator

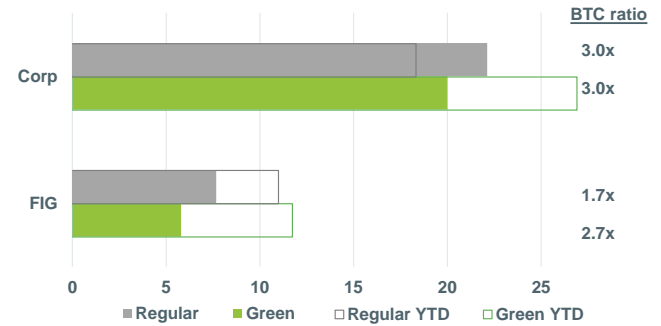
Delta (green I-spread – regular I-spread)



Note: Secondary Greenium indicator for Corp and FIG considers at least five pairs of bonds from the same issuer and same maturity year (except for Corp real estate, where only 3 pairs were identified). German Bund takes into account the 2030s and 2031s green and regular bonds. Delta refers to the 5-day moving average between green and regular I-spread. Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

ABN AMRO Weekly Primary Greenium Indicator

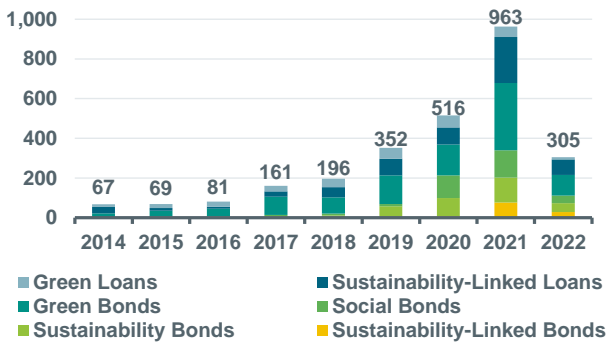
NIP in bps



Note: Data until 19-5-22. BTC = Bid-to-cover orderbook ratio. Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics.

Sustainable debt market overview

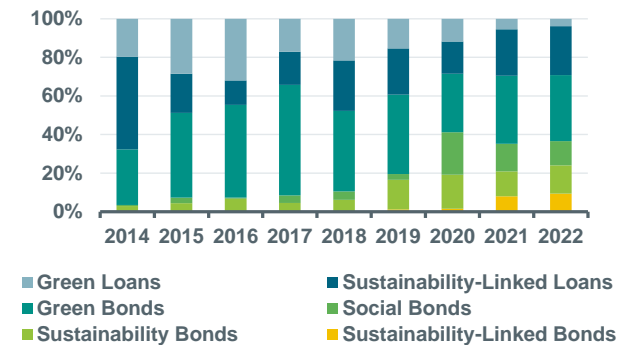
EUR bn



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Breakdown of sustainable debt by type

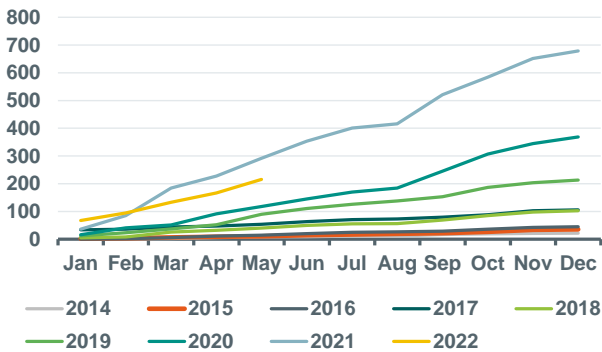
% of total



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

YTD ESG bond issuance

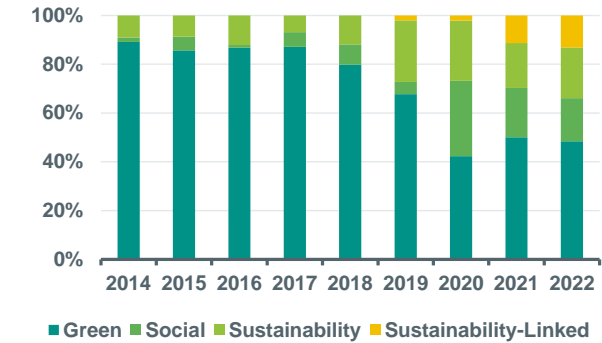
EUR bn



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Breakdown of ESG bond issuance by type

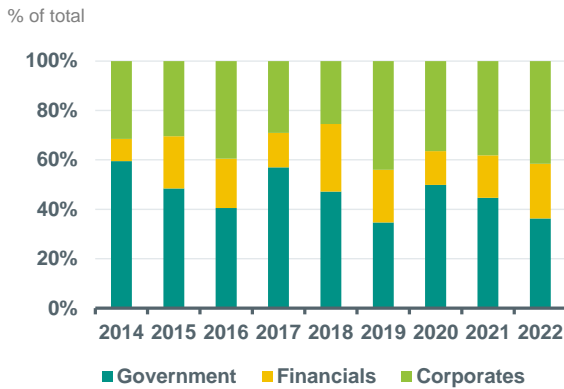
% of total



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

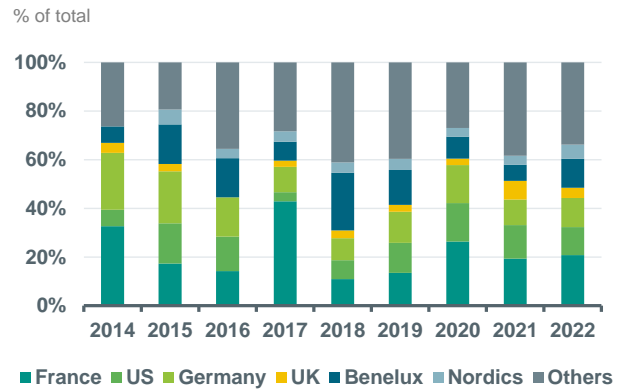
Figures hereby presented take into account only issuances larger than EUR 250m and in the following currencies: EUR, USD and GBP.

Breakdown of ESG bond issuance by sector



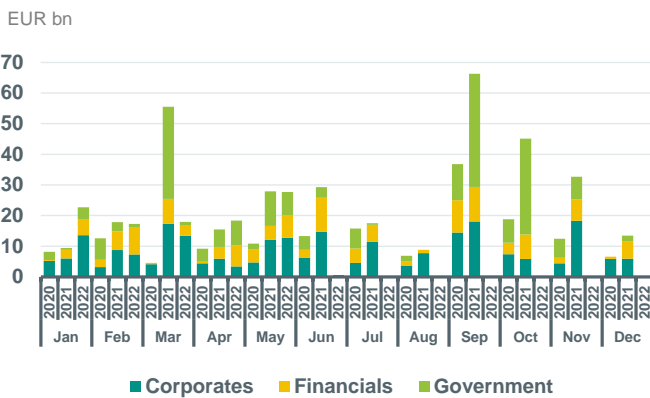
Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Breakdown of ESG bond issuance by country



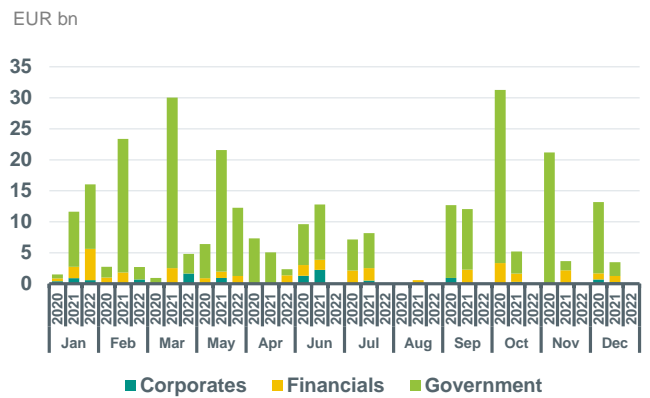
Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Monthly Green Bonds issuance by sector



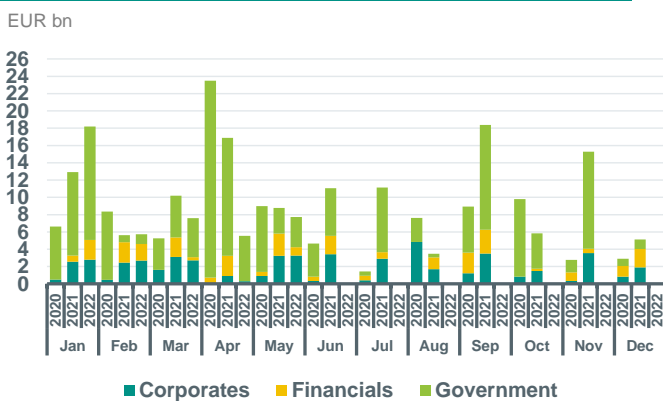
Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Monthly Social Bonds issuance by sector



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Monthly Sustainability Bonds issuance by sector



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Monthly Sust.-Linked Bonds issuance by sector



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

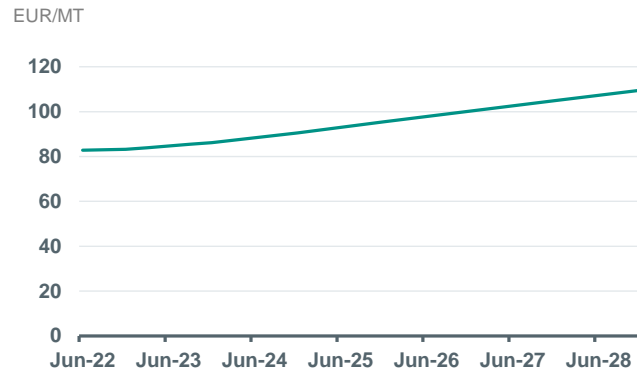
Figures hereby presented take into account only issuances larger than EUR 250m and in the following currencies: EUR, USD and GBP.

Carbon contract current prices (EU Allowance)



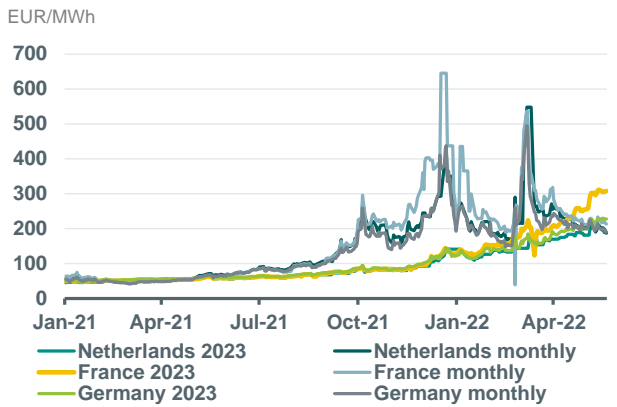
Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Carbon contract future prices (EU Allowance)



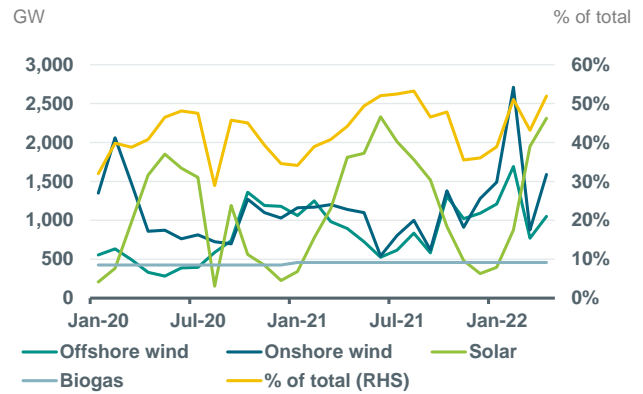
Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Electricity power prices (monthly & cal+1 contracts)



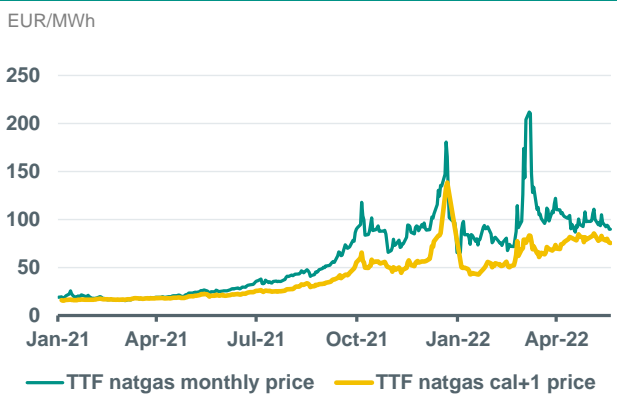
Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics. Note: 2023 contracts refer to cal+1

Electricity generation from renewable sources (NL)



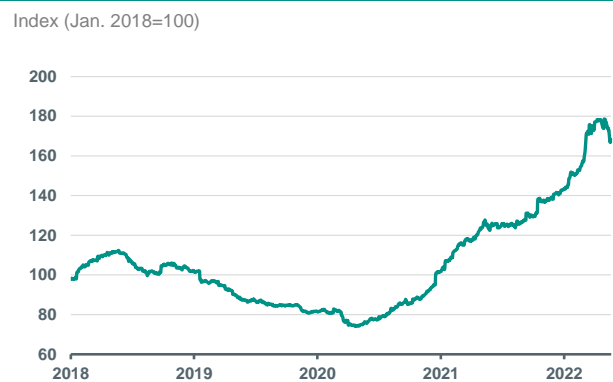
Source: Energieopwek (Klimaat-akkoord), ABN AMRO Group Economics

TTF Natgas prices



Source: Bloomberg, ABN AMRO Group Economics

Transition Commodities Price Index



Note: Average price trend of 'transition' commodities, such as: corn, sugar, aluminium, copper, nickel, zinc, cobalt, lead, lithium, manganese, gallium, indium, tellurium, steel, steel scrap, chromium, vanadium, molybdenum, silver and titanium. Source: Refinitiv, ABN AMRO Group Economics

DISCLAIMER

ABN AMRO Bank
Gustav Mahlerlaan 10 (visiting address)
P.O. Box 283
1000 EA Amsterdam
The Netherlands

This material has been generated and produced by a Fixed Income Strategist ("Strategists"). Strategists prepare and produce trade commentary, trade ideas, and other analysis to support the Fixed Income sales and trading desks. The information in these reports has been obtained or derived from public available sources; ABN AMRO Bank NV makes no representations as to its accuracy or completeness. The analysis of the Strategists is subject to change and subsequent analysis may be inconsistent with information previously provided to you. Strategists are not part of any department conducting 'Investment Research' and do not have a direct reporting line to the Head of Fixed Income Trading or the Head of Fixed Income Sales. The view of the Strategists may differ (materially) from the views of the Fixed Income Trading and sales desks or from the view of the Departments conducting 'Investment Research' or other divisions

This marketing communication has been prepared by ABN AMRO Bank N.V. or an affiliated company ('ABN AMRO') and for the purposes of Directive 2004/39/EC has not been prepared in accordance with the legal and regulatory requirements designed to promote the independence of research. As such regulatory restrictions on ABN AMRO dealing in any financial instruments mentioned in this marketing communication at any time before it is distributed to you do not apply.

This marketing communication is for your private information only and does not constitute an analysis of all potentially material issues nor does it constitute an offer to buy or sell any investment. Prior to entering into any transaction with ABN AMRO, you should consider the relevance of the information contained herein to your decision given your own investment objectives, experience, financial and operational resources and any other relevant circumstances. Views expressed herein are not intended to be and should not be viewed as advice or as a recommendation. You should take independent advice on issues that are of concern to you.

Neither ABN AMRO nor other persons shall be liable for any direct, indirect, special, incidental, consequential, punitive or exemplary damages, including lost profits arising in any way from the information contained in this communication.

Any views or opinions expressed herein might conflict with investment research produced by ABN AMRO.

ABN AMRO and its affiliated companies may from time to time have long or short positions in, buy or sell (on a principal basis or otherwise), make markets in the securities or derivatives of, and provide or have provided, investment banking, commercial banking or other services to any company or issuer named herein.

Any price(s) or value(s) are provided as of the date or time indicated and no representation is made that any trade can be executed at these prices or values. In addition, ABN AMRO has no obligation to update any information contained herein.

This marketing communication is not intended for distribution to retail clients under any circumstances.

This presentation is not intended for distribution to, or use by any person or entity in any jurisdiction where such distribution or use would be contrary to local law or regulation. In particular, this presentation must not be distributed to any person in the United States or to or for the account of any "US persons" as defined in Regulation S of the United States Securities Act of 1933, as amended.

CONFLICTS OF INTEREST/ DISCLOSURES

This report contains the views, opinions and recommendations of ABN AMRO (AA) strategists. Strategists routinely consult with AA sales and trading desk personnel regarding market information including, but not limited to, pricing, spread levels and trading activity of a specific fixed income security or financial instrument, sector or other asset class. AA is a primary dealer for the Dutch state and is a recognized dealer for the German state. To the extent that this report contains trade ideas based on macro views of economic market conditions or relative value, it may differ from the fundamental credit opinions and recommendations contained in credit sector or company research reports and from the views and opinions of other departments of AA and its affiliates. Trading desks may trade, or have traded, as principal on the basis of the research analyst(s) views and reports. In addition, strategists receive compensation based, in part, on the quality and accuracy of their analysis, client feedback, trading desk and firm revenues and competitive factors. As a general matter, AA and/or its affiliates normally make a market and trade as principal in securities discussed in marketing communications.

ABN AMRO is authorised by De Nederlandsche Bank and regulated by the Financial Services Authority; regulated by the AFM for the conduct of business in the Netherlands and the Financial Services Authority for the conduct of UK business.

Copyright 2022 ABN AMRO. All rights reserved. This communication is for the use of intended recipients only and the contents may not be reproduced, redistributed, or copied in whole or in part for any purpose without ABN AMRO's prior express consent.