

Die deutsche Energiewende aus der Sicht eines Baukonzerns

Dr. Christof Gipperich
Vorsitzender der Geschäftsleitung
HOCHTIEF Solutions AG
Civil Engineering and Energy
Neusser Straße 155
50733 Köln

1 Zusammenfassung

Die mit der Energiewende definierten Reduktionsziele beim CO₂ Ausstoß kombiniert mit dem sehr schnellen Ausstieg aus der Kernenergie erfordern einen kompletten Umbau der Energieversorgung in Deutschland. Das ist auch für die Bauindustrie eine riesige Herausforderung. Die Langfristigkeit von großen Energieinfrastrukturprojekten erfordert in Abgrenzung zu den vergleichsweise kleinteiligeren Aufgaben im Umfeld der Energieeffizienz den kontinuierlichen Aufbau und Erhalt von umfänglichen Ressourcen in den umsatzstarken und breit aufgestellten Unternehmen der deutschen Bauindustrie. Das ist momentan durch die ständigen politisch motivierten Beschleunigungen und Verzögerungen wirtschaftlich kaum noch zu leisten. Im Gegensatz zum Maschinen- und Anlagenbau ist die Bauindustrie in hohem Maße von einer kontinuierlichen Auslastung im Inland abhängig. Sehr wünschenswert wäre eine ruhigere Steuerung des Wandlungsprozesses Energiewende.

Anhand von vier verschiedenen Geschäftsfeldern wird die Rolle der Bauindustrie in der Energiewende konkretisiert und auf Detailspekte der Umsetzung eingegangen.

2 Die Energiewende

Naturgemäß nähert sich ein Baukonzern mit jahrzehntelanger Erfahrung im konventionellen Kraftwerksbau aus einem technischen bzw. ingenieurmäßigen Blickwinkel der Energiewende. Wir wissen aus der eigenen Erfahrung, welcher enormer finanzieller und zeitlicher Aufwand sowie persönlicher Einsatz einer Vielzahl engagierter und hochqualifizierter Menschen notwendig ist, um ein Kraftwerk in der Größenordnung von 1 GW zu erstellen. Die Zielsetzung der Energiewende, nämlich 80 % der Stromerzeugung regenerativ zu gestalten und gleichzeitig auf die Kerntechnik als einzigem hinsichtlich der Stromproduktion (kWh!) relevanten, CO₂-freiem Erzeuger (122 TWh p. a. [1]) binnen eines Jahrzehntes zu verzichten, bedeutet nichts anderes als den nahezu vollständigen Ersatz der vorhandenen Erzeugerstrukturen. In der Öffentlichkeit gerät zunehmend in Vergessenheit, dass allein schon die Zielsetzung der 80%igen Reduzierung der CO₂-Produktion und die 80%ige regenerative Stromerzeugung bis 2050 ein ambitioniertes und im Ausland bestauntes Ziel darstellt. Die Umsetzung war 2010 immerhin geplant und von einer damals beschlossenen Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke gestützt. Die Überlagerung mit dem Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie im August 2011, also nur ein Jahr später, ohne Anpassung der ursprünglichen Zielsetzungen stellt insofern noch eine weit größere Herausforderung dar.

Es wäre eine noch greifbare Aufgabe, wenn es allein darum ging, die Erzeugerstrukturen in einem Zeitraum von ca. 40 Jahren zu ersetzen. Nehmen wir einmal eine Erzeugerkapazität von 100 GW an, so wären das ca. 2,5 GW Neubau jedes Jahr zusammen mit dem herkömmlichen Ersatzneubau.

Leider sind aber die meisten regenerativen und in Deutschland verfügbaren Erzeuger nicht grundlastfähig. Photovoltaik liefert z. B. unter 1.000 Jahresvolllaststunden, Wind Onshore-Anlagen 1.700 Volllaststunden [2] und Wind Offshore über 4.000 Volllaststunden [3] im Jahr. Das bedeutet, dass zunächst ein Mehrfaches der bisherigen Erzeugerkapazitäten einschließlich der sogenannten Reservekapazitäten notwendig ist.

Die Erzeuger werden zudem an hinsichtlich des Stromertrages günstigen Stellen errichtet, nicht aber unter dem Gesichtspunkt maximaler Nähe zu den Verbrauchsstrukturen. Viele der Erzeuger sind eher geringer Leistung und speisen auf der Verteilernetzebene im Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz ein, was die historisch gewachsene top-down orientierte Netzstruktur mit verbrauchsnahen Großkraftwerken auf den Kopf stellt. Komplementär zum Ausbau/Umbau der Stromnetze bedarf es Strukturen zur Energiespeicherung.

Die Energiewende bedeutet zusammengefasst also nicht nur den nahezu vollständigen Ersatz der Erzeugerstrukturen, sondern zudem das Umkrempeln des Netzes und die Schaffung von Speicherstrukturen sowie eine erzeugungsgerechte Verbrauchssteuerung. Und das alles „unter Betrieb“ ohne Einschränkung der Versorgungssicherheit und unter marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten in über viele Jahrzehnte historisch gewachsenen Strukturen. Bauen im Bestand und unter Betrieb z. B. im Hochbau ist aufgrund der Störanfälligkeit der Prozesse und der ab einer bestimmten Detaillierungsebene nur schwer möglichen Planbarkeit der Prozesse für einen Bauingenieur eigentlich die „Höchststrafe“.

Abb. 1 liefert ohne Anspruch auf Vollständigkeit einen Überblick über die verschiedenen Notwendigkeiten zur Umsetzung der Energiewende differenziert nach Erzeugung, Transport und Verteilung, Speicherung und Verbrauch. Grob sind die Stufen der Wertschöpfung Entwickeln, Bauen und Betreiben dargestellt.

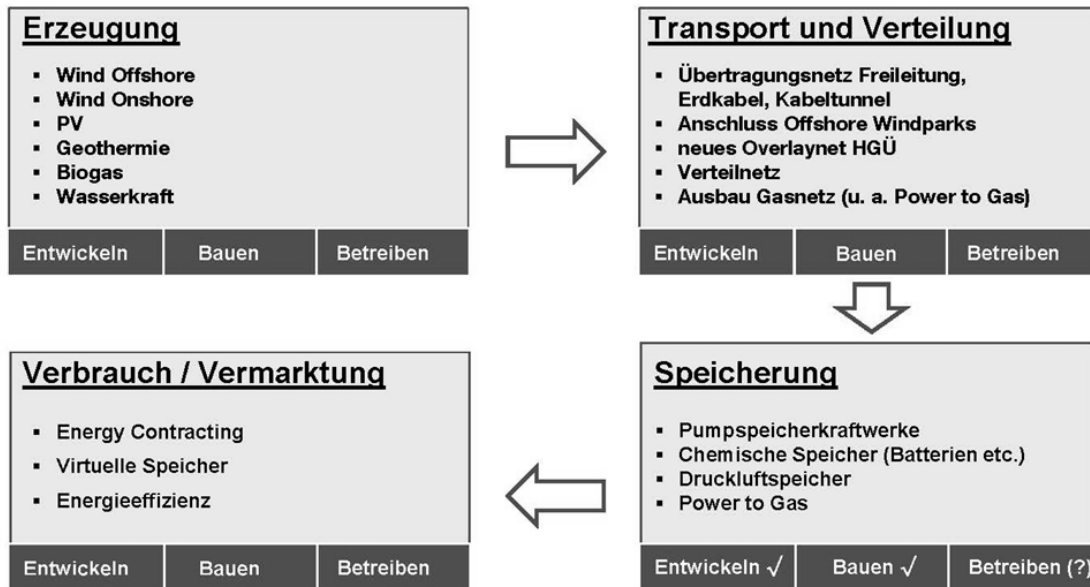


Abb. 1: Überblick über die verschiedenen Notwendigkeiten zur Umsetzung der Energiewende

Der Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Peter Altmaier schätzt die Kosten der Energiewende auf ca. 1.000 Mrd. EUR [4]. Zwischen 20% und 40 % davon dürften je nach Leistungsabgrenzung auf Bauleistungen entfallen.

Über die Angemessenheit der diversen Entscheidungen im Zusammenhang mit der Energiewende muss sich jeder eine persönliche Meinung bilden. Allein ist festzustellen, dass sich die Gesellschaft darüber im Klaren sein muss, dass der Prozess der Energiewende teuer ist; also temporär zu Mehrbelastungen der Volkswirtschaft führt und dass der Prozess auch nicht störungsfrei verlaufen wird, geschweige denn ohne ständige staatlich regulative Eingriffe. Alles andere wäre eine Illusion.

Heute ist der mit Abstand am intensivsten diskutierte Aspekt der Energiewende der durch die EEG-Umlage verursachte Anstieg der Strombezugskosten für die meisten Endverbraucher. Die zunehmenden Risiken für die Versorgungssicherheit durch die Vorrang einspeisung von Strom aus volatilen erneuerbaren Energien sind der zweite Aspekt. Beide Themen sind heute so stark aufgebaut, dass die ursprüngliche Motivation zu Beginn der Energiewende fatal zunehmend in den Hintergrund gerät. Diesem sehr kurzfristig motivierten Reflex müssen Politik und Gesellschaft entschieden entgegen treten, sonst verbleibt aus der Energiewende für die nachfolgenden Generationen nicht mehr als ein Berg zusätzlicher Kosten und ein nicht nachhaltiges Energieversorgungssystem, wenn die Energiewende scheitert [5].

3 Die Situation der Bauindustrie in der Energiewende

Die Bauindustrie wird wie andere Branchen auch durch die unkoordinierte Umsetzung der Energiewende stark belastet. Die Bauindustrie muss neben dem Maschinen- und Anlagenbau der Elektroindustrie als „Umsetzer“ und „Macher“ der Energiewende mit großem zeitlichen Vorlauf Kapazitäten und Ressourcen aufbauen. Wenn es dann zu ständigen, politisch motivierten Beschleunigungen und Verzögerungen kommt, kann es sich kein Unternehmen wirtschaftlich leisten, die Ressourcen dauerhaft „auf Abruf“ vorzuhalten. Im Gegensatz zum Maschinen- und Anlagenbau ist die Bauindustrie hinsichtlich der Verlagerung von Märkten ins Ausland weniger flexibel und in viel stärkerem Maße von einer kontinuierlichen Auslastung im Inland abhängig.

Sehr wünschenswert wäre eine ruhigere Steuerung des Wandlungsprozesses.

Gliedert man die „Energiewende“ in die Komponenten Energieeffizienz und Energieinfrastruktur, so ist die Komponente Energieeffizienz im Bauhauptgewerbe eher dem Handwerk und Mittelstand zuzuordnen; die wesentlichen Effekte werden nicht bei den Leuchtturmprojekten, sondern in der Fläche erzielt. Die Unternehmen sind strukturell größenbedingt recht flexibel und konnten sich bisher gut den volatilen Entwicklungen anpassen. Die Komponente Energieinfrastruktur mit ihren oft großvolumigen Projekten ist hingegen eher dem Mittelstand und vor allem den großen Baukonzernen zuzuordnen; hier ergeben sich zum Teil erhebliche Projektvolumina von mehreren Hundert Millionen EUR [5]. Sie ist daher eher ressourcenintensiv. Die hier engagierten Unternehmen sind größenbedingt weniger flexibel und daher von der volatilen Entwicklung der Energiewende deutlich stärker betroffen. Bei nüchterner Betrachtung ist festzustellen, dass die bereitstehenden Ressourcen heute bereits zügig schwinden.

Die Situation der Bauindustrie in der Energiewende ist also durch das Wissen um eine große Herausforderung in den nächsten Jahren und gleichzeitig zunehmende Schwierigkeiten gekennzeichnet, die für den Umbau der Energieinfrastruktur notwendigen Ressourcen vorzuhalten bzw. weiter auszubauen.

4 Das Engagement der Bauindustrie bei großen Energieinfrastrukturprojekten

Gerade weil die großen Energieinfrastrukturprojekte lange Vorlaufzeiten benötigen, ist die Bauindustrie bereits seit Jahren intensiv beim Aufbau der notwendigen Kapazitäten und Ressourcen engagiert. Die aktuell nachlassende Dynamik der Energiewende gefährdet allerdings in erheblichem Maße die bisher geleisteten Arbeiten und damit indirekt den weiteren Fortgang der Energiewende.

Bekanntermaßen entwickelt sich der Netzausbau bereits einige Jahre hinter der Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Erzeuger her mit steigendem Handlungsdruck, weil weder der Ausbau der Erzeuger gesteuert, noch der Ausbau der Netze maßgeblich beschleunigt wird. Die Speicherung von Energie hinkt ebenfalls den Entwicklungen weit hinterher, zumal hier bei der Umsetzung weit längere Vorlaufzeiten notwendig sind. Die Energiewende steuert hier sehenden Auges auf zwei weitere Kostenabgründe zu.

Nachfolgend werden vier Beispiele von Geschäftsfeldern aus dem Umfeld der Energiewende aus der HOCHTIEF-Praxis aufgegriffen und auf die zum Teil bestehenden Behinderungstatbestände im Detail eingegangen.

4.1 Wind

Aufbauend auf jahrzehntelangen Erfahrungen im Hafen- und Wasserbau ist HOCHTIEF seit beinahe 10 Jahren dabei, das Geschäftsfeld Offshore Wind zu entwickeln. Unter der technischen Führung von HOCHTIEF wurde eine ganze Flotte von Hubschiffen gebaut. Mit der „Innovation“ verfügt HOCHTIEF über das leistungsstärkste Montageschiff für Offshore Windanlagen in Europa. HOCHTIEF baut zur Zeit zwei Windparks, Global Tech 1 in der Nordsee und Baltic II in der Ostsee.

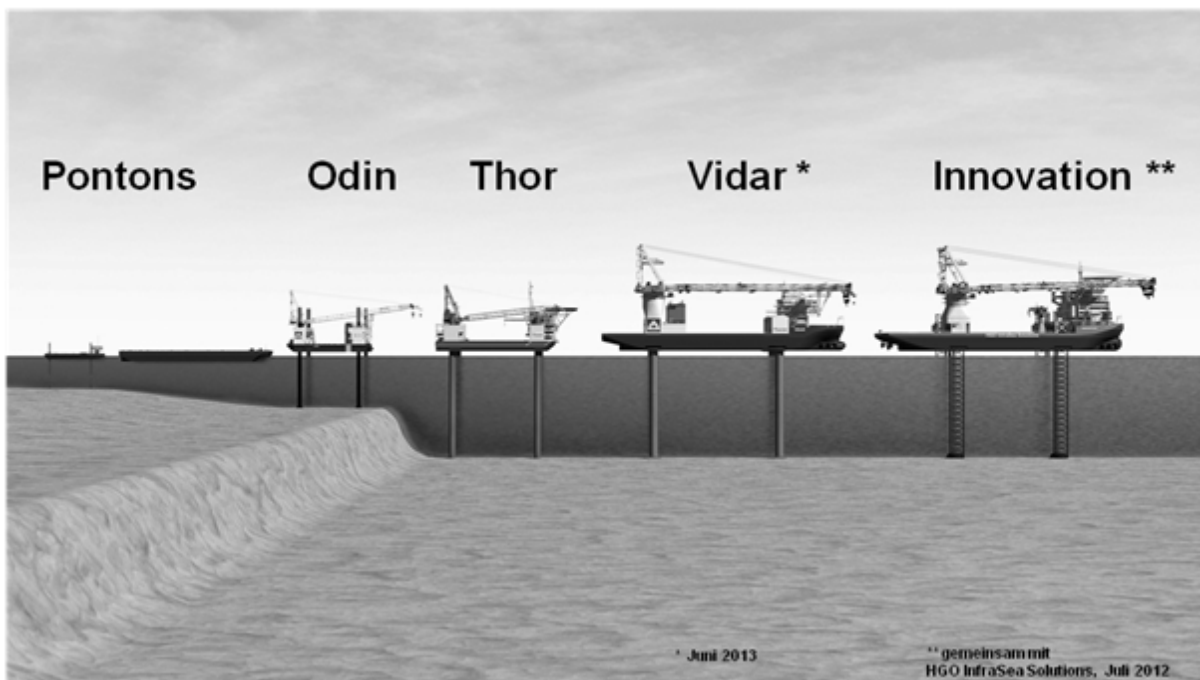


Abb. 2: Installationsschiffe von HOCHTIEF

Weiterhin entwickelt HOCHTIEF zusammen mit Partnern eigene Windparks unter anderem motiviert durch die Notwendigkeit, die Auslastung der höchst kapitalintensiven Schiffe maximal sicher zu stellen. Die Entwicklung und Planung eines solchen

Offshore-Windparks nimmt von den ersten Schritten bis zur Inbetriebnahme annähernd zehn Jahre in Anspruch, wenn alles planmäßig läuft. Wenn die notwendigen Netzanschlusszusagen nicht erfolgen, kann sich dieser Zeitraum schnell sehr deutlich verlängern.

Die Bauausführung der Offshore Windparks ist für einen Ingenieur überaus imposant. Offshore Windenergieanlagen sind riesige Bauwerke. In bis zu ca. 40 m Wassertiefe werden Stahlstrukturen auf dem Meeresgrund mit mehreren zehn Metern Gründungstiefe verankert; die Anlagen ragen bis zur Nabe bis zu 100 m aus dem Wasser und überschreiten einschließlich des Rotors von der Gründungsteufe bis zur Rotor spitze schnell die 200 m Grenze. Die eingesetzten Hubschiffe stellen sich gerade im „aufgejagten“ Zustand als beeindruckende „Baumaschinen“ mit Krankapazitäten von 1.500 t dar. An vielen Stellen wird technisches und logistisches Neuland betreten.



Abb. 3: Innovation bei Installationsarbeiten im Windpark Global Tech 1



Abb. 4: Innovation im Baseport Bremerhaven

HOCHTIEF betreibt seine Schiffe mit eigenen Mannschaften. Ganz entscheidend ist, dass die Projektpipeline für Offshore Windparks nicht abreißt, denn still liegende Errichterschiffe sind vernichtend teuer und die Mannschaften mit ihren Erfahrungen sind schnell verloren. Bei der Errichtung der ersten Windparks hat die Industrie enorme Erfahrungen gesammelt, zum Teil aber auch viel Geld verloren. Das aus energiewirtschaftlichen Aspekten notwendige weitere Voranschreiten des Offshore-Ausbaus begründet die vergleichsweise hohen Einspeisevergütungen und die flankierenden Maßnahmen der Bundesregierung mit dem Ziel, die Investitionssicherheit für Offshore-Windparks zu verbessern. Es besteht hier einiger Optimismus, dass diese das Marktvolumen erzeugen, das die bereits getätigten Investitionen der Industrie rechtfertigt.

Über die Entwicklungen von HOCHTIEF und der Herrenknecht AG zum Offshore Foundation Drilling wird an anderer Stelle dieser Tagung berichtet.

Ein weiteres interessantes Geschäftsfeld für große Bauunternehmen ist gerade im Bereich Onshore Wind zu erkennen. Hier ist ein zunehmender Trend in Richtung Windenergieanlagen mit sehr hohen Nabenhöhen von bis zu 140 m für Schwachwindstandorte in den südlichen Bundesländern zu erkennen (vgl. Abb. 4 [6]). Größe und logistische Schwierigkeit von diesen Standorten, oft Waldstandorte, können eine Wettbewerbsfähigkeit gegen die sonst eher mittelständischen Marktteilnehmer begründen. Maßgeblich für den Erfolg ist eine ganzheitliche Betrachtungsweise von

Turmkonzept und Windkraftanlage nicht nur mit dem Ziel einer möglichst ertragsstarken Anlage mit maximaler Betriebssicherheit, sondern auch eine Minimierung der Umweltbeeinflussung in den Waldstandorten in den Mittelgebirgen.

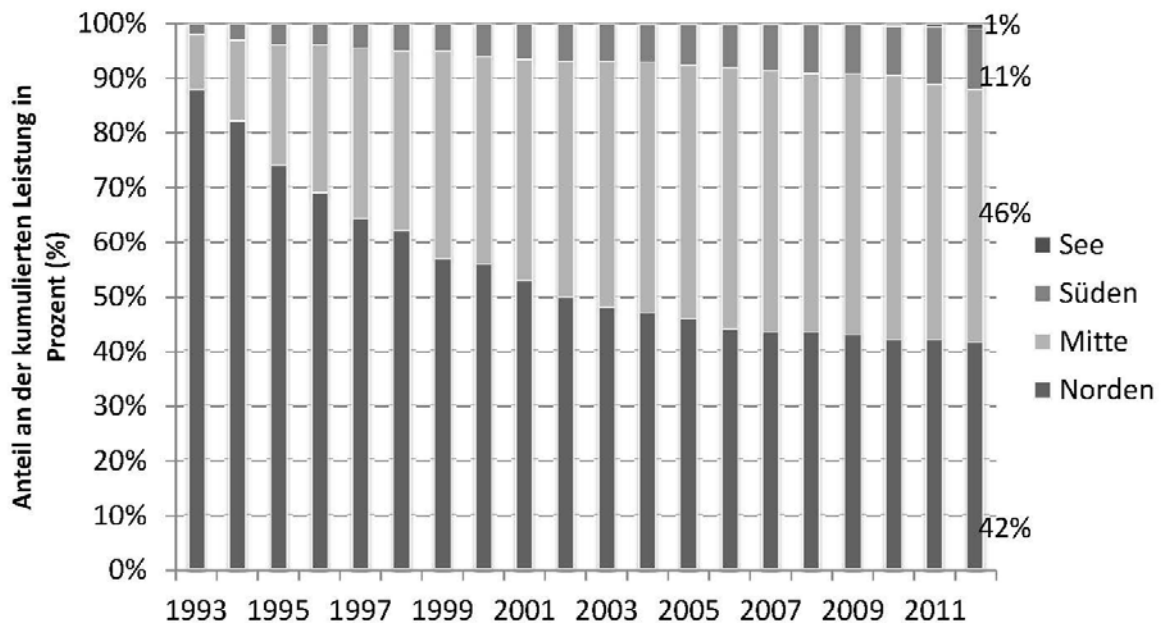


Abb. 5: Verlagerung der Onshore Wind Erzeugerleistung nach Süden

4.2 Speicher

Die zunehmende Einspeisung von volatil erzeugtem Strom aus Photovoltaik (PV) und Wind in das Stromnetz ist ohne geeignete Speichertechnologien für die Netzstabilität nicht mehr verträglich. Die Stromversorgung ist ein komplexes System, in dem auf allen Netzebenen Stromverbrauch und -erzeugung zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht stehen müssen. Nur dann kann die Netzfrequenz und Spannung in den zulässigen Toleranzen und damit das Stromnetz stabil gehalten werden. Trotz verbesserter Qualität der Einspeiseprognose Erneuerbarer Energien (EE) kommt es bereits durch kurzfristig ausbleibenden und aufkommenden Wind oder auftretende oder fehlende Bewölkung zu nennenswerten und die Netzstabilität gefährdenden Ungleichgewichten zwischen Stromverbrauch und -erzeugung.

Bleibt die Stromerzeugung aus EE hinter der Prognose zurück, sind kurzfristig alternative Kapazitäten durch die Netzbetreiber zu aktivieren. Übersteigt die tatsächliche Stromerzeugung aus EE die Prognose, kann der Netzbetreiber die Erzeuger, häufig Windkraftanlagen, abregeln. Die Bereithaltung von alternativen Erzeugungskapazitäten und die Abregelung von EE-Anlagen führen zu einer signifikanten volkswirtschaftlichen Belastung. So muss der Netzbetreiber zum Beispiel den Betreiber einer von

ihm abgeregelten Anlage in fast voller Höhe für den Abregelungszeitraum vergüten, als ob dieser eingespeist hätte, obwohl dieser Betreiber eventuell mit seiner Einspeisung selbst zur Netzdestabilisierung und damit zum Eingreifen des Netzbetreibers beigetragen hat. Diese Kosten werden auf den Stromverbraucher umgelegt.

Anlagen, die diese Kosten deutlich reduzieren können, sind Stromspeicher. Diese können sowohl zur kurzfristigen Bereitstellung von Strom als auch zur Aufnahme/Speicherung von Überschussstrom dienen. In den meisten einschlägigen Studien [z.B. 7] wird davon ausgegangen, dass die Abregelungsnotwendigkeit in den nächsten Jahren anwächst.

Neben Batterien und der Gasproduktion mittels Strom (Power to Gas) sind als Speichertechnologien Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftkraftwerke bekannt. Den Batterien und der Power to Gas-Technologie wird ein erhebliches technisches und wirtschaftliches Entwicklungspotential zugeschrieben, ohne dass aber ein verlässlicher Zeitrahmen abschätzbar ist oder Qualität und Kosten sicher prognostiziert werden können.

Pumpspeicherkraftwerke sind hingegen als einzige Speichertechnik über Jahrzehnte großtechnisch erprobt und nach übereinstimmender Meinung aufgrund des physikalisch begründeten sehr hohen Wirkungsgrades auch dauerhaft die wirtschaftlichste Lösung.

Perspektivisch wird sich eine Mischung der verschiedenen Speichertechnologien durchsetzen. Im Bereich der kurzfristigen und sehr dezentralen Pufferung von kleinen PV-Anlagen werden Batterien auf Niederspannungsebene Einsatz finden. Um wirtschaftlich und effektiv überregional und national Ungleichgewichte kurz-/mittelfristig abzufangen, werden Pumpspeicher ihre Rolle im Hoch- und Höchstspannungsnetz weiterhin wahrnehmen und sollten aufgrund ihrer sofortigen Realisierbarkeit und des hohen Bedarfs ausgebaut werden. Für die saisonale Langzeitspeicherung von Strom wird sich trotz ihres schlechten Wirkungsgrades und den daraus resultierenden Grenzen bei der Wirtschaftlichkeit die Power to Gas-Technologie unter Nutzung der Speicherkapazitäten des heutigen Gasnetzes weiterentwickeln. Druckluftspeichern ist eine gewisse Nischenfunktion einzuräumen, wenn die technische Weiterentwicklung gelingt [8].

Der Weg zum Ziel, die notwendigen Speicherkapazitäten bereit zu stellen, erscheint also klar. Das, was aktuell geht, muss getan werden, nämlich dort Pumpspeicher realisieren, wo es aufgrund der unzweifelhaft erheblichen Eingriffe in den Naturraum machbar und angemessen erscheint. Forschung in der Batterietechnik, um die sehr erheblichen Folgen der PV-Einspeisung auf die Netzstabilität zu mildern und Forschung bei Power to Gas als einzige bzgl. der Kapazität ausreichende Speicheralternative für die Langzeitspeicherung wird an dieser Stelle empfohlen. Forschungsmittel für die Batterietechnik und Power to Gas sind vom Bundesministerium für Umwelt,

Naturschutz und Reaktorsicherheit bereit gestellt. Allerdings fehlen nach wie vor angemessene Investitionsbedingungen für den Ausbau der Speicherkapazitäten.

Es ist geradezu ein Schildbürgerstreich, dass die Politik seit Jahren die Durchsetzung von Speichertechnologien als einzige Komponente der Energiewende im freien Kräftespiel der Märkte verlangt – und das in einem Umfeld hochsubventionierter Erzeugungskapazitäten und Verteilstrukturen (Netze), die technisch komplementär zu den Stromspeichern sind.

Abb. 6 zeigt den typischen zeitlichen Verlauf einer Projektentwicklung eines Pumpspeicherwerks, welches bei HOCHTIEF in der Entwicklung ist. Von der Idee bis zum Baubeginn ist bei halbwegs störungsfreiem Entwicklungsverlauf ein Zeitraum von mindestens 4 Jahren erforderlich. In der Entwicklungsphase entstehen, abhängig von der Größe des Projektes, Kosten im oberen einstelligen Millionenbereich; bei Großprojekten wie Atdorf mit Störungen im Prozess deutlich mehr. Anschließend folgt eine ca. 4-jährige Bauphase, so dass gesamthaft unter guten Bedingungen von der Idee bis zur Inbetriebnahme 8 bis 10 Jahre vergehen.

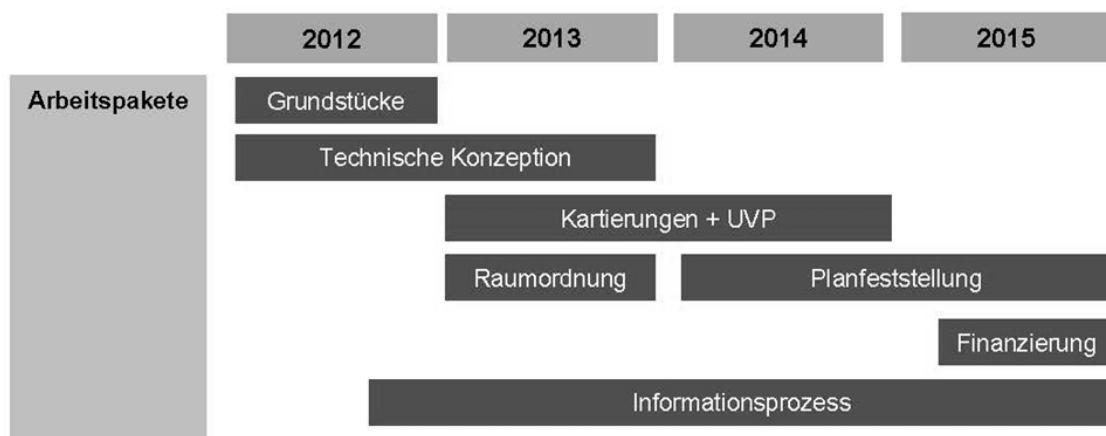


Abb. 6: Projektterminplan Pumpspeicher Leinetal, Entwicklungsphase

Dies bedeutet, dass selbst wenn schon heute verlässliche Investitionsbedingungen vorlägen und Unternehmen die Standortpotentiale für Pumpspeicher zu entwickeln begännen, ein signifikanter Zuwachs der Speicherkapazitäten erst ca. 2022 bis 2025 zu erwarten wäre. Zu den Entwicklungspfaden beim Ausbau der Erneuerbaren Energien passt dies nicht. Aus den anderen Technologien werden bis dahin aufgrund der noch zu leistenden Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten keine wirksamen Impulse erfolgen. Die Energiewende steuert auf einen weiteren Flaschenhals zu.

HOCHTIEF und andere deutsche Baukonzerne sind davon überzeugt, dass die Energiewende ohne Speichertechnologien nicht gelingen kann und engagieren sich daher bereits jetzt – in einem Umfeld fehlender Investitionssicherheit und schwieriger

energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen – bei der Entwicklung von Pumpspeicherstandorten. Pumpspeicher stellen für Projektentwickler und Baudienstleister attraktive Projekte dar, welche aufgrund ihrer technischen und wirtschaftlichen Überlegenheit zu anderen Speichertechnologien zukünftig einen großen Teil des Speicherbedarfs decken werden. HOCHTIEF verfolgt aktuell das Ziel, bis Ende des Jahres 2014 mindestens drei Standorte durch das erste wichtige Genehmigungsverfahren – das Raumordnungsverfahren – gebracht und zentrale Grundstücke für die Projekte gesichert zu haben. Die Entwicklung findet in Projektgesellschaften statt. Bei der Projektauswahl wird auf eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit geachtet. Neben den technischen Aspekten jedes Standortes müssen weitere Faktoren, wie politische und öffentliche Akzeptanz, umweltgerechte Umsetzbarkeit und die Verfügbarkeit von Grundstücken erfüllt sein, bevor ein Standort konkret entwickelt wird. Den komplexen Anforderungen dieser Infrastrukturentwicklungen wird HOCHTIEF durch den Einsatz eines interdisziplinären Teams, bestehend aus Projektentwicklern, Bauingenieuren und Kaufleuten, gerecht. Können Grundstücke gesichert und die Raumordnung durchlaufen werden, werden die Projekte für strategische Partner geöffnet und in die Planfeststellung überführt.

Das Pumpspeicherwerk Leinetal in Niedersachsen ist der erste Projektstandort dieser Entwicklungstätigkeit. Über eine Distanz von etwa 1.000 Metern kann ein Höhenunterschied von 200 Metern zwischen Ober- und Unterbecken realisiert werden. Dabei liegt das geplante Oberbecken in einem jungen Wald und außerhalb von Naturschutzgebieten und FFH-Natura 2000-Gebieten. Das Unterbecken kann auf einer bereits jetzt gewerblich vorgeprägten Fläche realisiert werden. Die das Oberbecken und Unterbecken verbindende Triebwasserleitung wird vollständig unterirdisch verlegt. Das Kraftwerk mit seiner Maschinentechnik wird aus hydraulischen Gründen ebenfalls untertage errichtet. Die Anbindung des Projektes an das überregionale Übertragungsnetz wird durch ein 110 kV-Erdkabel realisiert werden. Die zuvor genannten Planungen fördern die Einpassung des Projektes in das Landschaftsbild, die öffentliche Akzeptanz und die umweltgerechte Umsetzung und führen zu der erforderlichen erhöhten Realisierungswahrscheinlichkeit. Mit seiner angestrebten 200 Megawatt elektrischen Leistung, 2.500.000 Kubikmetern Beckeninhalt und einer Volllastzeit von 5,5 Stunden ist das PSW Leinetal energiewirtschaftlich relevant, ohne gleichzeitig durch seine Größe an Realisierbarkeit einzubüßen. Das Investitionsvolumen wird sich in einem mittleren dreistelligen Millionenbereich bewegen.

Im Mai 2012 wurde zur Entwicklung des Projektes die PSW Leinetal GmbH mit Sitz am Projektstandort in Freden (Leine) gegründet und zum Vorhabenträger der Entwicklung. Nach intensiven behördlichen Abstimmungen und der Beauftragung eines Generalplaners konnte Ende 2012 mit der Raumordnungsplanung begonnen werden. Im März 2013 stellte die Genehmigungsbehörde fest, dass ein Raumordnungsverfahren nicht notwendig sei und alle noch zu klärenden Detailfragen im Planfeststellungsverfahren Erörterung fänden. Neben der Raumordnung werden in 2013

noch die erforderlichen Kartierungen von Flora und Fauna durchgeführt und das erforderliche zentrale Grundstück gesichert.

Von Beginn an wurde ein früher und transparenter Informationsaustausch mit Behörden, Verbänden und der Öffentlichkeit vor Ort umgesetzt. So fanden bereits vier Öffentlichkeitsveranstaltungen und eine intensive Presse- und Öffentlichkeitsarbeit statt. Als ständige Anlaufstelle wurde die Website <http://www.psw-leinetal.de> eingerichtet.

4.3 Netzausbau

Im Zuge der Energiewende erhöht Deutschland stetig den Anteil der regenerativen Energiequellen an der Stromerzeugung. Beschleunigend wirkt dabei die großzügige Umlage des EEG. Inzwischen liegt der Anteil von Strom aus regenerativen Energiequellen bei nahezu 25 Prozent. Daraus folgen eine erhöhte Zahl an erforderlichen Netzeingriffen zur Regulierung des innerdeutschen Netzes sowie eine zunehmende Destabilisierung des europäischen Netzes. So hat bereits der Chef des polnischen Netzbetreibers PSE, Henryk Majchrzak, damit gedroht, die Leitungen zwischen Deutschland und Polen zu blockieren [9]. Das Risiko eines Blackouts wächst.

Um regenerative Energien effektiv nutzen zu können und Störungen im Gesamtnetz zu vermeiden, braucht Deutschland eine landeseigene funktionierende Infrastruktur. Zur Zeit liegt der Netzausbau aufgrund von starken Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren hinter dem ursprünglichen Zeitplan. Von den ursprünglich geplanten 1.855 Leitungskilometern des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) wurden bislang nur 286 km in die Realität umgesetzt.

Mit der Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes und der Planfeststellungszuweisungsverordnung sind im Juni 2013 die für die Umsetzung der Energiewende notwendigen, vordringlichen 36 Vorhaben für Höchstspannungsleitungen festgelegt worden. 2.800 km Stromtrassen sollen neu errichtet und 2.900 km bestehender Trassen verstärkt werden.

Ziel der neuen Regelungen ist es, die Genehmigungsverfahren für Stromtrassen von zehn auf vier Jahre zu reduzieren und damit zu einem schnellen Ausbau der Übertragungsnetze beizutragen.

Die Erreichung der Ausbauziele erfordert eine signifikante Vergrößerung der jährlichen Ausbauleistung. Der Markt muss sich weg von kleinteiligen Ausschreibungen hin zu großvolumigen Ausschreibungen und Verträgen (GU-Verträge über mehrere hundert Kilometer) entwickeln, um Fahrt aufnehmen zu können.

Die Bevölkerung ist in den letzten Jahren zunehmend sensibilisiert bezüglich des umwelt- und anwohnergerechten Ausbaus jeglicher Infrastruktur. Deshalb ist es notwendig, dort, wo es angemessen und vertretbar ist, unterirdische Teilabschnitte für

den Trassenausbau zu ermöglichen. Das Bundesbedarfsplangesetz sieht aber erst in zwei Fällen Erdkabelprojekte vor.

Dabei ist die Diskussion nicht nur auf die sogenannten Erdkabelösungen zu beschränken, sondern auch für begehbare Tunnel zu eröffnen, die deutlich nachhaltiger und umweltfreundlicher sind. Insbesondere gilt dieses für die vorgesehenen Hochspannungsgleichstromtrassen. Bestehende gesetzliche Hürden und die Blockadehaltung der Netzbetreiber sind zu beseitigen. Entwicklungen für moderne Bauverfahren bedürfen der gezielten präventiven Förderung.

Für die erfolgreiche Teilnahme am Netzausbau, insbesondere mit dem Fokus auf Großprojekte, ist es notwendig, sich in den nächsten 2-3 Jahren im Markt zu etablieren und sich anhand von kleinen Projekten Referenzen und Know-how zu erwerben. Die dafür notwendigen Schritte zur Präqualifizierung sind eingeleitet.

4.4 Kernkraftwerke

Bereits oben wurde der Zusammenhang zwischen der Energiewende und der Kernkraft angerissen. Nochmal zur Erinnerung: Bis 2022 sollen nach und nach alle noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in Deutschland abgeschaltet werden. Ein wenig in den Hintergrund tritt zur Zeit noch, dass die bestehenden kerntechnischen Anlagen noch zurückgebaut werden müssen. Die Rückbauarbeiten verursachen erhebliche Kosten und für den sicheren Rückbau benötigen wir hochqualifiziertes Personal mit Kenntnissen in der Kerntechnik, am besten mit Erfahrungen beim Bau der spezifischen Anlagen. Die demographische Kurve von deutschem kerntechnischen Personal entspricht aber nicht gerade den oben genannten Forderungen und so sollte man eigentlich davon ausgehen, dass mit dem Rückbau der Anlagen zügig begonnen wird, um das Kapitel „Kernenergie“ für Deutschland abzuschließen. Aus vielerlei Gründen, die im Detail zu diskutieren diesen Rahmen sprengen würde, wird dieses aber nicht der Fall sein. HOCHTIEF versucht exemplarisch für andere Unternehmen die bestehenden personellen Ressourcen im Wartungsgeschäft, kleineren Rückbauaktivitäten und internationalen Neubauprojekten (z. B. Finnland, UK) aufrecht zu erhalten.

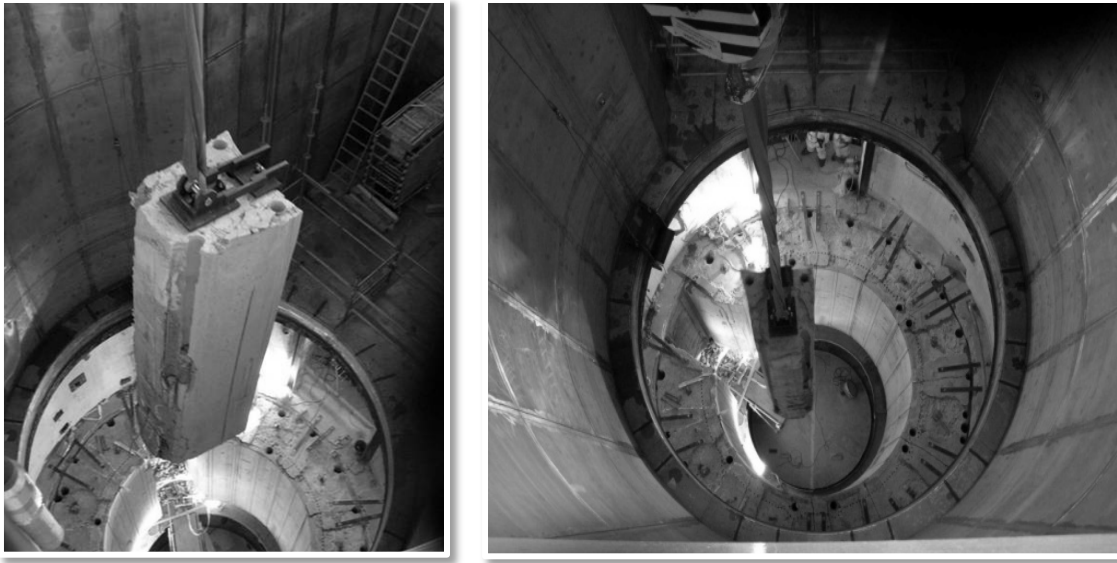


Abb. 7: Rückbau Bioschild im Kernkraftwerk Gundremmingen

5 Schlussfolgerungen

Die aufgeführten Beispiele zeigen, welche beispiellosen Bauleistungen zu erbringen sind, um die Energiewende umzusetzen. Der dazu notwendige Ressourcenaufbau ist sehr kapitalintensiv und erfordert eine gesicherte kontinuierliche und planbare Auslastung. Noch wichtiger als die Kapitalintensität ist aber die Entwicklung und Vorhaltung von qualifiziertem und erfahrenem Personal in leistungsstarken, großen Bauunternehmen, denen die Bauaufgaben anvertraut werden können. Die dazu notwendigen regulativen Schritte sind im Wesentlichen bekannt und unumstritten, scheitern aber zur Zeit an der politischen Umsetzbarkeit.

Dazu gehört die massive und sofortige Einschränkung des unkontrollierten weiteren Ausbaus der Photovoltaik und des Zubaus von Wind Onshore-Anlagen in Norddeutschland. Diese beiden Faktoren treiben derzeit die EEG-Umlage nach oben und gefährden die Versorgungssicherheit. Dazu gehört weiterhin die Sicherung der notwendigen grundlastfähigen Kraftwerkskapazitäten, um unter den heute gegebenen Rahmenbedingungen die Stromversorgung sicherzustellen. Ausgehend von einer solchen Stabilisierung müssen die notwendigen regulativen Investitionsanreize gesetzt werden, um CO₂-produzierende Kraftwerkskapazitäten schrittweise durch CO₂-neutrale bzw. -reduzierte Erzeugungskapazitäten zu ersetzen, den notwendigen Netzausbau durchzuführen und die erforderlichen Speicherkapazitäten aufzubauen.

Es bleibt abzuwarten, ob die Politik nach den Bundestagswahlen die notwendigen Entscheidungen trifft und umsetzt.

Literatur

- [1] Gipperich, Dr. Christof: „Die Energiewende und der Beitrag der Bauindustrie“ Hochschule Regensburg, 18.04.2013.
- [2] <http://de.wikipedia.org/wiki/Volllaststunde>
- [3] http://de.wikipedia.org/wiki/Alpha_ventus
- [4] Mihm, Andreas und Steltzner, Holger: „Energiewende könnte bis zu einer Billion Euro kosten.“ Interview Peter Altmaier. FAZ, 19.02.2013.
- [5] Gipperich, Dr. Christof: „Die Rolle der Bauindustrie bei der Umsetzung der Energiewende“.
- [6] nach:http://www.windguard.de/fileadmin/media/pdfs/UEber_Uns/Statistik_Ausbau_Windenergie/Gesamtjahr_2012/LeistungMW-Regionen.pdf (Abschrift)
- [7] Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), BDI-Studie: Energiewende auf Kurs bringen, Handlungsempfehlungen an die Politik für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Berlin, März 2013.
- [8] <http://www.rwe.com/web/cms/de/364260/rwe-power-ag/innovationen/stromspeicher/>
- [9] Müller, Eva: Stromkrieg, manager magazin vom 21.06.2013