Energie-Team Intern 64

Baden-Württemberg

Energie-Team: In eigener Sache

Hingeschaut

Stadtwerke Heidelberg bauen iKWK-Anlagen
Energie-Team lud ein zum Ortstermin

Höchst spannungsreiche Leitungen
SuedLink kurz vor dem Baustart: Wann steht die Infrastruktur für die Erzeugungswende?

Wasserstoff: Eckpfeiler der Energiewende
Ein Besuch der Energiedienst-Power-to-Gas-Anlage in Wyhlen

Nachgefragt

Ladeinfrastruktur macht Arbeit
Breites Aufgabenfeld von der Betriebsführung bis zur Abrechnung

Nachgelesen

Gas geben bei Wasserstoff
Das ZSW entwickelt serientaugliche Elektrolyseure

Wer kommt, wer geht?

Personalien

Vorgemerkt

Termine Energie-Team

gemeinsam mehr erreichen ...

In eigener Sache

Liebes Energie-Team, liebe Branchenkolleginnen und -kollegen,

20 Jahre lang haben Sie mich im Energie-Team, unserer Kommunikationsplattform der Nachbarunternehmen in Baden-Württemberg, an Ihrer Seite gehabt. Jetzt verabschiede ich mich mit Erreichen der Altersgrenze in den Ruhestand.

Neben meinen anderen, im Laufe der Zeit wechselnden Aufgaben bei Neckarwerken, EnBW und Netze BW war die Arbeit im und fürs Energie-Team eine Konstante in der zweiten Hälfte meines Berufslebens. Das war nie langweilig, denn die Entwicklung der Energiewirtschaft war variantenreich und spannend. Wir hatten genug Stoff und genug Gründe, uns darüber auszutauschen. Das wird weiter so bleiben und noch mehr gutes Zusammenwirken in der Branche erfordern: In den Verbänden, in Partnerschaften und Kooperationsnetzwerken und im nachbarschaftlichen Dialog im Energie-Team.

Nie langweilig war die Arbeit im Energie-Team für mich auch, weil ich viele kompetente und aufgeschlossene Menschen kennenlernen durfte und deren jeweils besonderen Blick auf die Dinge. Ihnen allen danke ich herzlich für ihr Interesse, ihr Engagement und ihr Vertrauen. Ein extra Dankeschön geht an meine Kolleginnen Brigitta Kerle, Adine Koch, Katharina Heck und Anca Kolenbrander, die sich im Lauf der Jahre mit mir zusammen um alles gekümmert haben. Ich hoffe, dass ich meinen Teil beitragen konnte, das Energie-Team als kleine Bereicherung des Miteinanders in der Branche zu gestalten. Es war mir jedenfalls eine Ehre und ein Vergnügen.

Künftig wird Tilman Kabella, bei Netze BW verantwortlich für Stadtwerkebeziehungen und -beteiligungen, meine Rolle als Organisator des Energie-Teams übernehmen. Wie bisher wird es aber auf Sie alle ankommen, dass diese Kommunikationsplattform Bestand hat und die richtige Entwicklung nimmt. Sie kann helfen, die Sorgen der Gegenwart zu teilen und die Chancen der Zukunft zu ergreifen.

Ich wünsche Ihnen alles Gute!

Herzlichst Ihr
Axel Pfrommer

Stadtwerke Heidelberg bauen iKWK-Anlagen

Energie-Team lud ein zum Ortstermin

Mehr zur Energiekonzeption 2030: www.swhd.de/energiekonzeption

Die Stadtwerke Heidelberg arbeiten mit ihrer Energiekonzeption 2030 seit mehr als zehn Jahren am Umbau ihrer Energiesysteme. Eines der wichtigsten Ziele ist der Ausbau weitgehend CO_2-freier Wärme, denn die Stadt Heidelberg hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 klimaneutral zu werden. Zusammen mit dem Energie-Team hatten die Stadtwerke Anfang September zu einer Besichtigung der iKWK-Baustelle eingeladen verbunden mit einem Vortrag von Geschäftsführer Michael Teigeler über das breite Maßnahmenspektrum für die Wärmewende in der Stadt.

Der größte Baustein zum Ausbau der Eigenerzeugung an grüner Wärme, sowohl unter den Blickwinkeln Investition sowie Leistung war ein Holz-Heizkraftwerk. Die iKWK-Anlagen sind nun der zweitgrößte Baustein, gefolgt von mehreren Biomethan-Anlagen. Außerdem haben die Stadtwerke Heidelberg im ENERGIEpark Pfaffengrund einen großen Wärmespeicher, den Energie- und Zukunftsspeicher, gebaut, der für eine höhere Flexibilität im Energiesystem sorgt.

Was ist eine iKWK-Anlage?

iKWK steht für innovative Kraft-Wärme-Kopplung und beschreibt ein Anlagenkonzept, das aus einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlage), einer erneuerbaren Wärmequelle und einem elektrischen Wärmeerzeuger besteht. Die Idee hinter dem Konzept: Mit iKWK-Anlagen können Energieerzeuger flexibel auf Schwankungen im Stromnetz reagieren und zu seiner Stabilisierung beitragen. Besteht Bedarf an Strom, wird der erzeugte Strom aus der KWK-Anlage ins Netz eingespeist. Bei zu hohen Strommengen wird dagegen der elektrische Wärmeerzeuger zugeschaltet und wandelt den Strom in Wärme um. Die iKWK-Anlagen wirken damit ausgleichend.

Wie sieht das Heidelberger Konzept der iKWK-Anlagen aus?

Das Heidelberger Konzept einer iKWK-Anlage umfasst ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit je zwei Megawatt elektrischer und thermischer Leistung und einer kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung von jährlich 7.000 Megawattstunden. Hinzu kommt eine große Luft-Wasser-Wärmepumpe, die den geforderten regenerativen Wärmeanteil abdeckt. Ihre thermische Leistung beträgt 1,5 Megawatt, ihre Wärmeerzeugung mindestens 2.600 Megawattstunden. Eines dieser »Luftheizwerke« wälzt 500.000 Kubikmeter Luft pro Stunde um.

Welche Rolle haben die iKWK-Anlagen im Wärmesystem der Stadtwerke Heidelberg?

Im Sommer ist die Grundlast bei der Fernwärme in Heidelberg bereits durch das Holz-Heizkraftwerk abgedeckt. Die KWK-Anlagen erhöhen den Eigenerzeugungsanteil im Winter, während die iKWK-Anlagen vor allem im Frühjahr und im Herbst die Eigenerzeugung erhöhen und insbesondere in der Übergangszeit laufen werden. Die Luft-Wasser-Wärmepumpen sind daher als Niedertemperaturanlagen ausgelegt.

Wie ist der Baustand?

Die Stadtwerke Heidelberg haben als erstes Stadtwerk drei Zuschläge hintereinander für iKWK-Anlagen erhalten – zuletzt für die dritte iKWK-Anlage im Dezember 2020. Alle drei Anlagen werden aus Effizienz- und Kostengründen gemeinsam gebaut. So teilen sich alle drei Anlagen auch eine Power-to-Heat-Anlage mit einer Leistung von zwei Megawatt zur flexiblen Umwandlung von Strom in Wärme.

Das Technikgebäude für die iKWK-Anlage entsteht (Stand: Anfang Februar 2022)

Im Jahr 2021 wurden zunächst die verschiedenen Ausschreibungen für das 1.400 Quadratmeter große Technikgebäude, das die drei iKWK-Anlagen beherbergen wird, sowie für die verschiedenen Anlagenkomponenten auf den Weg gebracht. Eine Herausforderung war es dabei, geeignete Luft-Wasser-Wärmepumpen in der erforderlichen Größe und für die gewünschte Bandbreite an Außentemperaturen zu finden. Denn bundesweit betreten die Stadtwerke Heidelberg mit diesen Anlagen Neuland: Luft-Wasser-Wärmepumpen werden sonst im Bereich von Immobilien eingesetzt – oder gleich im ganz großen Maßstab. Es gibt daher auf dem Markt kaum Luft-Wasser-Wärmepumpen in der benötigten mittleren Größe. Zunächst hatten die Stadtwerke Heidelberg daher überlegt, mehrere kleinere Wärmepumpen zu kombinieren. Als Anforderung kam hinzu, dass Pumpen erforderlich sind, die auch bei niedrigeren Außentemperaturen in den Übergangszeiten zwischen Sommer und Winter noch gut funktionieren. Im Rahmen einer Marktanalyse wurden die Stadtwerke Heidelberg schließlich fündig: bei einem Hersteller, der auch im nordeuropäischen Markt aktiv ist, in dem schon mehr Erfahrung mit diesen Modellen besteht.

Im Juni 2022 wurden die BHKW-Module angeliefert

Im Herbst 2021 startete der Rohbau für die drei Anlagen. Ende März 2022 wurde er abgeschlossen. Der Stahlfassadenbau steht seit Anfang Juni. Die Anlagenkomponenten werden seit Juni/Juli 2022 nach und nach angeliefert, so dass die Montage starten konnte. Die BHKW wurden bereits in die Modellzellen eingebracht, ebenso der Schornstein für diese Anlagen aufgestellt.

Modell der drei entstehenden iKWK-Anlagen: Rechts die Lufttürme der drei Luft-Wasser-Wärmepumpen, über die reine, aber abgekühlte Luft entlassen wird, links der gemeinsame Schornstein der Blockheizkraftwerke

Den ersten Zuschlag haben die Stadtwerke Heidelberg Ende 2018 erhalten. Demnach ist die erste Anlage fristgerecht bis Ende des Jahres 2022 in Betrieb zu nehmen. Die anderen Anlagen werden in den Monaten danach folgen. Im Juni 2023 sollen alle drei Anlagen fertig sein. Noch sind die Projektverantwortlichen optimistisch, dass dies gelingt. Die größten Herausforderungen sind dabei die aktuell langen Liefertermine, Materialengpässe und Materialpreissteigerung, zunächst durch die Corona-Situation ausgelöst, nun durch den Krieg in der Ukraine verstärkt. Es bleibt spannend.

Warum setzen die Stadtwerke Heidelberg vorwiegend auf große Luftwärmepumpen? Wo liegen hier die Vorteile?

iKWK-Anlagen kombinieren erneuerbare Wärmeenergien mit Kraft-Wärme-Kopplung und einer Technik zur Umwandlung von Strom in Wärme. Nun sind in städtischen Gebieten Flächen knappe Ressourcen. Die Stadtwerke Heidelberg ordnen derzeit ihr Gelände im Pfaffengrund neu und haben das Glück, dass sie somit neue Flächen für die Energiewende schaffen konnten. Doch wenn man sich den ENERGIEpark Pfaffengrund einmal von oben anschaut, wird schnell klar: Inzwischen ist dort nur noch wenig Platz. Solarthermie oder oberflächennahe Geothermie benötigen aber einiges an Fläche und entfielen damit als Variante. Eine Flusswasser-Wärmepumpe war ebenfalls ungeeignet, denn die Entfernung zum Neckar ist zu weit bis zu diesem Standort. Luft ist dagegen überall verfügbar, und eine Luftwärmepumpe braucht vergleichsweise wenig Platz.

Wenn die drei Anlagen am Netz sind: Wie hoch wird dann der Anteil „grüner Wärme“ im Netz sein?

Der Anteil erneuerbarer Energien an heidelberg WÄRME beträgt 26,5 %. Davon zu unterscheiden ist der Anteil CO_2-freier, grüner Wärme – inklusive Fernwärme aus der thermischen Verwertung von Abfällen: Hier liegt der Anteil bereits bei über 50 Prozent.

Wie geht es in Heidelberg mit dem Ausbau grüner Wärme weiter?

Aktuell sind darüber weitere Optionen für eine grüne Wärmeerzeugung im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung in der Prüfung. Dazu gehören unter anderem die Nutzung der Flusswärme aus dem Neckar und die Nutzung von Abwärme aus einem Klärwerk. Zur Standortsuche für eine Flusswärmepumpe gab es bereits im Mai eine erste Bürgerbeteiligung. Auch der Ausbau von Niedertemperaturnetzen sowie eines wechselwarmen Netzes, mit dem die Stadtwerke Heidelberg in neuen Stadtteilen neben Wärme auch Kühlung bereitstellen können, verbunden mit oberflächennaher Geothermie, stehen auf der Agenda.

Lena Fießer
Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH
06221 513–4132
lena.fiesser@swhd.de

Höchst spannungsreiche Leitungen

SuedLink kurz vor dem Baustart: Wann steht die Infrastruktur für die Erzeugungswende?

Kurze Besichtigungsrunde am Gelände des Umspannwerks Leingarten/Großgartach, das als Standort für den Konverter vorbereitet wird

Der Acker auf Leingartener Gemarkung sieht sehr real aus. Und doch scheint es unwirklich, dass hier bald Deutschlands berühmteste Stromtrasse enden soll. Zehn lange Jahre wurde SuedLink geplant, nun steht das Projekt vor dem Baubeginn – zumindest im südlichsten Abschnitt. Ein guter Anlass für das Energie-Team, sich im Leingartener Infocenter der TransnetBW über den aktuellen Netzausbau auszutauschen.

Saskia Albrecht von der TransnetBW umreißt noch einmal, warum SuedLink jetzt schon „Hauptschlagader der Energiewende" heißt. Durch sechs Bundesländer soll Höchstspannungsgleichstrom aus norddeutscher Windkraft per 525-kV-Kabel in den Süden fließen, über eine Entfernung von rund 700 Kilometern. SuedLink ist das meterscharfe Ergebnis aus rund 700 Dialogveranstaltungen mit Bürgern und kaum vorstellbaren 19.000 Planungshinweisen aus der Bevölkerung; es beinhaltet die Kommunikation mit Eigentümern und Nutzern von insgesamt zehntausend Flurstücken. Und SuedLink bedeutet auch viel vergebliche Arbeit, weil das ursprüngliche entworfene Freileitungsprojekt nach drei Jahren Planungszeit von der Bundesregierung unter die Erde verbannt wurde.

Gebaut wird ab 2023 in den ersten Abschnitten bei Heilbronn und der Elbüberquerung. Dies erfolgt hauptsächlich in offener Verlegeweise, doch Straßen, Flüsse und Schutzgebiete müssen grabenlos mit einer Spülbohrmaschine unterfahren werden. Für den letzten Streckenabschnitt zwischen Bad Friedrichshall und Leingarten haben sich TransnetBW und die Südwestdeutschen Salzwerke AG zusammengetan: 16 Kilometer Stromkabel werden auf 200 Meter Tiefe gebracht und untertägig in den meist schon bestehenden Grubenbauten der Salzwerke verlegt. Auf diese Weise kann SuedLink mehrere Wasserschutzgebiete, die Autobahn, Flüsse, Bundesstraßen und archäologische Verdachtsflächen im Ballungsraum Heilbronn unterqueren. Der Schachtaustritt wird am jetzigen Leingartener Umspannwerk der TransnetBW aufgefahren, wo auch der Konverter für SuedLink stehen soll.

Viel war zu tun, bis 2021 der SuedLink-Korridor feststand

Wie wird das künftige Energiesystem aussehen?

Gestresstes Netz

Die lang erwartete SuedLink-Trasse kommt also – doch ist auch die Planung für eine Energiewende mittlerweile weiter fortgeschritten. Wie haltbar sind also noch die Erwartungen, die sich an die Supertrasse knüpfen? Olaf Sener, bei der TransnetBW verantwortlich für das Asset Management, wirbt für einen Perspektivwechsel und die Weiterentwicklung des Netzentwicklungsplans (NEP). „Die Sicht auf 15 Jahre Netzplanung sollten wir ablegen und heute schon das Zielnetz für die geplante carbonfreie Versorgung im Jahr 2050 entwickeln."

Aktuell würden an einem typischen Sommertag in Baden-Württemberg elf Gigawatt (GW) Spitzenlast nur mit 6 GW importierter Leistung erreicht, zwei GW Leistung kommen für den Transit in die Schweiz und nach Frankreich dazu. „Wir haben eine fallende Kraftwerkskapazität durch alte Kraftwerke und zunehmenden Importbedarf bei gleichem Leiterquerschnitt. Das macht das Netz auch in unserer Regelzone instabiler."

Keine Autarkie im Südwesten

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben bei ihrer jährlichen Bedarfsanalyse die Parameter verschärft. „Bei höherer Nichtverfügbarkeit von Gas, kälteren Wintertemperaturen und mehr strombezogenen Heizlüftern sehen wir einen Redispatch-Bedarf von über 18 GW, um das Netz stabil zu halten. Dazu kommt mehr Import aus europäischen Reserven. Dieser Zunahme des Transports steht ein verzögerter innerdeutscher Netzausbau gegenüber", kritisiert Sener. Darüber hinaus wagt die TransnetBW einen Blick auf das Jahr 2045, wenn die Klimaziele zu einem massiven Anstieg des Stromverbrauchs führen werden. Rechenzentren, Elektrolyse und Haushaltswärmepumpen werden binnen zehn Jahren zu einer Verdoppelung des Stromverbrauchs führen. Prognostizieren die vier ÜNB für das Jahr 2035 noch eine Leistung von 250 Gigawatt, nimmt man für 2045 schon 700 GW an. „Das wird bei abnehmender Energieautarkie passieren, wir werden bis zu 15 Prozent unserer Jahresleistung importieren", meint der Elektroingenieur. Im fossilfreien Jahr 2050 werde Baden-Württemberg nur die Hälfte seines Strombedarfs selbst decken. Für Deutschland bedeutet der Importbedarf, dass für den Stromhandel die Kapazität der Interkonnektoren verdreifacht werden muss.

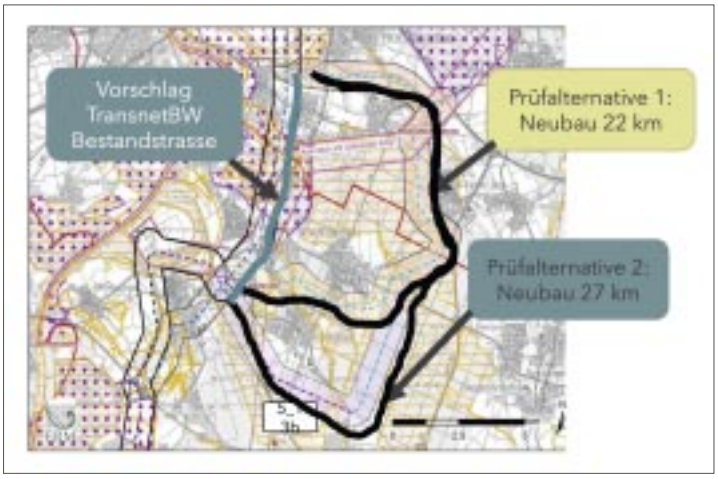
SuedLink allein wird also nicht reichen. 2050 wird ein Strommix aus PV und Wind die Erzeugung dominieren. Dann müsste Baden-Württemberg laut einer Studie von TransnetBW mit zwei weiteren HGÜ-Verbindungen und damit insgesamt acht GW Übertragungskapazität an die norddeutschen Erzeugungszentren angebunden sein. Auch ihr Wechselstromnetz muss die TransnetBW um zusätzliche 830 Kilometer und damit über 40 Prozent der Leitungstrasse verstärken. „Sieht man sich die Vorlaufzeit von SuedLink an, müssen wir das heute planen. Wir merken schon jetzt, dass das System instabiler wird."

Keine Scheu zeigte das Energie-Team vor weiteren heiklen Themen für die Versorgung: Noch kommen technische Komponenten für die Höchstspannung aus Europa – was passiert, wenn diese nur noch in Asien hergestellt werden? Und wie ist bei Cyberattacken auf Windkraft zu reagieren? Auch diese Unwägbarkeiten wurden anschließend im Plenum diskutiert.

„Wir lähmen uns selbst"

Auch für Bernd Jauch, Leiter Technik und Projekte der TransnetBW, ist ein neues Vorgehen in der Netzplanung überfällig. „Ein Projekt, an dem man bis zu 15 Jahre arbeitet, wird immer wieder von neuen Anforderungen überholt; nie gibt es einen design freeze." Jauch verantwortet auch den Teilbereich von Ultranet zwischen Mannheim und Philippsburg. 2012 startete Ultranet als erstes HGÜ-Projekt mit der Bundesfachplanung. Mittlerweile wurde es von anderen, komplexeren Gleichstrombauvorhaben überholt. Sowohl was den Umfang der eingereichten Unterlagen als auch die Tiefe der Untersuchungen anbelangt, wurden immer wieder neue Anforderungen gestellt. „Das bedeutet nicht nur eine Verzögerung bei uns, auch die Prüfdauer bei der Bundesnetzagentur zieht sich damit. Obwohl Ultranet weitgehend auf Bestandsleitungen realisiert wird, entspricht der Genehmigungsaufwand dem eines Leitungsneubaus."

Praxisbeispiel Wagbachniederung



Dabei wollten Amprion und TransnetBW eigentlich freie Gestängeplätze auf bestehenden Freileitungsmasten nutzen. „Die Akzeptanz in der Bevölkerung war schon bei SuedLink schwierig. Aber Ultranet kommt eigentlich ohne Trassenneubau aus. Trotzdem sind wir auf viel Widerstand gestoßen", erzählt er. Rund 7000 Einwände von Kommunen und Bürgern hat allein Partner Amprion für eine 77 Kilometer lange Strecke in Hessen und Rheinland-Pfalz abgearbeitet. Manche der betroffenen Gemeinden sprachen sogar Betretungsverbote aus. „Momentan lähmen wir uns gerade selbst", bedauert Jauch.

Infrastruktur weithin bekämpft

Auch ein Freileitungsprojekt im Landkreis Karlsruhe zeigt das ganze Unbehagen an der Infrastruktur. Bei Waghäusel ist im Lauf der Zeit ein wichtiges Vogelschutzgebiet entstanden, das aber bereits von Freileitungen überspannt ist. Hier möchte TransnetBW die bestehende 220-kV-Trasse auf 380 kV verstärken und gleichzeitig eine parallele 110-kV-Trasse auf dasselbe Gestänge umhängen. Die Bundesnetzagentur drängt aufgrund von EU-Vorgaben darauf, alternative Räume und Trassenverläufe zu suchen; aktuell wird ein wesentlich teurerer Trassenneubau von 27 Kilometern geprüft. Das würde vollkommen neue Betroffenheiten auslösen, die Bauzeit würde sich verdoppeln.

Doch hat der Krieg in der Ukraine auch das Bewusstsein für die Notwendigkeit einer sicheren Infrastruktur verstärkt. Die jüngst verabschiedete Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes schreibt ein ehrgeiziges Ziel fest: Die Verfahrensdauer in der Netzplanung soll halbiert werden. Bernd Jauch würde sich freuen. „Allein bei Ultranet steht aktuell eine Genehmigungsdauer von zwölf Jahren einer geplanten Bauzeit von drei Jahren gegenüber“, resümiert der Elektroingenieur. „Damit erreichen wir unsere Klimaziele nicht.“

Sandra Leder
Freie Redakteurin
0711 6646540
sandlux@web.de

Wasserstoff: Eckpfeiler der Energiewende

Ein Besuch der Energiedienst-Power-to-Gas-Anlage in Wyhlen

Die Besichtigungsgruppe des Energie-Teams bei der Energiedienst AG in Wyhlen. Bestens betreut wurde sie von Sabine Trapp-Brüstle (vierte von links) und Peter Trawitzki (ganz rechts)

Wasserstoff entwickelt sich immer mehr zu einem Hoffnungsträger der Energiewende. Er hat eine höhere Energiedichte als alle anderen chemischen Brennstoffe und verursacht bei der Verbrennung keine schädlichen Emissionen. Ein Kilo Wasserstoff enthält so viel Energie wie etwa 2,75 Kilo Benzin. Wasserstoff ist zudem ein wichtiges Bindeglied bei der Vernetzung der Bereiche Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr. Für das Energie-Team Grund genug, der Power-to-Gas-Anlage der Energiedienst-Gruppe in Wyhlen einen Besuch abzustatten.

Weltweit werden jährlich rund 500 bis 600 Milliarden Kubikmeter Wasserstoff produziert, davon gut 20 Milliarden Kubikmeter in Deutschland. Rund 40 Prozent des benötigten Wasserstoffs fallen in der Industrie als Nebenprodukt an, der Rest wird mehrheitlich in Großanlagen gewonnen, meist aus fossilen Energieträgern. Die Umwandlung von erneuerbarem Strom in hochreinen Wasserstoff ist eine umweltfreundliche Alternative.

Wasserstoff als Bindeglied der Sektorenkopplung

Wasserstoff wird als Kopplungselement zwischen Strom- und Gasinfrastruktur zunehmend zu einem Schlüsselelement bei der Speicherung des in steigenden Mengen volatil erzeugten erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik und Windkraft. Er kann anteilig dem Erdgas beigemischt oder über den Umweg der Methanisierung als synthetisches Erdgassubstitut vollständig in das vorhandene Gasnetz eingespeist werden. Wird der Wasserstoff einer Power-to-Gas-Anlage zu synthetischen Kraftstoffen weiterverarbeitet, spricht man von Power-to-Liquid. Allgemein bezeichnet der Begriff Power-to-X alle Verfahren, die Strom in chemische Energieträger umwandeln.

Energiedienst untersucht neue Geschäftsmodelle

Als Energiedienst sich dem Thema Power-to-X erstmals näherte, blickten die Verantwortlichen in den Führungsetagen auf seit Jahren fallende Börsenstrompreise am Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX). Neue Geschäftsmodelle waren gefragt. Eine Rentabilität von Anlagen, die aus grünem Strom synthetischen Wasser- oder Kraftstoff machen, rückte in Sichtweite. Überdies erwies sich die Batterieelektrik für viele Anwendungen als ungeeignet.

Power-to-Gas

Im Februar 2016 erhielt Energiedienst den Zuschlag für ein Power-to-Gas-Leuchtturmprojekt und begann mit der Erarbeitung der Unterlagen für die Genehmigung

Power-to-Gas-Anlage (vorne) und Wasserkraftwerk Wyhlen

einer 1-MW-Anlage in Wyhlen. Gutachten zu Umweltbeeinträchtigungen und Schallausbreitung wurden erstellt. Im Dezember 2017 rollten schließlich die Bagger an. Gräben für das Fundament der Halle und für die elektrischen Zuleitungen wurden ausgehoben. Im März 2018 genehmigte das Regierungspräsidium Freiburg den Betrieb der Anlage nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz. Die Power-to-Gas-Anlage wurde schließlich am 15. November 2018 eingeweiht. Seit Dezember 2019 ist sie in Betrieb und lieferte Wasserstoff in einer Menge und Qualität, dass damit rund 1.000 Brennstoffzellenfahrzeuge klimaneutral betrieben werden könnten.

Direkt neben dieser Industrieanlage erprobte das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) eine nach heutigem Stand der Technik optimierte 300-Kilowatt-Elektrolyse, um Wirkungsgradverbesserungen und Kostensenkungen zu eruieren.

Reallabor H2-Wyhlen

2020 war Energiedienst einer von 20 Gewinnern des Wettbewerbs „Reallabore der Energiewende“. Das Wirtschaftsministerium fördert seither das Leuchtturmprojekt in Wyhlen mit insgesamt 4,5 Millionen Euro. Das Power-to-Gas-Projekt soll Konzepte für den wirtschaftlichen Einsatz von Wasserstoff in einem regionalen Gebiet erforschen. Wirtschaftlich besonders interessant: EEG-Umlage und Netzentgelte fallen keine an. Ziel ist, einen Leitfaden für den effizienten Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen für die Industrie zu entwickeln. Er soll Energieversorgern, Automobilherstellern und Unternehmen aus dem Anlagenbau dienen. Der erneuerbare Wasserstoff ersetzt derzeit konventionell erzeugten Wasserstoff in der Industrie, soll künftig aber auch als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge genutzt werden.

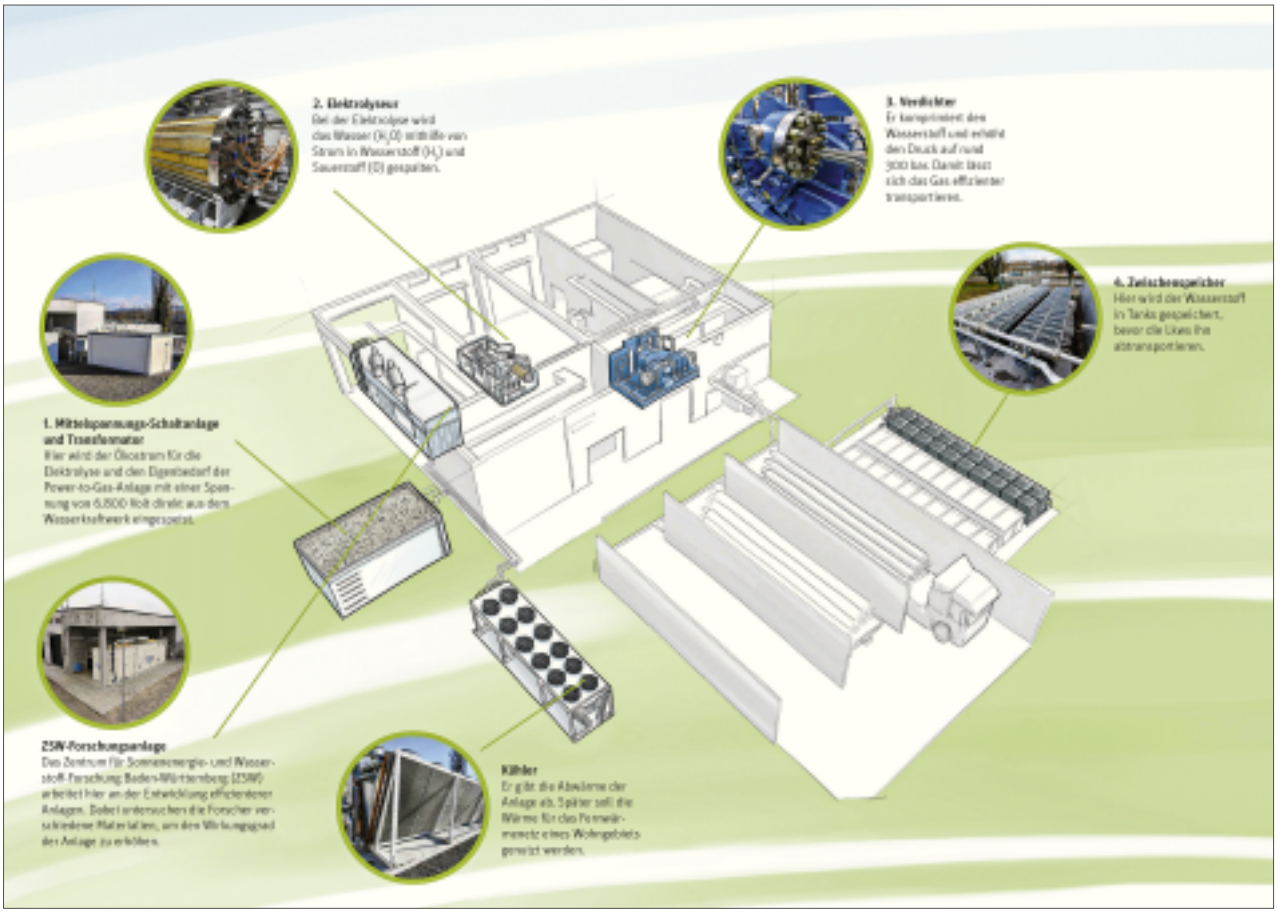
Elektrolyseur und Gasaufbereitung der Power-to-Gas-Anlage auf dem Kraftwerksgelände in Wyhlen

Wegen eines technischen Schadens ist die Power-to-Gas-Anlage seit Sommer 2021 allerdings außer Betrieb. Die Wiederinbetriebnahme verzögerte sich aufgrund von Lieferschwierigkeiten und ist jetzt auf Mitte Oktober 2022 geplant.

Elektrolyse

Das Verfahren zur Herstellung des Wasserstoffs ist einfach, die zugehörige Technik ausgeklügelt: In einem ersten Schritt wird hochreines Wasser mit Kaliumhydroxid versetzt und dadurch leitfähig. Dazu befinden sich rund 5.000 Liter Kalilauge im System. Bei voller Produktion werden etwa 200 Liter hochreines Wasser pro Stunde benötigt. Dazu wird Trinkwasser gefiltert und anschließend mit hohem Druck an einer Membran vorbeigeführt, die Mineralien und Salze herausfiltert. Im nächsten Schritt wird die wässrige Kalilauge mithilfe elektrischen Stroms in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff im Verhältnis zwei zu eins zerlegt. Diese Aufspaltung geschieht in zwei isoliert aufgebauten Stacks, die aus je 114 Zellen bestehen. Durch Anlegen einer Gleichspannung sammeln sich an einer Elektrode die Wasserstoffmoleküle (Kathode) und an der anderen Elektrode die Sauerstoffmoleküle (Anode). Eine Membran zwischen Anode und Kathode verhindert, dass sich Wasserstoff und Sauerstoff wieder miteinander verbinden.

Die Power-to-Gas-Anlage in Wyhlen besteht aus verschiedenen Komponenten



Aus den Stacks führen zwei Rohrleitungen. Die eine transportiert ein Wasser-Sauerstoff Gemisch, die andere ein Wasser-Wasser- stoff Gemisch. In zwei Separatoren steigen die Gase jeweils auf und werden somit von den Flüssigkeiten getrennt.

Der Restsauerstoff wird mit Wasserstoff wieder zu Wasser verbunden und als Kondensat abgeführt. Eine Reinigungs- und Trocknungsanlage befreit den Wasserstoff von Verunreinigungen. Danach wird der Wasserstoff mit Silica Gel getrocknet und mit einem Druck von 30 bar zum Verdichter befördert.

Ein Verdichter komprimiert den Wasserstoff in einem zweistufigen Prozess mittels eines Membrankompressors erst auf 150 und schließlich auf rund 300 bar, dann wird er gespeichert. Der Speicher besteht aus drei Modulen, damit gleichzeitig Wasserstoff gespeichert und LKW betankt werden können.

Ein Kühlwassersystem führt die Abwärme ab, derzeit noch nach draußen. Später soll die Abwärme in ein Fernwärmenetz eingespeist werden. Für die Gaskühlung nach der Elektrolyse gibt es ein zusätzliches Kälteaggregat, das die Temperatur des Kühlwassers auf acht Grad Celsius senkt.

Der Verdichterraum hat eine separate Zu- und Abluftanlage, die Feuchtigkeit, Temperatur und Unterdruck im Raum regelt. Im Störfall ermöglicht dieses System die Sturmlüftung des Raumes. Eine zweite Lüftungsanlage gewährleistet die Sturmlüftung des Produktionsraumes mit dem Elektrolyseur.

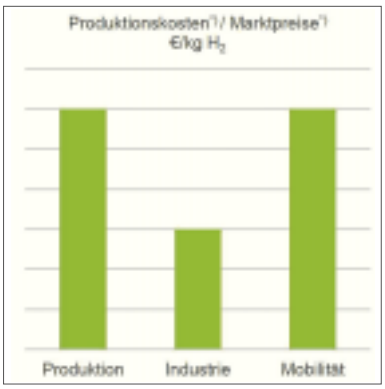
Gaswarngeräte an der Decke des Produktionsraumes schalten im Störfall die Sturmlüftung ein. Zündfähig ist ein Gemisch ab einem Anteil von vier Prozent Wasserstoff in der Raumluft. Bei 0,8 Prozent Wasserstoff in der Luft wird die Sturmlüftung eingeschaltet und die Anlage stillgesetzt. Erreicht der Wasserstoffanteil 1,6 Prozent, kommt es zu einem Not-Halt und die Anlage wird entspannt. Bei zwei Prozent Wasserstoff in der Luft erfolgt ein Not-Aus: die Anlage wird hardwaremäßig abgeschaltet.

Stromversorgung und Schaltanlage

Die Power-to-Gas-Anlage in Wyhlen wird mit Ökostrom aus dem benachbarten Wasserkraftwerk gespeist. Die elf Turbinen des Wasserkraftwerks speisen alle auf eine Sammelleitschiene ein. Von dieser führen drei Kabel in die Schaltanlage der Power-to-Gas-Anlage. Die Schaltanlage verteilt die Spannung. Es gibt direkte Einspeisungen zur Elektrolyse mit 6.800 Volt, einen Eigenbedarfs-Trafo mit einer Leistung von zwei Megavoltampere für die Forschungsanlage sowie einen weiteren Abgang für das geplante Fernwärmenetz.

Steigerung des Gesamtwirkungsgrads

Das ZSW überwacht die Anlagen mittels einer Datenfernübertragung nach Stuttgart und automatisierter Datenauswertung. Die Wissenschaftler ermitteln unter anderem



Produktionskosten und Marktpreise (Größenordnungen), *) grobe Schätzung mit damaligen Strompreisen

den Wirkungsgrad der Gesamtanlage inklusive aller Subsysteme. Der Gesamtwirkungsgrad von Strom zu hochreinem, auf 300 bar komprimiertem Wasserstoff liegt aktuell bei bis zu 66 Prozent bezogen auf den Brennwert des Gases. Darüber hinaus untersuchen die Forscher Alterungseffekte und leiten aus den Daten Verbesserungspotenziale ab. Durch die geplante Nutzung der Elektrolyse-Abwärme soll der Gesamtwirkungsgrad der Anlage auf 70 bis 85 Prozent steigen.

Investitionskosten

Die Energiedienst-Gruppe hat bislang rund sieben Millionen Euro in die 1-MW-Anlage investiert, davon alleine gut eine Million Euro in Planung und Gutachten. Bei der Betrachtung der Investitionen, der Produktionskosten und der Marktpreise zeigt sich, dass für die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage die Abschaffung des EEG alleine nicht genügt und Anwendungen in der Mobilität weiter zu fördern sind. Inzwischen sind die Strompreise stark gestiegen, doch die jüngst ebenfalls starken Preisanstiege bei den fossilen Brennstoffen machen aktuell insbesondere den Energieträger Wasserstoff wieder attraktiv.

Wasserstoff im Schwerlastverkehr

Als Kraftstoff kann Wasserstoff dazu beitragen, die Mobilität zukunftsfähig zu gestalten, insbesondere als Treibstoff für Brennstoffzellen-Fahrzeuge. Brennstoffzellen arbeiten sauber, leise und haben einen hohen Wirkungsgrad. Wasserstoffbetriebene Fahrzeuge überzeugen mit großen Reichweiten und kurzen Tankzeiten. Ein Blick über die Landesgrenze eröffnet neue Perspektiven: Die privatwirtschaftliche Initiative Förderverein H_2 Mobilität Schweiz hat sich zum Ziel gesetzt, in der Schweiz ein flächendeckendes Netz an Wasserstofftankstellen aufzubauen. Ihr Ziel ist insbesondere die Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs. Hierzu wird derzeit der Wasserstoff-Lkw Hyundai Xcient im täglichen Einsatz getestet. 2025 sollen bereits bis zu 1.600 Xcients im Einsatz sein. Parallel dazu wächst das Wasserstoff-Tankstellennetz in der Schweiz. Elf Wasserstofftankstellen sind bereits im Betrieb, vier weitere werden derzeit errichtet. Wirtschaftlich interessant ist dabei vor allem die Befreiung der Null-Emissions-Fahrzeuge von der Schweizer leistungsabhängigen Schwerverkehrsabgabe (LSVA), die das Projekt zu einem kommerziell tragfähigen Modell macht.

Ingo Fleuchaus
Freier Journalist
07628 803320
info@textdirekt.de.

Ladeinfrastruktur macht Arbeit

Breites Aufgabenfeld von der Betriebsführung bis zur Abrechnung

Sich ergänzende Kompetenzen: Smatrics als CPO, EnBW als EMP

Bei der Besichtigung des EnBW-Schnellladeparks an der Autobahnausfahrt Rutesheim bei Leonberg im Frühjahr ging es nicht nur um das DC-Laden, sondern es wurde auch über die Marktsituation von AC-Ladesäulen und die mit dieser Infrastruktur verbundenen Herausforderungen gesprochen. Wenige Wochen vor dem Besichtigungstermin hatte EnBW bekanntgegeben, einen Anteil von 25,1 % am Dienstleister Smatrics übernommen zu haben. Inzwischen sind die zusammen mit diesem Technologiepartner angebotenen Dienstleistungen rund um das AC-Laden für Stadtwerke auf dem Markt.

Wer ist Smatrics?

Smatrics ist ein Tochterunternehmen der Verbund AG, Österreichs führendem Energieunternehmen, und der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, das flächendeckende Infrastruktur und innovative Services für die Elektromobilität anbietet.

Warum arbeitet die EnBW mit Smatrics zusammen?

Weil sich die Kompetenzen gut ergänzen. Durch die Zusammenarbeit können wir dem Kunden eine 360-Grad-Lösung anbieten. Smatrics nimmt dabei die Rolle des Charge Point Operators (CPO) ein, stellt also Ladeinfrastruktur zur Verfügung und ist für deren Funktionstüchtigkeit verantwortlich. Die EnBW schlüpft in die Rolle des E-Mobility Service Providers (EMP). Der EMP hat die wirtschaftliche Beziehung mit dem Endnutzer, dies umfasst die Nutzung der einheitlichen EnBW Tarifstruktur, die Einbindung ins EnBW HyperNetz mit über 200.000 Ladepunkten und die EMP Hotline.

EnBW selbst konzentriert sich deutschlandweit auf den Ausbau von Schnellladesäulen. Trotzdem kümmern Sie sich also auch um Dienstleistungen für AC-Ladesäulen?

Primär möchten wir die E-Mobilität voranbringen und da hilft jede Ladesäule, egal ob DC oder „nur“ eine einfache AC. Jedoch beraten wir den Kunden auch gerne, ob sich der Standort nicht eher für eine DC-Ladesäule rentiert – dazu ist die entscheide Frage, wie lange der Kunde am Standort verweilt.

Wie sieht der Markt bei Dienstleistungen für Ladeinfrastruktur aus?

Es gibt viele unterschiedliche Anbieter auf dem Markt, die jedoch meist nur eine Marktrolle – CPO oder EMP – bekleiden. Mit unserem Produkt bekommen Sie beides aus einer Hand und müssen nicht mehrere Dienstleister koordinieren.

Co-Branding der Ladesäule und Ladekarte am Beispiel der Stadtwerke Passau

Was ist das Besondere an den Angeboten von EnBW und Smatrics?

Sie haben einen zuverlässigen Partner an der Hand, der große Erfahrung durch den Bau und Betrieb einer Ladeinfrastruktur mit rund 5.000 Ladepunkten hat und diese Kompetenz immer weiter ausbaut. Wichtig ist aber auch, dass die Marke des Kunden außen sichtbar ist und unsere Expertise innen drinsteckt. Abgedeckt wird die ganze Bandbreite der Prozesse und hinzu kommt ohne eigenen Aufwand der Zugang zum größten Ladenetz in Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie flächendeckendes Laden in vielen anderen europäischen Ländern.

Kann der Kunde auch Teilleistungen einkaufen und den Rest selber machen?

Selbstverständlich können Sie auch nur Teilleistungen beauftragen. Das kann jeweils individuell besprochen und festgelegt werden.

Für wen sind diese Angebote vor allem interessant?

Für alle Unternehmen, die die Mobilitätswende – auch als Teil der Daseinsvorsorge – aktiv vorantreiben möchten und nicht ihre eigenen Ressourcen einsetzen oder Know-how dafür aufbauen wollen.

Ist es auch wirtschaftlich interessant, einen Dienstleister zu beauftragen, wenn man nur wenige Ladesäulen betreibt?

Dann erst recht! Je kleiner die Zahl der Ladesäulen und Kunden, desto unwirtschaftlicher ist es, sämtliche Prozesse bereitzustellen oder auch noch zusätzliche attraktive Angebote zu entwickeln.

Daniel Greising
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
0173 6525783
d.greising@enbw.com

Gas geben bei Wasserstoff

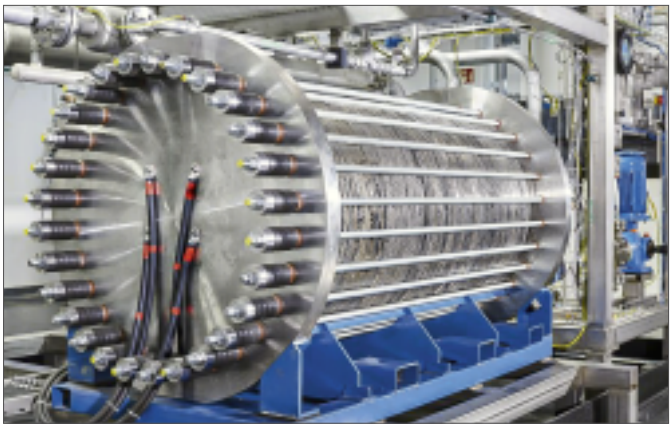
Das ZSW entwickelt serientaugliche Elektrolyseure

Der Elektrolyseur ist im Baukastensystem modular konzipiert, sodass die Technologie auch in größere Leistungsklassen skaliert werden kann

Das Zeitalter der fossilen Brennstoffe neigt sich dem Ende zu. Erneuerbare Energien sind auf dem Vormarsch. Die Wasserstoff-Elektrolyse läutet dabei eine Zeitenwende ein. „Wasserstoff ist der Rockstar unter den sauberen Energien der Zukunft", ließ EU-Vizekommissionspräsident Frans Timmermans wissen, als die EU ihr Programm vorstellte, mit dem sie Europa bis zum Jahr 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent machen will. Die Wasserstoff-Erzeugung mittels Elektrolyse hat dabei gleich mehrere Vorteile: Wasserstoff kann ins Gasnetz gespeist und in Brennstoffzellen in Strom und Wärme umgewandelt werden. In der Chemie dient er als Grundstoff zur Ammoniak- und Methanol-Produktion, in der Ölindustrie zur Raffination. Kombiniert mit CO_2 entstehen daraus auch synthetisches Methan und synthetische Kraftstoffe.

Grün wird Wasserstoff erst, wenn man ihn dazu nutzt, um Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu speichern, also vor allem aus Windrädern und Solaranlagen. Die nämlich produzieren nur dann Strom, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint. Um diese Schwankungen in der Versorgung auszugleichen und die Energie zu erhalten, kommen die Elektrolyseure ins Spiel. Speist man den Ökostrom in einen Elektrolyseur ein und füttert ihn gleichzeitig mit Wasser, kommt auf der anderen Seite ohne jegliche klimaschädlichen Emissionen der Wasserstoff heraus – energiegeladen wie eine Batterie und vielseitig nutzbar. Bis 2030 will Deutschland zehn Gigawatt Elektrolyseleistung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff installiert haben. Allein in der EU soll von 2024 bis 2030 die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff auf zehn Millionen Tonnen pro Jahr steigen. Das geht nur mit einer Allianz aus Wissenschaft und Wirtschaft.

Der Elektrolyseur „Made in Baden-Württemberg" beruht auf einer vom ZSW entwickelten Alkalischen Druckelektrolysetechnologie (30 bar) mit einer elektrischen Anschlussleistung von einem Megawatt und einer Produktionskapazität von etwa 20 Kilogramm Wasserstoff pro Stunde



Automatisierung der Wasserstofftechnologie

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) entwickelt seit über zehn Jahren Elektrolyseure und Komponenten, plant und erstellt Versuchsanlagen, baut Demonstrationssysteme. Mit dem Elektrolyseur »Made in Baden-Württemberg« wurde ein alkalischer Elektrolyseur entwickelt, der im Baukastensystem modular konzipiert ist. Insgesamt 40 Firmen aus Baden-Württemberg haben Komponenten für den Demonstrator geliefert.

40 Firmen aus Baden-Württemberg haben Komponenten, Technologien und Know-how in den Systemdemonstrator eingebracht

Um die Effizienz des Elektrolyseprozesses zu erhöhen, haben sich die ZSW-Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen intensiv mit dem Engineering der einzelnen Komponenten des Elektrolysesystems beschäftigt. Herzstück der Anlage ist der patentierte Elektrolyseblock. Im ZSW-Labor liegt er in einem Gestell aus Metall von der Größe eines Schiffscontainers – darunter ein Meer aus Röhren, Pumpen und Leitungen. Der ZSW-Elektrolyseblock besteht aus 120 einzelnen Elektrolysezellen, die aufeinandergestapelt werden. Die Elektrolysezelle ist eine Einheit aus einer Anode und einer Kathode, die durch eine Membran voneinander getrennt sind, damit sich die entstehenden Gase nicht vermischen. Die einzelnen Bestandteile des Blocks, also Zellrahmen, Elektrodenpackages und Endplatten, wurden im ZSW-Labor per Hand aufeinandergestapelt und verspannt. Dann wurde der rund vier Tonnen schwere Block auf ein Gestell montiert und mit einem Gabelstapler in die Anlage eingesetzt. Diese Arbeit soll in Zukunft von Maschinen in Fertigungshallen übernommen werden. Der Prototyp, der am ZSW entwickelt und gebaut wurde, soll die automatisierte Serienfertigung dieser Wasserstofferzeugungstechnologie ermöglichen. Mehrere Produktentwicklungen mit Unternehmen konnten bereits realisiert werden. Gleichzeitig arbeiten ZSW und Industrie gemeinsam daran, grünen Wasserstoff wettbewerbsfähig zu machen. Dazu wurde ein Industriedialog mit 70 Unternehmen angestoßen, der fortgesetzt werden soll.

Wasserstoff-Pipeline am Neckar

Wasserstoff eröffnet die Möglichkeit, erneuerbare Energie aus dem Stromsektor in andere Energiesektoren, wie den Wärme- oder den Verkehrssektor zu transferieren.

In Baden-Württemberg soll mit dem Projekt H2 GeNeSiS eine Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden. Die Modellregion Stuttgart dient damit als Blaupause für andere Regionen, die auf dem skalierbaren Ansatz und den Erfahrungen aus der Umsetzung der einzelnen Module aufbauen können. Alle Aktivitäten werden über einen „Wasserstoff-Marktplatz“ vernetzt. Dadurch sinkt die Eintrittsbarriere für weitere Akteure und Projekte, die zukünftig die Modellregion ergänzen werden.

Der Wasserstoff für die Modellregion soll per Wasserelektrolyse und Strom aus erneuerbaren Energien in dem bestehenden Klimaquartier Neue Weststadt Esslingen und dem neu geplanten Standort am Hafen Stuttgart erzeugt werden.

Start frei für die Elektrolyse. Mit einem grünen Knopf hat die baden-württembergische Ministerin Dr. Nicole Hoffmeister-Kraut gemeinsam mit ZSW-Vorstand Prof. Frithjof Staiß und Dr. Marc-Simon Löffler (Leiter des Fachgebiets Regenerative Energieträger und Verfahren) die BW-Elektrolyse-Anlage in Betrieb genommen

Damit steht grüner Wasserstoff aus regionaler Erzeugung für die Nutzung in der Modellregion zur Verfügung. Die bei der Wasserstoff-Erzeugung anfallende Abwärme wird für die Wärmeversorgung von Gebäuden und Quartieren genutzt, um einen möglichst hohen Gesamtwirkungsgrad bei der Nutzung des eingesetzten Grünstroms zu erzielen. Rückgrat bildet eine am Neckar gelegene Wasserstoff-Pipeline, an die sich Erzeuger und Anwender perlenkettenartig reihen sollen. Kurzfristig wird eine neue öffentliche Tankstelle in Stuttgart errichtet, die schwerpunktmäßig die Versorgung der über andere Förderprojekte beschafften Busse, Müllsammler und Kehrmaschinen gewährleistet. H2 GeNeSiS bildet damit die Basis für einen kontinuierlichen Ausbau der Wasserstoffwirtschaft in der Region Stuttgart.

Das ZSW bringt in das Projekt sein Know-how im Bereich Konzeptionierung und Optimierung von integrierten Wasserstoff-Versorgungssystemen und Komponentenentwicklung ein. Damit kann für die Wasserstoff-Erzeuger und -Abnehmer über transparente und eindeutige Vorgaben zu Wasserstoff-Qualität, Druck und Anlagenfahrweise ein effizientes und zuverlässiges pipelinebasiertes Wasserstoff-Versorgungssystem etabliert werden. Der vom ZSW entwickelte Elektrolyseur „Made in Baden-Württemberg“ soll nach abgeschlossener Entwicklung und Aufbau im Hafen Stuttgart in Ergänzung zur dort geplanten Elektrolyseanlage in den mehrjährigen Demonstrationsbetrieb gehen.

Petra Nikolic
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
0171 7870-315
petra.nikolic@zsw-bw.de

Präsentation

Am 26. Juli besichtigte das Energie-Team die Power-to-Gas-Anlage der Energiedienst AG beim Wasserkraftwerk Wyhlen. Dr. Ben Haugk (ZSW) referierte dort zum Thema „Die Elektrolyse als Schlüsseltechnologie der Energieversorgung geht in Serie“. Wenn Sie an seiner Präsentation interessiert sind, schreiben Sie bitte eine kurze Mail an:

info@energie-team.org

Personalien

Schicken Sie uns Ihre Meldungen zu Personalien an info@energie-team.org

Personalien aus Unternehmen:

Bad Säckingen: Udo Engel wird sein im Februar 2021 angetretenes Amt als Geschäftsführer der Stadtwerke Säckingen zum Jahresende aus persönlichen Gründen niederlegen.

Ettlingen: Geschäftsführer Jochen Fischer hat den Aufsichtsrat um Auflösung seines Vertrages zum Jahresende gebeten, um sich einer neuen beruflichen Herausforderung zu stellen. Nachfolger soll Steffen Neumeister werden, der gleichzeitig seine Funktion als Chef der städtischen Tochter Stadtbau GmbH behält. Neumeister arbeitete bis 2015 als stellvertretender Geschäftsführer der Stadtwerke Rastatt.

Neckargemünd: Seit 1. September 2022 ist Jörg Vogt kaufmännischer Geschäftsführer der Stadtwerke Neckargemünd und leitet das Unternehmen gemeinsam mit dem technischen Geschäftsführer Georg Stier. Parallel ist Vogt beim Mehrheitsgesellschafter Stadtwerke Heidelberg seit 2021 Leiter der Stabsstelle Unternehmensentwicklung. Zuvor war er Geschäftsführer der Wilken Service GmbH und der Stadtwerke-Kooperation Trianel.

Radolfzell: Tobias Hagenmeyer übernimmt nach dem Ausscheiden von Andreas Reinhardt im vergangenen Juli ab 1. Januar 2023 die Geschäftsführung der Stadtwerke Radolfzell. Er ist bisher noch in gleicher Funktion bei den Stadtwerken Walldürn tätig.

Personalien aus dem Energie-Team

Neues Mitglied im Steuerungskreis als Vertreter der EnBW ist Tilman Kabella. Er leitet in der Netze BW den Bereich Kommunale Beteiligungen.

Termine 2022/23

Energie-Team Baden-Württemberg

Nähere Auskünfte zu den Terminen erhalten Sie unter 0711 289-42311

Oktober/November
Themenforum Netz
Ort noch offen

November
Infoveranstaltung Intelligente Messsysteme
Karlsruhe oder Online

Dezember
Runder Tisch für Öffentlichkeitsarbeit
Ort noch offen

Februar
Steuerungskreis
Ort noch offen

Die weit vorausgreifende Terminplanung für Infoveranstaltungen und Gremiensitzungen fällt immer schwerer. Deshalb hier nur eine grobe Programmübersicht. Die Einladungen mit genauen Angaben erhalten Sie auf jeden Fall rechtzeitig.

Impressum

Energie-Team Intern
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Schelmenwasenstraße 15
www.energie-team.org 70567 Stuttgart

Redaktion
Anca Kolenbrander
Netze BW GmbH
Telefon 0711 289-42311
a.kolenbrander@netze-bw.de

Axel Pfrommer
Netze BW GmbH
Telefon 0711 289-46646
a.pfrommer@netze-bw.de

Dr. Jochen Schicht
ENRW Energieversorgung Rottweil GmbH & Co. KG

Markus Schneider
Stadtwerke Karlsruhe GmbH

Gestaltung und Produktion
Guntram Gerst
guntramgerst.de