

Zusammenfassung des Ratingberichtes

PNE WIND AG

12. April 2013

Ratingbegründung

Rating vom 12. April 2013	
Unternehmensrating:	BBB-
Ausblick:	positiv
Ratingobjekt:	
Ratingobjekt ist die PNE WIND AG, die sich auf die Entwicklung von Windenergie-Projekten im Onshore- und Offshore-Bereich fokussiert. In geringem Umfang werden Windenergieanlagen selbst betrieben. Der Konzern erwirtschaftete im Jahr 2012 mit etwa 192 Mitarbeitern eine Gesamtleistung von € 94,3 Mio.	
Stärken:	
<ul style="list-style-type: none"> ■ aktuell gute Kapitalstruktur und Liquidität ■ gute Marktstellung als Projektierer in Deutschland (On- und Offshore) 	
Schwächen:	
<ul style="list-style-type: none"> ■ geringe Cashflow- und Ertragsstabilität ■ Abhängigkeit von Windenergieprojekten ■ bisher keine realisierten Projekte im Ausland ■ Abhängigkeit von Führungspersonen 	
Chancen:	
<ul style="list-style-type: none"> ■ Ausweitung der Projektpipeline (auch durch Akquisition) ■ Ergebnisbeiträge aus den Auslandsmärkten ■ Erschließung weiteren Ertragspotenzials durch Repowering 	
Risiken:	
<ul style="list-style-type: none"> ■ Risiken im Zusammenhang mit der Übernahme eines Wettbewerbers ■ Abschwächung der Nachfrage sowie des Preisniveaus von Windenergieprojekten ■ steigende Wettbewerbsintensität ■ Bonität von Großkunden 	

Euler Hermes Rating bewertet die Bonität und Zukunftsfähigkeit der PNE WIND AG mit BBB-. Für die kommenden zwölf Monate erwarten wir bei Realisierung der geplanten (Auslands)Projekte und entsprechender Stabilisierung der Erträge und Cashflows eine positive Entwicklung des Ratings.

Ausschlaggebend für das aktuelle Rating sind die gegenwärtig gute Kapitalstruktur sowie die nach dem Verkauf der Offshore-Windparks „Gode Wind I bis III“ gute Liquiditätsausstattung. Die Ertragskraft und Cashflow-Generierung weisen geschäftsbedingt starke Schwankungen auf. Die Liquiditätsausstattung ist stark von Projektverkäufen abhängig. In den vergangenen Jahren hat PNE WIND die Projektierungsaktivitäten forciert, die in den kommenden Jahren zu stark steigenden Gesamtleistungen sowie höheren Ergebnissen führen sollen. Die bislang bearbeiteten Auslandsmärkte sollen ab 2013 zu ersten Projektverkäufen und Ergebnisbeiträgen führen. Insgesamt soll sich die Ertragskraft in den kommenden Jahren stabilisieren und erhöhen. Der Eigenbetrieb soll zwar ausgebaut werden, aber weiterhin nur eine untergeordnete Bedeutung einnehmen. PNE WIND verfügt unseres Erachtens als Projektierer über eine gute Marktstellung in Deutschland sowohl im Onshore- als auch im Offshore-Bereich.

Chancen bestehen durch ein positives Marktumfeld. Langfristig wird der Anteil erneuerbarer Energien und insbesondere der Windenergie an der Energieversorgung steigen. Im Zuge der Energiewende haben sich zudem die Umsetzungsvoraussetzungen in einzelnen Bundesländern verbessert, sodass weiterhin mit einem kontinuierlichen Ausbau der Windenergie zu rechnen ist. Mit der beabsichtigten Mehrheitsübernahme eines Wettbewerbers würde die PNE WIND AG ihre Projektpipeline deutlich ausweiten und gleichzeitig die Präsenz und Diversifizierung im Ausland erhöhen.

Es bestehen im Zusammenhang mit der beabsichtigten Übernahme typische Akquisitionsrisiken. Darüber hinaus können Projektverzögerungen und eine Abschwächung der Nachfrage sowie des Preisniveaus von Windenergieprojekten die Rentabilität verringern sowie den Vorfinanzierungsbedarf für weitere Projektierungen erhöhen. Das Risiko, dass die noch ausstehenden Milestone-Zahlungen eines Kunden (€ 73,0 Mio.) nicht zu entsprechenden Umsätzen und Ergebnissen führen, schätzen wir derzeit als gering ein.

Finanzkennzahlen	2010	2011	2012
EBITDA-Marge	4,7	10,2	27,7
Return on Capital employed (ROCE)	-1,4	0,0	16,2
Eigenkapitalquote	41,2	39,1	47,7
Verschuldungsgrad	36,3	46,6	31,2
Gesamtverbindlichkeiten / EBITDA	36,7	22,6	3,7
Nettofinanzverbindlichkeiten / EBITDA	14,7	12,6	1,5
EBIT-Zinsdeckung (netto)	-0,4	0,0	3,6
EBITDA-Zinsdeckung (netto)	0,7	0,9	4,6

Unternehmen

Die im Jahr 1995 gegründete PNE WIND AG (PNE WIND) ist ein international agierender Entwickler und Betreiber von Windenergie-Projekten im On- und Offshore-Bereich. In der Vergangenheit wurden etwa 100 Projekte/Windparks mit einer Gesamtnennleistung von mehr als 800 Megawatt betriebswirtschaftlich konzipiert und realisiert. Zum 31. Dezember 2012 beschäftigte die PNE WIND-Gruppe in den voll konsolidierten Unternehmen 192 Mitarbeiter.

Die PNE WIND-Gruppe hat sich in den vergangenen Jahren sukzessive im Bereich der Eigenentwicklung von Projekten verstärkt. Ausgehend von den Inlandsaktivitäten hat die Gruppe in den vergangenen Jahren auch die Aktivitäten im Ausland stark ausgeweitet. PNE WIND projektiert derzeit Standorte in Großbritannien, Kanada, den USA, der Türkei, Ungarn, Rumänien und Bulgarien. Neben den Onshore-Projekten verfolgt PNE WIND auch diverse Offshore-Aktivitäten, die bereits zu ersten Verkäufen von Projektrechten geführt haben.

Die Aktien der PNE WIND AG sind im Prime Standard notiert. 87,94 % der Aktien befanden sich zum 28. März 2013 in Streubesitz. 9,0 % werden nach Abschluss des Aktienrückkaufsprogramms von der PNE WIND AG als eigene Aktien gehalten. Die verbleibenden 3,06 % hielt zu diesem Stichtag die Baden-Württembergische Versorgungsanstalt für Ärzte, Zahnärzte und Tierärzte.

Vorstände der PNE WIND AG sind Herr Martin Billhardt (CEO; Jg. 1962), der für die Bereiche Strategie, Investor Relations, Akquisition, Vertrieb, Personal, Recht und Beteiligungen zuständig ist, Herr Jörg Klawat (CFO; Jg. 1968) der die Bereiche Finanz- und Rechnungswesen, Controlling sowie Risikomanagement verantwortet, und Herr Markus Lesser (Jg. 1964), der als COO für die Projektentwicklung sowie die Realisierung von Onshore- und Offshore-Windparks verantwortlich ist.

Die Rating-Historie der PNE WIND AG stellt sich wie folgt dar:

Rating-Historie	12.04.2013				
Notation/Outlook	BBB- / positiv				

Ertragskraft und Rentabilität

Abweichend zur Konzernrechnungslegung haben wir die sonstigen betrieblichen Erträge im Geschäftsjahr 2010 um den sonstigen betrieblichen Ertrag aus der Erstkonsolidierung der PNE Gode Wind I (€ 9,5 Mio.) sowie um den Ertrag aus der Neubewertung von 10 % der Anteile an der Gode Wind I (€ 1,8 Mio.) bereinigt. Sonstige Steuern wurden durchgängig den sonstigen betrieblichen Aufwendungen zugerechnet.

Struktur-Gewinn- und Verlustrechnung	2010		2011		2012		Veränderungen zum Vorjahr (%)	
	T€	%	T€	%	T€	%	2011	2012
Umsatzerlöse	65.589	97,4	48.638	95,7	84.395	90,9	-25,8	73,5
Gesamtleistung	67.331	100,0	50.802	100,0	92.810	100,0	-24,5	82,7
Materialaufwand	42.667	63,4	28.717	56,5	44.601	48,1	-32,7	55,3
Rohhertrag	24.664	36,6	22.085	43,5	48.209	51,9	-10,5	118,3
Sonstige betriebliche Erträge	1.459	2,2	3.059	6,0	1.477	1,6	109,7	-51,7
Personalaufwand	10.220	15,2	11.450	22,5	13.526	14,6	12,0	18,1
Sonstige betriebliche Aufwendungen	12.711	18,9	8.521	16,8	10.431	11,2	-33,0	22,4
EBITDA	3.192	4,7	5.173	10,2	25.729	27,7	62,1	397,4
Abschreibungen	4.992	7,4	5.156	10,1	5.375	5,8	3,3	4,2
EBIT	-1.800	-2,7	17	0,0	20.354	21,9	-100,9	n/a
Finanzergebnis	-4.146	-6,2	-4.948	-9,7	-5.315	-5,7	19,3	7,4
<i>davon Zinsaufwand</i>	4.626	6,9	5.827	11,5	5.659	6,1	26,0	-2,9
Ergebnis der gewöhnlichen Tätigkeit	-5.946	-8,8	-4.931	-9,7	15.039	16,2	-17,1	-405,0
Außerordentliches Ergebnis	11.245	16,7	0	0,0	0	0,0	-100,0	n/a
Ergebnis vor Steuern (EBT)	5.299	7,9	-4.931	-9,7	15.038	16,2	-193,1	-405,0
Konzernjahresüberschuss	7.112	10,6	-5.056	-10,0	15.290	16,5	-171,1	-402,4

Die Entwicklung der Aufwendungen und Erträge der PNE WIND AG ist durch **geschäftsspezifische Merkmale** geprägt. Die teilweise erheblichen Volumina der unregelmäßig stattfindenden Verkaufstransaktionen (durchschnittliche Projektierungslaufzeit: 3 bis 5 Jahre) führen zu einer volatilen Geschäftsentwicklung. Die jeweilige Höhe der Umsatzerlöse wird darüber hinaus durch den Fertigstellungsgrad der veräußerten Projekte bestimmt. Im Fall eines schlüsselfertigen Verkaufs von Projekten (i. d. R. bei Onshore-Projekten in Deutschland) werden die Umsatzerlöse neben der Wertschöpfung aus der Projektierung zusätzlich auch durch den Wert der Bauleistungen (WEA) bestimmt. Werden die Projekte hingegen vor Baubeginn veräußert (i. d. R. Offshore-Projekte sowie Onshore Ausland), beziehen sich die Umsätze ausschließlich auf die Projektierungsleistung und fallen entsprechend geringer aus. Durch die im Fall eines schlüsselfertigen Verkaufs korrespondierenden Aufwendungen gleicht sich dieser Effekt auf Ergebnisebene wieder aus. Die Aussagefähigkeit der ausgewiesenen Umsatzerlöse sowie der darauf bezogenen Ergebnismargen ist somit eingeschränkt.

Im **Geschäftsjahr 2010** wurde die Umsatzentwicklung der PNE WIND-Gruppe maßgeblich durch den Verkauf von vier deutschen Onshore-Windparks mit einer installierten Leistung von insgesamt 31,2 MW an einen deutschen Energieversorger geprägt. Der geringe Umfang der in diesem Jahr realisierten Projekte führte zu einem negativen operativen Ergebnisausweis (EBIT) in Höhe von € -1,8 Mio. Bedingt durch die außerordentlichen Erträge aus der Erstkonsolidierung der PNE Gode Wind I sowie aus der Neubewertung der Anteile an der Gode Wind I fiel das Ergebnis vor Steuern in Höhe von € 5,3 Mio. positiv aus. Im **Geschäftsjahr 2011** wurde die Entwicklung wesentlich durch eine weitere Kaufpreisforderung aus dem Verkauf der Anteile an den Offshore-Windpark-Projekten „Borkum Riffgrund“ I und II (2009), aus Dienstleistungsabrechnungen für die im Konzern entwickelten Offshore-Projekte sowie durch Dienstleistungen im Rahmen der SDL-Fähigkeitserstellung von Onshore-Projekten beeinflusst. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen wurde 2011 ein ausgeglichenes Betriebsergebnis erwirtschaftet. Bedingt durch das negative Finanzergebnis fiel das Ergebnis vor Steuern im Jahr 2011 in Höhe von € -4,9 Mio. negativ aus.

Im **Geschäftsjahr 2012** erhöhten sich die Umsatzerlöse um € 35,8 Mio. auf € 84,4 Mio. Die Umsätze beziehen sich in Höhe von € 74,0 Mio. auf das Segment *Projektierung von Windkraft* und in Höhe von € 10,3 Mio. auf das Segment *Stromerzeugung*. Das Segment *Stromerzeugung* beinhaltet zwei Windparks mit einer Leistung von ca. 29 MW sowie ein Holzheizkraftwerk mit einer Leistung von ca. 6 MW. Die Umsätze in diesem Segment liegen durch eine verbesserte Verfügbarkeit des Holzheizkraftwerks leicht über dem Vorjahresniveau. Die in der *Projektierung* erzielten Umsatzerlöse konnten deutlich gegenüber dem Vorjahr verbessert werden und sind vorrangig auf die Veräußerung der Offshore-Windpark-Projekte „Gode Wind“ I bis III an ein dänisches Energieversorgungsunternehmen zurückzuführen. Der Verkauf führte im Jahr 2012 zu Umsätzen von ca. € 60,0 Mio. Im 1. Quartal 2013 erhielt die Gesellschaft Einzahlungen von rund € 27,0 Mio. aus den in 2012 verbuchten Milestone-Forderungen. Weitere Umsatzerlöse von bis zu € 73,0 Mio. werden beim Erreichen definierter Fortschritte im Rahmen der Projektentwicklung folgen. Darüber hinaus wirkten sich die Veräußerung des Onshore-Windparks „Kemberg II“ (10 MW) an einen deutschen Energieversorger sowie der Verkauf der Rechte an dem baugenehmigten Windpark-Projekt „Rositz II“ positiv auf die Umsatzentwicklung im Jahr 2012 aus.

Der Materialaufwand erhöhte sich im Geschäftsjahr 2012 infolge der Weiterentwicklung von Projekten und im Zusammenhang mit dem Verkauf der „Gode Wind“-Projekte um € 15,9 Mio. auf € 44,6 Mio. Bedingt durch die per 31. Dezember 2012 auf 192 Personen gestiegene Anzahl der Mitarbeiter (Vorjahr: 180) sowie auch durch die Ausweitung der variablen Vergütung erhöhte sich der Personalaufwand um € 2,1 Mio. auf € 13,5 Mio. Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich um € 1,9 Mio. auf € 10,4 Mio. Ursache des Anstiegs sind insbesondere gestiegene Vorlaufkosten im Rahmen der Projektierung sowie erhöhte Rechts- und Beratungskosten. Die Abschreibungen resultieren überwiegend aus dem Eigenbestand und blieben mit € 5,4 Mio. in etwa auf Vorjahresniveau. Insgesamt verbesserte sich das Betriebsergebnis im abgelaufenen Geschäftsjahr um € 20,3 Mio. auf € 20,4 Mio. Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit belief sich auf € 15,0 Mio. nach € -4,9 Mio. im Vorjahr. Bezogen auf die Segmente wurden 2012 in der *Projektierung von Windkraft* ein Ergebnisbeitrag von € 16,8 Mio. (Vorjahr: € -3,8 Mio.) und in der *Stromerzeugung* von € -0,5 Mio. (Vorjahr: € -1,5 Mio.) erwirtschaftet.

Ertragskraft (%)	2010	2011	2012
EBITDA-Marge	4,7	10,2	27,7
Gesamtkapitalrentabilität	-0,7	0,5	11,4
ROCE	-1,4	0,0	16,2
Cashflow-ROI	1,6	2,7	14,2

Die **Ertragskraft** der PNE WIND AG ist stark von den jeweiligen Projektverkäufen geprägt und weist somit im Betrachtungszeitraum erhebliche Schwankungen auf. Die Stabilität der Erträge ist noch unzureichend. Die Unternehmensgruppe weist hohe Strukturkosten auf, die neben der umfassenden Verwaltung (inkl. Business Development: 48 Mitarbeiter) auch auf die umfangreiche Personalausstattung im Projektierungsbereich zurückzuführen ist. Im Bereich Onshore Ausland werden derzeit in verschiedenen Ländern insgesamt 26 Mitarbeiter beschäftigt. Projektrealisierungen haben im Ausland bisher nicht stattgefunden. Der Bereich hat somit noch investiven Charakter. Im Rahmen der Restrukturierung der Unternehmensgruppe (bis Ende 2006) erfolgte eine Refokussierung auf das Kerngeschäft Onshore Deutschland. Die im Anschluss wieder aufgenommenen Projektierungen im Bereich Onshore Ausland führen erst mit entsprechenden Verzögerungen zu Umsätzen.

Die Ertragskraft der PNE WIND AG wies in der Vergangenheit erhebliche Schwankungen auf. Die Schwankungen sind einerseits geschäftstypisch und auf die Forcierung der Projektierungsaktivitäten nach Abschluss der Restrukturierung der Unternehmensgruppe zurückzuführen, andererseits wird die erforderliche Verstetigung der Erträge auch durch die Strukturkosten der Unternehmensgruppe erschwert. Darüber hinaus wird die Ertragskraft durch die negativen Ergebnisbeiträge des Segments *Stromerzeugung* belastet.

Kapitalstruktur und Verschuldung

Abweichend zur Konzernrechnungslegung haben wir die aktiven latenten Steuern und die passiven latenten Steuern analytisch saldiert und aktivische Überhänge zur Berechnung des wirtschaftlichen Eigenkapitals vom bilanziellen Eigenkapital abgezogen.

Strukturbilanz	31.12.2010		31.12.2011		31.12.2012		Veränderungen zum Vorjahr (%)	
	T€	%	T€	%	T€	%	2011	2012
Aktiva	199.126	100,0	191.675	100,0	181.529	100,0	-3,7	-5,3
Langfristige Vermögenswerte	125.422	63,0	133.846	69,8	82.443	45,4	6,7	-38,4
<i>davon immaterielle Vermögenswerte</i>	40.024	20,0	39.797	20,7	22.118	12,2	-0,6	-44,4
<i>davon Sachanlagen</i>	85.211	42,6	93.803	48,8	60.077	33,1	10,1	-36,0
Kurzfristige Vermögenswerte	73.704	36,8	57.829	30,1	99.086	54,6	-21,5	71,3
<i>davon Vorräte</i>	12.846	6,5	14.096	7,4	29.318	16,2	9,7	108,0
<i>davon Forderungen und sonst. VG</i>	21.682	10,9	24.286	12,7	33.182	18,3	12,0	36,6
<i>davon liquide Mittel</i>	39.176	19,6	19.447	10,1	36.586	20,2	-50,4	88,1
Passiva	199.126	100,0	191.675	100,0	181.529	100,0	-3,7	-5,3
Eigenkapital	82.118	41,2	74.991	39,1	86.534	47,7	-8,7	15,4
Rückstellungen	2.551	1,3	1.940	1,0	1.739	1,0	-24,0	-10,4
Verbindlichkeiten (inkl. RAP)	114.457	57,5	114.745	59,9	93.256	51,4	0,3	-18,7
<i>davon Finanzverbindlichkeiten</i>	85.930	43,2	84.761	44,2	75.845	41,8	-1,4	-10,5

Im **Geschäftsjahr 2010** erhöhte sich die bereinigte Bilanzsumme um € 24,6 Mio. auf € 199,1 Mio. Hintergrund ist vorrangig die Erstkonsolidierung der Projektgesellschaft Gode Wind I, die zu einer Ausweitung der immateriellen Vermögenswerte um € 17,4 Mio. führte. Die Weiterentwicklung dieses Projektes führte zu einer Erhöhung der Anlagen im Bau (€ +8,2 Mio.), die sich in der Zunahme der Sachanlagen widerspiegelt. Das wirtschaftliche Eigenkapital stieg neben dem erwirtschafteten Konzernjahresüberschuss auch aufgrund der 2010 erfolgten Kapitalerhöhung um insgesamt € 11,2 Mio. auf € 82,1 Mio. an. Der Finanzbedarf wurde darüber hinaus durch die Emission einer Wandelanleihe mit einem Gesamtnennbetrag von € 26,0 Mio. gedeckt. Die Emission führte per 31. Dezember 2010 zu einer Ausweitung der Finanzverschuldung auf € 85,9 Mio.

Zum **31. Dezember 2011** betrug die bereinigte Bilanzsumme € 191,7 Mio. Damit verringerte sich der Wert gegenüber dem Vorjahr um € 7,5 Mio. Das Sachanlagevermögen stieg 2011 durch die Weiterentwicklung der Offshore-Projekte und den hieraus resultierenden Zugängen sowie durch den im Bau befindlichen Onshore-Windpark „Kemberg II“. Der aus der Investitionstätigkeit resultierende Finanzierungsbedarf führte zu einer deutlichen Reduzierung der liquiden Mittel von € 39,2 Mio. auf € 19,5 Mio. Das wirtschaftliche Eigenkapital verminderte sich aufgrund des Konzernjahresfehlbetrages sowie der erfolgten Dividendenausschüttung auf € 75,0 Mio. Die (Finanz-) Verschuldung bewegte sich am 31. Dezember 2011 in etwa auf Vorjahresniveau.

Im **Geschäftsjahr 2012** reduzierte sich die bereinigte Bilanzsumme um € 10,1 Mio. auf € 181,5 Mio. Die langfristigen Vermögenswerte nahmen hierbei um € 51,4 Mio. auf € 82,4 Mio. ab. Die immateriellen Vermögenswerte entwickelten sich vorrangig durch den Abgang der im Geschäftsjahr 2010 eingebrachten Projektrechte „Gode Wind I“ um € 17,7 Mio. auf € 22,1 Mio. rückläufig. Größter Einzelposten dieser Position ist der Firmenwert des Segments *Projektierung von Windkraft* in Höhe von € 20,0 Mio. Das Sachanlagevermögen reduzierte sich in erster Linie durch den Abgang der Offshore-Projekte „Gode Wind I“ und „Gode Wind II“ um € 33,7 Mio. auf € 60,1 Mio. Auf den Eigenbestand im Segment *Stromerzeugung* entfallen hierbei € 31,2 Mio. (Windpark „Altenbruch II“) bzw. € 6,2 Mio. (Holzheizkraftwerk „Silbitz“). Die kurzfristigen Vermögenswerte nahmen im abgelaufenen Geschäftsjahr um € 41,3 Mio. auf € 99,1 Mio. zu. Hintergrund dieser Zunahme ist in erster Linie der Zahlungseingang aus der Veräußerung der Projekte „Gode Wind“ I und II, die ebenfalls aus dem Verkauf dieser Projekte resultierende Steigerung der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie die Ausweitung der unter den

Vorräten ausgewiesenen unfertigen Leistungen aus der Projektentwicklung. Die liquiden Mittel betragen zum 31. Dezember 2012 € 36,6 Mio. und machten damit ca. 20 % der bereinigten Bilanzsumme aus.

Auf der Passivseite erhöhte sich das wirtschaftliche Eigenkapital im **Geschäftsjahr 2012** um € 11,5 Mio. auf € 86,5 Mio. Ursache dieser Zunahme ist das positive Jahresergebnis des Konzerns. Gegenläufig wirkte sich der Erwerb eigener Anteile im Rahmen des angekündigten Rückkaufsprogramms in Höhe von € 1,5 Mio. aus. Die Finanzverbindlichkeiten haben sich im vergangenen Geschäftsjahr um € 8,9 Mio. auf € 75,8 Mio. reduziert. Wesentliche Positionen der Finanzverschuldung sind Verbindlichkeiten gegenüber Wandelanleihegläubigern (€ 28,9 Mio.), Projektfinanzierungen des Windparks „Altenbruch II“ (€ 28,7 Mio.) und des Holzheizkraftwerks „Silbitz“ (€ 4,0 Mio.) sowie die Finanzierung der Betriebsimmobilie in Cuxhaven (€ 3,2 Mio.).

Verschuldung	31.12.2010	31.12.2011	31.12.2012
Kapitalstruktur (%)			
Eigenkapitalquote	41,2	39,1	47,7
Verschuldungsgrad	36,3	46,6	31,2
Entschuldungspotenzial			
Gesamtverbindlichkeiten / EBITDA	36,7	22,6	3,7
Nettofinanzverbindlichkeiten / EBITDA	14,7	12,6	1,5
Zinsdeckungsrelationen			
EBIT-Zinsdeckung	-0,4	0,0	3,6
EBITDA-Zinsdeckung	0,7	0,9	4,6

Die PNE WIND-Gruppe verfügt im Betrachtungszeitraum durchgängig über eine stabile und solide Finanzierungsstruktur. Das Entschuldungspotenzial und die Zinsdeckungsrelationen schwanken analog zur volatilen Geschäftsentwicklung.

Der PNE WIND-Konzern verfügt über eine solide Finanzierungsstruktur. Vor dem Hintergrund der volatilen Ergebnisentwicklung weisen die Zinsdeckungsrelationen und das Entschuldungspotenzial jedoch erhebliche Schwankungen auf.

Innenfinanzierungspotenzial und finanzielle Flexibilität

Abweichend von der Konzernrechnungslegung haben wir Einzahlungen aus Verkäufen von konsolidierten Einheiten (2012), Auszahlungen für Investitionen in konsolidierte Einheiten (2010) und Auszahlungen für Investitionen in Sachanlagen und in immaterielle Vermögenswerte (2012, 2011, 2010), die Teil des Geschäftsmodells der Unternehmensgruppe sind, analytisch vom Cashflow aus Investitionstätigkeit in den Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit gegliedert.

Cashflow (T€)	2010	2011	2012
Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit	-24.260	-16.845	14.407
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	0	1.345	35
Free Cashflow	-24.260	-15.491	14.442
Cashflow aus Finanzierungstätigkeit	21.850	-4.238	2.837

Die volatile Geschäftsentwicklung spiegelt sich auch in der **Entwicklung der Cashflows** wider. Die Cashflows aus laufender Geschäftstätigkeit sowie die Free Cashflows weisen in den vergangenen Geschäftsjahren erhebliche Schwankungen auf und waren in den Geschäftsjahren 2010 und 2011 deutlich negativ. Im Geschäftsjahr 2012 führte insbesondere die Veräußerung der „Gode Wind“-Projekte zu einem deutlich positiven Free Cashflow. Als Folge dieser Entwicklungen erhöhten sich die liquiden Mittel per 31. Dezember 2012 auf € 36,6 Mio. Insgesamt zeigt die Entwicklung der Cashflows, dass es der PNE WIND-Gruppe noch nicht in einem

ausreichenden Ausmaß gelungen ist, die Ertrags- und Cashflow-Entwicklung zu stabilisieren.

Zur **Finanzierung** des Eigenbestandes sowie der Betriebsimmobilie stehen der Unternehmensgruppe per 31. März 2013 langfristige (besicherte) Finanzierungen in Gesamthöhe von € 35,3 Mio. zur Verfügung. Die Vorfinanzierung der Projektierungstätigkeiten im In- und Ausland erfolgt u.a. durch Genussrechte in Höhe von € 0,8 Mio. und Wandelschuldverschreibungen in Gesamthöhe von € 29,3 Mio. Diese endfälligen Finanzierungsinstrumente haben jeweils Laufzeiten bis 2014. Für den Windpark „Zernitz II“ besteht eine Projekt-Zwischenfinanzierung über € 3,6 Mio., die mit dem geplanten Verkauf auf den Investor übergeht. Kontokorrentkreditlinien bestehen per 31. März 2013 nicht.

Die volatile Entwicklung der Cashflows zeigt, dass es der PNE WIND-Gruppe noch nicht in einem ausreichenden Ausmaß gelungen ist, die Cashflow-Entwicklung zu stabilisieren. Das Innenfinanzierungspotenzial weist noch erhebliche Schwankungen auf. Auf der Grundlage der guten Eigenkapitalbasis, der vorhandenen Finanzierungsinstrumente sowie der liquiden Mittel ist die finanzielle Flexibilität trotz der volatilen Cashflow-Entwicklung derzeit gut.

Marktumfeld

Die Entwicklung der Windenergie ist in hohem Maße von politischen Zielsetzungen und den dadurch gesetzten Rahmenbedingungen geprägt. Die Bemühungen um den Klimaschutz auf weltweiter Ebene führten insgesamt zu einer starken Förderung erneuerbarer Energiequellen.

Die Kapazität der **weltweit installierten Windenergieanlagen** betrug Mitte 2012 254 Gigawatt (GW). Die jährliche durchschnittliche Wachstumsrate betrug zwischen 2008 und 2012 rd. 25,0 %. Die im Jahr 2011 weltweit installierte Leistung lag bei 41,2 GW und damit leicht über dem Vorjahresniveau (39,4 GW). Im Jahr 2011 verzeichnete China mit 18 GW zusätzlicher Kapazität das größte Wachstum, gefolgt von den USA (6,8 GW), Indien (3 GW) und Deutschland (2 GW). Der Anteil der per Ende 2011 weltweit in Offshore-Windparks installierten Leistung macht mit 3.983 MW (kumuliert) weiterhin einen vergleichsweise geringen Teil aus. Der Zuwachs von 470 MW im Jahr 2011 lag unter dem Vorjahreswert (1.444 MW). Gründe hierfür sind u. a. Kostensteigerungen, ein verzögerter Netzausbau und eine gestiegene Risikoaversion bei Investoren.

Verbindliche Zielwerte für den Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der **Europäischen Union** legt die Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 fest. Der Anteil soll von 8,5 % im Jahr 2005 auf 20,0 % bis zum Jahr 2020 ansteigen, womit für alle EU-Mitgliedsstaaten national unterschiedliche Verpflichtungen zum Ausbau der regenerativen Energieerzeugung verbunden sind. Während in Deutschland der Anteil des Brutto-Inlandsstromverbrauchs regenerativer Energien im Jahr 1990 noch bei 3,6 % lag, betrug dieser im Jahr 2011 bereits 12,3 %.

Nationale Ziele der EU-Richtlinie 2009/28/EG	Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch			
	2005	2010	2011e	Zielwerte 2020
Polen	7,2 %	9,4 %	10,6 %	15,0 %
Bulgarien	9,4 %	13,8 %	12,8 %	16,0 %
Italien	5,2 %	10,1 %	11,6 %	17,0 %
Deutschland	5,8 %	11,0 %	12,3 %	18,0 %
Frankreich	10,3 %	11,9 %	13,2 %	23,0 %
Vereinigtes Königreich	1,3 %	3,2 %	3,8 %	15,0 %
Schweden	39,8 %	47,9 %	47,6 %	49,0 %
EU27 gesamt	8,5 %	12,4 %	13,4 %	20,0 %

Quelle: Bundesumweltministerium; Eurostat; 12th EurObserv'ER Report (Dec. 2012)

Wichtige Determinanten für die **weitere Entwicklung der Windenergie** sind aus regulatorischer Sicht die wirtschaftlichen Anreiz- und Vergütungsregelungen, wie z. B. die in mehreren europäischen Ländern gesetzlich festgelegten Einspeisevergütungen für den erzeugten Strom. Daneben ist die Ausgestaltung der Genehmigungsver-

fahren für Bauvorhaben entscheidend. Sowohl bei der Vergütung als auch bei den Genehmigungsverfahren bestehen insbesondere bei noch weniger etablierten Technologien (wie z. B. Offshore) zum Teil Unsicherheiten und nur geringe Erfahrungswerte. Für die Umsetzung von Großprojekten spielt zudem die öffentliche Akzeptanz eine entscheidende Rolle. Weitere Entwicklungsfaktoren stellen die Aufnahmekapazität der Elektrizitätsnetze, die Sicherstellung des Anschlusses und die Verfügbarkeit von Flächen für die Neuinstallation von Anlagen dar. Chancen zur Ertragssteigerung ergeben sich u. a. aus der Erhöhung der Leistung bestehender Anlagen (sog. Repowering).

Die **nationalen Märkte** weisen in Abhängigkeit von den gesetzlichen Rahmenbedingungen, Förderungen und natürlichen Gegebenheiten (Windverhältnisse, Flächenangebot) unterschiedliche Entwicklungspotenziale auf.

Neu installierte Windenergie-Leistung (in MW), inkl. Offshore										
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012P	2013P	2014P	2015P
Bulgarien	0	18	48	65	339	28	300	400	500	500
Frankreich	810	888	950	1.104	1.186	830	2.000	2.100	2.500	3.000
<i>davon Offshore</i>	0	0	0	0	0	0	0	205	850	1.000
Deutschland	2.233	1.667	1.665	1.917	1.551	2.086	3.000	2.250	3.500	3.500
<i>davon Offshore</i>	0	0	0	60	108	108*	1.638	870	1.586	1.500
Italien	417	603	1010	1.114	948	950	300	300	350	400
<i>davon Offshore</i>	0	0	120	0	0	0	0	228	300	300
Polen	105	143	160	377	382	436	700	1.000	1.200	1.500
Spanien	1.587	3.100	1.739	2.331	1.516	1.050	2.000	2.500	2.000	2.500
Großbritannien	631	427	869	1.077	1.522	1.293	2.000	2.000	2.200	3.000
<i>davon Offshore</i>	304	90	194	306	925	752	1.130	852	1.104	2.000
Europa gesamt	7.682	8.285	9.179	10.738	10.980	10.337	16.175	18.025	20.625	24.050
China	1.334	3.287	6.246	13.750	18.928	18.000	18.000	22.000	22.000	25.000
Indien	1.840	1.617	1.810	1.172	2.139	3.019	4.000	4.500	5.000	5.500
Kanada	776	386	526	950	690	1.200	1.500	2.000	2.500	3.000
USA	2.454	5.244	8.358	9.922	5.115	6.810	10.000	8.000	15.000	15.000
Welt gesamt	15.016	19.791	28.190	38.103	39.404	41.236	53.875	60.475	72.475	81.350
<i>davon Offshore</i>		200	344	689	1.444	470	3.626	3.983	5.830	7.840

Ab 2011: Prognose, Quelle: BTM Consult, Stand März 2011; BWE Stand 31.12.2011. * Ans Netz angeschlossen

In **Deutschland** erhöhte sich die neu installierte Kapazität im Jahr 2011 um 2.086 MW, wobei Kapazitätserhöhungen durch Repowering nur einen geringen Anteil des Zuwachses ausmachen. Der Zuwachs lag deutlich über dem Wert des Jahres 2010 (1.551 MW).

Die EEG-Änderungen ab 2012 im Onshore-Bereich sehen bei erhöhter Anfangs- und Grundvergütung eine Erhöhung der Degression von 1,0 % auf 1,5 % bei neuen Windparks vor, um den Kostensenkungsdruck - auch vor dem Hintergrund gefallener Anlagenpreise - zu erhöhen. Des Weiteren wurden der Systemdienstleistungsbonus und der Repowering-Bonus beibehalten. Für den Offshore-Bereich wurden die Förderungsbedingungen nochmals verbessert. So wurde die Anfangsvergütung durch die Integration der „Sprinterprämie“ um 2 Cent/kWh auf 15,0 Cent/kWh angehoben und der Degressionsbeginn von 2015 auf 2018 verschoben. Ab 2018 soll die Degression 7,0 % betragen. Zudem wurde ein optionales Stauchungsmodell eingeführt, das bei einer verkürzten Vergütungszeit von acht Jahren eine erhöhte Vergütung von 19 Cent/kWh vorsieht.

Seit 2009 besteht die Möglichkeit der Direktvermarktung des erzeugten Stroms. Um die Attraktivität dieses Modells zu steigern, wurde 2012 eine Managementprämie eingeführt. Zudem ist ein monatlicher Wechsel zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung möglich. Mit steigenden Strompreisen könnte dies in Zukunft attraktiv werden und zu einer reduzierten Abhängigkeit von der gesetzlichen Förderung führen.

Im Jahr 2012 lag die neu installierte Leistung in Deutschland gemäß Bundesverband WindEnergie (BWE) bei 2.439 MW (1.008 Anlagen) an Land und 80 MW (16 Anlagen) in Nord- und Ostsee. Insgesamt stand damit zum Ende des Jahres 2012 eine Kapazität von 31.100 MW zur Verfügung, was einer vergleichsweise hohen Zuwachsrate für 2012 in Höhe von 20,0 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Für das laufende Jahr 2013 geht der BWE aufgrund der aktuell hohen Marktaktivität von einem erneuten Zuwachs um 23,0 % bis 44,0 % gegenüber dem Vorjahr aus. Beiträge hierfür sollen insbesondere Offshore-Anlagen und Standorte in Süddeutschland liefern. Risiken die einen schnellen Ausbau nach wie vor begrenzen können, sehen wir vor allem in einer unzureichenden Ausweisung neuer, für die Windenergie geeigneter Flächen, in den vielerorts bestehenden Höhen- und Abstandsregelungen, welche ein effektives Repowering blockieren, sowie in einem mangelnden Netzausbau und -umbau zur Aufnahme und Stabilisierung neuer Kapazitäten. Darüber hinaus bleibt schwer abschätzbar, inwieweit weitere Strompreiserhöhungen in Form der EEG-Umlage und Endverbraucherhaftung beim Offshore-Netzanschluss (Bundestagsbeschluss vom 30. Januar 2012) das künftige Förderklima belasten werden. Es besteht die Chance, dass die Preise für Co₂ Zertifikate, wie von der Europäischen Kommission geplant, angehoben werden, was eine Steigerung der Attraktivität von Investments in erneuerbare Energieprojekte bedeuten würde.

Im Bereich **Offshore** ist aufgrund der bereits in Entwicklung befindlichen Projekte langfristig damit zu rechnen, dass Deutschland neben Großbritannien ein hohes Volumen an Projekten umsetzen wird. Mit weiteren Offshore-Projekten ist vor allem in Belgien, Schweden/Finnland und Frankreich zu rechnen. Aber auch Norwegen und die Niederlande planen weitere Offshore-Projekte. Insgesamt ist aufgrund des hohen Logistikaufwands ein Trend zu größeren Projekten zu erkennen, der dazu führt, dass der Betrieb von Offshore-Anlagen in erster Linie durch kapitalstarke Großinvestoren, insbesondere Energieversorger, erfolgen wird. Die Realisierung von Projekten bzw. deren Zeitpunkt wird wesentlich auch von der Verfügbarkeit der Anlagen, von Komponenten (insbesondere Fundamenten), aber auch von entsprechenden Spezialschiffen und dem Netzzugang abhängen.

In **Frankreich** bestand zum Jahresende 2011 eine installierte Kapazität von 6.800 MW, der Zuwachs betrug 830 MW. Trotz unveränderter Einspeisevergütungen haben sich die Rahmenbedingungen durch das im Juni 2010 verabschiedete Umweltschutzgesetz „Grenelle 2“ verschlechtert. Die mit dem neuen Gesetz verbundenen Vorgaben führen zu einer steigenden Rechtsunsicherheit sowie aufwendigeren und damit teureren Genehmigungsverfahren, die insbesondere kleineren Projektierern Schwierigkeiten bereiten. Die für Ende 2012 angekündigte 1 GW Offshore-Ausschreibung wurde kürzlich eröffnet, der Zuschlag soll im Januar 2014 erfolgen. Allerdings wird mit einem Baubeginn hierfür nicht vor 2021 gerechnet. Für 2012 werden bis zu 1.000 MW neu installierter Leistung erwartet. Aufgrund der grundsätzlich guten Rahmenbedingungen in Bezug auf Vergütung und Windverhältnisse sowie der EU-Vorgaben in Bezug auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien sind aber längerfristig weiterhin hohe Installationszahlen möglich.

In **Großbritannien** waren Ende 2011 6.860 MW installiert, davon etwa 2.100 MW in Offshore-Anlagen. Bis 2016 sollen voraussichtlich weitere 4.400 MW dazukommen. Der Zuwachs im Jahr 2011 betrug 1.293 MW. Großbritannien besitzt die höchsten Offshore-Kapazitäten. Die EU-Vorgaben zum Ausbau regenerativer Energiequellen sollen durch ein Quotensystem und einen Zertifikathandel erreicht werden. Im Januar 2010 wurde dieses System um die Festlegung von Einspeisetarifen für kleine Windparks (< 5 MW) ergänzt. Neben stabilen Wachstumsraten im Onshore-Bereich, erwarten wir zukünftig die stärkeren Wachstumsraten im Offshore-Bereich. Die geringe Akzeptanz von Windkraftanlagen in der Bevölkerung führt regelmäßig zu Projektverzögerungen. Die britische Regierung verfolgt das Ziel, eine 80%ige Reduktion von Treibhausgasen bis 2050 (gegenüber 1990) zu erreichen. Am 29.11.2012 wurde die „Energy Bill“ dem House of Commons vorgestellt, in dem unter anderem Strategien zum weiteren Netzausbau und -umbau thematisiert wurden. Wir erwarten eine weiterhin positive Entwicklung des britischen Windkraftmarktes.

In **Polen** bestand zum Jahresende 2011 eine Kapazität von 1.667 MW, der Zuwachs betrug 436 MW und lag damit über dem Vorjahresniveau. Den größten Beitrag zum Erreichen der EU-Ziele sollen Windkraftanlagen auf dem Festland leisten. In Polen gibt es keinen garantierten Einspeisetarif, aber eine gesetzlich privilegierte Abnahme von Strom aus regenerativen Energiequellen. Der Produzent bekommt einen kWh-(Markt-)Preis sowie handelbare Grünstromzertifikate. 2011 lag der durchschnittliche Preis für die „Green Certificates“ bei 0,068 €/kWh, zuzüglich einem Strompreis von etwa 0,05 €/kWh. Allerdings unterliegen Neuinstallationen von WEA seit März 2010 einem neuen Energierecht, in dem eine Netzanschlussgebühr von rd. € 7.500 pro MW festgelegt wurde, die bei Antragstellung fällig wird. Die ungenügenden Kapazitäten des Elektrizitätsnetzes stellen aktuell Probleme für die Entwicklung der Windkraft dar. Allerdings wird derzeit das Stromnetz mit umfangreicher Förderung durch die EU kontinuierlich ausgebaut. Die Aussichten für den Ausbau der Windenergie bewerten wir grundsätzlich als positiv.

Die Balkangebiete stehen bezüglich der Windenergie noch am Anfang ihrer Entwicklung. In **Bulgarien** sind die Windverhältnisse und die Flächenverfügbarkeit als gut zu bewerten. Jedoch wurde in 2012 ein Gesetz erlassen, das Einspeisevergütungen für regenerative Energien um rund 20 % kürzt. Damit soll der Ausbau von erneuerbaren Energien verlangsamt werden, auch aufgrund der veralteten Netze. Vor diesem Hintergrund ist der bulgarische Windmarkt momentan als risikoreich und unattraktiv zu bewerten. **Rumänien** verzeichnete in den Jahren 2010 (+ 448 MW), 2011 (+ 520 MW) und 2012 (+ ca. 620 MW) sehr hohe Zuwachsraten. Bis Ende 2012 wird von einer installierten Kapazität von ca. 1.600 MW (Ende 2011: 982 MW) ausgegangen. Einem weiteren schnellen Ausbau steht insbesondere die unzureichende Netzkapazität in den windreichen Regionen entgegen. Die aktuelle Vergütungsstruktur hingegen gilt mit vergleichsweise hohen Tarifen für Windenergie und der Vergabe von handelbaren „Grünstromzertifikaten“ als fortschrittlich und attraktiv. Aufgrund der beschränkten Netzkapazitäten und der schnell erreichbaren Ausbauziele bis 2020 (ca. 4.000 MW) wird aber auch hier zukünftig mit Einschnitten zu rechnen sein. **Ungarn** besitzt zum gegenwärtigen Zeitpunkt sehr geringe Ausbauperspektiven. Zum einen bestehen nur vergleichsweise geringe Ausbauziele für 2020 (ca. 740 MW), zum anderen verhindern die sehr schwache Netzkapazität und unbeständige Förderbedingungen den Aufbau investorenfreundlicher Rahmenbedingungen. Bis Ende 2012 wird aktuell von einer installierten Kapazität von ca. 429 MW ausgegangen.

In **Italien**, dem Land mit EU-weit sehr hohen Zubauraten und attraktiven Vergütungsstrukturen, sollen Mengengrenzungen von 500 MW p. a. die Zubaugeschwindigkeit der letzten Jahren (bis zu 1.000 MW) reduzieren. Darüber hinaus wurde am 1. Januar 2013 für neu anzuschließende Großprojekte (> 5 MW) ein neues Tarifsysteem in Form einer Tarifauktion eingeführt. Vor diesem Hintergrund erwarten wir sinkende Projektmargen.

Die **Türkei** strebt ambitionierte Ausbauziele bezüglich regenerativer Energieformen an. Aus Wind sollen im Zeitraum 2012 bis 2023 jährliche Zubauraten von 1.000 MW bis 2.000 MW (Ende 2011: 1.800 MW) eine installierte Gesamtleistung von bis zu 20.000 MW ermöglichen. Aufgrund langer Küstenlinien und hoher Flächenverfügbarkeit besitzt die Türkei ein sehr hohes Windpotenzial. Die seit Januar 2011 reformierten Einspeisekonditionen und auch ein verbessertes Genehmigungsverfahren haben die Attraktivität türkischer Windprojekte deutlich ansteigen lassen. Hindernisse für einen schnellen Ausbau bestehen aber auch hier vor allem in unzureichenden Netzkapazitäten infolge fehlender Umspannwerke.

Die USA und China sind auch aufgrund ihrer Größe die Märkte mit dem größten Einfluss auf die weltweite Entwicklung der Windenergie. Bis zum Jahr 2009 verfügten die **USA** weltweit über die größten Kapazitäten installierter Windenergieanlagen. Im Jahr 2011 hat **China** aufgrund einer neu installierten Leistung von etwa 18 GW diese Position übernommen. Ende 2011 waren hier insgesamt 62.412 MW installiert, in den USA 47.084 MW. Hier betrug die neu installierte Leistung 6.810 MW, nach 5.115 MW im Jahr 2010 und 9.922 MW im Jahr 2009. Die Entwicklung in den einzelnen Jahren ist in den USA stark auf die jeweils geltenden Förderbedingungen zurückzuführen, die in der Regel nur für einen relativ kurzen Zeitraum beschlossen werden. Haben sich in den Vorjahren insbesondere die Anreize aus dem American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) positiv ausgewirkt, hat sich die Entwicklung in 2010 und 2011 dagegen verlangsamt. Dieser Einbruch wird auf die internationale Finanzkrise, Finanzierungsschwierigkeiten bei großen Windprojekten und niedrige Gaspreise (80 % Preisverfall zwischen 2008 und 2012) zurückgeführt. Die zukünftige Entwicklung des rechtlichen Umfeldes wirkt sich negativ auf die Entwicklung der Windenergie aus. In den USA gibt es keine nationalen Ziele für Treibhausgasreduktionen und damit verbundene Investitionen in regenerative Energien. Die letzte „Climate Bill“ scheiterte 2010 im Senat. Positiv dürfte sich hingegen die im ARRA festgelegte Förderung für den Ausbau der veralteten Elektrizitätsnetze auswirken. Die zukünftige Entwicklung hängt aus unserer Sicht mittelfristig von den weiteren, bisher eher kurzfristig ausgerichteten wirtschaftlichen Anreizen für den Bau und den Betrieb von Windenergieanlagen ab. Positiv bewerten wir die nach langer Ungewissheit im Januar 2013 verlängerten Fördermaßnahmen PTC (Production Tax Credit) und ITC (Investment Tax Credit).

Insgesamt erwarten wir eine langfristige Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien insbesondere der Windenergie als einer wesentlichen Säule der weltweiten Stromerzeugung. Die Entwicklung in den einzelnen Ländern ist hierbei neben der Vergütung insbesondere von den rechtlichen Regelungen sowie der Netzinfrastruktur abhängig, die die Umsetzungsmöglichkeiten wesentlich beeinflussen. In Deutschland ist weiterhin mit einem kontinuierlichen Ausbau zu rechnen, wobei im Offshore-Bereich von zeitlichen Verzögerungen auszugehen ist. Die konkrete Umsetzung ist auch davon abhängig, inwieweit die Finanzierung von Projekten im erforderlichen Maße sichergestellt werden kann. Hierfür sehen wir im Onshore-Bereich derzeit keine Hindernisse.

Strategische Ausrichtung

Geschäftsfeld	Märkte/Kunden
<p>Geschäftsfeld Onshore</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Fertigstellung und Verkauf von zahlreichen Windparks ■ verstärkte Aktivitäten im Repowering-Bereich ■ Übernahme der Betriebsführung nach Verkauf ■ moderater Ausbau des Eigenbestandes <p>Geschäftsfeld Offshore</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Weiterentwicklung bestehender Projekte ■ Verkauf der Projektrechte ■ Durchführung von Dienstleistungen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Schwerpunkt der Geschäftstätigkeit weiterhin in Deutschland ■ Ausweitung der Auslandsaktivitäten
Organisation	Finanzen
<ul style="list-style-type: none"> ■ Mehrheitsübernahme eines Wettbewerbers 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Platzierung einer Anleihe über € 100 Mio. zur Finanzierung der geplanten Akquisition ■ Beibehaltung einer soliden Finanzierungsstruktur ■ Erhöhung des EBIT 2013 (inkl. Target)

Die PNE WIND AG positioniert sich als Entwickler von Windenergieprojekten sowohl im Onshore- als auch im Offshore-Bereich. Der Fokus der Geschäftsaktivitäten liegt hierbei auf der Entwicklung, der Realisierung (nur Onshore-Bereich) sowie dem Verkauf der Windparks bzw. der Projektrechte (*Segment Projektierung von Windkraft*). Der Eigenbetrieb von Windparks (*Segment Stromerzeugung*) wird derzeit in einem reduzierten Umfang angestrebt. PNE WIND betreibt zwei eigene Windparks in Deutschland, wovon ein Windpark („Altenbruch II“ mit 25,8 MW) ein Testfeld für Offshore-Windenergieanlagen ist. Gelegentlich werden fertig gestellte Projekte bis zu deren Verkauf und Übergabe an die Betreiber in diesem Segment ausgewiesen. Zum Segment Stromerzeugung zählen des Weiteren die Biomasse-Aktivitäten (Holzheizkraftwerk Silbitz).

In den Jahren 2005 bis 2007 wurde das Unternehmen umfassend restrukturiert. Im Rahmen der Restrukturierung mussten mehrere Projekte in einem frühen Entwicklungsstadium verkauft werden. Zudem durften neue Projekte nur stark eingeschränkt entwickelt werden, so dass unter Berücksichtigung einer Projektentwicklungszeit von 3 – 5 Jahren im Onshore-Bereich bzw. 5 – 7 Jahren im Offshore-Bereich in den vergangenen Jahren nur wenige Projekte realisiert werden konnten. Die nach der Restrukturierung forcierten Entwicklungsaktivitäten sollen in den kommenden Jahren zu entsprechenden Projektverkäufen führen.

Im **Bereich Onshore** wurden seit der Unternehmensgründung 98 Windparks mit einer Gesamtnennleistung von 814 MW ausschließlich in Deutschland realisiert. Neben der zunehmenden Knappheit attraktiver Windstandorte stellen in Deutschland nach wie vor Vorbehalte bzw. Anforderungen von Gemeinden ein Hemmnis für die Einräumung von (Onshore-)Windvorrangflächen bzw. die Realisierung von Windparks dar. PNE WIND will aufgrund der beschlossenen Energiewende in den kommenden Jahren verstärkt zusätzliche Onshore-Flächen erschließen. PNE WIND verfügt über ein Akquisitionsteam von 23 Mitarbeitern, die jeweils für definierte Regionen zuständig sind.

Derzeit befinden sich in **Deutschland** Onshore-Projekte mit ca. 180 MW im Genehmigungsverfahren. Ein Windpark mit 6 MW („Zernitz II“) wird gerade realisiert. Darüber hinaus sind Projekte mit mehr als 100 MW in der Erkundungsphase. Die Planungsschwerpunkte in Deutschland befinden sich im Landkreis Cuxhaven (insgesamt 52,9 MW) sowie im Landkreis Oberspreewald-Lausitz, wo auf Waldstandorten (ehemalige Militärgelände) zwei Windparks mit jeweils mehr als 50 MW entstehen sollen. Alle Projekte sind zur Veräußerung vorgesehen. Vorgespräche mit potenziellen Investoren werden in Kürze aufgenommen. Die Platzierung soll dann im Wege einer Ausschreibung erfolgen. Für die Waldprojekte wird die Baugenehmigung Mitte 2013 erwartet.

Für einen Großteil der bisher realisierten und verkauften Windparks hat PNE WIND die **Betriebsführung** übernommen und will dieses Dienstleistungsgeschäft zukünftig weiter ausbauen. Dies sichert PNE WIND eine stabile Einnahmehbasis. Zudem will sich das Unternehmen damit die Chance zur Durchführung des **Repowerings** der älteren Windenergieanlagen sichern, um so die verbesserten Rahmenbedingungen in diesem Bereich zu nutzen.

Die angestrebten hohen Fertigstellungszahlen im Onshore-Bereich sollen insbesondere durch den **Ausbau des Geschäfts in ausgewählten Auslandsmärkten** erfolgen. Hier befinden sich aktuell Projekte mit ca. 200 MW in der Planung bzw. Windparks mit ca. 400 MW in der Entwicklung. Regionale Schwerpunkte bilden die USA, Kanada, Großbritannien, Rumänien, Ungarn, Bulgarien und die Türkei, wobei für die Projekte in Ungarn (78 MW) Baugenehmigungen vorliegen. Zwei Projekte in Rumänien (insgesamt 102 MW) befinden sich in der Genehmigungsplanung, wovon Windanlagen mit 18 MW bereits einen Netzanschlussvertrag haben. Aufgrund der verschlechterten und insgesamt instabilen politischen Rahmenbedingungen will PNE WIND die Aktivitäten in den Ländern Rumänien, Ungarn und Bulgarien reduzieren. Nach dem Verkauf der Rechte an den laufenden Projekten sollen diese Märkte aber weiterhin hinsichtlich sich ergebender Marktchancen beobachtet werden. In Schottland konnte PNE WIND mit der staatlichen Forstverwaltung eine Exklusivitätsvereinbarung abschließen, nach der PNE WIND in einem definierten Gebiet geeignete Windparkflächen identifizieren und entwickeln darf. Dazu wurde 2011 eine Niederlassung in Edinburgh eröffnet. Mit einer Realisierung ist jedoch nicht vor 2016 zu rechnen. Für die Ausweitung der Auslandsaktivitäten prüft PNE WIND stetig Tarifsysteme, Windregionen, Netzkapazitäten sowie die politische Stabilität und ökonomischen Rahmenbedingungen dieser und weiterer Länder. PNE WIND agiert beim Markteintritt in ausländischen Märkten zur Erhöhung der Erfolgchancen grundsätzlich nur mit einem regionalen Joint Venture-Partner, der über die notwendigen Kontakte in die behördlichen und politischen Ebenen verfügt. Auch für den Verkauf von Projektrechten im Ausland werden teilweise externe Partner mandatiert.

Im Bereich der **Offshore-Projektierung** sollen die bestehenden Projekte mit hoher Intensität weiterentwickelt werden. In den vergangenen Jahren hat PNE WIND vier Offshore-Windparks (Borkum Riffgrund I und II, Gode Wind I und II) mit insgesamt 312 Windenergieanlagen bis zur Genehmigung begleitet. Diese Windparks sind bereits an den dänischen Energiekonzern DONG Energy Power A/S verkauft worden. Bei einem dieser Projekte (Borkum Riffgrund II) steht die unbedingte Netzzusage des Netzbetreibers TenneT noch aus. Die restlichen Kaufpreiszahlungen sind an die Investitionsentscheidung und an die Inbetriebnahme der ersten Anlage gekoppelt. Bei den Projekten „Gode Wind I – III“ wird PNE WIND in den kommenden fünf Jahren als Dienstleister tätig sein.

Darüber hinaus befinden sich fünf weitere Offshore-Projekte in der Entwicklungsphase. Das Projekt „Gode Wind III“ wurde bereits an DONG verkauft. Der Verkauf steht jedoch unter der aufschiebenden Bedingung, dass die Baugenehmigung erteilt wird. Diese wird für das laufende Jahr erwartet. Ein weiteres Offshore-Entwicklungsprojekt („Nautilus II“) wurde an die SSP Technology Holding ApS (Ventizz-Gruppe) in einer frühen Phase verkauft. PNE WIND wird bei diesem Projekt jedoch als Dienstleister die weitere Projektentwicklung begleiten. Die verbleibenden drei Projekte (Nautilus I, Nemo und Jules Verne) befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium.

Die PNE WIND AG plant für die kommenden Wochen die **Emission einer Unternehmensanleihe** über € 100,0 Mio. und will damit u. a. die **Mehrheitsübernahme eines Unternehmens aus dem Wettbewerbsumfeld** finanzieren. Derzeit verhandelt das Unternehmen exklusiv mit PNE WIND. Eine Entscheidung über den Anteilskauf soll im April 2013 erfolgen. Bei dem Zielunternehmen handelt es sich um einen Projektentwickler im Bereich Erneuerbare Energien, wobei die Schwerpunkte der Aktivitäten im Bereich Wind Onshore liegen. Im vergleichsweise geringen Umfang wurden bislang Solar-Projekte in Deutschland entwickelt. Der Bereich Solar soll vor dem Hintergrund der verschlechterten (politischen) Rahmenbedingungen in zahlreichen Ländern zunächst nicht weiter forciert werden, insbesondere sollen die Marktbedingungen und -entwicklungen in den potenziellen ausländischen Märkten (Polen, Frankreich, Italien und Südafrika) vorerst beobachtet werden. Im Bereich Wind ist das Zielunternehmen über Deutschland hinaus in Frankreich, Polen, Italien, Spanien, der Ukraine, Schweden, Südafrika und den USA tätig und verfügt damit im Vergleich zu PNE WIND über komplementäre Auslandsaktivitäten. Bislang wurden knapp 1.200 MW entwickelt und verkauft, wovon etwa die Hälfte schlüsselfertig realisiert wurden. In den nächsten Jahren sollen weitere ca. 1.800 MW dazugebaut bzw. als Projektrechte verkauft werden. Das Unternehmen wies in den vergangenen drei Jahren eine vergleichsweise stabile Ertragskraft auf. PNE WIND würde im Falle der Akquisition seine Projektpipeline stark ausweiten und zugleich die regionale Diversifikation erhöhen. Zudem wären insbesondere in den Bereichen Einkauf, Finanzierung und Vertrieb Synergien zu erwarten.

Darüber hinaus ist ein Teil des Emissionserlöses für die Zwischenfinanzierung von Eigenkapital, für den Zukauf von Offshore-Projekten in einem frühen Entwicklungsstadium im In- und Ausland sowie für mögliche Übernahmen von Beteiligungen an Offshore-Gesellschaften geplant.

Die PNE WIND AG geht sowohl in der isolierten Planung der PNE WIND-Gruppe als auch in der Planung inklusive der Übernahme für die kommenden Geschäftsjahre von stabilen Ergebnissen auf sehr hohem Niveau aus. Der Planung liegen hierbei konkrete Maßnahmen und Projekte zugrunde. Insgesamt erachten wir die Herleitung der Planung als nachvollziehbar und plausibel. Dennoch können Fehlentwicklungen im Rahmen der Projektierungen, Projektverschiebungen sowie die im Rahmen von Veräußerungen tatsächlich erzielbaren Erträge zu deutlichen Abweichungen von der Planung führen. Das Risiko, dass die noch ausstehenden Milestone-Zahlungen von DONG (€ 73,0 Mio.) nicht zu entsprechenden Umsätzen und Ergebnissen führen, schätzen wir derzeit als gering ein. Sicherheitsreserven bestehen durch ungeplante Ersatz-Projekte im In- und Ausland sowie durch die vorhandenen liquiden Mittel.

Hinsichtlich der Umsetzungsvoraussetzungen der Strategie verfügt die PNE WIND AG unseres Erachtens über ein erfahrenes Management, über geeignete Organisationsstrukturen sowie angemessene Planungs- und Steuerungsinstrumente.

Die PNE WIND-Gruppe positioniert sich als Entwickler von Windenergieprojekten im Onshore- und im Offshore-Bereich. Die Projekte sollen hierbei nach der Projektierung und ggf. Realisierung überwiegend an Investoren veräußert werden. Nachdem die Gruppe bislang ausschließlich in Deutschland Projekte realisiert und veräußert hat, sollen die bearbeiteten Auslandsmärkte für PNE WIND sukzessive an Bedeutung gewinnen und das geplante Unternehmenswachstum maßgeblich mittragen. In Ländern mit unsicheren politischen Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien will PNE WIND die Aktivitäten reduzieren, die Marktentwicklung aber weiter beobachten. Insgesamt wurde die Strategie unseres Erachtens plausibel aus dem Marktumfeld, der erreichten Marktposition sowie den im Unternehmen vorhandenen Ressourcen und Kompetenzen abgeleitet. Im Vergleich zu Wettbewerbern führt die chancenorientierte Strategie zu einer geringen Cashflow-Stabilität, die bei Verzögerungen in der Projektentwicklung oder deren Veräußerung bzw. einer (temporär) schwachen Nachfragesituation die Rentabilität verringern sowie insbesondere den Vorfinanzierungsbedarf neuer Projektentwicklungen erhöhen kann. Im Falle der beabsichtigten Mehrheitsübernahme des Wettbewerbsunternehmens ergeben sich Chancen durch die Ausweitung der Projektpipeline und der Präsenz in zahlreichen Auslandsmärkten. Es verbleiben in diesem Zusammenhang jedoch typische Akquisitionsrisiken. Hinsichtlich der Umsetzungsvoraussetzungen der Strategie verfügt die PNE WIND AG unseres Erachtens über ein erfahrenes Management, über geeignete Organisationsstrukturen sowie angemessene Planungs- und Steuerungsinstrumente.

Durchführung des Ratings

Der vorliegende Bericht stellt eine verkürzte Zusammenfassung des ausführlichen Ratingberichtes vom 12. April 2013 dar. Maßgeblich für die Begründung der Ratingnotation ist der ausführliche Ratingbericht, der dem Unternehmen vorliegt und der von der Euler Hermes Rating Deutschland GmbH nicht veröffentlicht wird.

Der Auftrag zur Durchführung des Unternehmensratings wurde am 13. November 2012 durch die PNE WIND AG (Auftraggeberin) erteilt. Der Unternehmensbesuch fand am 19. Dezember 2012 statt. Am 22. April 2013 wurde der hier vorliegende Ratingbericht an den Kunden übergeben und das Ratingverfahren damit abgeschlossen. Der Notationsvorschlag und der zugrunde liegende Bericht wurden durch das Ratingkomitee am 12. April 2013 geprüft und in der vorliegenden Fassung genehmigt. Wird dieses Rating nicht veröffentlicht, bezieht sich das Ratingurteil auf diesen Stichtag. Im Falle einer Veröffentlichung des Ratingurteils auf den Internetseiten der Ratingagentur (www.eulerhermes-rating.com) schließt sich ein einjähriges Monitoring-Verfahren an. Während dieses Zeitraums wird die Entwicklung des Unternehmens und seines Umfelds weiter überwacht. Seitens der gerateten Gesellschaft besteht für diesen Zeitraum weiterhin eine uneingeschränkte Auskunftspflicht. Veränderungen der Ratingeinschätzung durch die Ratingagentur führen zu einer Veränderung der veröffentlichten Ratingnote, sodass die im Internet veröffentlichte Note jederzeit die aktuelle Ratingbeurteilung darstellt. Nach Ablauf des Monitoring-Zeitraums ist ein Folgerating erforderlich, um die Veröffentlichung aufrechtzuerhalten.

Die Richtigkeit und Vollständigkeit der nach Maßgabe unserer Informationsanforderungen offen und bereitwillig vorgelegten Unterlagen und erteilten Auskünfte liegen im alleinigen Verantwortungsbereich der Auftraggeberin. Die Auftraggeberin hat den Ratingbericht geprüft und bestätigt, dass alle Informationen des Berichts in allen wesentlichen Gesichtspunkten richtig und vollständig sind, keine wesentlichen Aspekte verschwiegen wurden und soweit die Informationen zukunftsgerichtet sind, diese auf plausiblen, nachvollziehbaren und aktuellen Ausgangsdaten basieren und von der Auftraggeberin mit der Sorgfalt eines ordentlichen Kaufmanns erstellt worden sind. Die Auftraggeberin übernimmt jedoch keine Garantie dafür, dass sich alle auf die Zukunft gerichteten Informationen, insbesondere die Projektionen, wie dargestellt realisieren. Veränderungen im wirtschaftlichen Umfeld wie auch unvorhersehbare Ereignisse können die zukunftsgerichteten Informationen und Projektionen entsprechend beeinträchtigen.

Der Ratingbericht ist nicht als Empfehlung zur Teilnahme an bestimmten Fazilitäten zu verstehen. Jeder Empfänger der Informationen muss seine eigene unabhängige Analyse, Kreditbeurteilung und sonstige Prüfungen und Bewertungen durchführen, die zur abschließenden Entscheidung über eine Teilnahme an bestimmten Fazilitäten üblich und notwendig sind. Es wird darauf hingewiesen, dass Zusammenfassungen von Verträgen, Gesetzestexten und anderen Dokumenten im Bericht nicht das Studium der entsprechenden vollständigen Texte ersetzen können. Zum Zeitpunkt der Weitergabe der Informationen kann nicht gewährleistet werden, dass seit dem Zeitpunkt der Zusammenstellung der Informationen keine Änderungen mehr erfolgt und alle Informationen noch zutreffend sind. Die Auftraggeberin übernimmt keine Verpflichtung und Haftung zur Vervollständigung der Informationen.

Die Verbreitung dieses Ratingberichts in bestimmte Jurisdiktionen könnte gesetzlich verboten sein. Dementsprechend werden Personen, die in den Besitz dieser Informationen gelangen, von der Auftraggeberin gebeten, sich hierüber selbst zu informieren und die entsprechenden Restriktionen zu beachten. Die Auftraggeberin übernimmt niemandem gegenüber irgendeine Art von Haftung in Bezug auf die Verbreitung dieses Ratingberichts in irgendeine Jurisdiktion.

Die Geschäftsleitung der Auftraggeberin hat der Euler Hermes Rating Deutschland GmbH gegenüber eine schriftliche Vollständigkeitserklärung abgegeben.

Wir erstatten diesen Bericht nach bestem Wissen und Gewissen.

Euler Hermes Rating Deutschland GmbH

Hamburg, 22. April 2013

Analysten

Gundel Bergknecht, Senior Analystin und Projektleiterin
Kai Gerdes, Direktor
Matthias Peetz, Analyst

Ratingkomitee

Holger Ludewig, Senior Analyst
Torsten Schellscheidt, Senior Analyst

Wesentliche Informationsquellen

- Konzernabschlüsse 2010, 2011, 2012
- Auszüge aus dem internen Berichtswesen
(z. B. Geschäftsentwicklung 2012, Bankenspiegel, etc.)
- Marktanalysen
- Strategiepapier und Unternehmensplanung
- Unterlagen zur gesellschaftsrechtlichen Struktur
- Gespräche mit dem Management

Ratingmethode

Emittentenrating, Ratinghandbuch Unternehmensrating der Euler Hermes Rating Deutschland GmbH, Version
März 2012

Ratingnotationen

Kategorie	Erläuterung
AAA	AAA gerateten Einheiten wird die höchste Qualität hinsichtlich der Zukunftssicherheit beigemessen und diese können als „erstklassig“ bezeichnet werden. Obwohl sich die verschiedenen Sicherungselemente durchaus verändern können, wird dies – sofern abschätzbar – aller Wahrscheinlichkeit nach die fundamental starke Stellung der betreffenden Einheit nicht beeinträchtigen.
AA	AA gerateten Einheiten wird eine sehr hohe Qualität hinsichtlich der Zukunftssicherheit beigemessen. Zusammen mit AAA klassifizierten Einheiten bildet diese Gruppe die sog. "Gütekategorie". Sicherheitsmargen können jedoch vergleichsweise geringer sein, die Ausprägung der Sicherungselemente stärker schwanken oder einzelne Bewertungskomponenten können auf ein langfristig größeres Risiko hinweisen, als dies bei AAA klassifizierten Einheiten der Fall ist.
A	A gerateten Einheiten wird eine hohe Qualität hinsichtlich der Zukunftssicherheit beigemessen. Sie weisen viele günstige zukunftsichernde Eigenschaften auf. Gleichwohl können einzelne Faktoren vorliegen, die eine leicht erhöhte Anfälligkeit für Verschlechterungen von Umständen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Zukunft erkennen lassen.
BBB	BBB gerateten Einheiten wird eine angemessene Qualität hinsichtlich der Zukunftssicherheit beigemessen. Es ist jedoch gegenüber A gerateten Einheiten eher wahrscheinlich, dass Verschlechterungen von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Fähigkeit, finanzielle Verpflichtungen zu erfüllen, schwächen können.
BB	BB geratete Einheiten besitzen noch ausreichende zukunftsichernde Strukturen. Sie sind jedoch größeren Unsicherheiten ausgesetzt. Negative Geschäftsentwicklungen oder Veränderungen der finanziellen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können dazu führen, dass sie ihren finanziellen Verpflichtungen nicht mehr in angemessener Weise nachkommen.
B	B gerateten Einheiten fehlen üblicherweise zukunftsichere Strukturen. Negative Geschäftsentwicklungen oder Veränderungen der finanziellen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen mit höherer Wahrscheinlichkeit dazu, dass sie ihren finanziellen Verpflichtungen nicht mehr in angemessener Weise nachkommen.
CCC	CCC geratete Einheiten haben Strukturen, welche die Zukunftssicherheit stark gefährden. Der Kapitaldienst ist gefährdet. Um ihren finanziellen Verpflichtungen nachhaltig nachzukommen ist die betreffende Einheit auf die günstige Entwicklung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen angewiesen.
CC	CC geratete Einheiten weisen eine sehr geringe Zukunftssicherheit auf. Der Kapitaldienst ist stark gefährdet.
C	C geratete Einheiten haben die geringste Zukunftssicherheit von allen. Entsprechende Schuldner haben extrem schlechte Voraussetzungen, um ihren finanziellen Verpflichtungen nachzukommen. Ein Ausfall ist unmittelbar bevorstehend.
D	D geratete Einheiten weisen bereits einen Ausfall auf oder haben einen Insolvenzantrag gestellt. Das D-Rating ist nicht zukunftsgerichtet, sondern dokumentiert den Ist-Zustand.
SD	Wenn ein Emittent bezüglich einer bestimmten finanziellen Verbindlichkeit oder Klasse von Verbindlichkeiten ausfällt, jedoch weiterhin fristgerecht seinen Zahlungsverpflichtungen aus anderen finanziellen Verbindlichkeiten oder Klassen von Verbindlichkeiten nachkommt, wird der Emittent mit SD (Selective Default) eingestuft.
NR	Ein Schuldner oder eine Emission, die von Euler Hermes Rating nicht geratet wurde, wird als NR (Not Rated) eingestuft.
PLUS (+) MINUS (-)	Ratingnotationen von AA bis CCC werden mit einem PLUS (+) oder einem MINUS (-) bei Bedarf ergänzt, um deren relative Position innerhalb der betreffenden Ratingkategorie anzuzeigen.