

Zwischen Theorie und Praxis: Analyse der Rahmenbedingungen für grünen Wasserstoff im Reallabor

Philipp Hauser, Mathias Jaeger, Daria Leithold, Cornelia Müller-Pagel, Manuel Ortmann, Kai Schulze, Johannes Stolle, Eric Tamaska und Ruben Teichgräber

Mit dem Reallabor Energiepark Bad Lauchstädt wird erstmalig die gesamte Wertschöpfungskette grünen Wasserstoffs, von der Erzeugung über Transport und Speicherung bis hin zur Anwendung im nahegelegenen Chemiepark, in einem regionalen Cluster umgesetzt. Auf deutscher und europäischer Ebene werden derweil die Regeln für den neuen Markt verhandelt. Die Analyse zum Stand der regulatorischen Rahmenbedingungen zeigt: Pionierprojekte brauchen mehr Spielraum und Rechtssicherheit.

Für die Umsetzung der Energiewende ist die Transformation des Gassektors hin zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen von zentraler Bedeutung. Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geförderte Reallabor Energiepark Bad Lauchstädt (kurz: EBL) ist in diesem Zusammenhang eine Keimzelle für grünen Wasserstoff und den Hochlauf des Wasserstoffmarktes. Ziel des Projektes ist es, die gesamte Wertschöpfungskette des grünen Wasserstoffs umzusetzen. Dazu wird der in einem neu errichteten Windpark (50 MW) erzeugte Strom in einem Elektrolyseur (30 MW) genutzt, um grünen Wasserstoff herzustellen. Dieser wird über eine umgestellte Gasleitung in den etwa 25 km entfernten Chemiepark Leuna transportiert und von der dortigen chemischen Industrie eingesetzt (siehe Abb. 1).

Aktuell werden die zu treffenden Investitionsentscheidungen im Projekt vorbereitet. Für die Errichtung und den Betrieb gelten regulatorische Vorgaben, die entweder bereits bestehen, überarbeitet werden oder vor einer Erstformulierung stehen. All diese Regelungen haben großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und somit die zu treffende Investitionsentscheidung. Insoweit bestehen jedoch regulatorische Unsicherheiten, die im Rahmen des EBL aufgearbeitet und im Folgenden näher ausgeführt werden.

Rahmenbedingungen für Betrieb der Elektrolyse determinieren Wasserstoffpreis

Die Wirtschaftlichkeit der gesamten Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff ist zu einem großen Teil von den Geste-

hungskosten abhängig. Haupttreiber sind die Kosten bei der Erzeugung des Wasserstoffs im Elektrolyseur, die von den Kapitalkosten der Anlage und den Betriebsparametern, insbesondere Strombezugskosten und Vollbenutzungsstunden, bestimmt werden (siehe Abb. 2).

Die direkte Verbindung des Windparks mit der Elektrolyse bildet die Grundlage für die Produktion des grünen Wasserstoffes, das stellt die effiziente Nutzung jedoch auch vor Herausforderungen. Wird aus dem öffentlichen Netz kein Strom entnommen, unterliegt der Betrieb der Elektrolyse einer Fahrweise, die vom Windangebot abhängig ist. Im Falle einer Flaute könnte die Elektrolyse keinen Wasserstoff produzieren. Wechselnde Fahrweisen führen über die Zeit zu einem Wirkungsgradverlust, d.h. bei gleichbleibendem Strombezug sinkt die Menge produzierten Wasserstoffs und Teile des Elektrolyseurs müssen früher ersetzt werden. Hingegen ermöglicht ein ergänzender Strombezug über das Netz eine Optimierung der Fahrweise, eine Erhöhung der Vollbenutzungsstunden und somit einen wirtschaftlicheren Betrieb des Elektrolyseurs.

Zudem ist zu beachten, dass die Kapitalkosten für die ersten Elektrolyseure noch sehr hoch sind, sodass erst im Verlauf der Marktentwicklung eine Kostendegression durch Serienproduktion zu erwarten ist. Umso wichtiger ist es, dass der Gesetzgeber eine möglichst große Flexibilität in der Ausgestaltung des Rahmens für den Betrieb der ersten Wasserstoffprojekte ermöglicht.

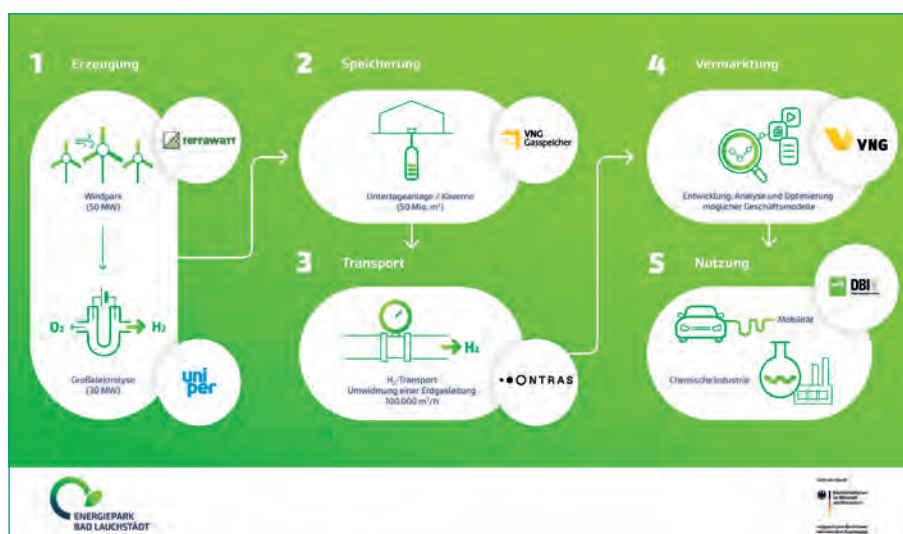


Abb. 1 Wasserstoff-Wertschöpfungskette im Energiepark Bad Lauchstädt

Quelle: Energiepark Bad Lauchstädt

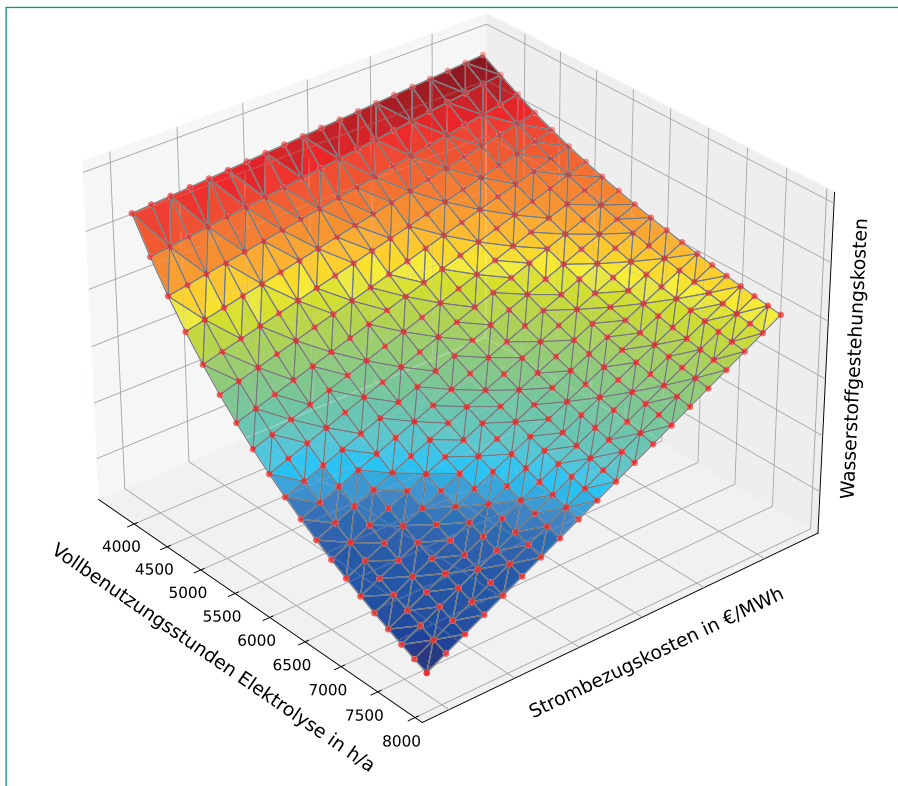


Abb. 2 Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit von Vollbenutzungsstunden und Strompreis

Quelle: Eigene Berechnungen im Rahmen des Energiepark Bad Lauchstädt

Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff auf europäischer Ebene derzeit noch in der Entwicklung

Sowohl für die Strombezugskosten als auch für die späteren Absatz- und Einsatzmöglichkeiten des erzeugten Wasserstoffs ist es von entscheidender Bedeutung, ob dieser als vollständig erneuerbar im Sinne der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) angerechnet werden kann. Auf europäischer Ebene wird derzeit definiert, unter welchen Bedingungen dies der Fall sein soll. Zu dem hierzu gem. Art. 27 (3) RED II ursprünglich bis Ende letzten Jahres durch die EU-Kommission zu erlassenden delegierten Rechtsakt (sog. Delegated Act, nachfolgend: DA 27) liegt seit Mai 2022 ein Entwurf vor [1]. Die europäischen Bestimmungen beziehen sich auf die sog. erneuerbaren Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (renewable fuels of non biological origin, RFNBO's), worunter insbesondere grüner Wasserstoff zu fassen ist, und bislang lediglich auf den Verkehrssektor.

Im Zuge der Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) sollen diese

Kriterien jedoch auf weitere Sektoren ausgeweitet werden. Ein entsprechender Vorschlag wurde im Sommer 2021 im Rahmen des „Fit for 55“-Pakets vorgelegt [2]. Unter Bezugnahme auf den vorliegenden Entwurf des DA 27 sollen nachfolgend einige ausgewählte Einzelaspekte betrachtet werden, die für den EBL von besonderer Bedeutung sind und im Entwurf noch nicht ausreichend adressiert werden. Dies betrifft vorliegend ausschließlich die Anrechnungsmöglichkeiten für Strom aus direkt angebotenen EE-Anlagen.

In Art. 3 DA 27 sind Anforderungen an den Strombezug bei einer direkten Verbindung zwischen der EE-Anlage und der Elektrolyseanlage im Wege einer Direktleitung geregelt. Zur Definition der Direktleitung verweist Art. 2(2) DA 27 auf die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2019/944. Die dort in Art. 2(10) enthaltene Umschreibung ist jedoch unzureichend und führt in der Praxis regelmäßig zu Rechtsunsicherheiten, weil sie der Vielfältigkeit der technischen Ausgestaltungsmöglichkeiten nicht gerecht wird. Im EBL erfolgt die Anbindung der EE-Anlage und des Elektrolyseurs beispielsweise über ein gemeinsames Umspannwerk, wobei der

Strom ohne Transformation lediglich „durchgeleitet“ wird. Um mögliche Anwendungsprobleme zu vermeiden, bietet es sich an, sämtliche Anlagen, die sich hinter demselben Netzverknüpfungspunkt befinden, in den Anwendungsbereich der Norm aufzunehmen.

Weiterer Klarstellungsbedarf zur Anrechnung vor Ort erzeugter Strommengen ergibt sich vor allem in Bezug auf die Zulässigkeit einer Förderung für Überschusseinspeisungen und eines ergänzenden Netzstrombezuges: So schließt Art. 3 DA 27 eine Fördermöglichkeit überschüssiger Grünstromerzeugung, z.B. in Form einer Marktprämie nach dem EEG, nicht aus. Hingegen dürfen EE-Anlagen im Anwendungsbereich des Art. 4 DA 27, der die Anforderungen für den Netzbezug regelt, grundsätzlich keine Förderung erhalten. Gründe für die unterschiedliche Behandlung in Art. 3 und Art. 4 sind nicht ersichtlich, sodass es im Sinne der Rechtssicherheit einer Klarstellung dahingehend bedarf, dass die Inanspruchnahme einer Förderung in Fällen des Art. 3 nicht schädlich ist. Gleiches gilt für die Zulässigkeit einer flexiblen Kombinationsmöglichkeit vor Ort erzeugter und über das Netz bezogener Grünstrommengen. Der Wortlaut von Art. 3 lit. c DA 27 ist in dieser Hinsicht undeutlich und liest sich so, als sei im Fall einer Anrechnung vor Ort erzeugter Strommengen jeglicher Netzstrombezug ausgeschlossen. Gemeint ist wohl vielmehr, dass kein Graustrom zur Herstellung des Wasserstoffs genutzt werden soll.

Zudem regelt Art. 4 des DA 27 Strombezugskriterien für die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff bei Strombezug über das öffentliche Netz und beinhaltet insbesondere Anforderungen an die Zusätzlichkeit, die geographische Lage und die Zeitgleichheit der EE-Erzeugung, die die Nachhaltigkeit der Wasserstoffherstellung sicherstellen sollen und ebenfalls die Wirtschaftlichkeit der Wertschöpfungskette beeinflussen.

EEG-Umlage fällt als Kostentreiber für grünen Wasserstoff weg

Ein wesentlicher Bestandteil der Strombezugskosten war bislang die EEG-Umlage, die unabhängig von der Netznutzung grundsätzlich bei jedem Letztverbrauch von Strom an

fiel. Im EEG 2017 bestanden für Wasserstoff-Projekte lediglich zwei Möglichkeiten, eine Befreiung zu erlangen: Es musste(n) entweder einer der Tatbestände zu Sonderformen der Eigenversorgung (§§ 61a ff. EEG 2017) oder die Voraussetzungen der Besonderen Ausgleichsregelung (§§ 63 ff. EEG 2017) erfüllt werden.

Beide Wege gestalteten sich schwierig. Denn während eine Eigenversorgung u.a. eine Personenidentität zwischen Stromerzeuger und Betreiber der Elektrolyse sowie einen unmittelbaren räumlichen Zusammenhang voraussetzte, war in Bezug auf die Besondere Ausgleichsregelung strittig, ob die Herstellung von Wasserstoff einer Tätigkeit gem. Anlage 4 zum EEG 2017 zuzuordnen war. Während sie aus Sicht vieler Projekte offenkundig der „Herstellung von Industriegasen“ (WZ 2008 – 20.11.) unterfiel, vertrat das BAFA – je nach Verwendung des hergestellten Wasserstoffs –, dass es sich auch um eine „Gaserzeugung“ (WZ 2008 – 35.21) handeln könne. Insbesondere die Durchleitung durch ein Rohrleitungssystem wurde als eindeutiges Kriterium für Letzteres gesehen.

Mit dem EEG 2021 wurde schließlich ein Ausnahmetatbestand für die Herstellung von grünem Wasserstoff geschaffen, der ausdrücklich „unabhängig von dessen Verwendungszweck“ (vgl. § 69b Abs. 1 S. 1 EEG 2021) gelten sollte. Ungeachtet der parallelen europäischen Diskussion wurde eigens eine Definition geschaffen, die insbesondere eine Begrenzung der jährlichen Vollbenutzungsstunden der eingesetzten Elektrolyseure vorsah (vgl. § 12i Abs. 1 EEG). Dies sollte eine systemdienliche und flexible Fahrweise sicherstellen [3].

Nachdem mit dem EEG 2023 eine grundsätzliche Neuordnung der Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und eine vollständige Abschaffung der EEG-Umlage erfolgt, bezieht sich die Ausnahmebestimmung zur Umlagebefreiung bei der Herstellung von grünem Wasserstoff zukünftig nur noch auf die KWK- und Offshore-Netzumlage (vgl. § 25 EnFG). Es ist davon auszugehen, dass die nationalen Bestimmungen zeitnah an die europäischen Vorgaben angepasst werden, sobald diese vorliegen.

Mit dem EEG 2021 wurde außerdem erstmals die Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung für vom Ausbau von Windenergieanlagen betroffene Kommunen geschaffen. Diese finanzielle Beteiligung ist aber nur im Fall geförderter Anlagen zulässig (§ 6 EEG Abs. 2 S. 1 2021). Da Windenergieanlagen, die zur Herstellung von grünem Wasserstoff errichtet und betrieben werden, keine finanzielle Förderung nach dem EEG erhalten, entsteht bei den Kommunen, als wichtige Interessensgruppe, eine direkte Konkurrenzsituation zwischen Vermarktungsoptionen zur Herstellung von grünem Wasserstoff und der Förderung der Anlage nach dem EEG.

Potenzial der Gasnetze für den Wasserstofftransport nutzen

In der Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aus dem Jahr 2021 wird eine Trennung der Regulierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen verfolgt. Ein Wasserstoffnetzbetreiber hat freiwillig die unwiderrufbare Option, sich als Wasserstoffnetzbetreiber der Regulierung zu unterwerfen (sog. „Opt-In“). Laut Gesetz kann es also regulierte und nicht regulierte Wasserstoffnetzbetreiber geben. Für die Umstellung der Erdgasleitung auf den Transport von Wasserstoff im EBL sind vor allem die umfangreichen genehmigungsrechtlichen Erleichterungen für die Umstellung von Leitungen und Anlagen von Erdgas auf Wasserstoff (§ 43l EnWG), die Überleitung von Wegenutzungsrechten von Erdgas- auf Wasserstoffleitungen (§ 113a EnWG) sowie die Anwendbarkeit des technischen Regelwerks des DVGW und der Gas-hochdruckleitungsverordnung auf Wasserstoff (§ 49 EnWG) von sehr großer Bedeutung.

Während rechtliche Unsicherheiten im Zuge der jüngsten Novellierungen des EnWG weitestgehend beseitigt wurden, befindet sich der europäische Rechtsrahmen noch in der Entwicklung. Im Dezember 2021 hat die Europäische Kommission das Gas- und Wasserstoffpaket vorgestellt, das umfassende Änderungen in der Gasrichtlinie (2009/73/EG) und der Erdgaszugangsverordnung (EG/715/2009) vorsieht. Die Gesetze befinden sich aktuell im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren zwischen Europäischem Parlament und dem Rat der Europäischen Union und werden voraussichtlich

im zweiten Halbjahr 2023 final verabschiedet. Ziel der Gesetzgebung ist die Integration von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen in den regulatorischen Rahmen. Für den EBL sind hierbei Klarstellungen im Umgang mit bestehenden Genehmigungen und Wegerechten von hoher Relevanz.

Problematisch sind jedoch die Vorgaben zur horizontalen Entflechtung und die Verschärfungen der vertikalen Entflechtung (Unbundling) im Wasserstoffbereich. So verlangen die Vorgaben der horizontalen Entflechtung, dass für den H₂-Transport eine gesellschaftsrechtliche Trennung vom Erdgas-Netzbetreiber erfolgen muss (Art. 63 RL). Diese Vorgabe verhindert, gepaart mit dem Verbot des Austausches von wirtschaftlich sensiblen Informationen (vgl. Art. 50 und Art. 36) und der Nutzung von gemeinsamen Leistungen, die Realisierung des enormen Synergiepotentials, welches bei einem gemeinsamen Betrieb von Erdgas- und Wasserstoffnetzen gegeben ist. Der Mehrwert des Entflechtungsvorschlags ist hinsichtlich der Erreichung der Transparenzziele und gegenüber der Alternative einer buchhalterischen Entflechtung nicht gegeben.

Die verschärften Vorgaben zur vertikalen Entflechtung sehen zudem vor, dass das im Strom- und Gasbereich sehr erfolgreich etablierte Modell des unabhängigen Transportnetzbetreibers (ITO) nach 2030 im Wasserstoff wegfällt. Dies hätte zur Konsequenz, dass ONTRAS wie ein Großteil aller bestehenden europäischen Fernleitungsnetzbetreiber faktisch vom Wasserstofftransportgeschäft ausgeschlossen wäre, da die jeweiligen Anteilseigner nicht ihre Aktivitäten in der Energieproduktion zu Kosten eines sich noch im Entwicklungsstadium befindenden Transportmarktes für Wasserstoff aufgäben. Der Vorschlag der Europäischen Kommission birgt daher die Gefahr, den Aufbau eines europäischen Wasserstoffverbundnetzes substanziell zu verlangsamen und die europäische Anbindung des Projekts EBL zu erschweren.

THG-Quote Treiber für die Nachfrage nach grünem Wasserstoff

Die ersten Anwendungen für grünen Wasserstoff liegen im Industrie- und im Verkehrs-

sektor. Hier bestehen durch regulatorische Zielvorgaben zur Senkung der Treibhausgase (THG) große Anreize für die Substitution fossiler Einsatzstoffe. Der EBL liegt inmitten des mitteldeutschen Chemiedreiecks, in dem bereits heute Wasserstoff benötigt wird. Einen vielversprechenden Anwendungsfall stellt der Einsatz in Raffinerien dar. Der nationale Gesetzgeber hat zwar die THG-Minderungspotenziale bei der Verwendung von grünem Wasserstoff als Kraftstoff sowie in Raffinerieprozessen erkannt und diese im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) dem Grunde nach verankert. Allerdings fehlen weiterhin konkrete Vorgaben zu den Anerkennungsvoraussetzungen, bspw. in der 37. BImSchV, ohne die aufgrund der Rechtsunsicherheit, ob eine THG-Minderungsquote überhaupt generiert werden kann, und der damit einhergehenden erheblichen Investitionsunsicherheit, kein Aufbau von Geschäftsmodellen möglich ist.

Politik muss Weichenstellungen jetzt vornehmen

Die Analysen im EBL haben gezeigt: der Wasserstoffhochlauf bedarf einer breiten Auslegung von Strombezugskriterien und

keiner zusätzlichen Hürden. Die Balance zu den Nachhaltigkeitszielen muss dabei im Blick bleiben, darf die ersten Projekte aber nicht verhindern, sondern muss diese durch breite Übergangsregeln unterstützen. Die Schließung von Regelungslücken ist essenziell, um Wasserstoff zum Einsatz zu bringen, insbesondere der Einsatz von Wasserstoff in weiteren Sektoren, wie in RED III vorgesehen, und die Überarbeitung der 37. BImSchV sind drängend. Es hat sich zudem gezeigt, dass der DA 27 sehr komplex ist und strenge Anforderungen an den Strombezug enthält. Es stellt sich für künftige Ausgestaltungen die Frage, ob hier einfachere Ansätze für eine schnellere Umsetzung geboten sind.

Quellen

- [1] Entwurf des Delegated Act zu Art. 27 (3) der RED II, <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Production-of-renewable-transport-fuels-share-of-renewable-electricity-requirements-en>
- [2] Fit-for-55 package, <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- [3] Begründung zur Verordnung zur Umsetzung des EEG 2021 und zur Änderung weiterer

energierechtlicher Vorschriften, S. 20; <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-zur-umsetzung-des-eeg-2021-und-zur-aenderung-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf>

P. Hauser, D. Leithold, C. Müller-Pagel, Dr. K. Schulze, VNG AG, Leipzig; M. Ortmann, Uniper SE, Düsseldorf; J. Stolle, E. Tamasko, ONTRAS Gastransport GmbH, Leipzig; R. Teichgräber, Terrawatt Planungsgesellschaft mbH, Leipzig; M. Jaeger, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig
 Ansprechpartner: philipp.hauser@vng.de

Der Artikel entstand im Rahmen des Projektes Reallabor Energiepark Bad Lauchstädt, gefördert im Rahmen der Förderbekanntmachung „Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung „Innovationen für die Energiewende“ durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (FKZ 03EWR012). Für die Inhalte sind die Autoren verantwortlich.

08.–10. Februar 2023, Messe Dortmund

Neue Impulse.



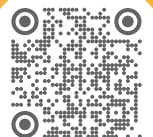
Industrie



Energie



Gebäude



Jetzt Aussteller werden!