



## FORSCHUNG & INNOVATION

# Neue Preiszonen als Lösung für die Industrie?



## Neue Industrie- Wärme-Norm?

Für die Bereitstellung von Prozesswärme im industriellen Sektor werden jedes Jahr knapp 550 TWh Wärmeenergie meist über fossile Energien bereitgestellt. Mit der VDI-Norm 4646 E wird nun der Einsatz von klimafreundlichen Großwärmepumpen standardisiert. Dies spart Kosten und Zeitaufwand bei der Planung und hilft, die Effizienz und Betriebssicherheit zu verbessern.

**Kai Eckert**  
Chefredakteur  
energy.prime



Fabian Huneke ist Projektleiter Energiewende im Stromsektor bei Agora Energiewende.

Foto: Agora

**STROMNETZE | Ist eine einheitliche deutschen Strompreiszone sinnvoll? energy.prime sprach mit Fabian Huneke, vom Thinktank Agora, über die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Strompreiszonen und die Auswirkungen auf die energieintensive Industrie.**

**energy.prime:** Herr Huneke, Norddeutsche Bundesländer bringen immer wieder die Aufteilung Deutschlands in unterschiedliche Strompreiszonen nach skandinavischem Vorbild ins

## MUSTER

Spiel. Welche Vorteile hätte das und inwieweit könnte Deutschland da von den Erfahrungen in Nordeuropa profitieren?

„ Mit einem Preiszonensplit wird einerseits der Kraftwerkseinsatz und die Stromnachfrage besser durch den Markt koordiniert.“

Fabian Huneke, Agora Energiewende

**Huneke:** Während norddeutsche Bundesländer insbesondere aufgrund des Windenergieausbaus einen zunehmenden Stromüberschuss ausweisen, ist im Süden das Angebot kostengünstiger Erneuerbarer Erzeugung zu vielen Stunden niedriger als die Nachfrage. Für diese Diskrepanz ist der gegenwärtige einheitliche Strommarkt blind, was die Netzbetreiber mit zunehmenden Netzengpassmaßnahmen ausgleichen. Durch unterschiedliche Preiszonen könnte der Markt

den Kraftwerkseinsatz und Nachfrage gezielter steuern. In Norwegen und Schweden, wo der Strommarkt in Preiszonen unterteilt ist, funktioniert die Steuerung über den Markt besser. Allerdings zeigt der Vergleich auch Herausforderungen auf.

**energy.prime:** Agora Energiewende hat deshalb beim Analyseinstitut THEMA in Oslo eine Studie in Auftrag gegeben. Was sind die Kernaussagen dieser Analyse?

**Huneke:** Im Kern zeigt der Vergleich zwei Dinge: Mit einem Preiszonensplit wird einerseits der Kraftwerkseinsatz und die Stromnachfrage besser durch den Markt koordiniert. Andererseits besteht das Risiko einer sinkenden Marktliquidität und damit einer geringeren langfristigen Preisverlässlichkeit für Erzeuger wie Verbraucherinnen und Verbraucher.



Die NordLink-Konverterstation im schleswig-holsteinischen Wilster. Über den Interconnector ist die Region mit der Strompreiszone N02 in Norwegen verbunden.

Foto: TenneT TSO

**energy.prime:** Welche Effekte hätte eine Aufteilung Deutschlands in unterschiedliche Strompreis-zonen auf die Preisentwicklungen an den Spot- und Terminmärkten?

**Huneke:** Aktuell arbeiten wir an einem Projekt, das Preiseffekte regional hoch aufgelöst darstellen soll, die finalen Ergebnisse liegen aber noch nicht vor. Drei im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem veröffentlichte Analysen verschiedener Institute berechnen rund 1 ct/kWh niedrigere Strompreise im Norden als im Süden: Kraftwerke im Süden hätten demnach höhere Einnahmen zu verzeichnen, Kraftwerke im Norden hingegen geringere Strommarkterlöse. Aus Verbrauchersicht werden die drei Analysen als Entwarnung bewertet,

**MUSTER**

denn der Preisunterschied ist deutlich geringer als die derzeitige Diskrepanz der durchschnittlichen Netzentgelte der Bundesländer von rund 6,2 ct/kWh.

**energy.prime:** Einige Akteure erwarten auch die Verlagerung energieintensiver Industrieanlagen. Neben Preiseffekten dürfte vor allem die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien oder von grünem Wasserstoff dabei von Vorteil sein. Wie entscheidend sind solche Standortfaktoren und welche Effekte sind dabei in den anderen subnationalen Preisgebotszonen feststellbar bzw. auf Deutschland übertragbar?

**Huneke:** Ein überraschendes Ergebnis unserer Analyse war, dass sich diese Erwartung an kleinere Preiszonen im Fall von Skandinavien als überhöht herausgestellt hat: Die Studie konnte weder eindeutige Belege dafür finden, dass große neue Stromverbraucher günstige Preiszonen als Standorte wählen, noch, dass neue Gaskraftwerke automatisch in Hochpreis-zonen entstehen. Unter den Faktoren, die eine Standortwahl beeinflussen, ist der zonale Strompreis nur einer von vielen – und nicht immer der entscheidende. Zu Elektrolyseuren liegt bisher wenig Evidenz und Empirie vor, grundsätzlich sind gerade für sie zonale Strompreise aber ein besonders wichtiger Standortfaktor. Was die Analyse allerdings klar gezeigt hat: Im laufenden Betrieb passen sich Verbraucherinnen und Verbraucher in Norwegen an ihren jeweiligen zonalen Strompreis an.

(kec) **BEST PRACTICE**

## Mit Wasserstoff in die Selbstversorgung




Speicher und Elektrolyseur bilden eine Systemlösung für mehr Energieautarkie.

Foto: Wilo

**PHOTOVOLTAIK | Der Dortmunder Pumpenhersteller Wilo hat eine Wasserstoff-Systemlösung entwickelt, mit der vor allem mittelständische Unternehmen einen Schritt in Richtung Energieautarkie gehen können.**

Eine Wasserstoff-Systemlösung für den Eigenbedarf hat das Dortmunder Technologieunternehmen Wilo gemeinsam mit dem französischen Elektrotechnikanbieter

## MUSTER

Schneider Electric entwickelt und bietet diese nun als „H<sub>2</sub>Powerplant“ auch mittelständischen Unternehmen als Flexibilitätsoption an.

Bereits im September 2022 hatte Wilo auf dem eigenen Unternehmensgelände in Dortmund ein erstes H<sub>2</sub>Powerplant offiziell in Betrieb genommen. Die Anlage besteht aus einer 3 MW-Photovoltaikanlage, einem von Enapter entwickelten Elektrolyseur mit 228 kW Leistung und einem 520 Kilogramm fassenden Wasserstoffspeicher sowie einer von Proton Motor gelieferten Brennstoffzelle mit 75,5 kW Leistung. Der Wasserstoffspeicher reicht damit aus, um über die Brennstoffzelle 17.500 kWh Strom zu erzeugen, dies entspricht dem durchschnittlichen Jahresbedarf von sieben Zwei-Personen-Haushalten.

„Das H<sub>2</sub>Powerplant ist heute eine aktive Regelgröße im Energiemanagement des Wilo-parks. Die Überschussenergie unserer PV-Anlage wird in Wasserstoff umgewandelt und unterstützt an Schlechtwettertagen oder bei sehr hohem Strombedarf über Spitzenlastglättung die Energieversorgung unserer Smart Factory“, berichtet Silas Schefers von den Erfahrungen.

Das modular aufgebaute System kann rund 10 Tonnen Wasserstoff im Jahr erzeugen, wobei die Lösung aufgrund des modularen Aufbaus auch höher skaliert werden könne.

„Egal ob in der Industrie, im Verkehr oder im Wärmesektor: Unsere Gesellschaft braucht grüne Energie in allen Lebensbereichen.“

Oliver Hermes, CEO der Wilo-Gruppe

Die Anlage verwandelt regenerativ erzeugten Strom mittels Elektrolyse in grünen Wasserstoff, der bei Bedarf über eine Brennstoffzelle in Strom wieder zurückverwandelt werden kann. Die Abwärme wird dabei in einem Verbundsystem zum Heizen genutzt oder gespeichert oder bei Bedarf vor Ort in Kälte umgewandelt.

„Egal ob in der Industrie, im Verkehr oder im Wärmesektor: Unsere Gesellschaft braucht grüne Energie in allen Lebensbereichen“, so Oliver Hermes, Vorstandsvorsitzender und CEO der Wilo-Gruppe. „Mit dieser Lösung schaffen wir die Grundlage für ein autarkes, dezentrales und regeneratives Energieversorgungsnetz und zeigen, wie Industrieunternehmen mit zukunftsweisenden und technologieoffenen Lösungen einen essenziellen Beitrag zum Klimaschutz und zur Nachhaltigkeit leisten können“, so Hermes.

Zur Vermarktung der Wasserstoff-Systemlösung sei eigens die Wilo Projects gegründet worden, die sich großem Kundenzuspruch erfreue, erklärt Schefers. Dabei gingen die Anfragen weit über das reine Interesse an der Wasserstofftechnologie hinaus. Aktuell würden von der neuen Projektgesellschaft maßgeschneiderte Energiekonzepte für Kunden erstellt, in denen Wasserstoff eine wesentliche Rolle spiele.

Geeignet sei die Systemlösung vor allem für Unternehmen mit großer Dachfläche, die sich vor volatilen Strompreisen schützen wollen, erklärt Richard Schmidt, der bei Wilo für die Geschäftsentwicklung Wasserstoff zuständig ist, im Gespräch mit energy.prime. Schmidt sieht im Markt viele Unternehmen, die Lösungen zur Eigenversorgung suchen, Speicherlösungen nachfragen oder Netzersatzanlagen kaufen wollen. Für all diese sei die neue Systemlösung ein Angebot, sagt er und hat dabei auch die Betreiber von Rechenzentren als potenzielle Kunden im Blick. Bei den Kunden komme das System in vielfältigen Anwendungen zum Einsatz. „Wir konzentrieren uns nicht ausschließlich auf die Produktion von Wasserstoff und die anschließende Rückverstromung. Durch unser

## MUSTER

großes Netzwerk an Partnerunternehmen sind wir in der Lage, auch H<sub>2</sub>-Lösungen für das Transportwesen (Flurförderfahrzeuge), die Wärmeerzeugung (z.B. BHKWs) und die Veräußerung von Wasserstoff über Tankstellen anzubieten, berichtet Schefers.

Allerdings halte die zögerliche Industrialisierung von Kernkomponenten der Wasserstofftechnologie das Preisniveau von grünem Wasserstoff verglichen mit grauem Wasserstoff noch hoch. Für die Zukunft zeichnen sich aber bereits deutliche Verbesserungen ab. Vorerst seien einige Projekte aber noch auf Förderungen angewiesen. Auch bei diesen Herausforderungen stehe Wilo seinen Kunden mit individuellen Förderkonzepten aber beratend zur Seite, sagt Schefers.

(kec) 

## DATEN &amp; FAKTEN

## VDI-Norm für industrielle Großwärmepumpen kommt



Großwärmepumpen stellen maximale Energieeffizienz sicher.

Foto: Johnson Controls


**WÄRMEGEWINNUNG | Für nicht standardisierte Anwendungen von Wärmepumpen in Gewerbe und Industrie fehlen entsprechende Vorgaben. Dies soll sich nun mit einer neuen VDI-Norm für Großwärmepumpen ändern.**

Größere Wärmepumpen mit mehr als 100 kWh Leistung kommen auch in Gewerbe und Industrie sowie in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung von Quartieren zum Einsatz und tragen damit entscheidend zur Dekarbonisierung und zur Erreichung der Klimaziele bei. Grundsätzlich unterscheidet sich die Funktionsweise nicht von einer herkömmlichen Wärmepumpe für den häuslichen Gebrauch. Allerdings sind die Anlagen speziell auf den Einsatz in einem anspruchsvolleren Umfeld angepasst, um eine hohe Zuverlässigkeit und maximale Energieeffizienz sicherzustellen. Die neue Richtlinie VDI 4646 E „Anwendung von Großwärme-

**MUSTER**

pumpen“ unterstützt bei der Planung und Bewertung von Wärmepumpenanlagen für solche nicht standardisierten Anwendungsfälle.

Die Richtlinie soll mit einem Umfang von 87 Seiten und neun Kapiteln dazu beitragen, den Anwendern von Großwärmepumpen ein Werkzeug an die Hand zu geben, um die Einsatzbereiche zu erkennen, eine Grundlagenermittlung für die Entscheidung der Investition zu erstellen, eine Bewertung durchzuführen, Planungshinweise zu erhalten und die Betriebsweisen festzulegen. Inhalt der Richtlinie sind Wärmepumpen sowie Kälteanlagen, die eine Nutzung der warmen und kalten Seite zum Ziel haben. Sie gilt damit vor allem in Gewerbe, Industrie und der Quartiersversorgung, nicht aber für einzeln versorgte Wohngebäude.

Als Entwurf ist die Richtlinie VDI 4646 E „Anwendung von Großwärmepumpen“ im Januar 2024 erschienen. Einsprüche zum Entwurf können noch bis zum 30. April an die VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt unter [geu@vdi.de](mailto:geu@vdi.de) eingereicht werden, teilte der VDI mit. (bhal) 

## POLITIK & REGULIERUNG

# Individuelle Netzentgelte für Prozesswärme nachfordern



In Industriearealen können Wärmebezieher individuelle Netzentgelte beanspruchen.

Foto: Daimler Trucks

**KOHLENDIOXID | Unternehmen, die als Letztverbraucher in Industriearealen statt einem direkten Gasbezug nur Prozesswärme erhalten, können dennoch für das Jahr 2022 individuelle Netzentgelte geltend machen.**

Energieintensive Unternehmen mit einem durchgehenden Energiebezug legen oft ein netzdienliches Nutzungsverhalten an den Tag und können deshalb nach §19 Abs. 2 S.2 bis 4 StromNEV individuelle Netzentgelte vereinbaren. Als 2022 alle Industrieunternehmen aufgefordert wurden, ihren Gasbezug zu reduzieren, um eine Gasmangellage zu vermeiden, führte die Produktionseinschränkung auch zu einem veränderten Netznutzungsverhalten. Damit den Unternehmen die vereinbarte Netzentgeltreduktion nicht verwehrt wurde, erläßt die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Festlegung BK4-22-086, schränkte dabei den Anwendungsbereich aber auf den Rückgang des Gasbezugs ein. Unternehmen deren verändertes Nutzungsverhalten auf die Reduktion von gasbasiert erzeugter Prozesswärme zurückging, gingen mit dieser Regelung leer aus. Allerdings

## MUSTER

wird in vielen verbundenen Industriestandorten von einem gasbeziehenden Unternehmen die Prozesswärme für das gesamte Areal bereitgestellt und verteilt.

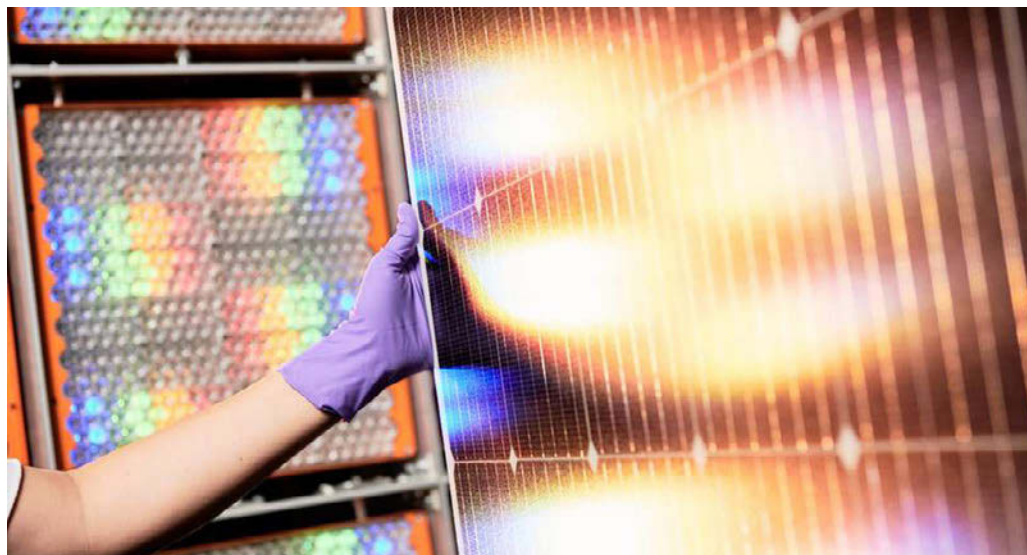
„Diese Ungleichbehandlung war nicht akzeptabel. Dort, wo Energien gebündelt beschafft werden und die Erstellung von Prozesswärme zum Dienstleistungsportfolio des Industrieparkbetreibers gehört, ist ein Ausschluss jedweder mittelbarer Gasbezugsreduktion nicht sachgerecht“, meint der Rechtsanwalt Thies Christian Hartmann, Partner der Kanzlei BBH. „Reduziert das Standortunternehmen seinen Dampfbezug, so hat das eine Reduktion des Gaseinsatzes beim vorgelagerten Dienstleister zur Folge. Mit dem Ausschluss dieser ‚mittelbaren‘ Reduktion wäre das Ziel, Gas einzusparen, vielfach nicht erreichbar gewesen“, so Hartmann. Er hatte betroffenen Unternehmen eine Beschwerde gegen die BNetzA empfohlen.

In einer mündlichen Verhandlung signalisierte nun das OLG Düsseldorf der Auffassung von BBH zu folgen. Die BNetzA gab daraufhin die Erklärung zu Protokoll, nach der eine Reduktion von Prozesswärme, die zu einer entsprechenden Reduktion des Gaseinsatzes in einer zum Industriepark gehörigen Erzeugungsanlage (Strom und Wärme) führte, ein Fall im Sinne der Festlegung BK4-22-086 ist. Mit dieser Klarstellung seien nun beide beschwerdeführenden Industrieunternehmen berechtigt, das gesenkte individuelle Netzentgelt für das Jahr 2022 zu beanspruchen, teilte BBH mit.

(kec) 

## FORSCHUNG &amp; INNOVATION

## Höherer Wirkungsgrad mit Vollformat-Tandem-PV-Modulen



Neue PV-Module sind deutlich effizienter.

Foto: Bernd Schumacher / Fraunhofer ISE

**PHOTOVOLTAIK | Photovoltaik-Module auf Basis von Perowskit-Silizium-Tandemsolarzellen erzielen deutlich höhere Wirkungsgrade. Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE stellte das nun unter Beweis**

Die Wissenschaftler nutzten für die Herstellung Anlagen im Module-TEC des Fraunhofer ISE, die bereits in der Massenproduktion Anwendung finden und optimierten die Prozesse für die Tandemtechnologie.

## MUSTER

**Wirkungspotenzial bis 43 Prozent**

Die Perowskit-Silizium-Solarzellen im M6-Format mit einem Wirkungsgrad von 26,8 Prozent fertigt Oxford PV, ein Spin-Off der Universität Oxford, in Kleinserie in seiner Fabrik in Brandenburg. Dieses Jahr beginnt die kommerzielle Produktion der Tandemsolarzellen.

„Dieser neue Weltrekord ist ein entscheidender Meilenstein für Oxford PV und beweist, dass unsere Tandem-Solarzellen eine rekordverdächtige Leistung erbringen können, wenn sie zu Solarmodulen montiert werden“, sagt David Ward, Chief Executive Officer, Oxford PV. Perowskit-Silizium-Tandemzellen haben ein theoretisches Wirkungsgradpotenzial von über 43 Prozent gegenüber weniger als 30 Prozent bei Silizium-Solarzellen.

„Das für seine Herstellung massenfertigungskompatible Technologien eingesetzt wurden, belegt das enorme Potenzial der Tandem-Technologie für die PV-Industrie.“

Prof. Dr. Stefan Glunz, Bereichsleiter Photovoltaik am Fraunhofer ISE

Ein Forschungsteam am Fraunhofer ISE fertigte nun ein Glas-Glas-PV-Modul mit einem Wirkungsgrad von 25 Prozent (bezogen auf die ‚designated illuminated area‘, designierte Fläche) aus den Oxford PV-Solarzellen. „Damit ist es effizienter als jedes Silizium-PV-Modul im industriellen Format, das je gebaut wurde“, sagt Prof. Dr. Stefan Glunz, Bereichsleiter Photovoltaik am Fraunhofer ISE. „Das für seine

Herstellung massenfertigungskompatible Technologien eingesetzt wurden, belegt das enorme Potenzial der Tandem-Technologie für die PV-Industrie.“

Da die Perowskit-Schicht der Tandemzellen temperatursensibel ist, entwickelte das Forschungsteam für die Verschaltung und Einkapselung der Solarzellen Nieder temperatur-Prozesse, die mechanisch auch besonders schonend für die Zellen sind.

„Diese sind für die industrielle Massenfertigung geeignet und können auf kommerziellen Anlagen umgesetzt werden, eine Anpassung heutiger PV-Modulfertigungslinien ist gut umsetzbar“, erklärt Dr. Achim Kraft, Gruppenleiter für Verbindungstechnik am Fraunhofer ISE. Verschaltet wurden die Solarzellen mittels leitfähigem Kleben „Diese Art der Verschaltung ist im Module-TEC des Fraunhofer ISE im industriellen Maßstab im Einsatz. Zukünftig werden wir auch die Alternative erproben, die Solarzellen bei niedrigen Temperaturen zu verlöten“, sagt Dr. Achim Kraft.

**Vermessung via multispektralem Sonnensimulator**

Für die Vermessung setzte das CalLab PV Modules des Fraunhofer ISE einen neuen multispektralen Sonnensimulator ein, mit dem sich die Effizienz von Tandem-PV-Modulen bestimmen lässt. Beide Zellschichten müssen dabei von unterschiedlichen LED-Lichtquellen unter möglichst genau den Bedingungen bestrahlt werden, unter denen sie auch bei natürlichem Sonnenlicht Strom produzieren würden, um so präzise und reproduzierbar die Leistung des Solarmoduls bestimmen zu können.

Der Wirkungsgrad wurde über die designierte Fläche (da) von 1,68 m<sup>2</sup> berechnet. Da die aktuell standardisierten Messmethoden nicht vollständig auf diese neuartige Technologie übertragbar sind, wurde das angewendete Verfahren zusätzlich mit Freilandmessungen validiert.

Die Projektteams von Fraunhofer ISE und Oxford PV streben nun die Zertifizierung des PV-Moduls an. Dazu laufen bereits intensive Tests zur Langzeitstabilität in den Klimakammern des TestLab PV Modules Im Fraunhofer ISE.



# Batteriespeicher für mehr Autarkie

**NETZSTABILISIERUNG | Der internationale Hersteller von Energiespeicherlösungen Socomec stellt diese Woche auf der führenden Fachmesse für die Energie- und Wasserwirtschaft E-World-erstmalig sein neues kompaktes Speichersystem Sunsys HES L SKID vor.**

Die multifunktionale All-in-One-Lösung soll sich sowohl als Energiemanagementzentrale für Dienstleistungs-, Gewerbe- und Industriebetriebe als auch zur Versorgung netzgekoppelter oder autarker Microgrids und zur Unterstützung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge (EVC) eignen. Socomec setzt beim Sunsys HES L SKID auf ein neues Design, das im Vergleich zu seinen bisherigen Systemen eine verbesserte Gesamteffizienz aufweisen soll.

Zur Verfügung steht die Speicherlösung in zahlreichen Konfigurationen von 100 kVA/186 kWh bis 300 kVA/1116 kWh und ist sowohl für On- und als auch für Offgrid-Anwendungen erhältlich. Dank des modularen Designs können pro System bis zu sechs Batterieschränke angeschlossen werden. Dabei werden alle Schränke des kompakten Energiespeichersystems vormontiert und intern verkabelt auf einem speziell dafür ausgelegten Gestell (SKID) geliefert, was eine schnellstmögliche Installation, einen geringstmöglichen Aufwand und niedrige Baukosten garantiert. Nach der Anlieferung ist lediglich der Anschluss der Wechselstrom- und Kommunikationskabel erforderlich. Da das System leicht transportier- und einsetzbar ist, sind auch Umzüge zu anderen Einsatzorten problemlos realisierbar.

Guy Schaaf, Marketing & Specification Manager von Socomec, erklärt: „Durch Gespräche mit unseren Kunden wissen wir um die logistischen Herausforderungen, denen sie gegenüberstehen, um die benötigte Speicherkapazität bereitzustellen. Unsere Ingenieure haben darauf reagiert und unsere Speicherlösung neu gestaltet – mit einer minimierten Installationszeit, einer höheren Flexibilität und einer Senkung der Gesamttransportkosten lassen sich die logistischen Herausforderungen lösen.“ Das bisherige SKID-System ist bereits an 40 Standorten in Europa installiert. Jetzt wird es auf dem deutschen Markt eingeführt.

(pleu) 

## IMPRESSUM

energy  
prime  
EMPOWER NET ZERO INDUSTRY

ENERGY.prime ist eine Publikation der publish-industry Verlag GmbH in Kooperation mit der DVV Media Group GmbH | Verlag: publish-industry Verlag GmbH, Machtfinger Straße 7, D-81379 München | Geschäftsführer: Kilian Müller und Martin Weber | Verlagsleitung: Manuel Bosch, Tel. +49 40 23714-155, manuel.bosch@dvvmedia.com | Chefredaktion: Peter Leuten (verantwortl., leu), Tel. +49 40 23714-266, peter.leuten@dvvmedia.com und Bernhard Haluschak (hal), Tel. +49 151 582119-28, b.haluschak@publish-industry.net | Leitung Marketing & Vertrieb: Markus Kukuk, Tel. +49 40 23714-291, markus.kukuk@dvvmedia.com | Unternehmenslizenzen: lizenzen@dvvmedia.com | Leser- und Abonentenservice: Tel. +49 40 23714-260, service@dvvmedia.com | ENERGY.prime erscheint monatlich als PDF-Ausgabe und wöchentlich (Dienstags) als Newsletter inklusive Zugriff auf die Website www.energy-prime.de. Abonnement jährlich: EUR 380,- zzgl. MwSt. | Bezugsbedingungen: Die Bestellung des Abonnements gilt zunächst für die Dauer des vereinbarten Zeitraumes (Vertragsdauer). Eine Kündigung des Abonnementvertrages ist während der ersten Vertragsdauer jederzeit zum Ende dieses Zeitraums, danach jederzeit zum Ende des auf die Kündigung folgenden Monats schriftlich möglich. Erfolgt die Kündigung nicht rechtzeitig, verlängert sich der Vertrag und kann dann zum Ende des folgenden Monats schriftlich gekündigt werden. Zu Beginn jeder Vertragsverlängerung erfolgt die Berechnung des zum Zeitpunkt der Verlängerung im Impressum bekanntgegebenen Abonnement-Preises für die bestellte Vertragsdauer. Bei Nichtlieferung ohne Verschulden des Verlages, bei Arbeitskämpfe oder in Fällen höherer Gewalt besteht kein Entschädigungsanspruch. | Copyright: Die Publikation, ihre Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Es ist ausdrücklich untersagt, die Inhalte digital zu vervielfältigen oder an Dritte (auch Mitarbeiter, sofern ohne personenbezogene Nutzerlizenzierung) weiterzugeben.