



NEWS **LETTER** Oktober 2013

10/2013

Steht das Modell der Offshore Energie in Deutschland vor dem Aus? Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im September 2013 HelveticWind erweitert deutsches Windparkportfolio auf 85 MW Nordex SE verkauft schlüsselfertigen Windpark in Frankreich Französische WSB-Tochter bringt 24 MW-Windpark im Département Loiret ans Netz MBB Clean Energy AG erwirbt Windpark auf Sardinien Offshore-Windparkprojekt Nordergründe verkauft WEMAG und der Entwickler von Stromspeichern Yunicos bauen Batteriegroßspeicher Zunächst keine Erhöhung des Mindestabstands von Windturbinen zur Wohnbebauung

Steht das Modell der Offshore Energie in Deutschland vor dem Aus?

Offshore-kWh etwa 10x so stark gefördert wie onshore-kWh

von Matthias Pallutt

Abseits der inzwischen entschiedenen Bundestagswahl, deren Auswirkungen angesichts der noch offenen Koalitionsfrage derzeit ungeklärt ist, war der September für die deutsche Windbranche insbesondere durch die Nachricht der Insolvenz der Windreich AG bestimmt. Wir möchten dies zum Anlass nehmen, den gegenwärtigen Status des offshore-Sektors erneut zu analysieren.

Am 9. September gab Windreich bekannt, dass Willi Balz das Unternehmen verlassen und damit den Weg für einen Abschluss des Verkaufs des Windprojektes MEG 1 frei machen wolle. Bereits in der Woche davor hatte die Gesellschaft beim Amtsgericht Esslingen Antrag auf Insolvenz in Eigenverwaltung gestellt. Zum vorläufigen Sachwalter wurde Holger Blümle von der Kanzlei Schultze & Braun bestellt.

Nach der Insolvenz der Fuhrländer AG, an der Windreich mit 10% beteiligt war, schließt damit ein weiteres Windenergieunternehmen die Bücher, das sich einstmals damit brüstete, ein Drittel der gesamten deutschen offshore-Projekte zu entwickeln. Im Gegensatz zur Pleite der Fuhrländer AG werden die Auswirkungen für die Gesamtbranche jedoch größer sein. Die Windreich AG hatte im großen Stil Anleihen bei einer Vielzahl von Privatpersonen platziert.

125 Mio. € waren so an Investitionskapital eingesammelt worden. Augenblicklich (Stand: 30.09.2013) notieren diese Anleihen bei Kursen knapp über 10% des Nominalwertes. Insgesamt hatte die Windreich Gruppe Schulden in Höhe von 400 Mio. € angehäuft.

Nicht nur, dass diese medienwirksame Insolvenz das Vertrauen der Bürger und Investoren in die Akteure der Energiewende beschädigt, so ist es vielmehr auch ein Grund die Tragfähigkeit des Geschäftsmodells der Entwicklung von offshore Windparks zu hinterfragen. Auch die am 19. September bekannte Nachricht, dass RWE seine Offshore Logistik-Tochter verkaufen will, in der 70 Mitarbeiter beschäftigt sind und zwei Installationsschiffe betrieben werden, da dies nun nicht mehr

zum Kerngeschäft zähle, fügt sich nahtlos ins Bild einer wackelnden Branche. Wäre nur Windreich in Schwierigkeiten, so würde sich die Diskussion sicher auf eine mangelnde Kapitalausstattung und Managementfehler eines einzelnen Unternehmens konzentrieren. Kapitalmangel oder gar Managementfehler können jedoch nur schwer als Grund für den Rückzug von RWE aus dem Geschäft gelten. Zwar kämpft das Unternehmen mit einem hohen Schuldenberg und sinkenden Margen, andererseits betreibt RWE mehrere Kohlekraftwerke, die momentan aufgrund der erodierten Preise für CO₂-Zertifikate günstig Strom produzieren können. Die Probleme der offshore-Branche liegen tiefer. Bereits Ende letzten Jahres berichteten wir über die Kostenexplo-



sion bei Bard offshore I. Statt geplanter Kosten von ca. 4,0 Mio. €/MW stiegen die Kosten auf 7,5 Mio. €/MW. Die Unicredit, als finanzierendes Institut, war gezwungen den Windpark komplett zu übernehmen und muss wohl bis zu 3 Mrd. € investieren, um den Windpark fertig zu stellen. Dies ist nur die Voraussetzung dafür, doch noch einen Käufer für das Projekt zu finden. Die bislang vorgenommenen Abschreibungen von ca. 700 Mio. € können damit wohl nicht ausgeglichen werden.

Nicht zuletzt aufgrund dieser Ereignisse werden Banken zur Finanzierung von neuen offshore-Projekten nur unter erheblichen Risikoaufschlägen bereit sein. Somit wird die Kostensenkung der Stromerzeugung von offshore-Windparks nicht einfacher.

Aufschlussreich ist in diesem Zusammenhang die von Fichtner und Prognos im Auftrag der offshore-Branche erstellte Studie zu den Kostensenkungspotenzialen der offshore Windenergie, die am 22. August veröffentlicht wurde. Danach wäre im günstigsten Szenario eine Senkung der Stromerzeugungskosten von heute 12,8-14,0 ct/kWh auf 8,7 ct/kWh im Jahr 2023 möglich.

Unabhängig von der Frage, ob der Auftraggeber vielleicht ein Interesse an einer wohlwollenden Beurteilung des Kostensenkungspotenzials haben könnte, lohnt es sich in jedem Fall, einen Blick auf die dem Berechnungsmodell zugrunde gelegten Annahmen zu werfen. Danach wird selbst für das optimistische Szenario, das einen beschleunigten Ausbau der offshore-Windenergie auf mehr als 40 GW in Europa und mehr als 14 GW in Deutschland bis 2023 unterstellt, angenommen, dass die Investitionskosten von heute 4,169 Mio. €/MW auf 3,057 €/MW sinken, die jährlichen Betriebskosten

von 134 T€/MW auf 90 T€/MW sinken, der von Investoren geforderte WACC (nominal vor Steuern) sich von 9,85% auf 7,68% ermäßigt, der Eigenkapitalanteil von 35% auf 25% fällt und die netto-Stromproduktion von 3.970 auf 4.074 Volllaststunden steigt.

Begründet werden die Kostensenkungen bzw. Effizienzsteigerungen vorrangig mit allgemeinen Lernkurveneffekten, wie sie in vielen anderen Branchen auch beobachtet wurden, geringeren Finanzierungskosten der offshore-Projekte sowie technologischen Verbesserungen, die das Windpotenzial der Standorte besser ausnutzen können. Über mehrere Seiten werden in der Studie Argumente aufgeführt, weshalb die Kosten, wenn auch nur inflationsbereinigt, sinken sollten.

Angesichts der Erfahrungen bei BARD offshore erscheint es jedoch zweifelhaft, ob die Baukosten bereits heute bei 4,169 Mio. €/MW liegen. Auch kann man die Frage stellen, ob die gesamte den Betreibern von offshore-Windparks vorgelagerte Industrie auf Basis dieser Projektpreise profitabel arbeiten kann. Doch selbst wenn die optimistische Prognose von Fichtner und Prognos eintreten sollte, bleibt festzustellen, dass offshore-Windenergie in zehn Jahren immer noch teurer sein wird, als es onshore-Windenergie bereits heute ist, und auch hier fallen die Erzeugungskosten aufgrund technischer Innovationen. Im pessimistischeren offshore-Szenario, das einen Ausbau bis 2023 auf mehr als 20 GW in Europa und 9 GW in Deutschland unterstellt, sinken die Erzeugungskosten hingegen nur auf 9,7 ct/kWh. Doch auch dieses Ausbauziel, per 31.08.2013 war eine deutsche offshore-Kapazität an Netz von 515 MW gemeldet, erscheint im gegenwärtigen Umfeld mehr als fraglich.

Hinzu kommt, dass die Betrachtung der zusätzlichen Infrastrukturkosten, die der Netzausbau für die offshore-Windenergie verursacht, nicht mitbetrachtet wurden. Bereits jetzt zahlt der Verbraucher die offshore Haftungsumlage über seine Stromrechnung in Höhe von 0,25 ct/kWh, damit Netzbetreiber vom Risiko einer verspäteten Netzanbindung weitgehend freigestellt werden (zum Vergleich: der Anteil an der EEG-Umlage für wind-onshore beträgt 0,70 ct/kWh). Bei der offshore-Haftungsumlage handelt es sich jedoch um eine Umlage, die den Verbraucher bereits vor dem eigentlichen Produktionsbeginn belastet. Die großen, zum Anschluss der offshore Windparks erforderlichen Investitionen, die mit aus heutiger Sicht üppigen Renditen belohnt werden sollen, kommen erst noch und werden die Strompreise der Verbraucher weiter in die Höhe treiben. Um mehr Transparenz bezogen auf die Zuschüsse der unterschiedlichen Produktionstechnologien zu erhalten, sollte aber nicht zuletzt die Förderung je produzierter kWh betrachtet werden. Nach Angaben des BDEW sind pro onshore-produzierter Kilowattstunde Kosten für den Verbraucher über die EEG-Umlage in Höhe von 4,9 ct. verbunden. Pro offshore-produzierter Kilowattstunde liegt dieser Satz bei 13,8 ct. Darin ist jedoch die offshore Haftungsumlage, die im Jahr 2013 mit ca. 850 Mio. € zu Buche schlägt, noch nicht enthalten. Legte man diesen Betrag auf die im Jahr 2013 produzierte

Kilowattstunde offshore-Windstrom um, so würde sich der Förderbetrag angesichts einer geschätzten offshore-Windstromproduktion von 2,5 Mrd. kWh um nochmals ca. 34,0 ct/kWh auf ca. 47,8 ct/kWh erhöhen. Damit wird derzeit im Gesamtvergleich jede offshore-produzierte Kilowattstunde etwa 10x so hoch bezuschusst wie jede onshore produzierte. Genau hier zeigt sich jedoch die Achillesverse dieser Technologie besonders deutlich. Die Diskussion um die zukünftige Gestaltung der Energiewende berührt inzwischen nicht nur Fragen theoretischer Produktionspotenziale oder der technischen Machbarkeit sondern verstärkt auch deren wirtschaftliche, d.h. für den Verbraucher kostengünstige, Umsetzbarkeit. Selbst die lange Zeit vollkommen überforderte Photovoltaik erscheint an dem Punkt aktuell aussichtsreicher. Egal welche Regierung sich in den nächsten Wochen konstituieren wird, die politischen Weichenstellungen werden diesen Punkt berücksichtigen müssen. Investoren sollten sich daher rechtzeitig darauf einstellen.

Monatsrückblick: Strompreisentwicklung im September 2013

Im September setzte sich der Trend der ansteigenden Strompreise an der European Energy Exchange (EEX) fort. Ein deutliches Auseinanderdriften der Grundlast- und Spitzenlastpreise machte sich aufgrund der höheren Stromnachfrage sowie geringerer Er-

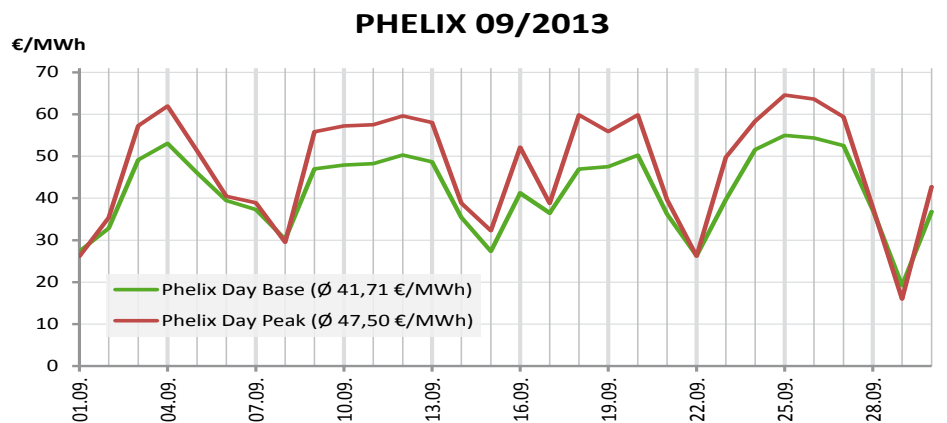
zeugung aus Photovoltaikanlagen bemerkbar.

In der ersten Septemberwoche zog der Börsenstrompreis im PHELIX (Marktgebiet Deutschland/ Österreich) zur Wochenmitte deutlich an. Zwar erreichte die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen am 3. September mit einer Leistung von 16,9 GW ihren Monatshöchstwert, doch schon tags darauf trat das Einspeiseminimum im September von lediglich 0,13 GW auf. Aus der niedrigen Leistung resultierten ein erhöhter Grundlastpreis von ca. 53 €/MWh sowie ein auf 62 €/MWh gestiegener Spitzenlastpreis. Darauf folgte eine Periode von höherer PV- und WEA-Einspeisung, weswegen der Börsenstrompreis an der EEX wieder deutlich nachgab. Die Solarstromerzeugung überstieg am 5. und 6. September vermutlich zum letzten Mal in diesem Jahr die 20 GW-Marke. In der Folgeweche vom 09. bis 15. September verschlechterten sich sowohl Wind- als auch Sonnenverhältnisse deutlich. Folglich mussten vermehrt konventionelle Kraftwerke zur Deckung des Strombedarfes eingesetzt werden, was strompreissteigernde Auswirkungen nach sich zog. So kostete eine MWh Grundlaststrom werktags zwischen 47 und

50 €/MWh, Spitzenlaststrom verteuerte sich auf 56 bis 60 €/MWh. Die Einspeisung von Strom aus WEA erfolgte mit Leistungen zwischen 0,5 und 6,5 GW, PV-Anlagen konnten im Produktionsmaximum am Mittag etwa 6,7 bis 13,3 GW bereitstellen.

Die dritte Septemberwoche war durch eine wechselhafte Einspeisung regenerativer Kraftwerke gekennzeichnet. Daraus resultierte ein stark fluktuierender Strompreis. Während am 16. und 17. September gute Windverhältnisse mit Erzeugungsspitzen von über 10 GW einen dämpfenden Effekt auf den Strompreisindex nach sich zogen, erhöhte sich der Börsenstrompreis ab 18. September wieder auf das Niveau der Vorwoche.

In den letzten Tagen des Monats verteuerte sich der Börsenstrom werktags noch einmal merklich, was vor allem an der kühleren Witterung und ungünstigen Wetterlagen mit wenig Sonne und Wind in Deutschland lag. Zwischen dem 24. und 27. September erreichten die WEA selten eine Einspeiseleistung von mehr als 2 GW, auch die PV-Stromerzeugung war mit Maximalwerten von 14 GW eher schwach, sodass sich Peakstrom auf bis zu 65 €/MWh verteuerte und auch Grundlaststrom für über 50 €/MWh gehan-



delt wurde. Am 29. und 30. September trat dann eine Starkwindperiode mit gleichzeitig guten Sonnenverhältnissen ein. So konnten durch Windenergie zwischen 9 und 14 GW Leistung bereitgestellt werden. Gleichzeitig erreichte die PV-Stromerzeugung am nachfrageschwachen Sonntag bis zu 17 GW. Als Resultat dessen traten an diesem Tag zwischen 14 und 16 Uhr geringfügig negative Strompreise von -0,04 bzw. -0,07 €/MWh auf. Dabei hatte regenerativer Strom zu dieser Zeit einen Anteil von etwa 60% an der Stromerzeugung. Die Leistung konventioneller Kraftwerke musste auf etwa 20 GW gedrosselt werden.

Durchschnittlich wurde eine MWh Grundlaststrom im September für 41,71 € gehandelt, Spitzenlaststrom kostete 47,50 €/MWh. Verglichen mit dem mittleren Strompreis des Vormonats ergibt sich für Grundlaststrom ein Preisanstieg von ca. 10%, Spitzenlaststrom verteuerte sich um 14%. Die Erzeugung von regenerativem Strom mithilfe der in Deutschland installierten Windenergieanlagen beläuft sich im September auf ca. 3,4 TWh. Dieser Betrag liegt damit seit langem wieder über dem durch PV-An-

lagen produziertem Strom in Höhe von 2,65 TWh. Gegenwärtig werden in Deutschland Solarmodule mit einer kumulierten Leistung von rund 35 GW und Windenergieanlagen mit ca. 32 GW Leistung betrieben.

HelveticWind erweitert deutsches Windparkportfolio auf 85 MW

Drei Windparks in Brandenburg mit einer Gesamtkapazität von 48 MW erworben

Durch den Erwerb der Windparks „Gross Welle“ mit 20 MW, „Prötzel“ mit 18 MW und „Wulkow“ mit 10 MW verstärkt die Kooperation HelveticWind ihre Präsenz auf dem deutschen Windenergiemarkt. Über den Kaufpreis der Parks wurde Stillschweigen vereinbart. Insgesamt produzieren die bereits in Betrieb befindlichen Windparks im Schnitt 85 GWh pro Jahr.

Im März 2000 gründeten Energie Wasser Bern (ewb) und die BKW Energie AG die Kooperation HelveticWind. Seit Anfang 2012 sind die SNEE (SN Erneuerbare

Energien AG), die EBL (Genossenschaft Elektra Baselland), die EKZ Renewables AG (Elektrizitätswerke des Kanton Zürich), sowie eine Tochtergesellschaft der EKZ zusätzlich mit dabei. Dabei haben die ewb, sowie die BKW jeweils 29% der Gesellschaftsrechte inne, die EKZ leicht über 20% und jeweils 11% liegen bei SNEE und EBL.

Die Partner wollen in den kommenden Jahren eine Windkraft-Leistung von 170 MW erreichen. Die Kooperation HelveticWind konzentriert sich dabei vorrangig auf Italien und Deutschland. In Deutschland besitzt sie, neben den drei neuen Parks, bereits zwei weitere. Diese sind „Lüdersdorf-Parstein“ in Brandenburg und „Sendenhorst“ in Nordrhein-Westfalen. Beide zusammen haben eine Gesamtleistung von 37 MW und produzieren etwa 80 GWh Strom.

Nordex SE verkauft schlüsselfertigen Windpark in Frankreich

Stadtwerke München (SWM) kaufen erneut einen Windpark von Nordex SE

Nordex hat nahe der französischen Stadt Bourges vier N100/2500 geplant, errichtet und in Betrieb genommen. Schlüsselfertig ist der Windpark „Chaussée de César Sud“ von den SWM erworben worden. Dies ist bereits der zweite Windpark den die SWM von Nordex in Frankreich gekauft hat. Nordex hat allein in der Region von Bourges Anlagen mit einer Kapazität von 135 MW errichtet und in Betrieb genommen. Das ehrgeizige Ziel von SWM lautet, den Verbrauch der Stadt München - stolze



7,5 Mrd. kWh pro Jahr - bis 2025 mit Ökostrom aus eigenen Anlagen decken zu können. Der Windpark Chaussée de César Sud soll dazu pro Jahr 20 GWh beitragen.

Französische WSB-Tochter bringt 24 MW-Windpark im Département Loiret ans Netz

VSB énergies nouvelles nimmt im September insgesamt zwei Ökostromprojekte in Betrieb

Mitte September wurde der Windpark bestehend aus acht 3 MW-Anlagen im Herzen Frankreichs in Betrieb genommen. Zusätzlich ist Ende des Monats ein 4,5 MWp Solarpark im Südosten Frankreichs ans Netz gegangen. Die WSB Unternehmensgruppe hat ihren Hauptsitz in Dresden. VSB hat seit 2001 insgesamt 260 MW erneuerbare Energien ans Netz gebracht. Das Kerngeschäft liegt in der Projektentwicklung und Vermarktung von Windparks sowie Photovoltaikanlagen.

MBB Clean Energy AG erwirbt Windpark auf Sardinien

Aufbau eines Portfolios von 1.500 MW geplant

Am 26. September 2013 hat MBB Clean Energy die Kaufverträge für 80% der Anteile am Windpark Nulvi-Tergu im Norden der Insel Sardinien unter-

zeichnet. Der im Jahr 2008 in Betrieb genommene Windpark beinhaltet 35 WEA vom Typ Vestas V52-850kW. Somit kommt der Windpark auf eine Gesamtleistung von 29,75 MW. Im Jahr 2012 wurde ein Energieertrag von 50 Mio. kWh erzielt. Das entspricht rund 1.700 Volllaststunden. Die durchschnittliche energetische Verfügbarkeit lag bei außergewöhnlich hohen 99,5%. Der Return on Investment liegt deutlich über der im Prospekt fixierten Mindestrendite.

Zukünftig plant die MBB Clean Energy AG den Aufbau eines Anlagenportfolios mit einer Nennleistung von 1.500 MW. Für den Aufbau gilt die Vorgabe, dass der Return on Investment abzüglich aller Betriebskosten bei mindestens 10% liegen soll.

Offshore-Windparkprojekt Nordergründe verkauft

Energiekontor AG verkauft das Projekt an Bremer Projektentwickler wpd

Der ca. 15 km nordöstlich von Wangerooge gelegene Windpark soll voraus-

sichtlich im Jahr 2016 gebaut und in Betrieb genommen werden. Es sollen 18 Windkraftanlagen des Typs Repower 6M entstehen. Der Bau der Netztrasse an Land ist fast abgeschlossen. Außerdem wurde der Anschluss an das Stromnetz bereits durch den Übertragungsnetzbetreiber Tennet zugesagt. Für die Energiekontor AG ist der Verkauf aufgrund der hohen Entwicklungs- und Vorlaufkosten des Projekts mit einem Verlust von 2-3 Mio. € verbunden.

WEMAG und der Entwickler von Stromspeichern Younicos bauen Batteriegroßspeicher

Betrieb des Speichers nach Herstellerangaben hoch profitabel

In Schwerin ist mit dem Bau des ersten Batteriegroßspeichers begonnen worden. Entwickelt worden ist das System vom Berliner Entwickler Younicos für den Energieversorger WEMAG aus Schwerin. Im September 2014 soll der Speicher fertiggestellt werden und ans Netz gehen. Die Kapazität des Speichers beträgt 5 MWh und



dient in erster Line dazu, kurzfristige Netzschwankungen, die durch die Einspeisung von Wind- und Solarenergie verursacht werden, auszugleichen. Bei den Batterien handelt es sich um insgesamt 25.000 Lithium-Ionen-Akkus. Die Steuerung des Speichersystems erfolgt automatisch. Sinkt die Netzfrequenz auf unter 50 Hz dann speist der Speicher Strom ins Netz ein und stabilisiert es so. Bei einer Erhöhung der Netzfrequenz schaltet der Speicher ab bzw. auf den Ladebetrieb um. So können die Fluktuationen von Solar- und Windstrom ausgeglichen werden. Die Lebensdauer des Speichers soll 20 Jahre betragen und wird vom Hersteller Samsung garantiert. Laut Angaben von Yunicos liegt die Rendite auf das Eigenkapital bei bis zu 17%. Die WEMAG selbst spart sich durch den Speicher erhebliche Kosten für den Netzausbau. Für die wirtschaftliche Integration Erneuerbarer Energien und eine zuverlässige Grundlastsicherung sind derartige Speicher ein guter Ansatzpunkt.

Zunächst keine Erhöhung des Mindestabstands von Windturbinen zur Wohnbebauung

Bayern und Sachsen erwägen jedoch Bundesratsinitiative

Über eine Bundesinitiative wollten die beiden Bundesländer ihre Forderung nach einem größeren pauschalen Mindestabstand bei Windkraftanlagen durchsetzen. Die Forderung beläuft sich auf das zehnfache der Anlagenhöhe. Bei heutigen Anlagenhöhen von

insgesamt rund 150-200 m würde das einen Abstand von bis zu 2 km bedeuten. In der Folge wären dadurch viele potentielle Windeignungsgebiete weggefallen. Gegen diese Forderung protestierten der bayerische Landesverband des Bundesverbandes Windenergie (BWE), Umweltorganisationen und der bayrische Städtetag. Sie reichten als Initiative „Rückenwind für Bayern“ am 10. September mehrere Tausend Protestunterschriften in der Staatskanzlei ein.

Die Bayerische Staatsregierung zog allerdings bereits Anfang September ihren Antrag zurück, weil sie keine Aussichten auf eine Mehrheit sah. Bayerns Ministerpräsident Horst Seehofer (CSU) hatte angekündigt, im Falle eines schwarzgelben Wahlsiegs erneut auf eine Änderung des Mindestabstands zwischen Windturbine und Wohnbebauung zu drängen.

Haftungsausschluss & Copyright:

Sämtliche Informationen des 4initia Newsletters wurden mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte des 4initia Newsletters sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechts ist ohne Zustimmung von der 4initia GmbH unzulässig. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Speicherung in elektronischen Systemen und das Weiterleiten per E-Mail.