

GLOBAL CLEANTECH REPORT

H1/2012



-
- 4 **Marktkommentar**
Globale, regionale und technische Entwicklungen und Trends
 - 10 **Portfolioaktivitäten**
01.01.2012 – 30.06.2012
 - 11 **Portfolioentwicklung**
Globale Projektpipeline, Investitionen, Erträge
 - 12 **Projektübersicht**
Standorte der einzelnen Kraftwerke
 - 14 **Portfolioübersicht**
Technologien und Projekte, Regionen, Investitionsart, Währungen
 - 16 **San Carlos Biopower**
Mehrstoffbiomassekraftwerk, San Carlos City, Philippinen
 - 26 **Central Tarlac Biopower**
Mehrstoffbiomassekraftwerk, Tarlac City, Philippinen
 - 32 **South Negros Biopower**
Mehrstoffbiomassekraftwerk, La Carlota, Philippinen
 - 36 **Central Negros Biopower**
Mehrstoffbiomassekraftwerk, Victorias City, Philippinen
 - 40 **Maui Bioenergy**
Biodiesel- und -ethanoldestillierwerk/Kraftwerk, Maui, Hawaii
 - 46 **San Carlos North East Wind**
Windpark, Balabag Range, Philippinen
 - 54 **Con Dios Solar Park 1–68**
Photovoltaikpark, San Bernardino, USA
 - 62 **Fisker Automotive**
Hybridelektrofahrzeughersteller, Anaheim, USA
 - 66 **Glossar**

MARKTKOMMENTAR

GLOBALE ENTWICKLUNGEN UND TRENDS IM SEKTOR ERNEUERBARE ENERGIEN

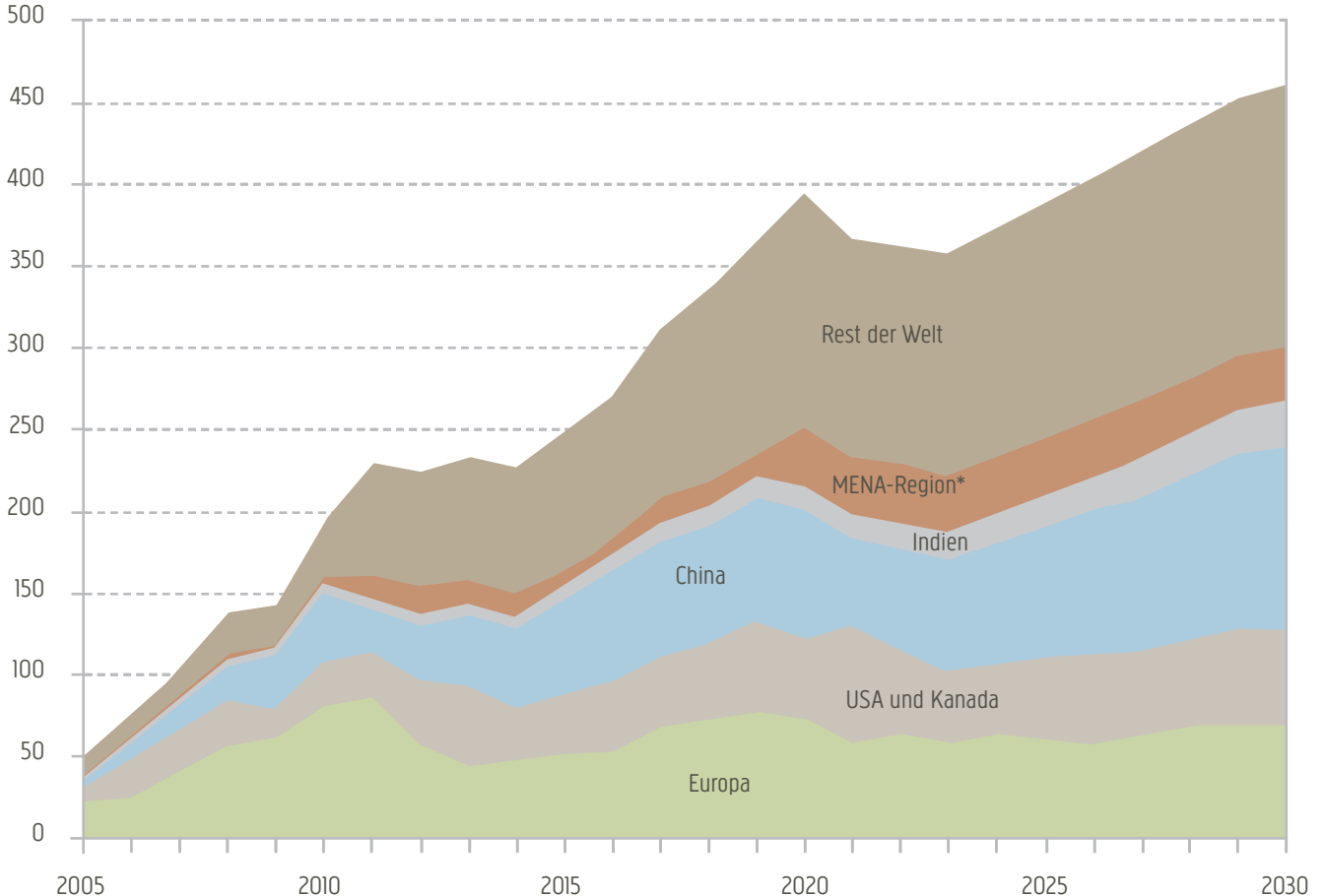
7 Billionen USD neues Kapital über die nächsten 20 Jahre

Die weltweiten Investitionen in erneuerbare Energien sind in den letzten Jahren stark gewachsen, dank der Sorge um den Klimawandel, der steigenden Kosten für fossile Brennstoffe und nationaler wirtschaftspolitischer Anstrengungen, Arbeitsplätze zu schaffen. In der Zukunft werden die weltweiten Investitionen in Projekte im Sektor erneuerbare Energien laut Analyse der Bloomberg New Energy Finance von 195 Mrd. USD im Jahr 2010 auf 395 Mrd. USD im Jahr 2020 und weiter auf 460 Mrd. USD im Jahr 2030 ansteigen. Im Laufe der kommenden 20 Jahre wird dieses Wachstum an die 7 Billionen USD neues Kapital benötigen. Während der Markt sich seitdem in Europa ein wenig abgeschwächt hat, vor allem aufgrund der Schuldenkrise und der Änderungen der Einspeisevergütungen in Ländern wie Italien, wachsen die Märkte in anderen Teilen der Welt weiterhin stark, so in den USA die Windenergie und in Asien die erneuerbaren Energien allgemein. Deutschland, wo erneuerbare Energien die Lücke der Nuklearenergie füllen, ist weiterhin präsent und in Südafrika gab es eine sehr erfolgreiche erste Runde von Ausschreibungen in Höhe von insgesamt 1,4 Gigawatt („GW“). Diese Ausschreibung ersetzt das Einspeisungsvergütungsprogramm für erneuerbare Energien. Südkorea, Rumänien und die Ukraine verzeichnen alle ein starkes Wachstum in der Windenergie und fördern diese. China wird bei den Investitionen in erneuerbare Energien im Jahr 2014 einen Spitzenplatz einnehmen, während Indien, die MENA-Region, Afrika und Lateinamerika das

schnellste Wachstum verzeichnen werden. In den kommenden 10 Jahren wird ein steiler Anstieg an Investitionen zu beobachten sein, da die Länder große Anstrengungen unternehmen, um ihre für 2020 gesteckten Ziele im Bereich erneuerbare Energieträger zu erfüllen. Darüber hinaus wird ein großer Teil der Ausgaben in den Jahren 2018–2020 eher teuren Offshore-Windparkprojekten zugutekommen, insbesondere in Deutschland und Großbritannien. Die Ausgaben für Projekte im Sektor erneuerbare Energien werden wahrscheinlich in den frühen 2020er Jahren einen vorübergehenden Rückgang verzeichnen, wenn die Länder ihre längerfristigen Ziele überprüfen und sich mit den Auswirkungen der raschen Expansion der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren beschäftigen.

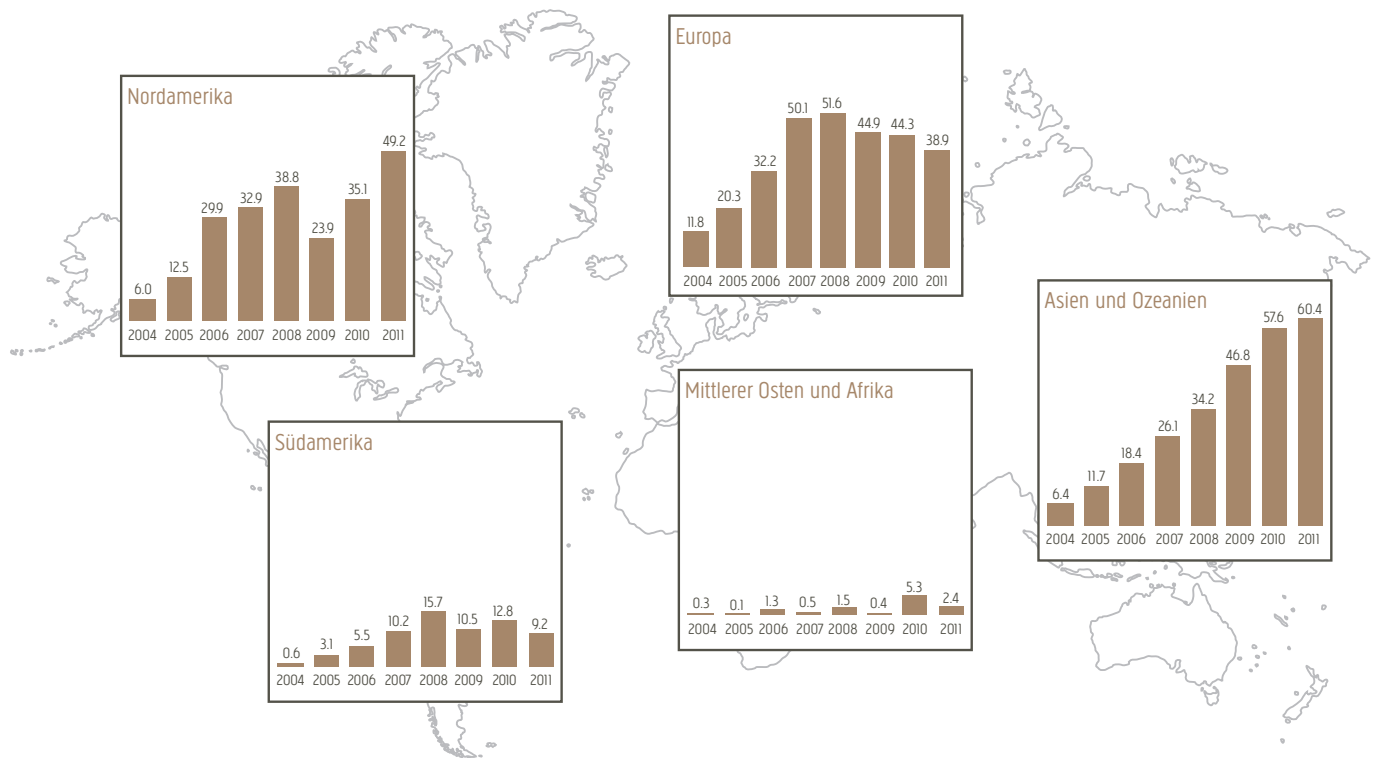
Die weltweiten Anstrengungen der Regierungen, den Klimawandel einzudämmen und erneuerbare Energien zu fördern, bleiben weiterhin stark. 96 Länder unterstützen die Implementierung sauberer statt fossiler Energie auf politischer Ebene. Im November/Dezember 2011 fanden in Durban, Südafrika, die internationalen Klimaverhandlungen im Rahmen der 17. Konferenz der Vertragsstaaten (COP) des Kyoto-Protokolls statt. Nachdem die letzte Runde der Gespräche in Cancún nicht den benötigten globalen Zusammenhalt erbrachte, der nötig ist, um die zur Abwendung des Klimawandels benötigten Maßnahmen zu treffen, sahen viele die Konferenz in Durban als entscheidend dafür an, über eine Verlängerung des Kyoto-Protokolls zu entscheiden. Nach zwei Wochen erreichte man eine Vereinbarung, die die Länder dazu verpflichtet, bis 2015 einen neuen rechtlich bin-

Jährlicher Wert der installierten Erneuerbare-Energien-Kapazitäten nach Regionen, 2005–2030 (in Mrd. USD)



* M(iddle) E(ast) and N(orth) A(fr)ica
Quelle: Bloomberg New Energy Finance

Finanzielle Investitionen in erneuerbare Energien nach Region, 2004–2011 (in Mrd. USD)



Anmerkung: Neues Investmentvolumen ist an reinvestierte Steuererleichterungen angepasst. Gesamtwerte beinhalten Schätzungen für noch nicht abgeschlossene Verträge. Dieser Vergleich berücksichtigt keine Kleinprojekte und FE-Schätzungen. Quelle: Bloomberg New Energy Finance

denden Vertrag auszuhandeln. Die Vereinbarung, „Durban Platform for Enhanced Action“ genannt, wird 2020 in Kraft treten.

Global Player steigen in den Wirtschaftssektor erneuerbare Energien ein, so z. B. Siemens, das eine eigene Division eingerichtet hat, um die Führungsposition im Bereich Offshore-Windpark auszubauen und bis zum Jahr 2012 die Nr. 3 im Bereich Windenergie zu werden.¹ Ähnlich bei Bosch: Siegfried Dais, stellvertretender Vorsitzender der Geschäftsführung, der verantwortlich für die Entwicklung und Kontrolle des Geschäftsbereichs neue Technologien und Solar ist, will rund 520 Millionen EUR investieren. Dies ist ein weiterer Schritt in der Strategie des Unternehmens, sein Photovoltaikgeschäft internationaler aufzustellen. „Wir sind überzeugt, dass dieses Geschäftsfeld langfristig bedeutendes Potenzial hat. Der neue Standort in Penang ist Teil unserer strategischen Expansion in diesem Geschäft“, sagt Martin Hayes, Präsident und Geschäftsführer von Robert Bosch Südostasien, der für die Aktivitäten der Bosch-Gruppe in dieser Region verantwortlich ist.² General Electric verkündet auf seiner Homepage: „Wenn nur 7 Prozent der Fläche von Arizona mit Photovoltaik-Modulen von GE bedeckt wären, könnte so Strom für die gesamten USA generiert werden.“³ Ferner hat Total im Zuge der Übernahme von SunPower, einem der weltweiten Marktführer für Hochleistungsmodule, im Jahr 2011 beschlossen, in neue Kapazitäten zu investieren.⁴ „Seit über 25 Jahren haben die Spezialisten bei Total und ihren Tochtergesellschaften im Bereich Photovoltaik/Solarenergie Fortschritte gemacht, und zum Entstehen einer zuverlässigen, effizienten und kostengünstigen Technologie beigetragen. Unsere Partnerschaft mit SunPower hat neue Impulse für die Expansion unserer Solartechnik gegeben“ – diese gehört zu den langfristigen Verpflichtungen bei Total.

Projektfinanzierung

Historisch gesehen ein globaler Anker für die Finanzierung von Projekten im Bereich erneuerbare Energien, hat der europäische Bankensektor mittlerweile seine Kapazität zur Kreditvergabe reduziert und einige Kreditportfolios eingefroren. Neue Kredite sind, mit wenigen Ausnahmen, auf zahlungskräftige Sponsoren beschränkt, die aus bestehenden Kunden (oft aus dem eigenen Land) ausge-

wählt werden. Dies übt weiteren Druck auf Regierungen aus, durch Institutionen wie die Europäische Investitionsbank (EIB) und die Green Investment Banks finanzielle Unterstützung oder Kreditgarantien zur Verfügung zu stellen, obwohl es unwahrscheinlich ist, dass dies in dem benötigten Umfang geschieht. Die britische Green-Investment-Bank-Initiative veranschaulicht das Dilemma, denn sie tritt erst als Kreditgeber in Erscheinung, wenn bestimmte Ziele in puncto Staatsverschuldung erreicht worden sind. Mit der Aussicht auf weitere Rezessionen könnten diese Ziele in noch weitere Ferne rücken, so dass eher attraktive Projekte liegenbleiben. Es ist wichtig anzumerken, dass, während die Unterstützung durch Regierungen insbesondere in Europa aufgrund der Schuldenkrise eingeschränkt ist, dieser Mangel an Investitionen Möglichkeiten für flexible und schnelle Investoren schafft, wenn mehr gute Projekte zur Verfügung stehen.

Eine langfristige Projektfinanzierung ist immer noch verfügbar, und trotz steigender Margen ist sie dank fallender Swap-Sätze immer noch bezahlbar. Es sind immer noch eine ganze Reihe Geldgeber aktiv im gesamten Umwelt-Infrastruktur-Sektor, aber die schiere Menge des benötigten Kapitals und die andauernde angespannte Liquidität sowohl auf dem Projektfinanzierungsmarkt als auch bei vielen Versorgungsunternehmen und anderen Geldgebern weisen auf einen steigenden Bedarf an neuen Geldquellen hin. Die hohe Liquidität im strukturierten Finanzierungsmarkt und den institutionellen Kapitalmärkten scheinen eine naheliegende Lösung darzustellen, jedoch gibt es Hinweise darauf, dass es einige Zeit dauern wird, bis das institutionelle Kapital unter den geeigneten Strukturen seinen Weg zu den richtigen Angeboten findet und bis sich der strukturierte Kreditmarkt an die Regulierungs- und Länderrisiken gewöhnt.⁵

Akteure aus der Energiebranche, Banken und die Bundesregierung haben bislang das Gros der Projektfinanzierungsbedürfnisse der Solarbranche erfüllt. Doch heute ändert sich die Landschaft. Diese Evolution wird durch zwei Faktoren angetrieben.

Erstens: Die traditionellen Akteure fahren ihre Beteiligung zurück. Durch regulatorische Anforderungen und die europäische Finanzkrise gehemmt, bieten die Banken der Eurozone Kredite mit kürzerer Laufzeit und ein wenig gestiegenen Zinsaufschlägen auf LIBOR an.

In den USA ist ein wichtiges Kreditgarantie-Programm des Department of Energy im Jahr 2011 abgelaufen, so dass weniger preisgünstiges Kapital für Großprojekte zur Verfügung steht.

Zweitens: Dank des anhaltend niedrigen Zinsniveaus zeigen nichttraditionelle Investoren, angezogen durch die Risiko/Rendite-Profile von Solar-PV-Projekten, die auf bewährte Technologie zurückgreifen, steigendes Interesse. Motiviert durch attraktive Renditen und die Beispiele von Chevron und Google fassen US-Konzerne Ausflüge in den Bereich der Steuererleichterungen ins Auge. Pensionskassen und Versicherungen sind bereit zur Beteiligung an Solarprojekten im Zuge der erfolgreichen Anleiheemissionen für ein Solar-Projekt, das einem von Warren Buffett gestützten Versorgungsunternehmen gehört. Im vergangenen Jahr war eine wachsende Anzahl an Gesprächen rund um Finanzierungsvehikel zu verzeichnen, die sich an den Kapitalmärkten bedienen, wie z. B. solargestützte Verbriefung, Master Limited Partnerships und Strukturen, die Immobilienfonds ähneln.

Parallel dazu blühen neue Geschäftsmodelle für den Einsatz von Solarenergie, u. a. Variationen von Drittfinanzierungsstrukturen, die die Kunden von lokalen Systemen profitieren lassen, mit geringen oder keinen Vorlaufkosten. Diese Modelle haben das Potenzial, das Kollektiv der Solarinvestoren wesentlich zu erweitern.

REGIONALE ENTWICKLUNGEN

Philippinen

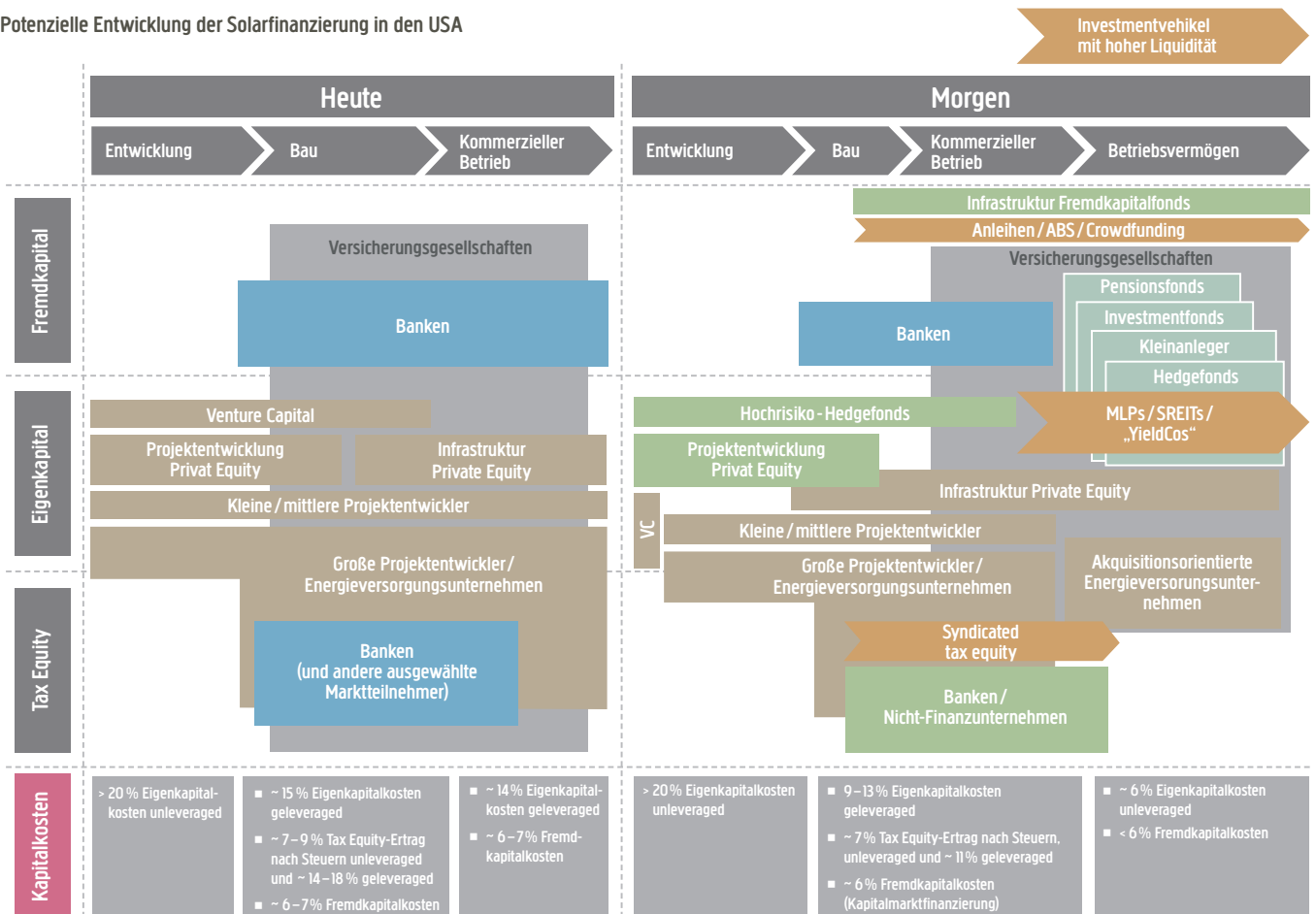
Seit der Einführung des Gesetzes über erneuerbare Energien auf den Philippinen, des, wie es heißt, ersten und umfassendsten Gesetzes zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Asien, sind auf den Philippinen zahlreiche Projekte im Bereich erneuerbare Energien in die Wege geleitet worden. Der Klimawandel und der schwankende Ölpreis treffen die asiatischen Volkswirtschaften mehr denn je, und die Regierungen in Asien und im Rest der Welt treiben die Entwicklung erneuer-

barer Energiequellen voran. Allerdings stellen die europäische Schuldenkrise und die globale Rezession Risiken dar, die die Finanzierungsströme in Richtung tragfähiger Projekte mit erneuerbaren Energien beeinflussen könnten.

Die Philippinen sind in der Region führend, was erneuerbare Energien betrifft; der Anteil der erneuerbaren Energien beträgt hier 38,9 %.

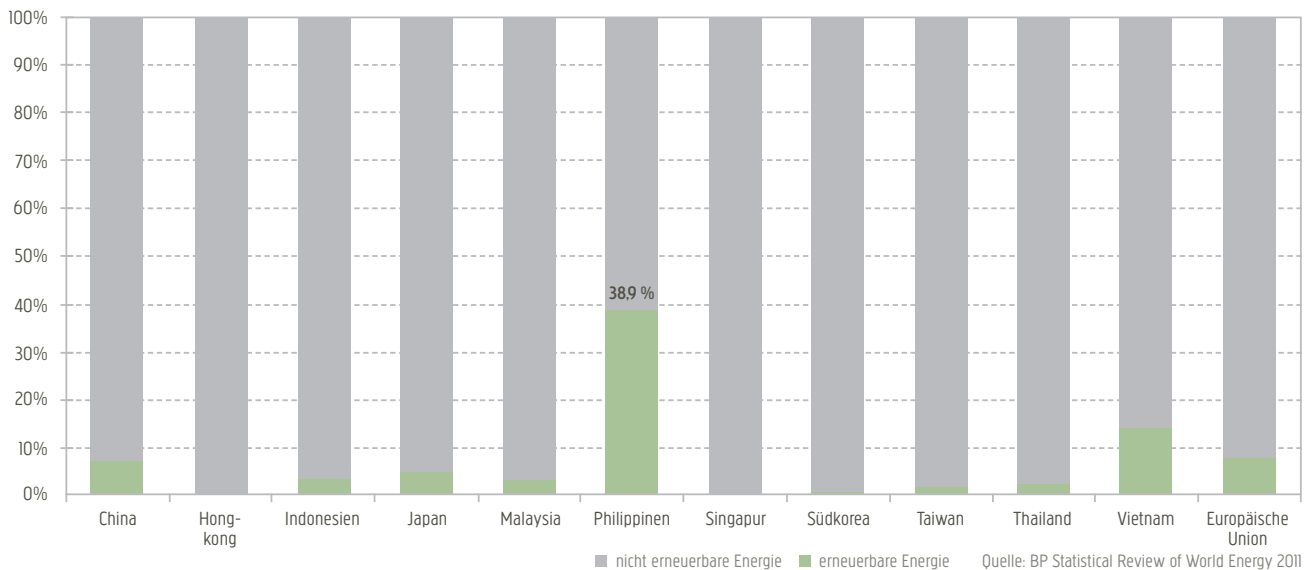
Es gab in letzter Zeit eine Pause, während die Industrie die Finalisierung der Einspeisevergütung durch die Energie-Regulierungskommission erwartet. Die Tarife wurden von der nationalen Kommission für erneuerbare Energien formuliert, von der Regierung gebilligt und Mitte 2011 der Energie-Regulierungskommission vorgelegt. Eine Phase öffentlicher Anhörungen und Einreichungen wurde Ende April abgeschlossen und eine endgültige Entscheidung ist innerhalb von 90 Tagen nach der letzten Einreichung fällig. Die Entscheidung der Energie-Regulierungskommission wird bis Ende Juli 2012 erwartet. Die EE-Branche bleibt in den Philippinen äußerst aktiv, erst kürzlich wurden Pläne für neue Projektentwicklungen verkündet, darunter 10 EE-Anlagen von Team Energy, einem gemeinsamen Projekt der Marubeni Corp und Tokyo Electric Power Corp, und ein 50-MW-Wind-Projekt, das von der Petro Energy Resources Corp angekündigt worden ist. Das Energieministerium hat im Jahr 2012 die Billigung von EE-Projekten beschleunigt, mit dem Ziel, 10 bis 15 Dienstleistungsaufträge pro Monat auszustellen. Im Februar warteten 70 Solar-, 59 Wind-, 28 Biomasse- und 21 Meeresenergieprojekte auf Dienstleistungsaufträge aus einer Gesamtzahl von 222 ausstehenden Anträgen, einschließlich Geothermie-Anlagen. Die Gesamtkapazität der laufenden Antragsverfahren beträgt etwa 6.000 MW. Beim EE-Energiegipfel in Manila im April forderten Entwickler aus der ganzen Welt die Regierung der Philippinen auf, den Einspeisetarif mit hoher Priorität voranzutreiben.

Potenzielle Entwicklung der Solarfinanzierung in den USA



Quelle: Bloomberg New Energy Finance

Anteil erneuerbare Energien am Gesamtenergiemix des Landes



Das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie finanziert eine Initiative zur Förderung von Technologien für erneuerbare Energien als eine mögliche Alternative zur konventionellen Stromerzeugung. Auf den Philippinen konzentrierte man sich anfänglich auf die Solar-PV-Technologie. Im Jahr 2012 ist ein weiterer Schwerpunkt die Biomasse-Technologie, und das Ziel ist, philippinische und deutsche Unternehmen und Behörden dazu zu bringen, deutsch-philippinische Partnerschaften und die Entwicklung von EE-Projekten zu fördern.

USA

Tax Equity soll bei der Finanzierung erneuerbarer Energien nach dem Ablauf des Projektförderungsprogramms American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) Sektion 1603 im Dezember 2011 wieder eine zentrale Rolle einnehmen. Mit dem Ablauf des Förderungsprogramms müssen Entwickler, wenn sie weiteres externes Projekteigenkapital für sich gewinnen wollen, auf Tax Equity zurückgreifen, um die etablierten IRC-Sektionen 45, PTCs und investitionsabhängigen Steuergutschriften (ITCs) zu monetarisieren. Allerdings könnte die Nachfrage nach Tax Equity die herkömmliche Versorgung durch etablierte Tax-Equity-Investoren übersteigen. Greentech Media, ein Medienunternehmen, das sich auf saubere Technologien spezialisiert hat, schätzt die Nachfrage nach Tax Equity auf 7 Mrd. USD (5 Mrd. EUR), verglichen mit einem geschätzten Angebot von ca. 3,4 Mrd. USD (2,6 Mrd. EUR) durch aktuelle Investoren. Dieses Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage könnte zu steigenden Tax-Equity-Renditen führen, was die Entwicklung noch schwieriger macht.⁶

In seiner Rede zur Lage der Nation am 23. Januar 2012 bestätigte Präsident Obama seine Unterstützung für erneuerbare Energien und sagte, er werde „vom Versprechen auf saubere Energie nicht abrücken“. Eine Verpflichtung, im Jahr 2012 die Platzierung von 10 GW erneuerbarer Energie auf öffentlichen Grundstücken zu erlauben, leistet einen wichtigen Beitrag dazu, saubere Energie im nationalen amerikanischen Gewissen zu verankern. Viele Kommentatoren erwarten, dass es Ende des Jahres 2012 eine Erweiterung des Production Tax Credit geben wird. Das sind gute Nachrichten, denn der PTC hat einen wichtigen Beitrag zur Verbreitung erneuerbarer Energien in den USA geleistet. Das Jahr 2011 endete damit, dass Präsident Obama den National Defense Authorization Act für das Fiskaljahr 2012 unterschrieb. Das Gesetz enthält eine Vorschrift, wonach Empfänger des Förderungsprogramms 1603 von der Normalisierung der Geldleistungen des Förderungsprogramms ausgenommen sind, wie es im ITC-Verfahren nötig ist. Die Vorschriften zur Normalisierung der Rechnungslegung verpflichten regulierte Versorgungsunternehmen dazu, die Vorteile des ITC gleichmäßig über die Laufzeit eines Projekts verteilt anzuwenden, wenn sie ihre Stromtarife berechnen. Ausgenommen von dieser Vorschrift sind die Independent Power Producers (IPP) und die unregulierten Versorgungsunternehmen; diese profitieren sofort vom ITC, was ihnen einen Wettbewerbsvorteil verschafft.

Kanada

Ende letzten Jahres bestanden die erneuerbaren Energien in Nordamerika einen wichtigen Test: die Wahlen in der Provinz Ontario im November 2011. Ontarios Politik zugunsten erneuerbarer Energien war ein zentrales politisches Schlachtfeld, und die wichtigste Oppositionspartei versprach, das Gesetz zur Unterstützung erneuerbarer Energien zu widerrufen. Doch die amtierende liberale Partei blieb stärkste Kraft, und ihr fehlte sogar nur ein Sitz zur Kabinettsmehrheit – ein positives Zeichen für die Branche. Gleichzeitig wurde gemeldet, dass die gesamten Investitionen in erneuerbare Energien in Ontario Ende 2011 mehr als 20 Mrd. CAD (15 Mrd. EUR) betragen, während die Provinz die Branche weiterhin stark unterstützt durch Programme wie den Ontario Emerging Technologies Fund und den Ontario Power Technology Development Authority Fund.

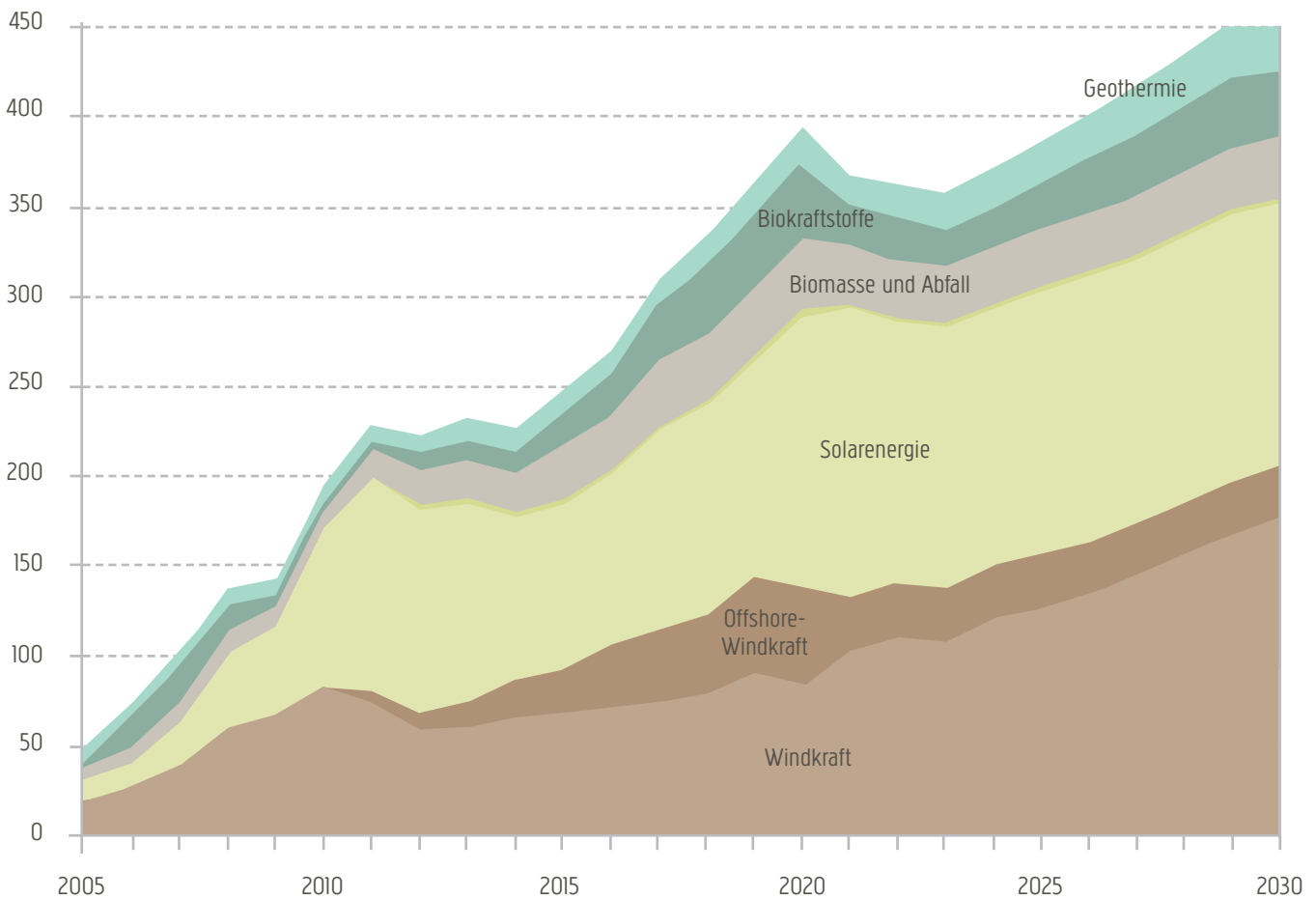
Im Dezember 2011 kündigte Ontarios Energieminister die geplante zweijährige Überprüfung von Ontarios Einspeisungsvergütungsprogramm an. Die Überprüfung des zwei Jahre alten Programms wird die Regeln und Preisfindungen des Programms untersuchen und wurde von der Branche der erneuerbaren Energie anerkannt, um langfristig eine nachhaltige Zukunft zu sichern.⁷

TECHNISCHE ENTWICKLUNGEN

Technologiekosten sinken

Nach 2020 werden eine ehrgeizigere Energiepolitik und zugleich viel niedrigere Stückkosten der Erneuerbare-Energien-Technologien deren Einsatz weiter vorantreiben. Obwohl in den 10 Jahren bis 2030 die Investitionen in erneuerbare Energien weltweit um eher bescheidene 2,5 % pro Jahr steigen werden, verdeckt dies einen sehr bedeutsamen Anstieg im Bereich Entwicklung, während die Technologiekosten sinken. Die Vorteile von Kostensenkungen werden im Laufe der Zeit vor allem die Solarbranche betreffen, wo man erwartet, dass die Stückkosten in den nächsten 20 Jahren um 60 % sinken werden. Dies wird den Einsatz von Solartechnologie auf der ganzen Welt beleben, aber es wird gleichzeitig bedeuten, dass weniger Kapital dafür benötigt wird, um dieselbe Leistung zu erzeugen. Die jährlichen Investitionen in Solarenergieanlagen werden von 86 Mrd. USD im Jahr 2010 auf 150 Mrd. USD im Jahr 2020 steigen und dann zwischen 2020 und 2030 konstant bei 150 Mrd. USD pro Jahr bleiben. Der Windkraftsektor wird in etwa dem Solarsektor entsprechen und sich von 71 Mrd. USD im Jahr 2010 auf 140 Mrd. USD im Jahr 2020 und 82 Mrd. USD im Jahr 2030 entwickeln. Die Bioenergiebranche wird ebenso wiederbelebt werden mit der Kommerzialisierung von Technologien der zweiten Generation und globalen Lieferketten, die im Zuge des Transports von Biomasse-Brennstoffen entstehen. Investitionen in Biokraftstoffe, Biomasse und Energiegewinnung aus Abfall sollen von 14 Mrd. USD im Jahr 2010 auf 80 Mrd. USD im Jahr 2020 steigen und dann für die folgenden zehn Jahre auf diesem Niveau verharren.⁸

Jährlicher Wert der installierten Erneuerbare-Energien-Kapazitäten nach Technologiesektor, 2005–2030 (in Mrd. USD)



Quelle: Bloomberg New Energy Finance

Solarenergie

2011 waren bei der Bereitstellung von Projekten im Bereich saubere Energie Rekordzahlen zu verzeichnen – vor allem im Solarsektor. Nie dagewesene 27,7 GW PV wurden im Jahr 2011 weltweit installiert, gegenüber 16,6 GW im Jahr zuvor. Mehrere neue Anlagen wurden in den USA entwickelt, darunter eine 1 Mrd. USD (800 Mio. EUR) teure Solaranlage in Boulder City, Nevada, die 300 MW liefert. Die Korea Midland Power Co. und die Posco Engineering Co. gewannen die Auktion für das Projekt und werden verantwortlich für Bau und Betrieb sein; das Kraftwerk wird voraussichtlich ab Dezember 2014 Strom liefern. Die USA werden voraussichtlich bis einschließlich 2013 einer der weltweit größten Solarmärkte bleiben, da billige Solarzellen in Verbindung mit starken staatlichen Quoten zur Nutzung Erneuerbarer-Energien-Quellen das Marktwachstum ankurbeln.

Die Solarindustrie in den USA wurde im Jahr 2011 mit mehr als 1 GW zusätzlichen Kapazitäten weiter ausgebaut, zum ersten Mal in der Geschichte der Branche; große Freiflächenanlagen gaben hier den Ton an. Kalifornien festigte seine Vorreiterstellung als Bundesstaat mit den meisten Solaranlagen; hier wurden im Laufe des Jahres über 500 MW zusätzlich aufgestellt, während New Mexico es allein im 3. Quartal auf etwa 60 MW brachte. New Jersey machte 2011 einen wichtigen Schritt nach vorn im Bereich Dachanlagen, auch wenn es Hinweise darauf gibt, dass der als Ergebnis des Förderungsprogramms überflutete Markt der Solar Renewable Energy Certificates (SREC) weiterhin die Preise drücken wird (die seit 2010 bereits um rund 60 % gefallen sind), was die Aussichten für die nähere Zukunft dämpft. Eine zweite Freiflächenanlage mit 300 MW, die auf einem öffentlichen Gelände in Arizona gebaut werden soll, wurde ebenfalls vom US-Innenministerium zugelassen. Recurrent Energy, ein in San Francisco ansässiger Solar-Projektentwickler, der zur Sharp Corp. gehört, erhielt einen vier Jahre laufenden verlängerungsfähigen Kredit in Höhe von 250 Mio. CAD (189 Mio. EUR) von der Mizuho Financial Group Inc., um den Bau von 20 Solar-PV-Projekten in

Ontario zu finanzieren. Die Projekte werden im Rahmen des Einspeisungsvergütungsprogramms der Provinz entwickelt und haben eine Kapazität von bis zu 200 MW.

Die Kosten für Solaranlagen sind seit Anfang 2011 um mehr als die Hälfte gesunken, das bedeutet, dass sich echte Netzparität abzeichnet und es nicht mehr nötig ist, sich auf Einspeisevergütungen zu verlassen. Westliche Solarmodul-Hersteller sehen sich verstärkter Konkurrenz aus Ländern wie China und Korea ausgesetzt. Dies hat zu einer ständigen Verringerung der Kosten von Modulen und einer damit verbundenen Steigerung der Attraktivität von Investitionen in PV geführt. Es wird erwartet, dass eine natürliche Konsolidierung der modulproduzierenden Industrie zu einer weiteren Senkung der Modulkosten führt.

Windenergie

Nach Präsident Obamas Rede zur Lage der Nation legten die USA insgesamt im Windenergie-Index um einen Punkt zu, dank eines gewachsenen Vertrauens in die Fortsetzung des Production Tax Credit für Windenergie. Im Zuge leicht zugänglicher Finanzierung wurde im Quartal eine Reihe von neuen Projekten angekündigt, darunter ein Darlehen zum Bau eines 189-MW-Windparks in Montana in Höhe von 320 Mio. USD (247 Mio. EUR). Kanada bleibt auf dem sechsten Platz mit einer Steigerung um einen Punkt im Windenergie-Index, da 707 Mio. CAD (535 Mio. EUR) von der KfW-Bank für die Finanzierung einer 272-MW-Anlage zugesagt wurden, die 2013 den Betrieb aufnehmen soll. Die Top 10 bleiben relativ unverändert – abgesehen von Brasilien, das auf Platz 13 zurückgefallen ist, nachdem die dortige Parlamentskommission für Bergbau und Energie einen Gesetzesentwurf zurückwies, der Stromversorger dazu zwingen sollte, in Windkraftanlagen erzeugte Energie zu kaufen, wobei jeder von diesen mindestens 250 MW/Jahr hätte abnehmen müssen. Und das, obwohl die staatliche brasilianische

Entwicklungsbank (BNDES) 985 Mio. USD (761 Mio. EUR) zur Finanzierung eines 629-MW-Projekts in Rio Grande do Norte im Osten des Landes in Aussicht stellte. Irland fiel um einen Platz zurück, da die jüngsten Pläne der Regierung, eine Einspeisungsvergütung für Offshore-Windenergie einzuführen, im Januar 2012 aufgegeben wurden, denn sie galten als zu teuer für den Endverbraucher. In Rumänien begann die Monsson-Gruppe, ein privates Windenergie-Unternehmen, mit dem Bau eines 150-MW-Windparks im Wert von 317 Mio. USD (245 Mio. EUR). Dadurch ist das osteuropäische Land auf der Rangliste vier Plätze nach oben geklettert, auf Platz 10 neben Polen und Irland. Das Engagement der Regierung Südkoreas für saubere Energie, mit geplanten Investitionen in erneuerbare Energien in Höhe von 31 Mrd. USD (24 Mrd. EUR), u.a. mit einem Zuwachs an Offshore-Windenergie von 2,5 GW bis zum Jahr 2020, hat für einen Sprung auf Platz 16 in den Indizes gesorgt. Südkorea überholt somit Spanien, wo die kürzliche Streichung aller Prämien für Neubauten im Bereich erneuerbare Energie Investoren im Land weiter verunsichert. Südafrika steigt auf und teilt sich den 19. Platz, während die erste Runde seines 12 Mrd. USD (9 Mrd. EUR) schweren Programms für erneuerbare Energien in Gang kommt (siehe den Länderschwerpunkt-Artikel für weitere Informationen). Etwa die Hälfte der Gebote in der ersten Ausschreibungsrunde galt Windkraftprojekten.⁹

Bioenergie

Biokraftstoffe – so wird die zweite Wachstumsphase der Cleantech-Ära angetrieben
Weiterentwickelte Biokraftstoffe machen derzeit weniger als 0,1% des 1,5 Billionen USD schweren Treibstoffmarkts aus. Wir glauben jedoch, dass der Anteil im Laufe des kommenden Jahrzehnts rasch wachsen wird, dank einer Kombination aus vorteilhaften politischen Maßnahmen, technologischem Fortschritt und einer fortschreitenden Kostensenkung. Angenommen, die Biokraftstoff-Industrie bereitet sich vor, um die Vorgaben der US-Politik zu erfüllen, könnte das Volumen weiterentwickelter Biokraftstoffe von einer derzeit relativ geringen Menge auf 21 Mrd. Liter im Jahr 2015 anwachsen und bis 2022 weiter auf 79,5 Mrd. Liter. Weltweit werden Biokraftstoffe bis 2022 in Höhe von fast 227 Mrd. Liter durch gesetzgeberische Maßnahmen unterstützt. Die Nachfrage nach weiterentwickelten Biokraftstoffen könnte die jährlichen Mindestanforderungen zur Beimischung gemäß Renewable Fuel Standard übersteigen. Wir glauben, dass fortschrittliche Biokraftstoffe besser skalierbar und kostengünstig sind und das Potenzial haben, in einem viel schnelleren Tempo zu wachsen, da die Infrastruktur bereits vorhanden ist. Wir glauben, dass sich die meisten der Biokraftstoff-Unternehmen immer noch in den frühen Phasen eines Kostenreduzierungsprozesses befinden und dass die momentanen Schätzungen nicht annähernd dem technologischen Fortschritt gerecht werden, der bei mehreren dieser Unternehmen höchstwahrscheinlich stattfinden wird. Wir favorisieren Unternehmen mit soliden Geschäftsstrategien, starken technologischen Vorteilen, Zugang zu Rohstoffen, einer robusten Markteinführungsstrategie und geringer Kapitalintensität.

Vier Hauptgründe für einen positiven Blick auf den Sektor

1. Einzelne Biokraftstoff-Unternehmen sind im Zuge des aktuellen Ölpreises bereits wettbewerbsfähig: Das häufigste Problem bei erneuerbaren Energien ist, dass viele dieser Lösungen preislich nicht mit dem Wettbewerb mithalten können. Das mag bei den meisten Teilsektoren der Fall sein, aber nicht bei einigen Unternehmen im Bereich der Biokraftstoffe. Einige Firmen sind bereits in der Lage, Biokraftstoffe mit Produktionskosten von nur 0,66 USD/Liter herzustellen. Angenommen, sie erreichen ihre Ziele, könnten die Produktionskosten noch weiter sinken, bis auf etwa 0,40 USD/Liter. So könnten mehrere dieser Technologien wettbewerbsfähig bleiben, selbst wenn der Ölpreis wieder deutlich vom aktuellen Niveau sinken sollte. Wir glauben, dass diese Wettbewerbsfähigkeit bei den Kosten das allgemeine Risikoprofil von Biokraftstoffen im Vergleich zu anderen Cleantech-Teilsektoren verbessert (kein Einführungs-/Margenrisiko, nur Scale-up-Risiko).

2. Diesen Unternehmen bieten sich große Marktchancen: Allein innerhalb der USA sollte das Mandat für erneuerbare Kraftstoffe, das die Volumenziele für Biokraftstoff festsetzt, bis 2022 Marktchancen von 40 – 60 Mrd. USD bringen. Wenn wir die globalen politischen Ziele hinzufügen, könnten die Absatzmöglichkeiten von Biokraftstoffen bis zum Jahr 2020 sogar mehr als 250 Milliarden USD erreichen. Die meisten Cleantech-Teilsektoren fassen große adressierbare Märkte ins Auge, aber nur wenige Sektoren wie Biokraftstoffe und Erdgas haben gleich großes jährliches Transportpotenzial. Während Sektoren wie Solarenergie, Erdwärme und Windkraft „Kapitalkosten“-Investitionen sind, sind Biokraftstoffe und Erdgas „konsumierbare“ Investitionen, was wiederum bedeutet, dass kürzere Einführungszeiten möglich sind, wenn Kostenparität erreicht ist.
3. Der politische Ausblick sollte sich mit wachsendem Markt verbessern – KGVs sollten sich ebenfalls verbessern: Anders als im Falle der Solarenergie, wo die steigenden Volumina zu negativen Reaktionen geführt haben, erwarten wir, dass die erfolgreichen Scale-ups positive politische Reaktionen zur Folge haben. Politische Zielsetzungen in den USA im Bereich weiterentwickelter Biokraftstoffe sind kürzlich heruntergefahren worden, nicht wegen Kostenfragen, sondern weil die Industrie es nicht vermochte, den Maßstab der Technologie festzulegen. Wir glauben, dass dies bei vielen der Lösungen, die derzeit auf dem Markt sind, nicht länger der Fall ist.
4. Konkurrenz aus China stellt nur eine geringe bis nicht existente Bedrohung dar. Dies birgt aus unserer Sicht Potenzial für ein weitaus rationales Wettbewerbsumfeld: Die Investoren in der Wind- und Solarbranche sind an aggressiven Wettbewerbsdruck durch chinesische Unternehmen gewöhnt. Selbst innerhalb des EV-/Batteriesektors bleibt der Wettbewerb aus Japan/Korea signifikant. Bei Biokraftstoffen sehen wir bislang keinen solchen Wettbewerbsdruck aus Niedriglohnländern. Die meisten Biokraftstoff-Unternehmen investieren auch im Inland, da die Kostenreduktion eher aus der Ausbeutesteigerung und Verfügbarkeit von Rohstoffen folgt als aus der Nähe zu Regionen mit kostengünstiger Fertigung. Fehlender Wettbewerb aus China hat aus unserer Sicht eine signifikant positive Wirkung, da die Biokraftstoffindustrie so weiterhin mit relativ hohen Margen operieren kann und die Bedenken von Investoren zerstreuen kann, die sich Sorgen über eine mögliche Bedrohung im Wettbewerb machen, wie er sich in anderen Teilsektoren offenbart.¹⁰

SAIC Inc. und Carlyle Group LP, eine Vermögensverwaltungsgesellschaft, stellen der Enova Energy Group 225 Mio. USD (174 Mio. EUR) Kapital für den Bau der Biomasseanlage in Plainfield, Connecticut, zur Verfügung. Das Projekt wird voraussichtlich bis Ende 2013 fertiggestellt werden und seinen Strom an die Connecticut Light & Power Unit der Northeast Utilities in Connecticut liefern, mit einem Strombezugsvertrag über 15 Jahre. Im Rahmen der ROC-Kapitalrenditenüberprüfung der schottischen Regierung werden effiziente Biomasse-Projekte 1,5 ROC verdienen, während es bis 2015 für diejenigen, die auch Wärme produzieren, zusätzlich 0,5 ROC geben wird. Die Banco Santander SA hat von Carron Energy Ltd. eine 50-prozentige Beteiligung an Nevis Power erworben. Nevis Power entwickelt eine 190 Mio. GBP (227 Mio. EUR) teure 47-MW-Biomasseanlage in Süd-wales. Das Projekt befindet sich bereits in der Planungsphase, und man wird mit Santander zusammen die Finanzierung abschließen. Lieferanten der Holzverarbeitenden Industrie sind besorgt, dass es in einigen Gebieten von Frankreich infolge der wachsenden Nachfrage nach Biomasse zu Engpässen kommen könnte. Das Ergebnis: Die Lieferanten haben die Regierung gebeten, die staatliche Politik und die finanzielle Unterstützung der Biomasse zu überdenken, um die Nachfrage zu senken und die Holzindustrie zu schützen. Vertreter der Holzindustrie sind besorgt über den Unterschied in der Preisgestaltung zwischen Holz, das für industrielle Zwecke, und Holz, das für Biomassekraftwerke verwendet wird; Letzteres kann einen doppelt so hohen Preis pro Tonne erzielen.¹¹

¹ Capital Market Day Energy, René Umlauf, CEO Renewable Energy, Nürnberg, 29. Juni 2012, S. 7; ² Pressemitteilung vom 29. Februar 2012: www.bosch-solarenergy.com; ³ www.ge.com; ⁴ De Vernejoul, Frankreich – 24. Mai 2012, www.total.com; ⁵ Renewable energy country attractiveness indices, Februar 2012, Ausgabe 32, Ernst & Young, S. 12; ⁶ Renewable energy country attractiveness indices, Februar 2012, Ausgabe 32, Ernst & Young, S. 19; ⁷ Renewable energy country attractiveness indices, Februar 2012, Ausgabe 32, Ernst & Young, S. 23; ⁸ GLOBAL RENEWABLE ENERGY MARKET OUTLOOK, Zusammenfassung; ⁹ Wie der Index funktioniert: siehe Renewable energy country attractiveness indices, Februar 2012, Ausgabe 32, S. 28 und www.ey.com/CAI; ¹⁰ CleanTechnology, Initiating Coverage, Global Market Research, Deutsche Bank, 15. September 2011, S. 29 ff.; ¹¹ Renewable energy country attractiveness indices, Februar 2012, Ausgabe 32, Ernst & Young, S. 19, 21, 22

PORTFOLIOAKTIVITÄTEN/-ENTWICKLUNG

2012

Januar

- 01** Zulassung von San Carlos Biopower für die Teilnahme am Renewable Portfolio Standard durch das Energieministerium der Philippinen und Erteilung eines Biomass Renewable Energy Operating Contract.
- 02** Bestätigung der Registrierung der Ansprüche auf die Barsubvention gemäß Paragraph 1603 des US-Bundesrechts beim US-Finanzministerium für die Con Dios Solar Parks.
- 04** Erhalt der Bestätigung des Energieministeriums der Philippinen, dass sich Central Tarlac Biopower für die staatlichen Einspeisevergütungstarife im Rahmen der Biomasse-Allokation qualifiziert hat.

März

- 04** Erhalt der Bestätigung des Energieministeriums der Philippinen, dass sich South Negros Biopower für die staatlichen Einspeisevergütungstarife im Rahmen der Biomasse-Allokation qualifiziert hat.
- 17** Unterzeichnung einer Vereinbarung mit Wuxi Huaguang Electric Power Engineering Co. über den Bau des Kraftwerks als EPC und der Beteiligung an San Carlos Biopower Inc. durch den Kauf von Aktien im Rahmen der Kapitalerhöhung für die Baufinanzierung in Höhe von 9 Mio. USD. Dies entspricht ca. 30 % des notwendigen Eigenkapitals für die Projektfinanzierung.

April

- 02** Erhöhung des Wachstumsfinanzierungsvolumens bei Fisker Automotive von 300 Mio. USD auf 500 Mio. USD. In diesem Jahr konnten bis April bereits Aktien im Wert von 392,07 Mio. USD bei Privatinvestoren platziert werden. Damit überschreitet das Finanzierungsvolumen erstmals die Grenze von einer Milliarde. Insgesamt hat Fisker Automotive 92 Investoren.
- 03** Premiere des Fisker Atlantic. Am Vorabend der Autoshow in New York enthüllte Fisker Automotive das schnittige, sportliche Elektroauto mit einem Preis von rund 50.000 USD. Preislich deutlich unterhalb des Modells Karma positioniert soll das Modell Atlantic in einer Stückzahl von rund 100.000 Exemplaren pro Jahr gebaut werden.
- 23** Expansion von Fisker Automotive in den Mittleren Osten und Nordafrika. Die exklusive Vertriebsvereinbarung mit der Al-Futtaim Group, einem der größten Autohändler der Region, gibt Fisker Zugang zu den Märkten der Vereinigten Arabischen Emirate, Saudi-Arabien, Katar, Oman, Bahrain und Ägypten.

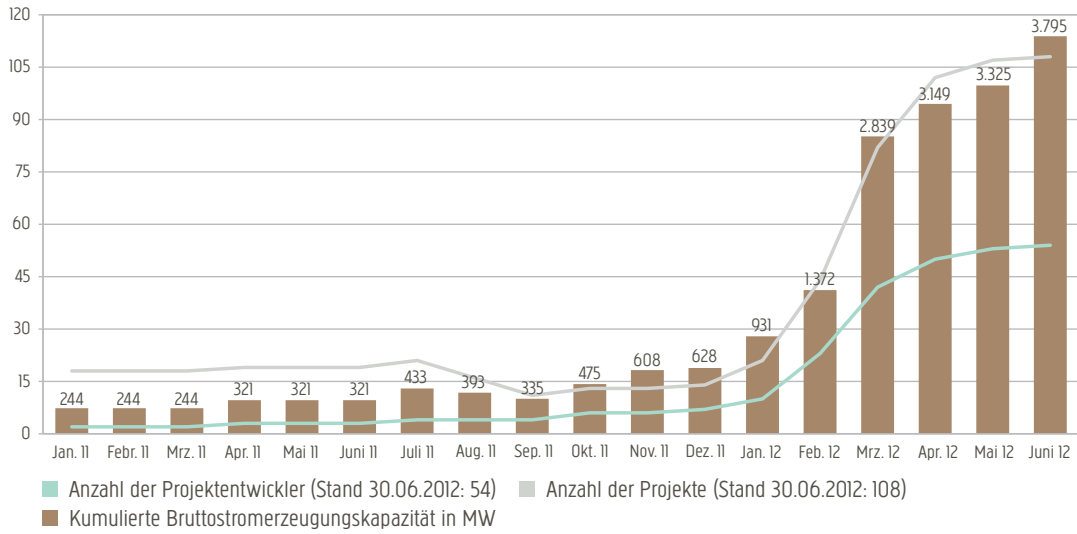
Mai

- 24** Genehmigung des ersten Netzanschlusses für eine 9-MW-Sub-Einheit (Cluster 3) des Con Dios Solar Park durch Southern California Edison („SCE“). SCE bestätigt, dass die Sub-Einheit den CREST-Anforderungen entspricht und definiert den Zeitplan sowie die Anschlusskosten für die Sub-Einheit.
- 26** Bestätigung des Interesses von Wuxi Huaguang Electric Power Engineering Co. an der Realisierung weiterer Biomassekraftwerksprojekte auf den Philippinen nach dem Vorbild von San Carlos Biopower als EPC und Eigenkapitalinvestor.
- 28** Starkes Wachstum bei Fisker Automotive. Seit Vorstellung bereits mehr als 1.000 Karma-Modelle an Kunden ausgeliefert, in den ersten vier Monaten 2012 über 100 Mio. USD Umsatz und Rekordumsätze in den Niederlanden.

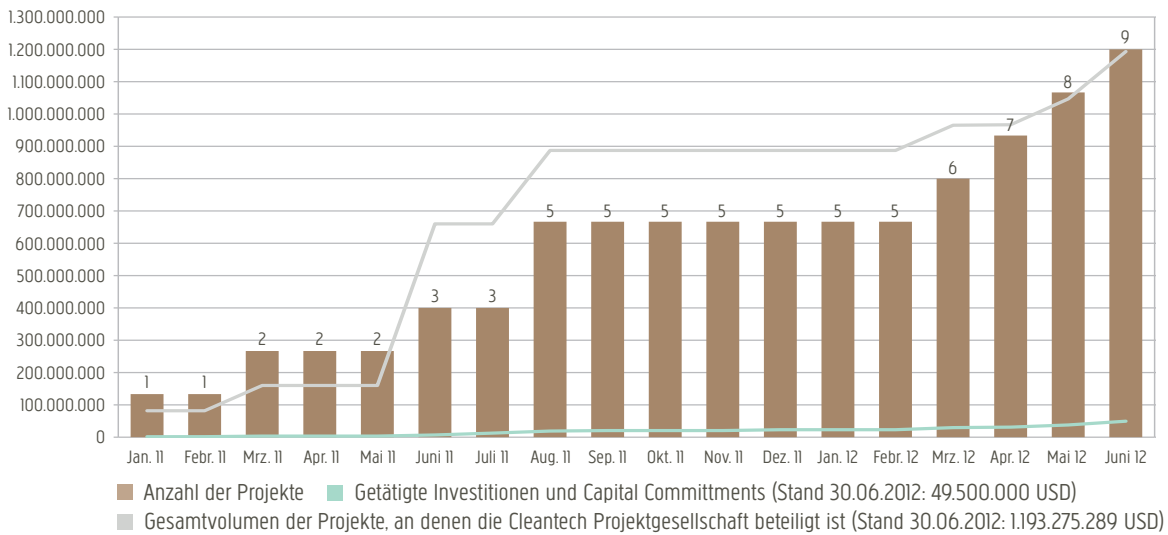
Juni

- 05** Genehmigung des PDD und damit der CO₂-Zertifikate von San Carlos Biopower Inc. durch das Umweltministerium der Philippinen und Erklärung der Zulassungsbilligung gegenüber der UN.
- 12** Bestätigung der prognostizierten Produktionsergebnisse für Maui Bioenergy durch die Betriebsdaten der letzten 8 Monate der Rentech Demonstrationsanlage.
- 15** Aktive Verhandlungen mit Starwood Energy Group, New York, USA, über die Entwicklung und Finanzierung weiterer Solarkraft-, Windkraft- und Biomasseprojekte in Nordamerika, basierend auf dem gemeinsamen Erfolg von Solar Sault Ste Marie I–III, der drittgrößten Photovoltaikanlage weltweit in Ontario, Kanada.

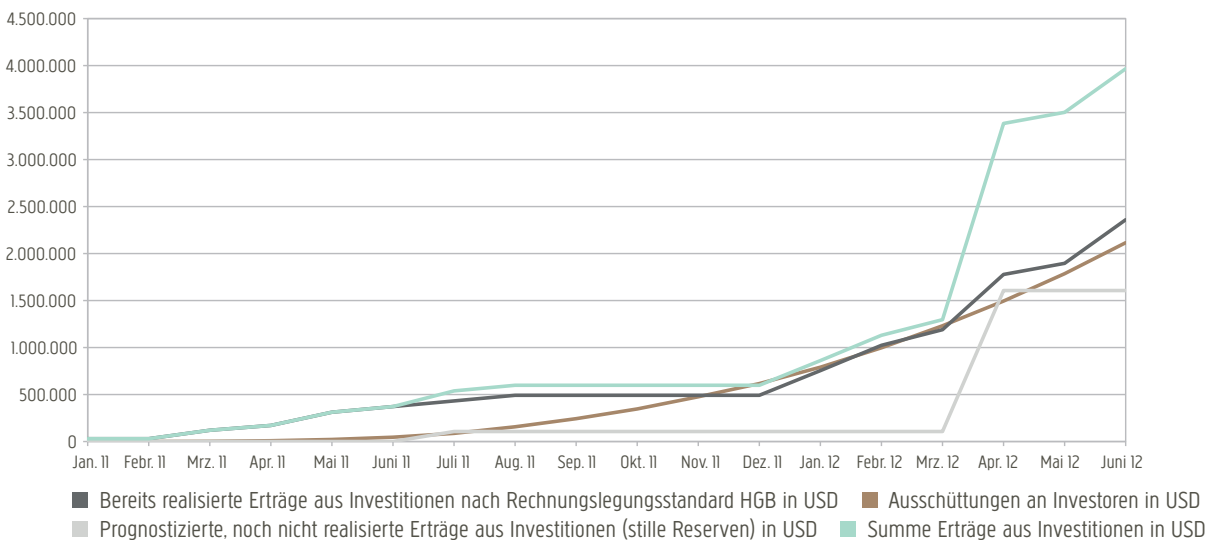
ENTWICKLUNG DER GLOBALEN PROJEKTPEILINE



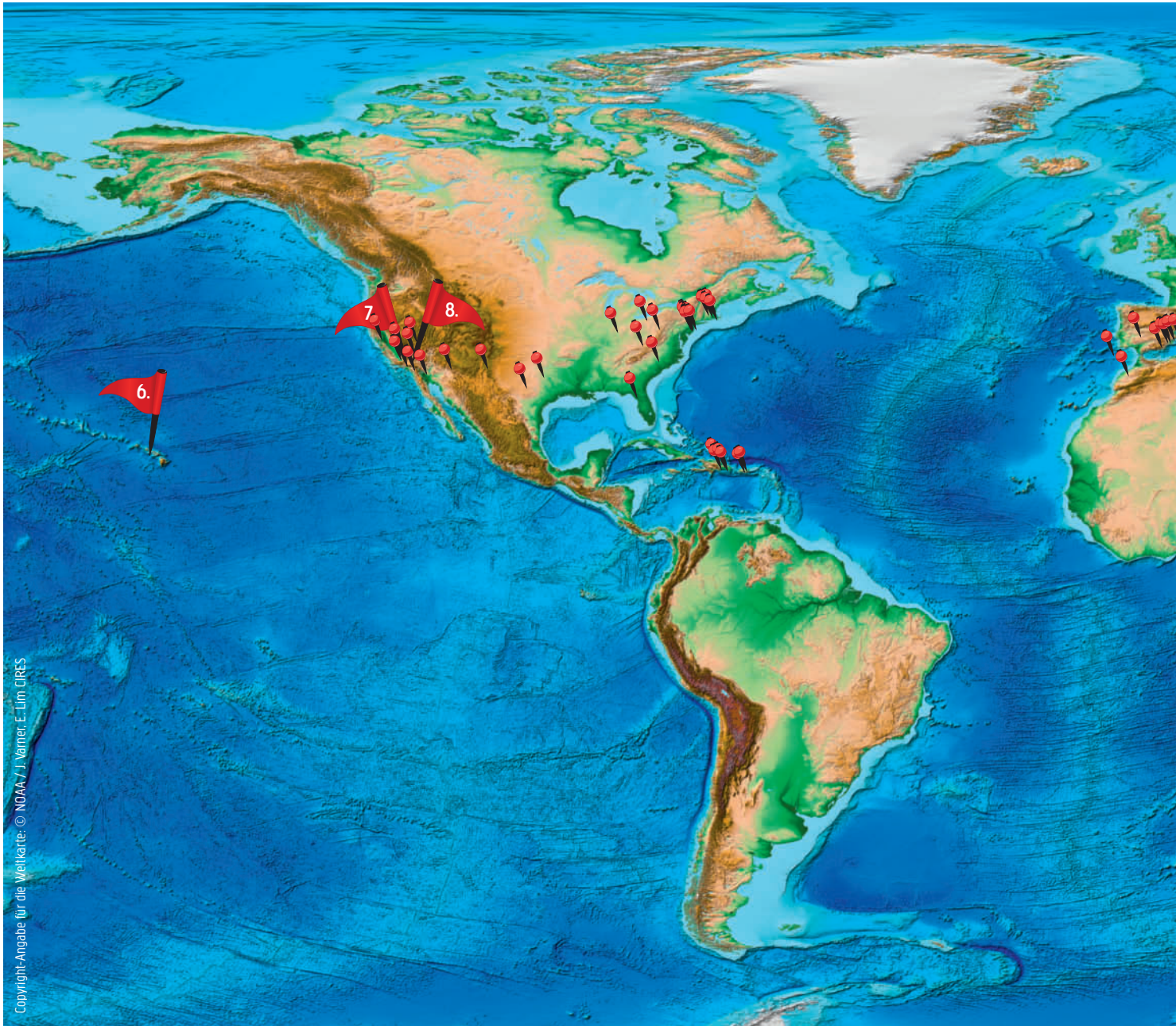
ENTWICKLUNG DER INVESTITIONEN



ENTWICKLUNG DER ERTRÄGE



PROJEKTÜBERSICHT



Copyright-Angabe für die Weltkarte: © NOAA / J. Varner, E. Lim CIRE5

- 
SAN CARLOS BIOPOWER, San Carlos, Negros, Philippinen
 Mehrstoffbiomassekraftwerk. Leistung: 18 MW. Projektvolumen: 81 Mio. USD
- 
CENTRAL TARLAC BIOPOWER, Tarlac City, Luzon, Philippinen
 Mehrstoffbiomassekraftwerk. Leistung: 18 MW. Projektvolumen: 84 Mio. USD
- 
SOUTH NEGROS BIOPOWER, La Carlota, Negros, Philippinen
 Mehrstoffbiomassekraftwerk. Leistung: 18 MW. Projektvolumen: 78 Mio. USD
- 
CENTRAL NEGROS BIOPOWER, Victorias City, Negros, Philippinen
 Mehrstoffbiomassekraftwerk. Leistung: 18 MW. Projektvolumen 80 Mio. USD



SAN CARLOS NORTH EAST WIND, Balabag Range, Negros, Philippinen
Onshore Windpark. Leistung: 40 MW. Projektvolumen: 65 Mio. USD



MAUI BIOENERGY, Maui, Hawaii, USA
Biodiesel- und -ethanoldestilliererei/Kraftwerk. Leistung: 24 MW, 90 Mio. l Biodiesel p.a. und 120 Mio. l Bioethanol p.a. Projektvolumen: 500 Mio. USD



CON DIOS SOLAR PARK 1–68, San Bernardino, Kalifornien, USA
Photovoltaikpark. Leistung: 102 MW. Projektvolumen: 300 Mio. USD



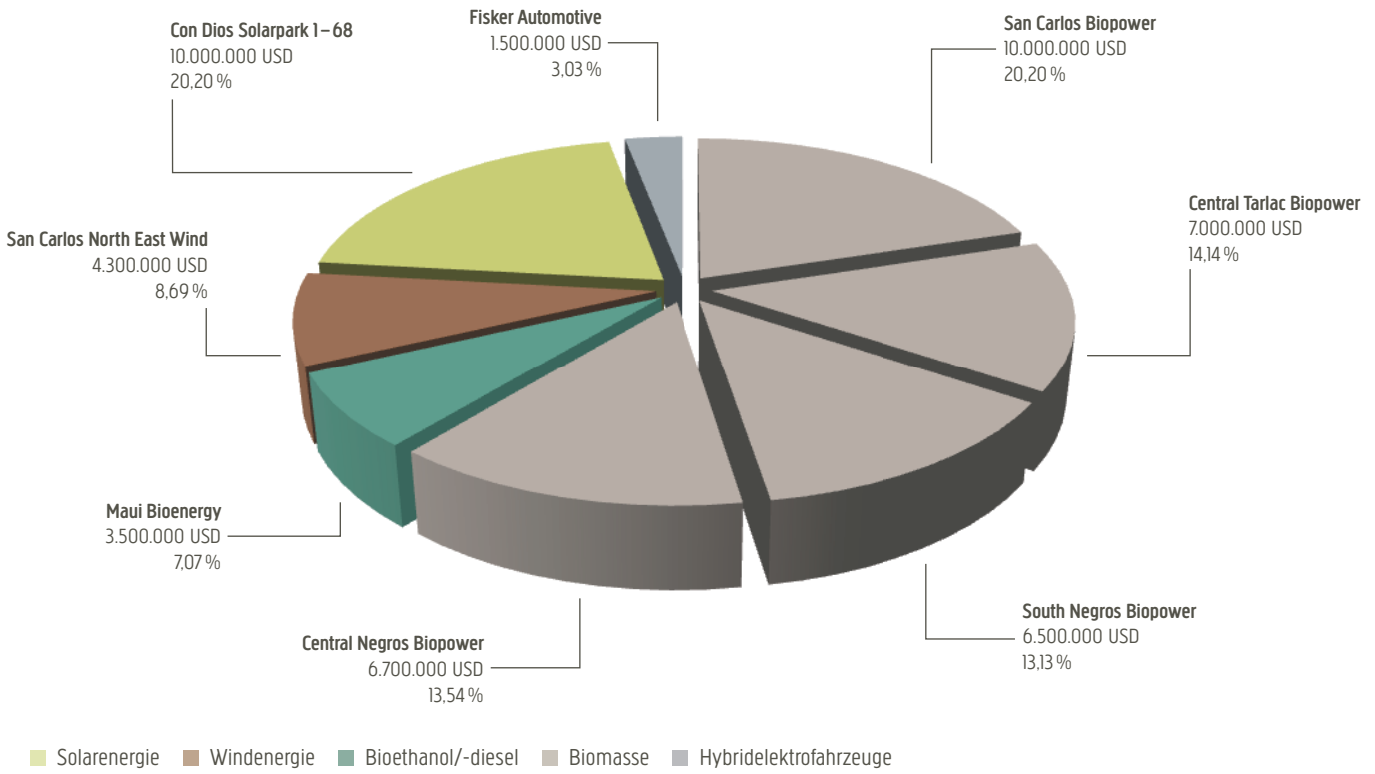
FISKER AUTOMOTIVE, Anaheim, Kalifornien, USA
Automobilhersteller für Hybridelektrofahrzeuge. Projektvolumen 1,2 Mrd. USD



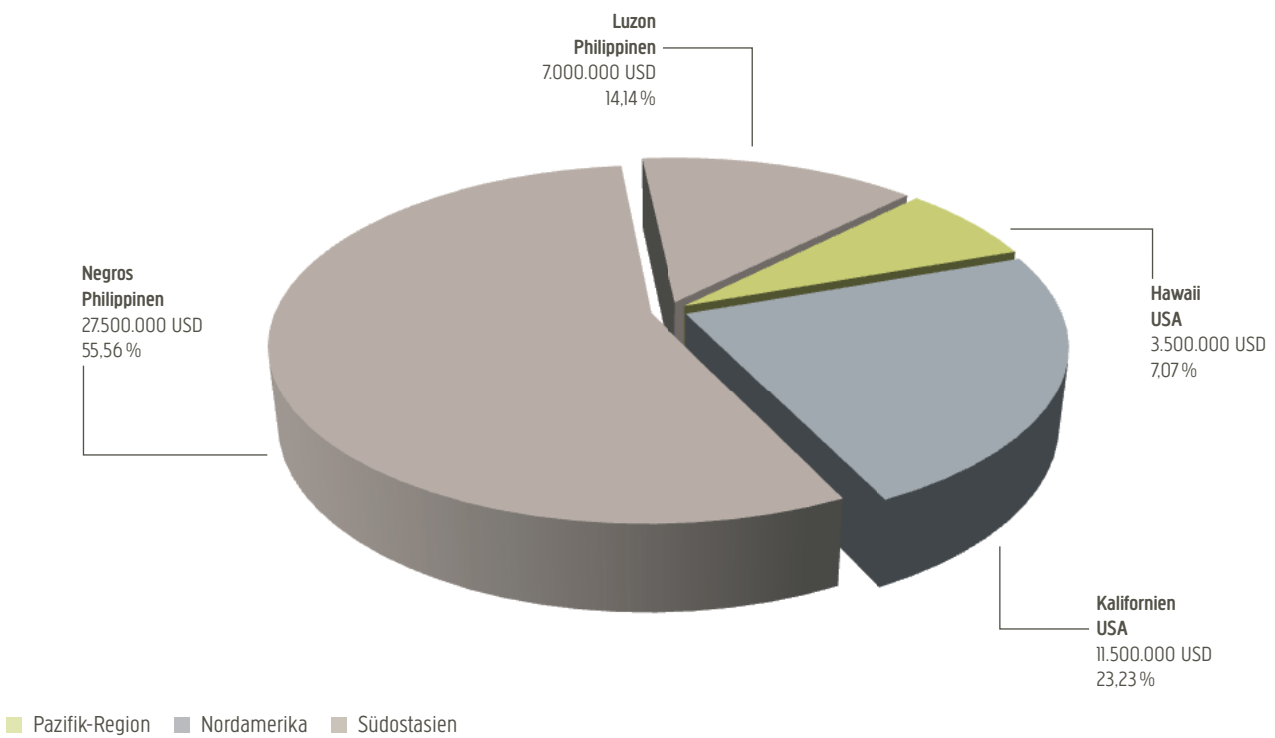
PROJEKTE AUS DER PROJEKTPipeline

PORTFOLIOÜBERSICHT

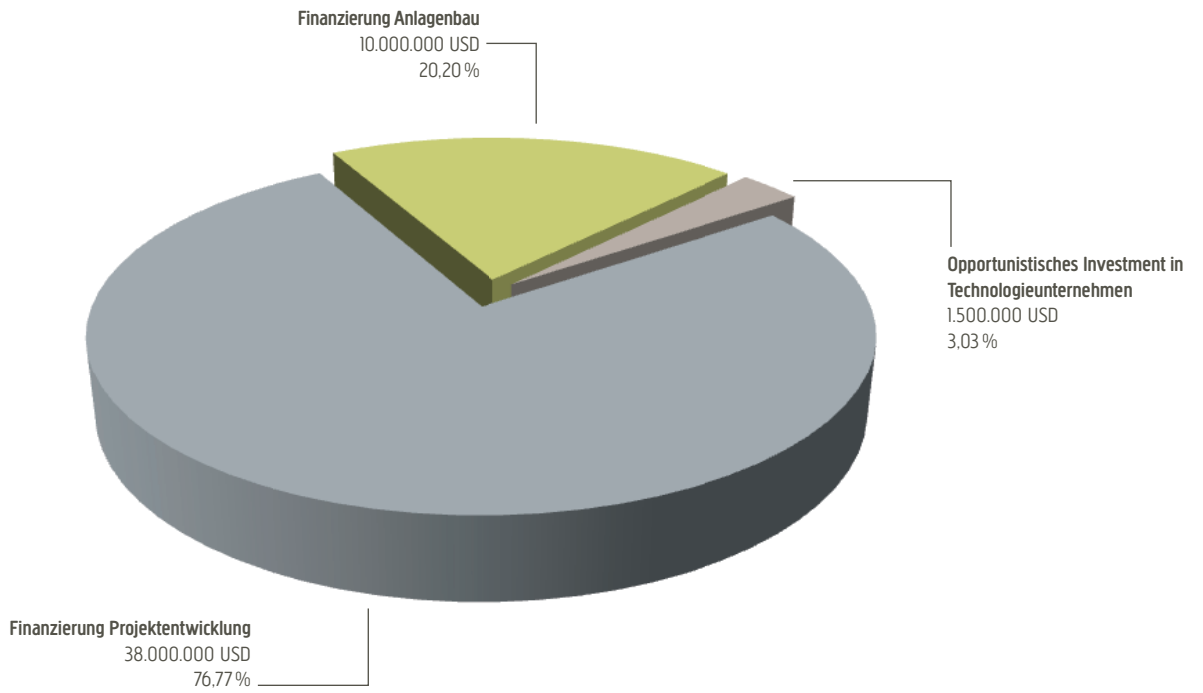
PORTFOLIO AUFGETEILT NACH PROJEKTEN UND TECHNOLOGIEN



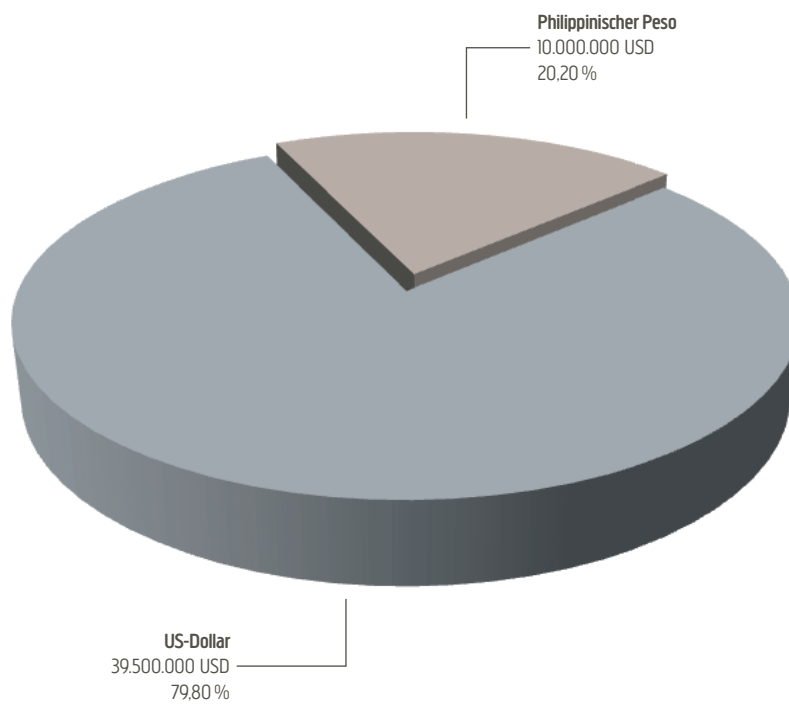
PORTFOLIO AUFGETEILT NACH REGIONEN



PORTFOLIO AUFGETEILT NACH INVESTITIONSART



PORTFOLIO AUFGETEILT NACH WÄHRUNGEN



SAN CARLOS BIOPOWER



TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name der Projektgesellschaft		Zeitpunkt der Investition	
San Carlos Biopower Inc. („SCB“)		Finanzierung Projektentwicklung; ab 1. Quartal 2011 Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb; ab 3. Quartal 2012	
Transaktionsbeschreibung			
Bei SCB handelt es sich um ein 18-MW-Mehrstoffbiomassekraftwerk, das in San Carlos City auf der Insel Negros auf den Philippinen gebaut wird. Das Gesamtfinanzierungsvolumen des Projekts beträgt ca. 80,8 Mio. USD. CTP finanziert die letzte Phase der Projektentwicklung und beteiligt sich als Ankerinvestor eines Equity-Clubs institutioneller Investoren, hierzu gehört u.a. Wuxi Huaguang Electric Power Engineering Co. aus China, an der Finanzierung des Kraftwerksbaus und der Startphase des kommerziellen Betriebs.			
Art und Höhe der Investition		Sicherheiten Finanzierung Projektentwicklung	
Finanzierung Projektentwicklung: 3,2 Mio. USD in erstrangigen, besicherten Order-schuldverschreibungen mit Wandlungsrecht und 10 % Equity Discount. Die Zahlungen erfolgen monatlich mit Projektfortschritt, verteilt über 18 Monate bis Juni 2012, gemäß Entwicklungsbudget. Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb; bis zu 10 Mio. USD in Aktien an SCB inkl. Wandlung der Schuldverschreibungen. Dies entspricht bis zu 45 % des Aktienkapitals von SCB.		Besichert durch ein Pfandrecht an den Aktien von SCB und damit verbunden sämtlichen Vermögensgegenständen und -rechten sowie bereits erteilten und zukünftigen behördlichen Zulassungen, Genehmigungen und Lizenzen von SCB. Hierzu gehören u. a. die Landmietoption, Maschinen u. Fahrzeuge, nach Unterschrift die PPAs sowie bereits erhaltene Finanzierungs- und Investitionszusagen.	
Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Projektentwicklung		Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb	
Interne Kosten des Projektentwicklers	849.502 USD	Projektentwicklungskosten	6.121.000 USD
Behördliche Genehmigungen und Lizenzen	186.014 USD	Land	830.000 USD
Brennstoffversorgung und -logistik	347.493 USD	Baukosten Kraftwerk	49.846.000 USD
Umweltstudien	86.628 USD	Anlaufkosten Betrieb	3.289.000 USD
Engineering	186.279 USD	Sonstige Kraftwerkskosten	6.915.000 USD
Rechtsberatung	113.184 USD	Sicherheitsreserve	2.657.000 USD
Finanzberatung	258.140 USD	Finanzierungskosten	11.144.000 USD
Projektmarketing-, Promotion- und Lobbykosten	612.791 USD	Gesamtprojektkosten	80.802.000 USD
Reise-, Transport- und Verwaltungskosten	425.093 USD	Eigenkapital (29,98 %)	24.223.000 USD
Mehrwertsteuer	152.418 USD	Erstrangiges Fremdkapital (70,02 %)	56.579.000 USD
Transaktionsstatus			
Nach Abschluss der Vertragsverhandlungen mit dem EPC im März wurde das Projektfinanzierungsmodell für die Bau- und Betriebsphase fertiggestellt und die finale Projektdokumentation (PIM) an interessierte Banken und Investoren gesendet. Für das Projekteigenkapital liegen derzeit zwei verbindliche Capital Commitments über 19 Mio. USD und ein unverbindliches Capital Commitment über 6 Mio. USD vor. Darüber hinaus wird mit zwei weiteren Investoren in fortgeschrittenem Stadium über eine Beteiligung an San Carlos Biopower Inc. verhandelt. Hierzu gehören ein großes philippinisches Energieversorgungsunternehmen, das sich für eine Mehrheitsbeteiligung interessiert, und eine internationale Entwicklungsbank, die sich für eine Beteiligung in Höhe von bis zu 20 % interessiert. Für das Projektfremdkapital wird mit einer der fünf größten philippinischen Banken, einem nationalen Bankenconsortium und einem internationalen Bankenconsortium, angeführt von einer führenden Entwicklungsbank, in fortgeschrittenem Stadium verhandelt.			
Prognostizierte Rendite der Investition		Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)	
Finanzierung Projektentwicklung: Die Barrendite basiert auf einem Zinscoupon von 30 % zzgl. einer Verzinsung von 2,5 % pro Monat ab dem 13. Monat und 10 % Equity Discount bei Wandlung in Aktien. IRR: 41,5 % p. a.; Exit Multiple: 1,5x; Barertrag: 4,9 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 3,2 Mio. USD Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb: Die Barrendite basiert auf einer Wertsteigerung der Beteiligung von 100 % auf das investierte Kapital. IRR: 32,5 % p. a.; Exit Multiple: 2,0x Barertrag: 20 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 10 Mio. USD		Finanzierung Projektentwicklung: vollständige Rückzahlung des investierten Kapitals zzgl. Zinsen bei Financial Close durch Wandlung in Aktien. Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb: Verkauf der Beteiligung nach dem ersten vollen Jahr kommerziellen Betriebs an ein Energieversorgungsunternehmen oder einen langfristig orientierten Infrastrukturinvestor.	
Nächste Schritte			
Fertigstellung der Finanzierungsverträge für Eigen- und Fremdkapital, Abschluss der Eigenkapitalzeichnungen, Unterzeichnung der Kreditverträge mit den finanzierenden Banken, Unterzeichnung des EPC-Vertrags und Finalisierung des PPA.			
Prognostizierte Dauer der Investition			
Finanzierung Projektentwicklung: ca. 18 Monate (bis Financial Close) Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb: ca. 2,5 Jahre (12 Monate nach COD)			
Durch einen Verkauf als Teil eines philippinischen Kraftwerkeportfolios zusammen mit den 4 weiteren Projekten auf Negros und Luzon kann sich eine zusätzliche signifikante Wertsteigerung ergeben, da bei Transaktionen von über 100 MW weitere Käufergruppen in Frage kommen, die mit deutlich geringeren Projekteigenkapitalrenditen kalkulieren.			



Luftaufnahme des Projektstandorts von San Carlos Biopower

PROJEKTBSCHREIBUNG

Beginn der Projektentwicklung für das Biomassekraftwerk San Carlos Biopower („SCB“) war 2007. Die Projektgesellschaft San Carlos Biopower Inc. wurde im Juni 2009 gegründet. Bei SCB handelt es sich um ein neues, eigenständiges Grundlastkraftwerk mit einer Bruttostromerzeugungskapazität von 18 Megawatt (MW), das 132 GWh pro Jahr erzeugen und in das Netz Cebu Negros Panay, das Hauptelektrizitätsnetz auf den Visayas, einspeisen wird. SCB wird an das Transco-Netz (das nationale Stromnetz) mit 69 kV angeschlossen, das sich in nur 2,5 km Entfernung befindet (Umspannwerk). Die Stromverkaufsoptionen für SNB beinhalten bilaterale Strombezugsverträge (PPAs) mit lokalen Netzbetreiber- und Energieversorgungsunternehmen oder Unternehmen, die in sog. Wirtschaftsazonen (Economic Zone) angesiedelt sind, den Wholesale Electricity Supply Market (WESM) auf der Visayas-Inselgruppe und nach der Einführung eines nationalen Einspeisevergütungssystems (Feed-in-Tariff) einen Strombezugsvertrag (PPA) mit der National Grid Corporation, basierend auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Das Kraftwerk wird in der Economic Zone San Carlos Ecozone Brgy. Palampas & Punao, San Carlos City, Negros Occidental auf den Philippinen direkt neben der bestehenden Anlage San Carlos Bioenergy gebaut. Die Hauptanlage und die zugehörige Infrastruktur werden auf 20 Hektar Land errichtet. Weitere 5 Hektar sind für die Lagerung von Brennstoffen vorgesehen. SCB wird nach seiner Inbetriebnahme knapp 200.000 Personen mit Strom versorgen. Das Kraftwerk wird in der Region San Carlos während der Bauphase mehr als 1.000 temporäre Arbeitsplätze schaffen und im laufenden Betrieb ca. 550 Mitarbeiter beschäftigen. Darüber hinaus ist SCB Großabnehmer lokal angebaute Biomasse und sichert damit in der Region langfristig die Einkünfte von über 2.000 Bauern in der Landwirtschaft.

Das Kraftwerk ist ein thermisches Mehrstoffbiomassekraftwerk und verwendet langjährig bewährte und kommerziell nutzbare Technologie (Mixed Biomass Fired Circulating Fluidized Bed Boiler Thermal Power Plant). Es besteht aus einer Wärmekraftanlage mit einem Hochdruckbrennstoffkessel (70 te/hr, 98 bar, 540 °C), einer 18-MW-Kondensationsdampfturbine-Generator-Einheit, einer Brauchwasserbehandlungsanlage, einer Anlage zum Transport und der Lagerung von Brennstoffen sowie einer Anlage zur Behandlung und Beseitigung von Abfällen. Durch die Wahl der Kesseltechnologie (Wirbelschicht) ist die Anlage hinsichtlich der verwendbaren Brennstoffe sehr flexibel.

Als Brennstoff für die Anlage werden hauptsächlich Zuckerrohrblätter und -stängel verwendet, die nach der Ernte des Zuckerrohrs als Ernterückstände auf den Feldern verbleiben und nicht zur Zuckerherstellung verwendet werden und Bagasse, die faserigen Überreste, die bei der Zuckerfabrikation als Abfallprodukt nach dem Auspressen des Zuckersaftes aus dem Zuckerrohr übrig bleiben. Zusätzlich werden in geringem Umfang weitere Ernterückstände aus anderen Bereichen der lokalen Landwirtschaft, hierzu gehören u. a. Kokosnussschalen, Reishülsen und Getreidestroh, verwendet. Ergänzt wird diese Basistrebstoffmi-

schung durch die Biomasse von speziell angebaute Energiepflanzen, welche die von lokalen Bauern und Kooperativen im bergigen Hinterland und in Bereichen angebaut werden, welche die sich für die Nahrungsmittelproduktion nicht eignen. Hierzu gehören holzartige Nutzpflanzen wie z. B. Leucania und Eukalyptus (woody energy crops) und grasige Nutzpflanzen wie z. B. Bana Gras, Napier Gras und Arundo Donax (grassy energy crops).

Die Sicherstellung der Brennstoffversorgung wird durch eine vertikal integrierte Brennstoffversorgungskette gewährleistet und basiert auf langfristigen, wirtschaftlich für beide Seiten sehr attraktiven Brennstofflieferverträgen für die Biomasse mit lokalen Bauern, Kooperativen und Plantagenbesitzern. In einem Umkreis von 40 km um SCB herum stehen 1.100.000 Tonnen an als Brennstoff verwertbarer Biomasse zur Verfügung. Dies entspricht dem mehr als siebenfachen des Bedarfs von SCB, der 151.000 Tonnen pro Jahr beträgt.

Zuckerrohrblätter (Hauptbrennstoff mit ca. 65 % – 70 % Anteil am Brennstoffmix): Nach der Zuckerrohrernte müssen die Felder zunächst von den auf den Feldern verbliebenen Zuckerrohrblättern und -stängeln befreit werden, bevor wieder neue Pflanzen für die kommende Erntesaison angebaut werden können. In der Vergangenheit haben die Bauern die Zuckerrohrblätter und -stängel auf den Feldern einfach verbrannt, was zwischenzeitlich gemäß der philippinischen Umweltbestimmungen gesetzlich verboten und unter Strafe gestellt wurde. D. h., Zuckerrohrblätter und -stängel waren bis dato ein reines Ernterückfallprodukt und haben den Bauern kein Geld eingebracht. SCB bietet den Bauern an, ihnen die Zuckerrohrblätter und -stängel abzukufen und auf eigene Kosten und mit eigenem Personal und Geräten auf deren Feldern einzusammeln und abzutransportieren, wodurch für die Bauern der Entsorgungsaufwand entfällt und zusätzliche Einnahmen entstehen. Aus einer Tonne Zuckerrohr werden 140 kg Brennstoff (die Ernterückstände Zuckerrohrblätter und -stängel) gewonnen. Dies entspricht 14 %.

Energiepflanzen (Zusatzbrennstoff mit ca. 25 % – 30 % Anteil am Brennstoffmix): Für Energiepflanzen hält SCB die Pachtrechte der Anbauflächen selbst, wodurch SCB auch für die Auswahl der Saat, die Pflanzung und die Ernte verantwortlich ist.

Kokosnussschalen und Reishülsen (Zusatzbrennstoff mit weniger als 5 % Anteil am Brennstoffmix): Beides entsteht als Abfallprodukt bei der Weiterverarbeitung von Kokosnüssen und Reis nach der Ernte in lokalen Betrieben und hat diesen bisher kein Geld eingebracht, da es keine weitere Verwendung für die Kokosnussschalen und Reishülsen gegeben hat. SCB bietet den Betrieben an, ihnen die Kokosnussschalen und Reishülsen abzukufen und selbst abzuholen. Diese Ernterückfälle müssen somit nicht erst auf den Feldern eingesammelt werden, sondern können direkt von den weiterverarbeitenden Betrieben zentral abgeholt werden.

VERFAHRENSPROZESS FÜR NACHHALTIGE STROMERZEUGUNG AUS VE

1

BRENNSTOFFARTEN



Zuckerrohrblätter/-stängel (Ernteabfälle, die nicht zur Zuckerherstellung verwendet werden und auf den Feldern verbleiben)



Bagasse (faserige Überreste, die nach dem Auspressen des Zuckersaftes aus dem Zuckerrohr als Abfallprodukt übrig bleiben)

2

BRENNSTOFFGEWINNUNG



Ernteabfälle, die nach der Zuckerrohrernte auf den Feldern verbleiben



Trocknung der Ernteabfälle durch Auslegen in Schwaden auf den Feldern

3

ENERGIEERZEUGUNG



Aufbereitung des Brennstoffs für die Verfeuerung



Verfeuerung des Brennstoffs im Hochdruckbrennstoffkessel

RANTWORTUNGSVOLLER BIOMASSE BEI THOMASLLOYD-PROJEKTEN



Weitere Ernterückstände aus anderen Bereichen der lokalen Landwirtschaft, die als Abfallprodukt bei der Weiterverarbeitung entstehen. Hierzu gehören u. a. Kokosnussschalen, Reishülsen und Getreidestroh sowie speziell angebaute Energiepflanzen, die sich für die Nahrungsmittelproduktion nicht eignen.



Einsammeln der Ernterückfälle auf den Feldern



Verladung der Ernterückfälle auf LKWs



Transport der Ernterückfälle mit LKWs ins Kraftwerk



Dampferzeugung durch Erhitzung von Wasser



Stromerzeugung durch Durchleitung von Dampf in Dampfturbine-Generator-Einheit



Einspeisung des produzierten Stroms in das Stromnetz

SCB besitzt die gesamte notwendige landwirtschaftliche Infrastruktur für die Ernte, die Weiterverarbeitung, den Transport und die Lagerung für alle verwendeten Biomassebrennstoffe selbst. Hierzu gehören u. a. 26 Traktoren, 44 Ernte-/Logistikmaschinen und mehr als 85 LKWs. Das Kraftwerk wird pro Jahr ca. 62.000 CO₂-Zertifikate (CERs) erzeugen, die die Einnahmen von SCB erhöhen werden, da sie zu einem Zeitpunkt auf den internationalen CO₂-Markt kommen, bis zu dem sich die Preise für CO₂-Zertifikate durch die steigenden Umweltregulierungen voraussichtlich verdoppeln werden. Die Anlage ist auf eine optimale Energieeffizienz in Bezug auf die verwendeten Brennstoffe ausgelegt und erfüllt die strengen Umweltstandards der Weltbank.

Das Projekt befindet sich in der letzten Entwicklungsphase. SCB hat sein Environmental Compliance Certificate sowie die notwendigen lokalen Genehmigungen und Zulassungen zur Errichtung des Kraftwerks bereits erhalten. Das Projekt wurde durch das Energieministerium der Philippinen für die Teilnahme am Renewable Portfolio Standard zugelassen und erhielt einen Biomass Renewable Energy Operating Contract. Seit Februar laufen die Verhandlungen mit den lokalen Netzbetreiber- und Energieversorgungsunternehmen der Region San Carlos über einen bilateralen langfristigen Stromabnahmevertrag als Alternative zum nationalen Einspeisevergütungsprogramm. Die Projektbeschreibung (PDD) für die CO₂-Zertifikate ist im Mai an die UN gesandt worden. Das Umweltministerium der Philippinen hat das PDD genehmigt und Anfang Juni gegenüber den UN erklärt, dass es die Zulassung billigt.

Mit Lacson & Lacson Insurance Brokers wurde eines der führenden Versicherungsmaklerunternehmen der Philippinen beauftragt, für SCB ein maßgeschneidertes Versicherungspaket inkl. Baukaskoversicherung (Construction All Risk), Versicherung gegen verzögerten Projektbeginn (Delay in Start-up), Haftpflichtversicherung, Transportversicherung (Marine Insurance Package) und weitere übliche Betriebsversicherungen zu erstellen.

Mittlerweile ist der Entwurf des vorläufigen Bauzeitenplans für SCB fertiggestellt. Die Baustelleneinrichtung soll im 4. Quartal 2012 beginnen, rechtzeitig zum Ende der Regenzeit. Die kommerzielle Inbetriebnahme des Kraftwerks erfolgt mit Beginn der Zuckerrohrerntesaison 2014.

PROJEKTSTANDORT

Die Philippinen sind das zweitgrößte Archipel der Welt, bestehen aus über 7.000 einzelnen Inseln und befinden sich im Südchinesischen Meer. Die Region gehört im Moment zu den am stärksten wachsenden Wirtschaftsräumen Asiens. Mit 102 Millionen Einwohnern, einem Bruttoinlandsprodukt von 213 Milliarden USD und einem Wirtschaftswachstum 2011 von 3,72 % sind die Philippinen eines der wenigen Länder weltweit, die von der Rezession, ausgelöst von der Finanz- und Wirtschaftskrise, nicht betroffen waren. Die Philippinen sind ein aufstrebender Wachstumsmarkt mit engen Verbindungen sowohl zu China als auch dem Westen und Mitglied der UN, WTO, APEC und ASEAN. Gemäß Statistik der Weltbank ist die Volkswirtschaft der Philippinen die 46.-größte weltweit. Goldman Sachs prognostiziert, dass die Philippinen im Jahr 2050 auf Platz 14 stehen werden und führt sie in seiner Liste der „Next Eleven Economies“. HSBC prognostiziert, dass die philippinische Wirtschaft 2050 die 16.-größte Wirtschaft der Welt, die fünftgrößte Wirtschaft in Asien und die größte Wirtschaft in der Region Südostasien wird.

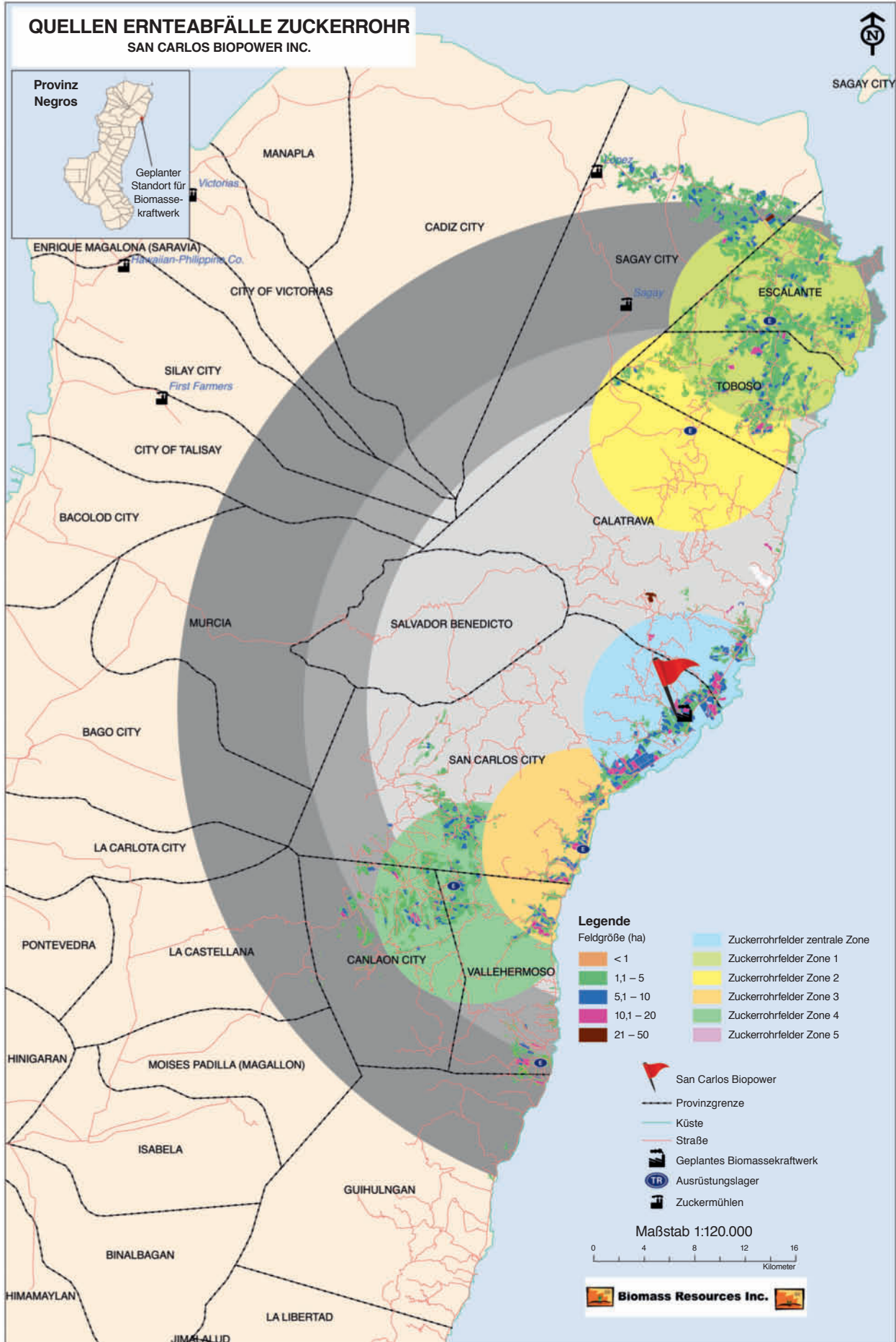
Die Hauptstadt Manila ist die siebtgrößte Stadt der Welt und hat über 25 Millionen Einwohner. Seit 1980 hat sich die Bevölkerung auf den Philippinen von 48 Mio. Einwohnern bis heute mehr als verdoppelt. Prognosen rechnen für die Philippinen bis 2050 mit mehr als 150 Mio. Einwohnern. Das durchschnittliche Bevölkerungsalter beträgt 22,7 Jahre.

Aufgrund der sehr schnell wachsenden Bevölkerung und Industrialisierung verzeichnen die Philippinen einen stark steigenden Energiebedarf. Der Stromverbrauch ist von 1990 bis 2008 um 134 % gestiegen. Prognosen rechnen bis 2017 mit einem Wachstum von 4,6 % p. a. Bereits heute gibt es auf den Philippinen



große Energiekapazitätsengpässe, die sich vor allem auf den Inseln, die sich am Rand der großen Elektrizitätsnetze befinden, zeigen. Der zusätzliche Energiebedarf auf den Philippinen wird bis 2014 auf 4.100 MW und bis 2030 auf 16.550 MW geschätzt. Großflächige Skaleneffekte bei der Stromerzeugung sind unmöglich zu gewährleisten, wenn es darum geht, auf den Strombedarf eines Archipels zu reagieren. Als Folge davon sind die Strompreise in solchen Regionen tendenziell eher hoch. Mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis an Privatkunden von 18,1 US-Cent pro Kilowattstunde haben die Philippinen zwischenzeitlich sogar die bisherige Nummer eins bei Elektrizitätskosten in Asien, Japan (mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis von 17,9 US-Cent pro Kilowattstunde), überholt und haben somit die höchsten Strompreise in ganz Asien.

Da die Philippinen über keine eigenen nennenswerten Öl-, Gas- oder Kohlereserven verfügen und somit in Bezug auf fossile Energieträger zu 100 % von Importen abhängig sind, wurde bereits in den siebziger Jahren mit der Entwicklung alternativer Energiekonzepte im Bereich der erneuerbaren Energien begonnen, um diese Abhängigkeit zu reduzieren. Heute sind die Philippinen mit einem Anteil von 42% an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch des Landes im Bereich erneuerbarer Energien globaler Vorreiter und eines der führenden Länder weltweit. Die Philippinen sind mit 1.874 MW hinter den USA weltweit der zweitgrößte Energieproduzent im Bereich Geothermie, verfügen über eine installierte Wasserkraftkapazität zur Energiegewinnung von über 3.000 MW, sind der größte Windkraftproduzent in Südostasien und besitzen u. a. die größte ans Netz angeschlossene Photovoltaikanlage sämtlicher Schwellenländer.



In den letzten Jahrzehnten wurde der philippinische Energiemarkt immer weiter liberalisiert. Es gibt zwischenzeitlich private, nichtstaatliche Energieerzeuger, eine gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Energieerzeugung und -übertragung und einen geregelten börslichen Elektrizitätsmarkt.

Die Stromengpässe auf den Philippinen haben das Ministerium für Energie im Jahr 2008 dazu veranlasst, einen Entwicklungsplan für den Ausbau der Energieversorgung des Landes bis zum Jahr 2030 aufzustellen, der die kritischen Kapazitätsmängel beseitigen soll. In diesem Entwicklungsplan spielt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Das noch nicht genutzte kommerzielle Potenzial erneuerbarer Energien auf den Philippinen beträgt im Bereich Geothermie über 4.000 MW, im Bereich Windkraft über 2.500 MW, im Bereich Biomasse über 500 MW und im Bereich Wasserkraft über 13.000 MW.

Im Jahr 2008 ist unter Präsidentin Gloria Macapagal Arroyo das Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Act) in Kraft getreten, das in weiten Teilen dem deutschen Gesetz für erneuerbare Energien entspricht. Ziel des Gesetzes ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien durch die staatliche Förderung und Subventionierung privater Investitionen in den Sektor, wodurch insbesondere für ausländische Investoren Rechtssicherheit geschaffen wurde. Das Gesetz sieht u. a. folgende (finanzielle) Fördermechanismen vor: Reduzierung der Investitionskosten in erneuerbare Energien durch diverse Steuervorteile, allgemeine Wettbewerbsvorteile durch gesetzlich vorgeschriebene Mindestquoten für den Anteil erneuerbarer Energien und eine vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ins Stromnetz (Renewable Portfolio Standard), einen gesetzlich definierten Einspeisevergütungstarif unabhängig vom aktuellen Marktpreis (Wholesale Energy Supply Market) und eine garantierte Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien sowie eine weitreichende strukturelle staatliche Unterstützung bei der Projektimplementierung.

Im Jahr 2009 wurde im Rahmen der Gesetzesrichtlinien für erneuerbare Energien das Nationale Programm für erneuerbare Energien verabschiedet (RE Policy Framework – National Renewable Energy Program). Die hierin definierten Ziele lauten: eine Verdreifachung der Energiekapazitäten aus erneuerbaren Energien von derzeit 5.369 MW auf 15.319 MW bis 2030, Entwicklung des Landes zum größten Energieerzeuger im Bereich Geothermie weltweit (zusätzlich 1.495 MW), größter Energieerzeuger im Bereich Windkraft in Südostasien bis 2022 (zusätzlich 2.469 MW), Verdreifachung der Kapazitäten im Bereich Wasserkraft bis 2025 (zusätzlich 5.408 MW), Steigerung der Energieerzeugungskapazitäten im Bereich Bioenergie um 265 MW bis 2015, im Bereich Solar um 284 MW und im Bereich Ozean-/Meeresenergie um 10 MW bis 2030.

Die Insel Negros, Standort von SCB, ist die größte der zu den Philippinen zählenden Visayas-Inseln, die viertgrößte Insel des gesamten Archipels und hat 2,8 Millionen Einwohner. Die Energieversorgung auf Negros basiert bisher weitgehend auf Geothermie, weshalb Negros auch das Zentrum der erneuerbaren Energien auf den Philippinen genannt wird. Der Gouverneur von Negros hat die Insel als „grüne“ Insel proklamiert. Zukünftig sollen 100 % des Energiebedarfs über regional verfügbare erneuerbare Energien abgedeckt werden. Prognosen gehen davon aus, dass das Energiedefizit auf Negros, welches heute bereits zu regelmäßigen Stromausfällen auf der Insel führt, bis 2015 auf über 100 MW anwachsen wird. Vor diesem Hintergrund besteht der dringende Bedarf, weitere lokale Kraftwerke auf der Insel zu bauen, um die langfristige Energieautonomie von Negros zu gewährleisten. Die Insel bietet für Biomassekraftwerke im Allgemeinen sowie für zuckerrohrbasierte Biomassekraftwerke wie SCB im Speziellen optimale Standortvoraussetzungen. Die Insel ist aufgrund ihrer klimatischen Bedingungen ein von der Landwirtschaft dominiertes Gebiet. Unter den Anbaupflanzen auf Negros ist das Zuckerrohr mit einer Jahresproduktion von über 10 Mio. Tonnen, was einem Anteil an der Gesamtzuckerproduktion auf den Philippinen von 50 % entspricht, dominierend. Die Stadt San Carlos blickt auf eine über hundertjährige Geschichte des Zuckerrohranbaus zurück. Die beständigen und reichhaltigen Ernten auf Negros stellen eine konstante Brennstoffversorgung des Kraftwerks sicher. Unter Nutzung sämtlicher auf der Insel zur Verfügung stehenden Biomasseressourcen könnte Negros sogar einen Energieüberschuss produzieren und bis zu 200 MW saubere, erneuerbare Energie aus Biomasse pro Jahr exportieren.



PROJEKTENTWICKLER

Bronzeoak Philippines Inc. („BPH“) wurde 2003 von Zabaleta & Company, einem der großen philippinischen Konglomerate, das in den Bereichen Landentwicklung, Immobilien, Landwirtschaft, Nahrungsmittel und im Energiesektor tätig ist, und Bronzeoak, dem führenden englischen Projektentwickler im Bioenergiesektor gegründet. BPH ist einer der führenden Projektentwickler im Bereich erneuerbarer Energien in Asien und Marktführer im Bereich Bioenergie auf den Philippinen. Das Unternehmen hat seinen Hauptsitz in Manila (Philippinen) und verfügt über Niederlassungen in San Carlos (Philippinen), Sydney (Australien) und Washington, D.C. (USA). Innerhalb der ThomasLloyd Group ist BPH im Rahmen eines gemeinsamen Joint Ventures als exklusiver Projektentwickler für Bioenergieprojekte in der Region Asien/Pazifik zuständig.

BPH hat sich im Bioenergiesektor insbesondere auf die Projektentwicklung, das Projektmanagement und den Betrieb von auf Zuckerrohr basierenden Biomassekraftwerken zur Stromerzeugung und auf integrierte Bioethanoldestillieren, die u. a. Zuckermühlen und Anlagen zur Stromerzeugung beinhalten, spezialisiert. Das Unternehmen deckt über seine Spezialisten, zu denen u. a. Ingenieure und Chemiker verschiedenster technischer und wirtschaftlicher Ausrichtungen gehören, für die o. g. Bereiche die gesamte Projektbandbreite inkl. Entwicklung von und Versorgung mit Biomassetreibstoffen, Brennstofflogistik- und -lagerung, Industrieanlagen, Infrastrukturlösungen sowie die rechtlichen, wirtschaftlichen und finanziellen Aspekte ab.

Durch seinen Gesellschafter Zabaleta & Company kann BPH auf ein über Jahrzehnte gewachsenes weltweites einzigartiges Netzwerk in der Zuckerindustrie zurückgreifen. Dies beinhaltet die Bereiche Wissenschaft, Technologie, Lobbyverbände, Wirtschaft und Politik. Jose Maria T. Zabaleta, der Gründer, Alleingesellschafter und Präsident des Verwaltungsrates von Zabaleta & Company ist seit 50 Jahren in der Zuckerindustrie tätig. Er war COO einer der größten Zuckerplantagen der Philippinen, langjähriger Präsident des Verbands der Zuckermühlenbetreiber, Vorsitzender der jährlichen Branchenkongresse der internationalen Zuckerorganisationen in London und deren Cheflobbyist und leitete in den frühen neunziger Jahren unter dem philippinischen Präsident Aquino die Zuckeraufsichtsbehörde. Jose Maria T. Zabaleta unterhält seit Jahrzehnten zu allen Präsidenten der Philippinen, unabhängig deren parteipolitischer Herkunft, enge Beziehungen und vertritt die Interessen der Zuckerindustrie der Philippinen bei der Gestaltung der zukünftigen Gesetzgebung im Bereich erneuerbare Energien. Er ist heute Vorsitzender des Verwaltungsrates von BPH, Vorsitzender des Biomasse-Verbands der Philippinen, der Vereinigung der Bioethanolproduzenten der Philippinen und Senior Advisor für Bioenergie des Senatsausschusses für Wissenschaft und Technologie.

2003 hat BPH mit der Projektentwicklung der ersten Bioethanoldestilliererei mit KWK-Kraftwerk auf Zuckerrohrbasis in Asien, San Carlos Bioenergy, begonnen, die 2006 abgeschlossen wurde. Nach einer über 2-jährigen Bauphase konnte sie 2009 in Betrieb genommen werden. Die Anlage befindet sich auf der Insel Negros auf den Philippinen und produziert seit Frühjahr 2009 jährlich 42 Millionen Liter Bioethanol und 60 Millionen Kilowattstunden (kWh) sauberen, erneuerbaren Strom.

Seit 2007 arbeitet BPH an der Erweiterung seines Projektportfolios im Bereich erneuerbare Energien, um dem Land das Ziel der energetischen Unabhängigkeit sowie der nachhaltigen Entwicklung zu ermöglichen. Mit SCB werden als zweitem Erneuerbare-Energien-Projekt auf den Philippinen ab 2014 weitere 120 Mio. kWh Elektrizität pro Jahr ins Stromnetz eingespeist werden. Mit Central Tarlac Biopower auf der Insel Luzon und Central Negros Biopower und South Negros Biopower auf der Insel Negros sind drei weitere Kraftwerksprojekte in einer vergleichbaren Größe und mit identischer Technologie in unterschiedlich weit fort-



San Carlos Bioenergy – die erste Bioethanoldestilliererei mit KWK-Kraftwerk auf Zuckerrohrbasis in Asien



Einweihung von San Carlos Bioenergy 2009



Staatspräsidentin Corazon Aquino (11. Präsident der Philippinen) beim Unterzeichnen der Verordnung zur Errichtung der Zuckerregulierungsbehörde mit Herrn Zabaleta als Mitglied des Vorstands



Jahrestagung des philippinischen Zuckertechnologenverbands gemeinsam mit der International Sugar Organization 1994 mit Staatspräsident Fidel V. Ramos (12. Präsident der Philippinen) und Herrn Zabaleta als Organisator



Staatspräsident Joseph Estrada (13. Präsident der Philippinen) zusammen mit Jose Maria Zabaleta Jr. und Juan Xavier Zabaleta bei der Einrichtung der ersten Economic Zone auf den Visayas in San Carlos City



Vorstellung des nationalen Biokraftstoffprogramms mit Staatspräsidentin Gloria Macapagal-Arroyo (14. Präsident der Philippinen) in San Carlos City mit Herrn Zabaleta



Gerardo P. Valmayor, Bürgermeister San Carlos City, Edgardo B. Quisumbing, Vizebürgermeister San Carlos City, Roger Debulgado, langjähriger Bürgermeister San Carlos City (von links)



Archibald Amara, Präsident des Dachverbands der Zuckerindustrie Philippinen (PH); Leon Arceo, Generaldirektor Forschungsinstitut für Zucker PH; V. Francisco Varua, Präsident des Verbands der Zuckermühlbetreiber PH (von links)

geschrittenen Projektentwicklungsphasen. Außerhalb der Philippinen entwickelt BPH weitere nachhaltige Bioenergieprojekte zur Erzeugung sauberer, erneuerbarer Energien auf Hawaii und in anderen Ländern in der Region Asien/Pazifik.

BPH arbeitet seit Jahren eng mit der lokalen Bevölkerung zusammen, um einen lokalen Biomasseversorgungsmarkt zu etablieren und unterhält ausgezeichnete Beziehungen zu den lokalen Bauern, Plantagenbesitzern und den örtlichen und regionalen Behörden. Mit mehr als 3.000 Arbeitsplätzen in der Bioethanoldestilliererei San Carlos Bioenergy und den Biomassekraftwerken San Carlos Biopower, Central Negros Biopower und South Negros Biopower in den Bereichen technisches Personal im Kraftwerk, im Transport der Brennstoffe und in der Landwirtschaft (Biomasseproduktion) zählen die Projekte von BPH bereits heute zu den größten Arbeitgebern der Insel Negros und sind somit ein wichtiger Wirtschaftsfaktor der Insel. Die tiefe Verwurzelung von BPH in der Region Negros spiegelt sich auch in einem großen sozialen Engagement wider. Außerhalb von großzügigen direkten Spenden für wirtschaftlich schwächere oder benachteiligte Personen betreibt und unterstützt BPH gemeinsam mit Zabaleta & Company regionale Schulen und stellt für Kinder und Jugendliche u. a. Freizeitzentren und Sportplätze zur Verfügung. BPH unterstützt darüber hinaus auf den Philippinen diverse lokale und regional tätige Organisationen. Hierzu gehören u. a. die Sugar



Sugar Industry Foundation (Stiftung der Zuckerindustrie)

Industry Foundation, Inc. Die Sugar Industry Foundation ist eine professionelle und nicht-politische Hilfsorganisation, die zahlreiche soziale Projekte initiiert, fördert und fortlaufend unterstützt. Dieses Hilfsprogramm richtet sich an Zuckerrohrarbeiter, ihre Familien und Angehörigen. BPH unterstützt diese Organisation mit einer jährlichen Spende in Höhe von 25 Philippinischen Peso (ca. 40 Cent) pro Tonne verarbeiteten Zuckerrohr (www.sifi.org.ph). Des Weiteren werden die Philippine Sugar Research Institute Foundation, Inc. mit einer jährlichen Spende in Höhe von 4 Philippinischen Peso (ca. 6 Cent) pro Tonne Zuckerrohr unterstützt, eine vom privaten Sektor getragene Initiative, die Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für die Zuckerrohrindustrie in Asien realisiert (www.philsurin.org.ph) und diverse lokale Hilfsprogramme in San Carlos und Umgebung. Aufgabe dieser Programme ist im Wesentlichen die sozialen Verhältnisse vor Ort kontinuierlich zu verbessern. Dazu gehört z.B. die Unterstützung von Krankenhäusern. Darüber hinaus hat BPH gemeinsam mit der lokalen Regierung ein Umweltprogramm ins Leben gerufen. Diesen Programmen lässt BPH eine jährliche Unterstützung in Höhe von 0,5% der Stromerlöse zukommen. Alle Projekte von BPH werden nach den Nachhaltigkeits- und Umweltstandards der Weltbank entwickelt.



GENERALUNTERNEHMER ANLAGENBAU (EPC)

WuXi Huaguang Boiler Co., Ltd. („Wuxi“) wurde 1958 gegründet und ist ein führender chinesischer Industriekonzern mit Hauptsitz in Wuxi in der Provinz Jiangsu, etwa 120 km nordwestlich von der Metropole Shanghai gelegen. Hauptgeschäftsfeld von Wuxi ist die Entwicklung, Herstellung und der Vertrieb von Dampfkesseln für Großanlagen und EPC-Dienstleistungen. Insbesondere handelt es sich dabei unter anderem um: Wirbelschichtdampferzeuger, Kessel für Blockheizkraftwerke, Dampfkessel und synthetische Abgaskühlung. Darüber hinaus ist Wuxi auch im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung sowie deren Distribution tätig. Wuxi gehört mit einer Marktkapitalisierung von 565 Mio. EUR und einem Umsatz 2011 von 288,3 Mio. EUR zu den größten Anbietern von Dampfkesseln und EPC-Dienstleistungen weltweit.

Wuxi Huaguang Electric Power Engineering Co., Ltd („Wuxi EPC“), eine 100%ige Tochtergesellschaft von Wuxi, ist verantwortlich für das EPC-Geschäft innerhalb des Wuxi-Konzerns. Spezieller Fokus liegt auf der technischen Planung von Dampfkesseln und Gesamtanlagen nach Kundenspezifikationen und gemäß den Anforderungen der unterschiedlichen Brennstoffe: Kohle, Gas, Öl und zahlreicher regenerativer Brennstoffe. Wuxi EPC übernimmt hierbei die Verantwortung für den Bau des Dampfkessels sowie der Nebenaggregate für die Anlage. Hierzu gehört auch die Bauaufsicht, die Installation und der Abnahmetest der Gesamtanlage. Wuxis neueste Generation von Anlagen unterbietet die Emissionsgrenzwerte von internationalen Organisationen wie der Weltbank und der Schwesterorganisation IFC (International Finance Corporation) um bis zu 50 %.

Wuxi EPC nutzt eine Produktionshalle mit einer Gesamtfläche von über 380.000 m² mit einer zusätzlichen Lager- und Bürofläche von über 190.000 m². In Bezug auf Forschung und Entwicklung verfügt Wuxi über die modernsten F&E- und Produktionskapazitäten sowie CAD-Systeme auf dem neusten technischen Stand. Wuxi hat eine Forschungs- und Entwicklungsabteilung mit über 500 Mitarbeitern, die über ein Labor von über 4.000 m² verfügen und in spezialisierten Teams arbeiten. Hierzu gehören folgende Bereiche: Design von Dampfkesseln, Wasseraufbereitung, Design von Hochdruckdampfkesseln, Schweißarbeiten, Verarbeitung von Kautschuk und Prototypentests.

Wuxi ist Mitglied der internationalen Bauorganisation der Volksrepublik China und verfügt über die staatliche Lizenz des Wirtschaftsministeriums für ausländische Investoren Projekte in China zu bauen. Ebenso verfügt Wuxi über die chinesische Lizenz zum Bau von Kategorie-III-Druckkesseln sowie die Zertifizierung nach Engineering Standards, News and Resources for Engineers („ASME“) für Kraftwerkskessel und Druckkessel. Wuxi ist ein bedeutender und hochqualifizierter Hersteller von Starkstromanlagen, Druckkesseln, Abgasreinigungsanlagen, Wasseraufbereitungsanlagen, Abhitzedampferzeuger und Anlagen der erneuerbaren Energieerzeugung.

Wuxi EPC hat nicht nur Projekte in China gebaut, sondern auch zahlreiche Projekte federführend in Südostasien, Osteuropa und Südamerika begleitet.

REFERENZPROJEKT: TENJIN CO., HIROSHIMA, JAPAN



REFERENZPROJEKT: WILMAR GROUP, DUMAI, INDONESIA



REFERENZPROJEKT: ETI ENERGY DEPARTMENT REFINERY COMPANY, BANDEMA, TÜRKİE



REFERENZPROJEKT: WILMAR GROUP, SULAWESI BITUNG, INDONESIA



REFERENZPROJEKT: VIETNAM NATIONAL COAL & ELECTRICITY INDUSTRY GROUP, NONG SON, VIETNAM



CENTRAL TARLAC BIOPOWER

TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name der Projektgesellschaft		Zeitpunkt der Investition	
Central Tarlac Biopower Inc. („CTB“)		<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> ab 2. Quartal 2011; <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> ab 3. Quartal 2013	
Transaktionsbeschreibung			
Bei CTB handelt es sich um ein 18-MW-Mehrstoffbiomassekraftwerk, das in Tarlac City auf der Insel Luzon auf den Philippinen gebaut wird. Das Gesamtfinanzierungsvolumen des Projekts beträgt ca. 84 Mio. USD. CTB finanziert die letzte Phase der Projektentwicklung und beteiligt sich an der Finanzierung des Kraftwerkbbaus und der Startphase des kommerziellen Betriebs als Ankerinvestor eines Equity-Clubs institutioneller Investoren.			
Art und Höhe der Investition		Sicherheiten Finanzierung Projektentwicklung	
<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> 3,2 Mio. USD in erstrangigen, besicherten Orderschuldverschreibungen mit Wandlungsrecht und 10 % Equity Discount. Die Zahlungen erfolgen monatlich mit Projektfortschritt, verteilt über 27 Monate bis Juni 2013, gemäß Entwicklungsbudget. <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> bis zu 7 Mio. USD in Aktien an CTB inkl. Wandlung der Schuldverschreibungen. Dies entspricht bis zu 30 % des Aktienkapitals von CTB.		Besichert durch ein Pfandrecht an den Aktien von CTB und damit verbunden sämtlichen Vermögensgegenständen und -rechten sowie bereits erteilten und zukünftigen behördlichen Zulassungen, Genehmigungen und Lizenzen von CTB. Hierzu gehören u. a. die Landmietoption, Maschinen u. Fahrzeuge, nach Unterschrift die PPAs sowie bereits erhaltene Finanzierungs- und Investitionszusagen.	
Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Projektentwicklung		Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb	
Interne Kosten des Projektentwicklers	1.004.706 USD	Projektentwicklungskosten	6.323.000 USD
Behördliche Genehmigungen und Lizenzen	201.765 USD	Land	1.620.000 USD
Brennstoffversorgung und -logistik	333.647 USD	Baukosten Kraftwerk	51.289.000 USD
Umweltstudien	120.000 USD	Anlaufkosten Betrieb	3.278.000 USD
Engineering	187.059 USD	Sonstige Kraftwerkskosten	6.913.000 USD
Rechtsberatung	132.235 USD	Sicherheitsreserve	2.734.000 USD
Finanzberatung	274.915 USD	Finanzierungskosten	11.876.000 USD
Projektmarketing-, Promotion- und Lobbykosten	601.112 USD	Gesamtprojektkosten	84.033.000 USD
Reise-, Transport- und Verwaltungskosten	224.824 USD	Eigenkapital	25.209.900 USD
Mehrwertsteuer	121.285 USD	Erstrangiges Fremdkapital	58.823.100 USD
Transaktionsstatus			
Für die Finanzierung der Bau- und Betriebsphase werden derzeit mit interessierten Eigenkapitalinvestoren und Banken Vorgespräche geführt. Der Fokus liegt hierbei aus Effizienzgesichtspunkten auf Kapitalgebern, die bereits in das Projekt San Carlos Bioenergy investiert oder Interesse an einer Investition in das Projekt San Carlos Biopower haben. Ziel ist es, Eigen- und Fremdkapitalkonsortien zu bilden, die mehrere oder idealerweise alle fünf derzeit in der Entwicklung befindlichen Projekte auf den Philippinen finanzieren. Für das Projekteigenkapital liegen aktuell zwei unverbindliche Capital Commitments über 16 Mio. USD vor.			
Prognostizierte Rendite der Investition		Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)	
<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> Die Barrendite basiert auf einem Zinscoupon von 35 % zzgl. einer Verzinsung von 2,92 % pro Monat ab dem 13. Monat und 10 % Equity Discount bei Wandlung in Aktien. IRR: 46,2 % p.a.; Exit Multiple: 1,7x; Barertrag: 5,4 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 3,2 Mio. USD <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> Die Barrendite basiert auf einer Wertsteigerung der Beteiligung von 100 % auf das investierte Kapital. IRR: 32,5 % p.a.; Exit Multiple: 2,0x; Barertrag: 14 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 7 Mio. USD		<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> Vollständige Rückzahlung des investierten Kapitals zzgl. Zinsen bei Financial Close durch Wandlung in Aktien. <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> Verkauf der Beteiligung nach dem ersten vollen Jahr kommerziellen Betriebs an ein Energieversorgungsunternehmen oder einen langfristig orientierten Infrastrukturinvestor.	
Nächste Schritte			
Abschluss der für das Projektfinanzierungsmodell relevanten Projektentwicklungsarbeiten, Finalisierung der Vertragsverhandlungen mit dem EPC, Fertigstellung des Projektfinanzierungsmodells und der Projektdokumentation (PIM) und Versand an interessierte Banken und Investoren.			
Prognostizierte Dauer der Investition			
<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> ca. 27 Monate (bis Financial Close) <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> ca. 2,5 Jahre (12 Monate nach COD)			
Durch einen Verkauf als Teil eines philippinischen Kraftwerkeportfolios zusammen mit den 4 weiteren Projekten auf Negros und Luzon kann sich eine zusätzliche signifikante Wertsteigerung ergeben, da bei Transaktionen von über 100 MW weitere Käufergruppen in Frage kommen, die mit deutlich geringeren Projekteigenkapitalrenditen kalkulieren.			



Luisita Industrial Park, Projektstandort von Central Tarlac Biopower

PROJEKTDESCHEIBUNG

Beginn der Projektentwicklung für das Biomassekraftwerk Central Tarlac Biopower („CTB“) war 2008. Die Projektgesellschaft Central Tarlac Bioenergy Inc. wurde im März 2008 gegründet. Das Projekt CTB ist in Größe, Technologie und Konstruktion nahezu identisch mit dem Biomassekraftwerk San Carlos Biopower und wurde lediglich aufgrund geringfügiger Abweichungen im Hinblick auf die Brennstoffverfügbarkeit und die Standorteigenschaften an die lokalen Gegebenheiten angepasst. Es wurde vom selben Projektentwickler, Bronzeoak Philippines, auf dessen Grundlage entwickelt. Es ist geplant, dass auch der Bau dieser Anlage durch denselben Generalunternehmer, Wuxi Huaguang Electric Power Engineering Co., Ltd., der bereits das Biomassekraftwerk San Carlos Biopower bauen wird, durchgeführt werden soll. Detaillierte Informationen zum Projektentwickler und dem EPC befinden sich auf den Seiten 22 ff.

Bei CTB handelt es sich um ein neues, eigenständiges Grundlastkraftwerk mit einer Bruttostromerzeugungskapazität von 18 Megawatt (MW), das 132 GWh pro Jahr erzeugen und in das Netz Luzon, das größte Elektrizitätsnetz auf den Philippinen, das u. a. die Region Metro Manila versorgt und 65 % der nationalen Stromversorgung abdeckt, einspeisen wird. CTB wird an das Transco-Netz (das nationale Stromnetz) mit 230 kV angeschlossen, das sich in nur 2 km Entfernung befindet (Umspannwerk). Die Stromverkaufsoptionen für SNB beinhalten bilaterale Strombezugsverträge (PPAs) mit lokalen Netzbetreiber- und Energieversorgungsunternehmen oder Unternehmen, die in sog. Wirtschaftsazonen (Economic Zone) angesiedelt sind, den Wholesale Electricity Supply Market (WESM) auf der Visayas-Inselgruppe und nach der Einführung eines nationalen Einspeisevergütungssystems (Feed-in-Tariff) einen Strombezugsvertrag (PPA) mit der National Grid Corporation, basierend auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Das Kraftwerk wird in der Economic Zone Luisita Industrial Park, Tarlac City, Tarlac Province, Luzon Island auf den Philippinen, zwei Autostunden nördlich von der Hauptstadt Manila gebaut und nach seiner Inbetriebnahme knapp 200.000 Personen in der schnell wachsenden Region Metro Manila und den umliegenden Städten mit Strom versorgen. Die Hauptanlage und die zugehörige Infrastruktur werden auf 20 Hektar Land errichtet. Weitere 5 Hektar sind für die Lagerung von Brennstoffen vorgesehen. CTB wird in der Region Tarlac während der Bauphase mehr als 1.000 temporäre Arbeitsplätze schaffen und im laufenden Betrieb ca. 550 Mitarbeiter beschäftigen. Darüber hinaus ist CTB Großabnehmer lokal angebotener Biomasse und sichert damit in der Region langfristig die Einkünfte von über 2.000 Bauern in der Landwirtschaft.

Das Kraftwerk ist ein thermisches Mehrstoffbiomassekraftwerk und verwendet langjährig bewährte und kommerziell nutzbare Technologie (Mixed Biomass Fired Circulating Fluidized Bed Boiler Thermal Power Plant). Es besteht aus einer Wärmekraftanlage mit einem Hochdruckbrennstoffkessel (70 te/hr, 98 bar, 540 °C), einer 18-MW-Kondensationsdampfmaschine-Generator-Einheit, einer Brauch-

wasserbehandlungsanlage, einer Anlage zum Transport und der Lagerung von Brennstoffen sowie einer Anlage zur Behandlung und Beseitigung von Abfällen. Durch die Wahl der Kesseltechnologie (Wirbelschicht) ist die Anlage hinsichtlich der verwendbaren Brennstoffe sehr flexibel.

Als Brennstoff für die Anlage werden hauptsächlich Zuckerrohrblätter und -stängel verwendet, die nach der Ernte des Zuckerrohrs als Ernterückstände auf den Feldern verbleiben und nicht zur Zuckerherstellung verwendet werden, ergänzt durch Bagasse, die faserigen Überreste, die bei der Zuckerfabrikation als Abfallprodukt nach dem Auspressen des Zuckersaftes aus dem Zuckerrohr übrig bleiben. Zusätzlich werden weitere Ernterückstände aus anderen Bereichen der lokalen Landwirtschaft, hierzu gehören u. a. die leeren Hülsen und das Stroh von Reis und Getreide, verwendet. In geringem Umfang wird dieser Basisbrennstoffmischung Biomasse von speziell angebauten Energiepflanzen, die von lokalen Bauern und Kooperativen in Bereichen angebaut werden, die sich für die Nahrungsmittelproduktion nicht eignen, beigemischt. Hierzu gehören holzartige Nutzpflanzen wie z. B. Leucania und Eukalyptus (woody energy crops) und grasige Nutzpflanzen wie z. B. Arundo Donax (grassy energy crops).

Die Sicherstellung der Brennstoffversorgung wird durch eine vertikal integrierte Brennstoffversorgungskette gewährleistet und basiert auf langfristigen, wirtschaftlich für beide Seiten sehr attraktiven Brennstofflieferverträgen für die Biomasse mit lokalen Bauern, Kooperativen und Plantagenbesitzern. In einem Umkreis von 55 km um CTB herum stehen 950.000 Tonnen an als Brennstoff verwertbarer Biomasse zur Verfügung. Dies entspricht dem mehr als sechsfachen des Bedarfs von CTB, der 151.000 Tonnen pro Jahr beträgt.

Zuckerrohrblätter und -stängel (Hauptbrennstoff mit ca. 60 % – 65 % Anteil am Brennstoffmix): Nach der Zuckerrohrernte müssen die Felder zunächst von den auf den Feldern verbliebenen Zuckerrohrblättern und -stängeln befreit werden, bevor wieder neue Pflanzen für die kommende Erntesaison angebaut werden können. In der Vergangenheit haben die Bauern die Zuckerrohrblätter und -stängel auf den Feldern einfach verbrannt, was zwischenzeitlich gemäß den philippinischen Umweltbestimmungen gesetzlich verboten und unter Strafe gestellt wurde. D. h., Zuckerrohrblätter und -stängel waren bis dato ein reines Ernteabfallprodukt und haben den Bauern kein Geld eingebracht. CTB bietet den Bauern an, ihnen die Zuckerrohrblätter und -stängel abzukaufen und auf eigene Kosten und mit eigenem Personal und Geräten auf deren Feldern einzusammeln und abzutransportieren, wodurch für die Bauern der Entsorgungsaufwand entfällt und zusätzliche Einnahmen entstehen. Aus einer Tonne Zuckerrohr werden 140 kg Brennstoff (die Ernterückstände Zuckerrohrblätter und -stängel) gewonnen. Dies entspricht 14 %.

Hülsen und das Stroh von Reis und Getreide (Zusatzbrennstoff mit ca. 30 % - 35 % Anteil am Brennstoffmix): Beides entsteht als Abfallprodukt bei der Weiterverarbeitung von Reis und Getreide nach der Ernte in lokalen Betrieben und hat

diesen bisher kein Geld eingebracht, da es keine weitere Verwendung für Hülsen und das Stroh gegeben hat. CTB bietet den Betrieben an, ihnen die Hülsen und das Stroh abzukaufen und selbst abzuholen. Diese Erntefälle müssen somit nicht erst auf den Feldern eingesammelt werden, sondern können direkt von den weiterverarbeitenden Betrieben zentral abgeholt werden.

Energiepflanzen (Zusatzbrennstoff mit weniger als 5 % Anteil am Brennstoffmix): Für Energiepflanzen hält CTB die Pachtrechte der Anbauflächen selbst, wodurch CTB auch für die Auswahl der Saat, die Pflanzung und die Ernte verantwortlich ist.

CTB besitzt die gesamte notwendige landwirtschaftliche Infrastruktur für die Ernte, die Weiterverarbeitung, den Transport und die Lagerung für alle verwendeten Biomassebrennstoffe selbst. Hierzu gehören u. a. 28 Traktoren, 42 Ernte-/Logistikmaschinen und mehr als 65 LKWs. Das Kraftwerk wird pro Jahr ca. 80.000 CO₂-Zertifikate erzeugen, die die Einnahmen von CTB erhöhen werden, da sie zu einem Zeitpunkt auf den internationalen CO₂-Markt kommen, bis zu dem sich die Preise für CO₂-Zertifikate durch die steigenden Umweltregulierungen voraussichtlich mehr als verdoppeln werden. Die Anlage ist auf eine optimale Energieeffizienz in Bezug auf die verwendeten Brennstoffe ausgelegt und erfüllt die strengen Umweltstandards der Weltbank.

Das Projekt befindet sich in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase und wird auf einer Fast-Track-Basis (beschleunigtes Verfahren) entwickelt. CTB hat die Genehmigungen und Zulassungen des Ministeriums für Energie und des Ministeriums für Landwirtschaft bereits erhalten und hat sich für die Zuteilung der staatlichen Einspeisevergütungstarife im Rahmen der Biomasse-Allokation qualifiziert. Beim Energieministerium wurde die Teilnahme am nationalen Renewable-Portfolio-Standard(RPS)-Programm beantragt. Im nächsten Schritt wird das Verfahren für die Erteilung des Environmental Compliance Certificate eingeleitet, gefolgt von der Beantragung der notwendigen Zulassungen und Genehmigungen für den Bau der Anlage bei den lokalen Behörden und Ämtern. Insofern liegt der Genehmigungsprozess im Finanzierungszeitplan des Projekts.

Die Projektentwicklung und die Projektfinanzierung sollen im 3. Quartal 2013 abgeschlossen werden. Der Bau der Anlage soll im 4. Quartal 2014 beginnen. Die kommerzielle Inbetriebnahme des Kraftwerks erfolgt im 3. Quartal 2015.

PROJEKTSTANDORT

Die Philippinen sind das zweitgrößte Archipel der Welt, bestehen aus über 7.000 einzelnen Inseln und befinden sich im Südchinesischen Meer. Die Region gehört im Moment zu den am stärksten wachsenden Wirtschaftsräumen Asiens. Mit 102 Millionen Einwohnern, einem Bruttoinlandsprodukt von 213 Milliarden USD und einem Wirtschaftswachstum 2011 von 3,72 % sind die Philippinen eines der wenigen Länder weltweit, die von der Rezession, ausgelöst von der Finanz- und Wirtschaftskrise, nicht betroffen waren. Die Philippinen sind ein aufstrebender Wachstumsmarkt mit engen Verbindungen sowohl zu China als auch dem Westen und Mitglied der UN, WTO, APEC und ASEAN. Gemäß Statistik der Weltbank ist die Volkswirtschaft der Philippinen die 46.-größte weltweit. Goldman Sachs prognostiziert, dass die Philippinen im Jahr 2050 auf Platz 14 stehen werden und führt sie in seiner Liste der „Next Eleven Economies“. HSBC prognostiziert, dass die philippinische Wirtschaft 2050 die 16.-größte Wirtschaft der Welt, die fünftgrößte Wirtschaft in Asien und die größte Wirtschaft in der Region Südostasien wird.

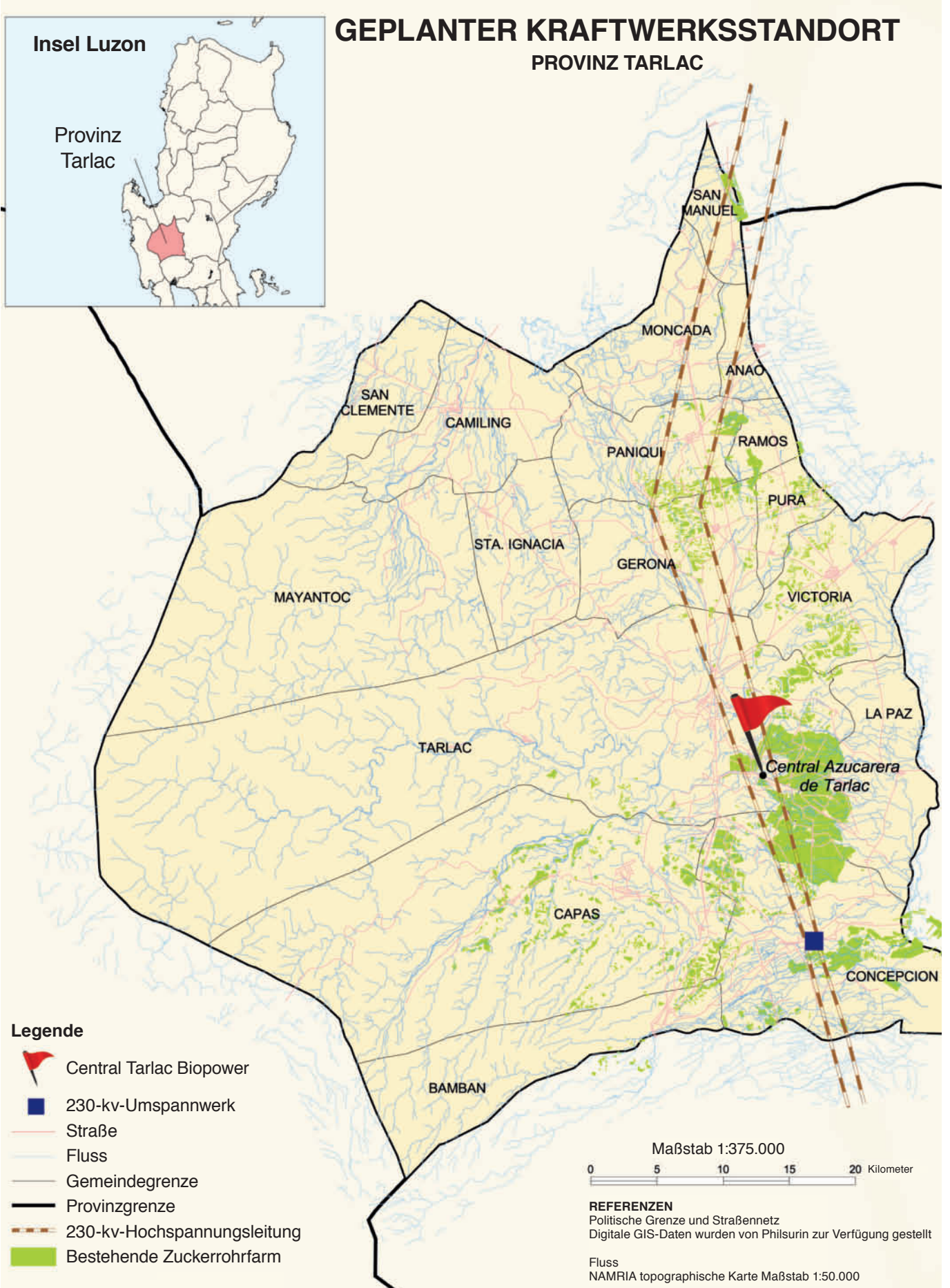
Die Hauptstadt Manila ist die siebtgrößte Stadt der Welt und hat über 25 Millionen Einwohner. Seit 1980 hat sich die Bevölkerung auf den Philippinen von 48 Mio. Einwohnern bis heute mehr als verdoppelt. Prognosen rechnen für die Philippinen bis 2050 mit mehr als 150 Mio. Einwohnern. Das durchschnittliche Bevölkerungsalter beträgt 22,7 Jahre.

Aufgrund der sehr schnell wachsenden Bevölkerung und Industrialisierung verzeichnen die Philippinen einen stark steigenden Energiebedarf. Der Stromverbrauch ist von 1990 bis 2008 um 134 % gestiegen. Prognosen rechnen bis 2017

mit einem Wachstum von 4,6 % p. a. Bereits heute gibt es auf den Philippinen große Energiekapazitätsengpässe, die sich vor allem auf den Inseln, die sich am Rand der großen Elektrizitätsnetze befinden, zeigen. Der zusätzliche Energiebedarf auf den Philippinen wird bis 2014 auf 4.100 MW und bis 2030 auf 16.550 MW geschätzt. Großflächige Skaleneffekte bei der Stromerzeugung sind unmöglich zu gewährleisten, wenn es darum geht, auf den Strombedarf eines Archipels zu reagieren. Als Folge davon sind die Strompreise in solchen Regionen tendenziell eher hoch. Mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis an Privatkunden von 18,1 US-Cent pro Kilowattstunde haben die Philippinen zwischenzeitlich sogar die bisherige Nummer eins bei Elektrizitätskosten in Asien, Japan (mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis von 17,9 US-Cent pro Kilowattstunde), überholt und haben somit die höchsten Strompreise in ganz Asien.

Da die Philippinen über keine eigenen nennenswerten Öl-, Gas oder Kohlereserven verfügen, und somit in Bezug auf fossile Energieträger zu 100 % von Importen abhängig sind, wurde bereits in den siebziger Jahren mit der Entwicklung alternativer Energiekonzepte im Bereich der erneuerbaren Energien begonnen, um diese Abhängigkeit zu reduzieren. Heute sind die Philippinen mit einem Anteil von 42 % an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch des Landes im Bereich erneuerbarer Energien globaler Vorreiter und eines der führenden Länder weltweit. Die Philippinen sind mit 1.874 MW hinter den USA weltweit der zweitgrößte Energieproduzent im Bereich Geothermie, verfügen über eine installierte Wasserkraftkapazität zur Energiegewinnung von über 3.000 MW, sind der größte Windkraftproduzent in Südostasien und besitzen u. a. die größte ans Netz angeschlossene Photovoltaikanlage sämtlicher Schwellenländer.







Manila, die Hauptstadt der Philippinen, mit mehr als 25 Millionen Einwohnern

In den letzten Jahrzehnten wurde der philippinische Energiemarkt immer weiter liberalisiert. Es gibt zwischenzeitlich private, nichtstaatliche Energieerzeuger, eine gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Energieerzeugung und -übertragung und einen geregelten börslichen Elektrizitätsmarkt.

Die Stromengpässe auf den Philippinen haben das Ministerium für Energie im Jahr 2008 dazu veranlasst, einen Entwicklungsplan für den Ausbau der Energieversorgung des Landes bis zum Jahr 2030 aufzustellen, der die kritischen Kapazitätsmängel beseitigen soll. In diesem Entwicklungsplan spielt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Das noch nicht genutzte kommerzielle Potenzial erneuerbarer Energien auf den Philippinen beträgt im Bereich Geothermie über 4.000 MW, im Bereich Windkraft über 2.500 MW, im Bereich Biomasse über 500 MW und im Bereich Wasserkraft über 13.000 MW. Im Jahr 2008 ist unter Präsidentin Gloria Macapagal Arroyo das Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Act) in Kraft getreten, das in weiten Teilen dem deutschen Gesetz für erneuerbare Energien entspricht. Ziel des Gesetzes ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien durch die staatliche Förderung und Subventionierung privater Investitionen in den Sektor, wodurch insbesondere für ausländische Investoren Rechtssicherheit geschaffen wurde. Das Gesetz sieht u. a. folgende (finanzielle) Fördermechanismen vor: Reduzierung der Investitionskosten in erneuerbare Energien durch diverse Steuervorteile, allgemeine Wettbewerbsvorteile durch gesetzlich vorgeschriebene Mindestquoten für den Anteil erneuerbarer Energien und eine vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ins Stromnetz (Renewable Portfolio Standard), einen gesetzlich definierten Einspeisevergütungstarif unabhängig vom aktuellen Marktpreis (Wholesale Energy Supply Market) und eine garantierte Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien sowie eine weitreichende strukturelle staatliche Unterstützung bei der Projektimplementierung.

Im Jahr 2009 wurde im Rahmen der Gesetzesrichtlinien für erneuerbare Energien das Nationale Programm für erneuerbare Energien verabschiedet (RE Policy Framework – National Renewable Energy Program). Die hierin definierten Ziele lauten: eine Verdreifachung der Energiekapazitäten aus erneuerbaren Energien von derzeit 5.369 MW auf 15.319 MW bis 2030, Entwicklung des Landes zum größten Energieerzeuger im Bereich Geothermie weltweit (zusätzlich 1.495 MW), größter Energieerzeuger im Bereich Windkraft in Südostasien bis 2022 (zusätzlich 2.469 MW), Verdreifachung der Kapazitäten im Bereich Wasserkraft bis 2025 (zusätzlich 5.408 MW), Steigerung der Energieerzeugungskapazitäten im Bereich Bioenergie um 265 MW bis 2015, im Bereich Solar um 284 MW und im Bereich Ozean-/Meeresenergie um 10 MW bis 2030.

Die Insel Luzon, Standort von CTB, ist die größte Insel der Philippinen, die 17.-größten Insel der Welt und hat mehr als 30 Millionen Einwohner. Gemäß dem staatlichen Netzbetreiber National Grid Corporation of the Philippines (NGCP) hat Luzon den mit Abstand am schnellsten wachsenden Energiebedarf auf den Philippinen und derzeit ein Energiedefizit von 600 MW, was heute bereits teilweise zu temporären Stromausfällen auf der Insel führt. Luzon benötigt bei seinem prognostizierten Energiebedarfswachstum von ca. 5 % pro Jahr bis 2030 eine zusätzliche installierte Energiekapazität von 8.000 MW. Vor diesem Hintergrund und der steigenden Luft- und Wasserverschmutzung auf Luzon besteht der dringende Bedarf, weitere lokale Kraftwerke für saubere, erneuerbare Energie auf der Insel zu bauen, um so die langfristige Energieautonomie und die Erhaltung der Umwelt von Luzon zu gewährleisten. Die Wirtschaft der Insel ist aufgrund ihrer klimatischen Bedingungen von der Landwirtschaft geprägt. CTB wird im Zentrum Luzons in der Provinz Tarlac gebaut werden. Die Region ist ein großer Nahrungsmittelproduzent. Unter den Anbaupflanzen in Tarlac sind das Zuckerrohr, mit einer Jahresproduktion von über 4 Mio. Tonnen, was einem Anteil an der Gesamtzuckerproduktion auf den Philippinen von 20 % entspricht, und Reis mit einer Jahresproduktion von 2,3 Mio. Tonnen, was einem Anteil an der Gesamtreisproduktion auf den Philippinen von 30 % entspricht, dominierend. Die Insel bietet für Biomassekraftwerke im Allgemeinen sowie für zuckerrohrbasierte Biomassekraftwerke wie CTB im Speziellen somit optimale Standortvoraussetzungen. Das Zentrum Luzons blickt auf eine lange Geschichte im Zuckerrohranbau zurück und beheimatet drei große Zuckermühlen. Die beständigen und reichhaltigen Ernten auf Luzon stellen eine konstante Brennstoffversorgung des Kraftwerks sicher.



Tarlac ist die Heimatprovinz der Politikerdynastie Aquino aus deren Reihen die demokratischen Symbolfiguren und Präsidenten Benigno Aquino, Jr. und Corazon Aquino, sowie deren Sohn, der aktuelle Präsident Benigno Aquino III entstammen, dem u. a. die größte Zuckermühle der Insel und das Grundstück, auf dem das zuckerrohrbasierte Biomassekraftwerk CTB gebaut wird, gehören. Entsprechend stark ist die regionale und politische Unterstützung des Projekts.



In der Region Tarlac werden jährlich 4 Millionen Tonnen Zuckerrohr angebaut



Die Insel Luzon ist die größte Insel der Philippinen



Luzon hat den am schnellsten wachsenden Energiebedarf auf den Philippinen



Bis 2030 wird weitere Energiekapazität von 8.000 MW benötigt

SOUTH NEGROS BIOPOWER

TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name der Projektgesellschaft		Zeitpunkt der Investition	
South Negros Biopower Inc. („SNB“)		<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> ab 1. Quartal 2012 <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> ab 1. Quartal 2014	
Transaktionsbeschreibung			
Bei SNB handelt es sich um ein 18-MW-Mehrstoffbiomassekraftwerk, das in La Carlota auf der Insel Negros auf den Philippinen gebaut wird. Das Gesamtfinanzierungsvolumen des Projekts beträgt ca. 78 Millionen USD. CTP finanziert die letzte Phase der Projektentwicklung und beteiligt sich an der Finanzierung des Kraftwerksbaus und der Startphase des kommerziellen Betriebs als Ankerinvestor eines Equity-Clubs institutioneller Investoren.			
Art und Höhe der Investition		Sicherheiten Finanzierung Projektentwicklung	
<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> 2,5 Mio. USD in erstrangigen, besicherten Orderschuldverschreibungen mit Wandlungsrecht und 10 % Equity Discount. Die Zahlungen erfolgen monatlich mit Projektfortschritt, verteilt über 24 Monate bis Dezember 2013 gemäß Entwicklungsbudget. <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> bis zu 6,5 Mio. USD in Aktien an SNB inkl. Wandlung der Schuldverschreibungen. Dies entspricht bis zu 30 % des Aktienkapitals von SNB.		Besichert durch ein Pfandrecht an den Aktien von SNB und damit verbunden sämtlichen Vermögensgegenständen und -rechten sowie bereits erteilten und zukünftigen behördlichen Zulassungen, Genehmigungen und Lizenzen von SNB. Hierzu gehören u. a. die Landmietoption, Maschinen u. Fahrzeuge, nach Unterschrift die PPAs sowie bereits erhaltene Finanzierungs- und Investitionszusagen.	
Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Projektentwicklung		Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb	
Interne Kosten des Projektentwicklers	785.552 USD	Projektentwicklungskosten	5.887.712 USD
Behördliche Genehmigungen und Lizenzen	157.754 USD	Land	1.508.476 USD
Brennstoffversorgung und -logistik	260.869 USD	Baukosten Kraftwerk	47.758.163 USD
Umweltstudien	93.825 USD	Anlaufkosten Betrieb	3.052.336 USD
Engineering	146.256 USD	Sonstige Kraftwerkskosten	6.437.095 USD
Rechtsberatung	103.391 USD	Sicherheitsreserve	2.545.786 USD
Finanzberatung	214.948 USD	Finanzierungskosten	11.058.432 USD
Projektmarketing-, Promotion- und Lobbykosten	469.993 USD	Gesamtprojektkosten	78.248.000 USD
Reise-, Transport- und Verwaltungskosten	175.784 USD	Eigenkapital	23.474.400 USD
Mehrwertsteuer	94.829 USD	Erstrangiges Fremdkapital	54.773.600 USD
Transaktionsstatus			
Für die Finanzierung der Bau- und Betriebsphase werden derzeit mit interessierten Eigenkapitalinvestoren und Banken Vorgespräche geführt. Der Fokus liegt hierbei aus Effizienzgesichtspunkten auf Kapitalgebern, die bereits in das Projekt San Carlos Bioenergy investiert oder Interesse an einer Investition in das Projekt San Carlos Biopower haben. Ziel ist es, Eigen- und Fremdkapitalkonsortien zu bilden, die mehrere oder idealerweise alle fünf derzeit in der Entwicklung befindlichen Projekte auf den Philippinen finanzieren. Für das Projekteigenkapital liegen aktuell zwei unverbindliche Capital Commitments über 15,5 Mio. USD vor.			
Prognostizierte Rendite der Investition		Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)	
<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> Die Barrendite basiert auf einem Zinscoupon von 35 % zzgl. einer Verzinsung von 2,92 % pro Monat ab dem 13. Monat und 10 % Equity Discount bei Wandlung in Aktien. IRR: 43,5 % p.a.; Exit Multiple: 1,6 x; Barertrag: 4 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 2,5 Mio. USD <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> Die Barrendite basiert auf einer Wertsteigerung der Beteiligung von 100 % auf das investierte Kapital. IRR: 32,5 % p.a.; Exit Multiple: 2,0 x Barertrag: 13 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 6,5 Mio. USD.		<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> vollständige Rückzahlung des investierten Kapitals zzgl. Zinsen bei Financial Close durch Wandlung in Aktien <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> Verkauf der Beteiligung nach dem ersten vollen Jahr kommerziellen Betriebs an ein Energieversorgungsunternehmen oder einen langfristig orientierten Infrastrukturinvestor.	
Nächste Schritte			
Abschluss der für das Projektfinanzierungsmodell relevanten Projektentwicklungsarbeiten, Finalisierung der Vertragsverhandlungen mit dem EPC, Fertigstellung des Projektfinanzierungsmodells und der Projektdokumentation (PIM) und Versand an interessierte Banken und Investoren.			
Prognostizierte Dauer der Investition			
<u>Finanzierung Projektentwicklung:</u> ca. 24 Monate (bis Financial Close) <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb:</u> ca. 2,5 Jahre (12 Monate nach COD)			
Durch einen Verkauf als Teil eines philippinischen Kraftwerkeportfolios zusammen mit den 4 weiteren Projekten auf Negros und Luzon kann sich eine zusätzliche signifikante Wertsteigerung ergeben, da bei Transaktionen von über 100 MW weitere Käufergruppen in Frage kommen, die mit deutlich geringeren Projekteigenkapitalrenditen kalkulieren.			



La Carlota Industrial Estate, Projektstandort von South Negros Biopower

PROJEKTBSCHREIBUNG

Beginn der Projektentwicklung für das Biomassekraftwerk South Negros Biopower („SNB“) war 2010. Die Projektgesellschaft South Negros Biopower Inc. wurde im Januar 2012 gegründet. Das Projekt SNB ist in Größe, Technologie und Konstruktion nahezu identisch mit dem Biomassekraftwerk San Carlos Biopower und wurde lediglich aufgrund geringfügiger Abweichungen im Hinblick auf die Brennstoffverfügbarkeit und die Standorteigenschaften an die lokalen Gegebenheiten angepasst. Es wurde vom selben Projektentwickler, Bronzeoak Philippines, auf dessen Grundlage entwickelt. Es ist geplant, dass auch der Bau dieser Anlage durch denselben Generalunternehmer, Wuxi Huaguang Electric Power Engineering Co., Ltd., der bereits die Biomassekraftwerke San Carlos Biopower und Central Tarlac Biopower bauen wird, durchgeführt werden soll. Detaillierte Informationen zum Projektentwickler und dem EPC befinden sich auf den Seiten 22 ff.

Bei SNB handelt es sich um ein neues, eigenständiges Grundlastkraftwerk mit einer Bruttostromerzeugungskapazität von 18 Megawatt (MW), das 132 GWh pro Jahr erzeugen und in das Netz Cebu Negros Panay, das Hauptelektrizitätsnetz auf den Visayas, einspeisen wird. SNB wird an das Transco-Netz (das nationale Stromnetz) mit 69 kV angeschlossen, das sich in nur 8 km Entfernung befindet (Umspannwerk). Die Stromverkaufsoptionen für SNB beinhalten bilaterale Strombezugsverträge (PPAs) mit lokalen Netzbetreiber- und Energieversorgungsunternehmen oder Unternehmen, die in sog. Wirtschaftssonderzonen (Economic Zone) angesiedelt sind, den Wholesale Electricity Supply Market (WESM) auf der Visayas-Inselgruppe und nach der Einführung eines nationalen Einspeisevergütungssystems (Feed-in Tariff) einen Strombezugsvertrag (PPA) mit der National Grid Corporation, basierend auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Das Kraftwerk wird auf dem La Carlota Industrial Estate, La Carlota, Negros Occidental auf den Philippinen gebaut und sich den Standort mit der Roxol Bioenergy Corporation und der Central Azucarera Don Pedro teilen. Die Hauptanlage und die zugehörige Infrastruktur werden auf 13 Hektar Land errichtet. Weitere 7 Hektar sind für die Lagerung von Brennstoffen vorgesehen. SNB wird nach seiner Inbetriebnahme knapp 200.000 Personen mit Strom versorgen. Das Kraftwerk wird in der Region La Carlota während der Bauphase mehr als 1.000 temporäre Arbeitsplätze schaffen und im laufenden Betrieb ca. 550 Mitarbeiter beschäftigen. Darüber hinaus ist SNB Großabnehmer lokal angebaute Biomasse und sichert damit in der Region langfristig die Einkünfte von über 2.000 Bauern in der Landwirtschaft.

Das Kraftwerk ist ein thermisches Mehrstoffbiomassekraftwerk und verwendet langjährig bewährte und kommerziell nutzbare Technologie (Mixed Biomass Fired Circulating Fluidized Bed Boiler Thermal Power Plant). Es besteht aus einer Wärmekraftanlage mit einem Hochdruckbrennstoffkessel (70 te/hr, 98 bar, 540 °C), einer 18-MW-Kondensationsdampfturbine-Generator-Einheit, einer Brauchwasserbehandlungsanlage, einer Anlage zum Transport und der Lagerung von

Brennstoffen sowie einer Anlage zur Behandlung und Beseitigung von Abfällen. Durch die Wahl der Kesseltechnologie (Wirbelschicht) ist die Anlage hinsichtlich der verwendbaren Brennstoffe sehr flexibel.

Als Brennstoff für die Anlage werden hauptsächlich Zuckerrohrblätter und -stängel verwendet, die nach der Ernte des Zuckerrohrs als Ernterückstände auf den Feldern verbleiben und nicht zur Zuckerherstellung verwendet werden, und Bagasse, die faserigen Überreste, die bei der Zuckerfabrikation als Abfallprodukt nach dem Auspressen des Zuckersaftes aus dem Zuckerrohr übrig bleiben. Zusätzlich werden in geringem Umfang weitere Ernterückstände aus anderen Bereichen der lokalen Landwirtschaft, hierzu gehören u.a. Kokosnussschalen, Reishülsen und Getreidestroh, verwendet. Ergänzt wird diese Basistreibstoffmischung durch die Biomasse von speziell angebaute Energiepflanzen, die von lokalen Bauern und Kooperativen im bergigen Hinterland und in Bereichen angebaut werden, die sich für die Nahrungsmittelproduktion nicht eignen. Hierzu gehören holzartige Nutzpflanzen wie z.B. Leucania und Eukalyptus (woody energy crops) und grasige Nutzpflanzen wie z.B. Bana Gras, Napier Gras und Arundo Donax, (grassy energy crops).

Die Sicherstellung der Brennstoffversorgung wird durch eine vertikal integrierte Brennstoffversorgungskette gewährleistet und basiert auf langfristigen, wirtschaftlich für beide Seiten sehr attraktiven Brennstofflieferverträgen für die Biomasse mit lokalen Bauern, Kooperativen und Plantagenbesitzern. In einem Umkreis von 50 km um SNB herum stehen 1.400.000 Tonnen an als Brennstoff verwertbarer Biomasse zur Verfügung. Dies entspricht dem mehr als neunfachen des Bedarfs von SNB, der 151.000 Tonnen pro Jahr beträgt.

Zuckerrohrblätter (Hauptbrennstoff mit ca. 80 % – 85 % Anteil am Brennstoffmix): Nach der Zuckerrohrernte müssen die Felder zunächst von den auf den Feldern verbliebenen Zuckerrohrblättern und -stängeln befreit werden, bevor wieder neue Pflanzen für die kommende Erntesaison angebaut werden können. In der Vergangenheit haben die Bauern die Zuckerrohrblätter und -stängel auf den Feldern einfach verbrannt, was zwischenzeitlich gemäß den philippinischen Umweltbestimmungen gesetzlich verboten und unter Strafe gestellt wurde. D. h., Zuckerrohrblätter und -stängel waren bis dato ein reines Ernteauffallprodukt und haben den Bauern kein Geld eingebracht. SNB bietet den Bauern an, ihnen die Zuckerrohrblätter und -stängel abzukufen und auf eigene Kosten und mit eigenem Personal und Geräten auf deren Feldern einzusammeln und abzutransportieren, wodurch für die Bauern der Entsorgungsaufwand entfällt und zusätzliche Einnahmen entstehen. Aus einer Tonne Zuckerrohr werden 140 kg Brennstoff (die Ernterückstände Zuckerrohrblätter und -stängel) gewonnen. Dies entspricht 14 %.

Energiepflanzen (Zusatzbrennstoff mit ca. 15 % – 20 % Anteil am Brennstoffmix): Für Energiepflanzen hält SNB die Pachtrechte der Anbauflächen selbst, wodurch SNB auch für die Auswahl der Saat, die Pflanzung und die Ernte verantwortlich ist.

SNB besitzt die gesamte notwendige landwirtschaftliche Infrastruktur für die Ernte, die Weiterverarbeitung, den Transport und die Lagerung für alle verwendeten Biomassebrennstoffe selbst. Hierzu gehören u. a. 35 Traktoren, 55 Ernte-/Logistikmaschinen und mehr als 95 LKWs. Das Kraftwerk wird pro Jahr ca. 65.000 CO₂-Zertifikate (CERs) erzeugen, die die Einnahmen von SNB erhöhen werden, da sie zu einem Zeitpunkt auf den internationalen CO₂-Markt kommen, bis zu dem sich die Preise für CO₂-Zertifikate durch die steigenden Umweltregulierungen voraussichtlich verdoppeln werden. Die Anlage ist auf eine optimale Energieeffizienz in Bezug auf die verwendeten Brennstoffe ausgelegt und erfüllt die strengen Umweltstandards der Weltbank.

Das Projekt befindet sich in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase und wird auf einer Fast-Track-Basis (beschleunigtes Verfahren) entwickelt. SNB hat die Genehmigungen und Zulassungen des Ministeriums für Energie und des Ministeriums für Landwirtschaft beantragt und hat sich für die Zuteilung der staatlichen Einspeisevergütungstarife im Rahmen der Biomasse-Allokation qualifiziert. Beim Energieministerium wurde ebenfalls die Teilnahme am nationalen Renewable-Portfolio-Standard(RPS)-Programm beantragt. Im nächsten Schritt wird das Verfahren für die Erteilung des Environmental Compliance Certificate eingeleitet, gefolgt von der Beantragung der notwendigen Zulassungen und Genehmigungen für den Bau der Anlage bei den lokalen Behörden und Ämtern. Insofern liegt der Genehmigungsprozess im Finanzierungszeitplan des Projekts.

Die Projektentwicklung und die Projektfinanzierung sollen im 2. Quartal 2014 abgeschlossen werden. Der Bau der Anlage soll im 3. Quartal 2014 beginnen. Die kommerzielle Inbetriebnahme des Kraftwerks erfolgt im 2. Quartal 2016.

PROJEKTSTANDORT

Die Philippinen sind das zweitgrößte Archipel der Welt, bestehen aus über 7.000 einzelnen Inseln und befinden sich im Südchinesischen Meer. Die Region gehört im Moment zu den am stärksten wachsenden Wirtschaftsräumen Asiens. Mit 102 Millionen Einwohnern, einem Bruttoinlandsprodukt von 213 Milliarden USD und einem Wirtschaftswachstum 2011 von 3,72 % sind die Philippinen eines der wenigen Länder weltweit, die von der Rezession, ausgelöst von der Finanz- und Wirtschaftskrise, nicht betroffen waren. Die Philippinen sind ein aufstrebender Wachstumsmarkt mit engen Verbindungen sowohl zu China als auch dem Westen und Mitglied der UN, WTO, APEC und ASEAN. Gemäß Statistik der Weltbank ist die Volkswirtschaft der Philippinen die 46.-größte weltweit. Goldman Sachs prognostiziert, dass die Philippinen im Jahr 2050 auf Platz 14 stehen werden und führt sie in seiner Liste der „Next Eleven Economies“. HSBC prognostiziert, dass die philippinische Wirtschaft 2050 die 16.-größte Wirtschaft der Welt, die fünfgrößte Wirtschaft in Asien und die größte Wirtschaft in der Region Südostasien wird.

Die Hauptstadt Manila ist die siebtgrößte Stadt der Welt und hat über 25 Millionen Einwohner. Seit 1980 hat sich die Bevölkerung auf den Philippinen von 48 Mio. Einwohnern bis heute mehr als verdoppelt. Prognosen rechnen für die Philippinen bis 2050 mit mehr als 150 Mio. Einwohnern. Das durchschnittliche Bevölkerungsalter beträgt 22,7 Jahre.

Aufgrund der sehr schnell wachsenden Bevölkerung und Industrialisierung verzeichnen die Philippinen einen stark steigenden Energiebedarf. Der Stromverbrauch ist von 1990 bis 2008 um 134 % gestiegen. Prognosen rechnen bis 2017 mit einem Wachstum von 4,6 % p. a. Bereits heute gibt es auf den Philippinen große Energiekapazitätsengpässe, die sich vor allem auf den Inseln, die sich am Rand der großen Elektrizitätsnetze befinden, zeigen. Der zusätzliche Energiebedarf auf den Philippinen wird bis 2014 auf 4.100 MW und bis 2030 auf 16.550 MW geschätzt. Großflächige Skaleneffekte bei der Stromerzeugung sind unmöglich zu gewährleisten, wenn es darum geht, auf den Strombedarf eines Archipels zu reagieren. Als Folge davon sind die Strompreise in solchen Regionen tendenziell eher hoch. Mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis an Privatkunden von 18,1 US-Cent pro Kilowattstunde haben die Philippinen zwischenzeitlich sogar die bisherige Nummer eins bei Elektrizitätskosten in Asien, Japan (mit einem durch-

schnittlichen Verkaufspreis von 17,9 US-Cent pro Kilowattstunde), überholt und haben somit die höchsten Strompreise in ganz Asien.

Da die Philippinen über keine eigenen nennenswerten Öl-, Gas- oder Kohlereerven verfügen, und somit in Bezug auf fossile Energieträger zu 100 % von Importen abhängig sind, wurde bereits in den siebziger Jahren mit der Entwicklung alternativer Energiekonzepte im Bereich der erneuerbaren Energien begonnen, um diese Abhängigkeit zu reduzieren. Heute sind die Philippinen mit einem Anteil von 42% an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch des Landes im Bereich erneuerbarer Energien globaler Vorreiter und eines der führenden Länder weltweit. Die Philippinen sind mit 1.874 MW hinter den USA weltweit der zweitgrößte Energieproduzent im Bereich Geothermie, verfügen über eine installierte Wasserkraftkapazität zur Energiegewinnung von über 3.000 MW, sind der größte Windkraftproduzent in Südostasien und besitzen u. a. die größte ans Netz angeschlossene Photovoltaikanlage sämtlicher Schwellenländer.

In den letzten Jahrzehnten wurde der philippinische Energiemarkt immer weiter liberalisiert. Es gibt zwischenzeitlich private, nichtstaatliche Energieerzeuger, eine gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Energieerzeugung und -übertragung und einen geregelten börslichen Elektrizitätsmarkt.

Die Stromengpässe auf den Philippinen haben das Ministerium für Energie im Jahr 2008 dazu veranlasst, einen Entwicklungsplan für den Ausbau der Energieversorgung des Landes bis zum Jahr 2030 aufzustellen, der die kritischen Kapazitätsmängel beseitigen soll. In diesem Entwicklungsplan spielt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Das noch nicht genutzte





Optimale Standortvoraussetzungen für Biomassekraftwerke



Langfristiges Ziel der Insel Negros: Energieautonomie

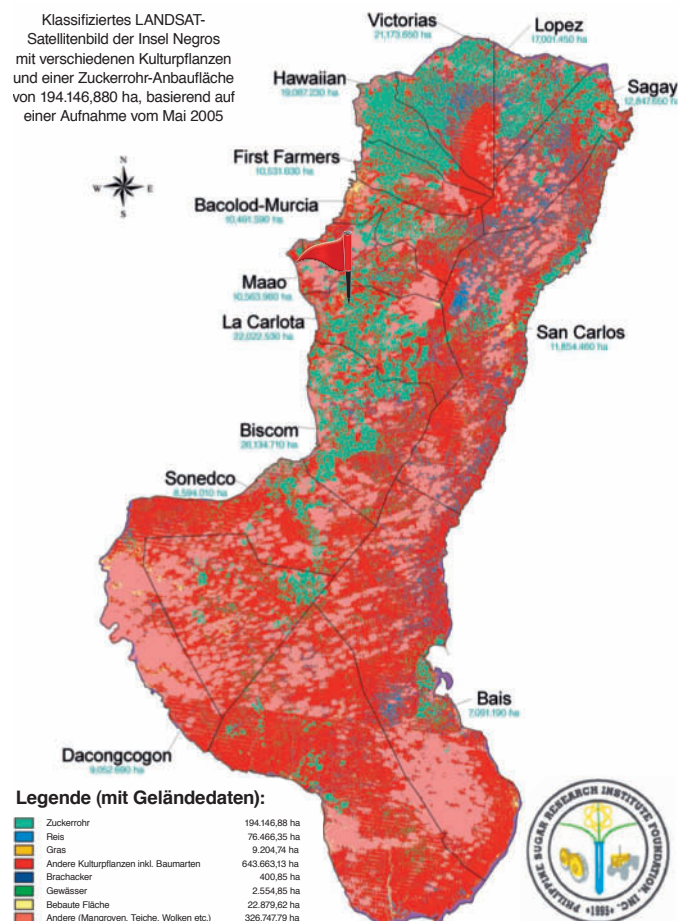
kommerzielle Potenzial erneuerbarer Energien auf den Philippinen beträgt im Bereich Geothermie über 4.000 MW, im Bereich Windkraft über 2.500 MW, im Bereich Biomasse über 500 MW und im Bereich Wasserkraft über 13.000 MW.

Im Jahr 2008 ist unter Präsidentin Gloria Macapagal Arroyo das Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Act) in Kraft getreten, das in weiten Teilen dem deutschen Gesetz für erneuerbare Energien entspricht. Ziel des Gesetzes ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien durch die staatliche Förderung und Subventionierung privater Investitionen in den Sektor, wodurch insbesondere für ausländische Investoren Rechtssicherheit geschaffen wurde. Das Gesetz sieht u. a. folgende (finanzielle) Fördermechanismen vor: Reduzierung der Investitionskosten in erneuerbare Energien durch diverse Steuervorteile, allgemeine Wettbewerbsvorteile durch gesetzlich vorgeschriebene Mindestquoten für den Anteil erneuerbarer Energien und eine vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ins Stromnetz (Renewable Portfolio Standard), einen gesetzlich definierten Einspeisevergütungstarif unabhängig vom aktuellen Marktpreis (Wholesale Energy Supply Market) und eine garantierte Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien sowie eine weitreichende strukturelle staatliche Unterstützung bei der Projektimplementierung.

Im Jahr 2009 wurde im Rahmen der Gesetzesrichtlinien für erneuerbare Energien das Nationale Programm für erneuerbare Energien verabschiedet (RE Policy Framework – National Renewable Energy Program). Die hierin definierten Ziele lauten: eine Verdreifachung der Energiekapazitäten aus erneuerbaren Energien von derzeit 5.369 MW auf 15.319 MW bis 2030, Entwicklung des Landes zum

größten Energieerzeuger im Bereich Geothermie weltweit (zusätzlich 1.495 MW), größter Energieerzeuger im Bereich Windkraft in Südostasien bis 2022 (zusätzlich 2.469 MW), Verdreifachung der Kapazitäten im Bereich Wasserkraft bis 2025 (zusätzlich 5.408 MW), Steigerung der Energieerzeugungskapazitäten im Bereich Bioenergie um 265 MW bis 2015, im Bereich Solar um 284 MW und im Bereich Ozean-/Meeresenergie um 10 MW bis 2030.

Die Insel Negros, Standort von SNB, ist die größte der zu den Philippinen zählenden Visayas-Inseln, die viertgrößte Insel des gesamten Archipels und hat 2,8 Millionen Einwohner. Die Energieversorgung auf Negros basiert bisher weitgehend auf Geothermie, weshalb Negros auch das Zentrum der erneuerbaren Energien auf den Philippinen genannt wird. Der Gouverneur von Negros hat die Insel als „grüne“ Insel proklamiert. Zukünftig sollen 100 % des Energiebedarfs über regional verfügbare erneuerbare Energien abgedeckt werden. Prognosen gehen davon aus, dass das Energiedefizit auf Negros, das heute bereits zu regelmäßigen Stromausfällen auf der Insel führt, bis 2015 auf über 100 MW anwachsen wird. Vor diesem Hintergrund besteht der dringende Bedarf, weitere lokale Kraftwerke auf der Insel zu bauen, um die langfristige Energieautonomie von Negros zu gewährleisten. Die Insel bietet für Biomassekraftwerke im Allgemeinen sowie für zuckerrohrbasierte Biomassekraftwerke wie SNB im Speziellen optimale Standortvoraussetzungen. Die Insel ist aufgrund ihrer klimatischen Bedingungen ein von der Landwirtschaft dominiertes Gebiet. Unter den Anbaupflanzen auf Negros ist das Zuckerrohr mit einer Jahresproduktion von über 10 Mio. Tonnen, was einem Anteil an der Gesamtzuckerproduktion auf den Philippinen von 50 % entspricht, dominierend. Die Stadt La Carlota blickt auf eine über hundertjährige Geschichte des Zuckerrohranbaus zurück. Die beständigen und reichhaltigen Ernten auf Negros stellen eine konstante Brennstoffversorgung des Kraftwerks sicher. Unter Nutzung sämtlicher auf der Insel zur Verfügung stehenden Biomasseressourcen könnte Negros sogar einen Energieüberschuss produzieren und bis zu 200 MW saubere, erneuerbare Energie aus Biomasse pro Jahr exportieren.



CENTRAL NEGROS BIOPOWER

TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name der Projektgesellschaft		Zeitpunkt der Investition	
Central Negros Biopower Inc. („CNB“)		<u>Finanzierung Projektentwicklung</u> : ab 2. Quartal 2012 <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb</u> : ab 3. Quartal 2014	
Transaktionsbeschreibung			
Bei CNB handelt es sich um ein 18-MW-Mehrstoffbiomassekraftwerk, das in Victorias City auf der Insel Negros auf den Philippinen gebaut wird. Das Gesamtfinanzierungsvolumen des Projekts beträgt ca. 80 Millionen USD. CTP finanziert die letzte Phase der Projektentwicklung und beteiligt sich an der Finanzierung des Kraftwerksbaus und der Startphase des kommerziellen Betriebs als Ankerinvestor eines Equity-Clubs institutioneller Investoren.			
Art und Höhe der Investition		Sicherheiten Finanzierung Projektentwicklung	
<u>Finanzierung Projektentwicklung</u> : 3,1 Mio. USD in erstrangigen, besicherten Order-schuldverschreibungen mit Wandlungsrecht und 10 % Equity Discount. Die Zahlungen erfolgen monatlich mit Projektfortschritt, verteilt über 27 Monate bis Juni 2014 gemäß Entwicklungsbudget. <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb</u> : bis zu 6,7 Mio. USD in Aktien an CNB inkl. Wandlung der Schuldverschreibungen. Dies entspricht bis zu 30 % des Aktienkapitals von CNB.		Besichert durch ein Pfandrecht an den Aktien von CNB und damit verbunden sämtlichen Vermögensgegenständen und -rechten sowie bereits erteilten und zukünftigen behördlichen Zulassungen, Genehmigungen und Lizenzen von CNB. Hierzu gehören u.a. die Landmietoption, Maschinen u. Fahrzeuge, nach Unterschrift die PPAs sowie bereits erhaltene Finanzierungs- und Investitionszusagen.	
Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Projektentwicklung		Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb	
Interne Kosten des Projektentwicklers	980.176 USD	Projektentwicklungskosten	6.045.951 USD
Behördliche Genehmigungen und Lizenzen	196.839 USD	Land	1.549.018 USD
Brennstoffversorgung und -logistik	325.501 USD	Baukosten Kraftwerk	49.041.715 USD
Umweltstudien	117.070 USD	Anlaufkosten Betrieb	3.134.371 USD
Engineering	182.492 USD	Sonstige Kraftwerkskosten	6.610.099 USD
Rechtsberatung	129.006 USD	Sicherheitsreserve	2.614.207 USD
Finanzberatung	268.203 USD	Finanzierungskosten	11.355.640 USD
Projektmarketing-, Promotion- und Lobbykosten	586.436 USD	Gesamtprojektkosten	80.351.000 USD
Reise-, Transport- und Verwaltungskosten	219.335 USD	Eigenkapital	24.105.300 USD
Mehrwertsteuer	118.324 USD	Erstrangiges Fremdkapital	56.245.700 USD
Transaktionsstatus			
Für die Finanzierung der Bau- und Betriebsphase werden derzeit mit interessierten Eigenkapitalinvestoren und Banken Vorgespräche geführt. Der Fokus liegt hierbei aus Effizienzgesichtspunkten auf Kapitalgebern, die bereits in das Projekt San Carlos Bioenergy investiert oder Interesse an einer Investition in das Projekt San Carlos Biopower haben. Ziel ist es, Eigen- und Fremdkapitalkonsortien zu bilden, die mehrere oder idealerweise alle fünf derzeit in der Entwicklung befindlichen Projekte auf den Philippinen finanzieren. Für das Projekteigenkapital liegen aktuell zwei unverbindliche Capital Commitments über 15,7 Mio. USD vor.			
Prognostizierte Rendite der Investition		Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)	
<u>Finanzierung Projektentwicklung</u> : Die Barrendite basiert auf einem Zinscoupon von 35 % zzgl. einer Verzinsung von 2,92 % pro Monat ab dem 13. Monat und 10 % Equity Discount bei Wandlung in Aktien. IRR: 43,5 % p.a.; Exit Multiple: 1,6 x; Barertrag: 5,0 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 3,1 Mio. USD <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb</u> : Die Barrendite basiert auf einer Wertsteigerung der Beteiligung von 100% auf das investierte Kapital. IRR: 32,5 % p.a.; Exit Multiple: 2,0 x Barertrag: 13,4 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 6,7 Mio. USD		<u>Finanzierung Projektentwicklung</u> : vollständige Rückzahlung des investierten Kapitals zzgl. Zinsen bei Financial Close durch Wandlung in Aktien. <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb</u> : Verkauf der Beteiligung nach dem ersten vollen Jahr kommerziellen Betriebs an ein Energieversorgungsunternehmen oder einen langfristig orientierten Infrastrukturinvestor.	
Nächste Schritte			
Abschluss der für das Projektfinanzierungsmodell relevanten Projektentwicklungsarbeiten, Finalisierung der Vertragsverhandlungen mit dem EPC, Fertigstellung des Projektfinanzierungsmodells und der Projektdokumentation (PIM) und Versand an interessierte Banken und Investoren.			
Prognostizierte Dauer der Investition			
<u>Finanzierung Projektentwicklung</u> : ca. 27 Monate (bis Financial Close) <u>Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb</u> : ca. 2,5 Jahre (12 Monate nach COD)			
Durch einen Verkauf als Teil eines philippinischen Kraftwerkeportfolios zusammen mit den 4 weiteren Projekten auf Negros und Luzon kann sich eine zusätzliche signifikante Wertsteigerung ergeben, da bei Transaktionen von über 100 MW weitere Käufergruppen in Frage kommen, die mit deutlich geringeren Projekteeigenkapitalrenditen kalkulieren.			



Victorias Industrial District, Projektstandort von Central Negros Biopower

PROJEKTBECHREIBUNG

Beginn der Projektentwicklung für das Biomassekraftwerk Central Negros Biopower („CNB“) war 2011. Die Projektgesellschaft Central Negros Biopower Inc. wurde im März 2012 gegründet. Das Projekt CNB ist in Größe, Technologie und Konstruktion nahezu identisch mit dem Biomassekraftwerk San Carlos Biopower und wurde lediglich aufgrund geringfügiger Abweichungen im Hinblick auf die Brennstoffverfügbarkeit und die Standorteigenschaften an die lokalen Gegebenheiten angepasst. Es wurde vom selben Projektentwickler, Bronzeoak Philippines, auf dessen Grundlage entwickelt. Es ist geplant, dass auch der Bau dieser Anlage durch denselben Generalunternehmer, Wuxi Huaguang Electric Power Engineering Co., Ltd., der bereits die Biomassekraftwerke San Carlos Biopower und Central Tarlac Biopower bauen wird, durchgeführt werden soll. Detaillierte Informationen zum Projektentwickler und dem EPC befinden sich auf den Seiten 22 ff.

Bei CNB handelt es sich um ein neues, eigenständiges Grundlastkraftwerk mit einer Bruttostromerzeugungskapazität von 18 Megawatt (MW), das 132 GWh pro Jahr erzeugen und in das Netz Cebu Negros Panay, das Hauptelektrizitätsnetz auf den Visayas, einspeisen wird. CNB wird an das Transco-Netz (das nationale Stromnetz) mit 69 kV angeschlossen, das sich in nur 6 km Entfernung befindet (Umspannwerk). Die Stromverkaufsoptionen für CNB beinhalten bilaterale Strombezugsverträge (PPAs) mit lokalen Netzbetreiber- und Energieversorgungsunternehmen oder Unternehmen, die außerhalb sog. Wirtschaftszone (Economic Zone) angesiedelt sind, den Wholesale Electricity Supply Market (WESM) auf der Visayas-Inselgruppe und nach der Einführung eines nationalen Einspeisevergütungssystems (Feed-in Tariff) einen Strombezugsvertrag (PPA) mit der National Grid Corporation, basierend auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Das Kraftwerk wird auf dem Victorias Industrial District, Victorias City, Negros Occidental, im größten Zuckeranbauebiet auf den Philippinen inmitten des Einzugsbereichs von 60.000 ha an Zuckerrohrfeldern, die drei Zuckerfabriken im Nordwesten der Insel versorgen, gebaut. Die Hauptanlage und die zugehörige Infrastruktur werden auf 20 Hektar Land errichtet. Weitere 5 Hektar sind für die Lagerung von Brennstoffen vorgesehen. CNB wird nach seiner Inbetriebnahme knapp 200.000 Personen mit Strom versorgen. Das Kraftwerk wird in der Region Bacolod City während der Bauphase mehr als 1.000 temporäre Arbeitsplätze schaffen und im laufenden Betrieb ca. 550 Mitarbeiter beschäftigen. Darüber hinaus ist CNB Großabnehmer lokal angebaute Biomasse und sichert damit in der Region langfristig die Einkünfte von über 2.000 Bauern in der Landwirtschaft.

Das Kraftwerk ist ein thermisches Mehrstoffbiomassekraftwerk und verwendet langjährig bewährte und kommerziell nutzbare Technologie (Mixed Biomass Fired Circulating Fluidized Bed Boiler Thermal Power Plant). Es besteht aus einer Wärmekraftanlage mit einem Hochdruckbrennstoffkessel (70 te/hr, 98 bar, 540 °C), einer 18-MW-Kondensationsdampfturbine-Generator-Einheit, einer Brauchwasserbehandlungsanlage, einer Anlage zum Transport und der Lagerung

von Brennstoffen sowie einer Anlage zur Behandlung und Beseitigung von Abfällen. Durch die Wahl der Kesseltechnologie (Wirbelschicht) ist die Anlage hinsichtlich der verwendbaren Brennstoffe sehr flexibel.

Als Brennstoff für die Anlage werden Zuckerrohrblätter und -stängel verwendet, die nach der Ernte des Zuckerrohrs als Ernterückstände auf den Feldern verbleiben und nicht zur Zuckerherstellung verwendet werden, und Bagasse, die faserigen Überreste, die bei der Zuckerfabrikation als Abfallprodukt nach dem Auspressen des Zuckersaftes aus dem Zuckerrohr übrig bleiben.

Die Sicherstellung der Brennstoffversorgung wird durch eine vertikal integrierte Brennstoffversorgungskette gewährleistet und basiert auf langfristigen, wirtschaftlich für beide Seiten sehr attraktiven Brennstofflieferverträgen für die Biomasse mit lokalen Bauern, Kooperativen und Plantagenbesitzern. In einem Umkreis von 50 km um CNB herum stehen 2.100.000 Tonnen an als Brennstoff verwertbarer Biomasse zur Verfügung. Dies entspricht dem mehr als 14-fachen des Bedarfs von CNB, der 151.000 Tonnen pro Jahr beträgt.

Nach der Zuckerrohrernte müssen die Felder zunächst von den auf den Feldern verbliebenen Zuckerrohrblättern und -stängeln befreit werden, bevor wieder neue Pflanzen für die kommende Erntesaison angebaut werden können. In der Vergangenheit haben die Bauern die Zuckerrohrblätter und -stängel auf den Feldern einfach verbrannt, was zwischenzeitlich gemäß den philippinischen Umweltbestimmungen gesetzlich verboten und unter Strafe gestellt wurde. D. h., Zuckerrohrblätter und -stängel waren bis dato ein reines Erntefüllprodukt und haben den Bauern kein Geld eingebracht. CNB bietet den Bauern an, ihnen die Zuckerrohrblätter und -stängel abzukufen und auf eigene Kosten und mit eigenem Personal und Geräten auf deren Feldern einzusammeln und abzutransportieren, wodurch für die Bauern der Entsorgungsaufwand entfällt und zusätzliche Einnahmen entstehen. Aus einer Tonne Zuckerrohr werden 140 kg Brennstoff (die Ernterückstände Zuckerrohrblätter und -stängel) gewonnen. Dies entspricht 14 %.

CNB besitzt die gesamte notwendige landwirtschaftliche Infrastruktur für die Ernte, die Weiterverarbeitung, den Transport und die Lagerung für alle verwendeten Biomassebrennstoffe selbst. Hierzu gehören u. a. 35 Traktoren, 55 Ernte-/Logistikmaschinen und mehr als 95 LKWs. Das Kraftwerk wird pro Jahr ca. 68.000 CO₂-Zertifikate (CERs) erzeugen, die die Einnahmen von CNB erhöhen werden, da sie zu einem Zeitpunkt auf den internationalen CO₂-Markt kommen, bis zu dem sich die Preise für CO₂-Zertifikate durch die steigenden Umweltregulierungen voraussichtlich verdoppeln werden. Die Anlage ist auf eine optimale Energieeffizienz in Bezug auf die verwendeten Brennstoffe ausgelegt und erfüllt die strengen Umweltstandards der Weltbank.

Das Projekt befindet sich in einer frühen Entwicklungsphase und wird auf einer Fast-Track-Basis (beschleunigtes Verfahren) entwickelt. CNB hat bereits die de-

taillierten Brennstoffanalysen und die Elektrizitätsmarktstudien erstellt und sich die politische Unterstützung der lokalen Behörden und Ämter gesichert. Der Entscheidungsprozess für die Wahl des finalen Standorts für das Kraftwerk befindet sich in einem fortgeschrittenen Stadium. Drei Grundstücke sind in der finalen Auswahl und werden nach folgenden Kriterien bewertet: die Grundstücksklassifikation, hier wird ein Standort bevorzugt, der bereits als Industriestandort klassifiziert ist und konform mit der Landreform geht, die Eigentümerstruktur, hier wird ein Grundstück bevorzugt, das nur einen Eigentümer hat, die Miet-/Kaufkonditionen, die regionale Infrastruktur in Bezug auf Straßen, Wasserversorgung und Stromnetzanschluss sowie die Sicherheit und Bodenbeschaffenheit.

Die Projektentwicklung und die Projektfinanzierung sollen im 2. Quartal 2015 abgeschlossen werden. Der Bau der Anlage soll im 3. Quartal 2015 beginnen. Die kommerzielle Inbetriebnahme des Kraftwerks erfolgt im 2. Quartal 2017.

PROJEKTSTANDORT

Die Philippinen sind das zweitgrößte Archipel der Welt, bestehen aus über 7.000 einzelnen Inseln und befinden sich im Südchinesischen Meer. Die Region gehört im Moment zu den am stärksten wachsenden Wirtschaftsräumen Asiens. Mit 102 Millionen Einwohnern, einem Bruttoinlandsprodukt von 213 Milliarden USD und einem Wirtschaftswachstum 2011 von 3,72% sind die Philippinen eines der wenigen Länder weltweit, die von der Rezession, ausgelöst von der Finanz- und Wirtschaftskrise, nicht betroffen waren. Die Philippinen sind ein aufstrebender Wachstumsmarkt mit engen Verbindungen sowohl zu China als auch dem Westen und Mitglied der UN, WTO, APEC und ASEAN. Gemäß Statistik der Weltbank ist die Volkswirtschaft der Philippinen die 46.-größte weltweit. Goldman Sachs prognostiziert, dass die Philippinen im Jahr 2050 auf Platz 14 stehen werden und führt sie in seiner Liste der „Next Eleven Economies“. HSBC prognostiziert, dass die philippinische Wirtschaft 2050 die 16.-größte Wirtschaft der Welt, die fünfgrößte Wirtschaft in Asien und die größte Wirtschaft in der Region Südostasien wird.

Die Hauptstadt Manila ist die siebtgrößte Stadt der Welt und hat über 25 Millionen Einwohner. Seit 1980 hat sich die Bevölkerung auf den Philippinen von 48 Mio. Einwohnern bis heute mehr als verdoppelt. Prognosen rechnen für die Philippinen bis 2050 mit mehr als 150 Mio. Einwohnern. Das durchschnittliche Bevölkerungsalter beträgt 22,7 Jahre.

Aufgrund der sehr schnell wachsenden Bevölkerung und Industrialisierung verzeichnen die Philippinen einen stark steigenden Energiebedarf. Der Stromverbrauch ist von 1990 bis 2008 um 134% gestiegen. Prognosen rechnen bis 2017 mit einem Wachstum von 4,6% p.a. Bereits heute gibt es auf den Philippinen große Energiekapazitätsengpässe, die sich vor allem auf den Inseln, die sich am Rand der großen Elektrizitätsnetze befinden, zeigen. Der zusätzliche Energiebedarf auf den Philippinen wird bis 2014 auf 4.100 MW und bis 2030 auf 16.550 MW geschätzt. Großflächige Skaleneffekte bei der Stromerzeugung sind unmöglich zu gewährleisten, wenn es darum geht, auf den Strombedarf eines Archipels zu reagieren. Als Folge davon sind die Strompreise in solchen Regionen tendenziell eher hoch. Mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis an Privatkunden von 18,1 US-Cent pro Kilowattstunde haben die Philippinen zwischenzeitlich sogar die bisherige Nummer eins bei Elektrizitätskosten in Asien, Japan (mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis von 179 US-Cent pro Kilowattstunde), überholt und haben somit die höchsten Strompreise in ganz Asien.

Da die Philippinen über keine eigenen nennenswerten Öl-, Gas- oder Kohlervorräte verfügen, und somit in Bezug auf fossile Energieträger zu 100% von Importen abhängig sind, wurde bereits in den siebziger Jahren mit der Entwicklung alternativer Energiekonzepte im Bereich der erneuerbaren Energien begonnen, um diese Abhängigkeit zu reduzieren. Heute sind die Philippinen mit einem Anteil von 42% an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch des Landes im Bereich erneuerbarer Energien globaler Vorreiter und eines der führenden Länder weltweit. Die Philippinen sind mit 1.874 MW hinter den USA weltweit der zweitgrößte Energieproduzent im Bereich Geothermie, verfügen über eine installierte Wasserkraftkapazität zur Energiegewinnung von über 3.000 MW, sind der größte Windkraftproduzent in Südostasien und

besitzen u.a. die größte ans Netz angeschlossene Photovoltaikanlage sämtlicher Schwellenländer.

In den letzten Jahrzehnten wurde der philippinische Energiemarkt immer weiter liberalisiert. Es gibt zwischenzeitlich private, nichtstaatliche Energieerzeuger, eine gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Energieerzeugung und -übertragung und einen geregelten börslichen Elektrizitätsmarkt.

Die Stromengpässe auf den Philippinen haben das Ministerium für Energie im Jahr 2008 dazu veranlasst, einen Entwicklungsplan für den Ausbau der Energieversorgung des Landes bis zum Jahr 2030 aufzustellen, der die kritischen Kapazitätsmängel beseitigen soll. In diesem Entwicklungsplan spielt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Das noch nicht genutzte kommerzielle Potenzial erneuerbarer Energien auf den Philippinen beträgt im Bereich Geothermie über 4.000 MW, im Bereich Windkraft über 2.500 MW, im Bereich Biomasse über 500 MW und im Bereich Wasserkraft über 13.000 MW.

Im Jahr 2008 ist unter Präsidentin Gloria Macapagal Arroyo das Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Act) in Kraft getreten, das in weiten Teilen dem deutschen Gesetz für erneuerbare Energien entspricht. Ziel des Gesetzes ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien durch die staatliche Förderung und Subventionierung privater Investitionen in den Sektor, wodurch insbesondere für ausländische Investoren Rechtssicherheit geschaffen wurde. Das Gesetz sieht u.a. folgende (finanzielle) Fördermechanismen vor: Reduzierung der Investitionskosten in erneuerbare Energien durch diverse Steuervorteile, allgemeine Wettbewerbsvorteile durch gesetzlich vorgeschriebene Mindestquoten für den Anteil erneuerbarer Energien und eine vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuer-





Negros ist auf den Philippinen das Zentrum für erneuerbare Energien



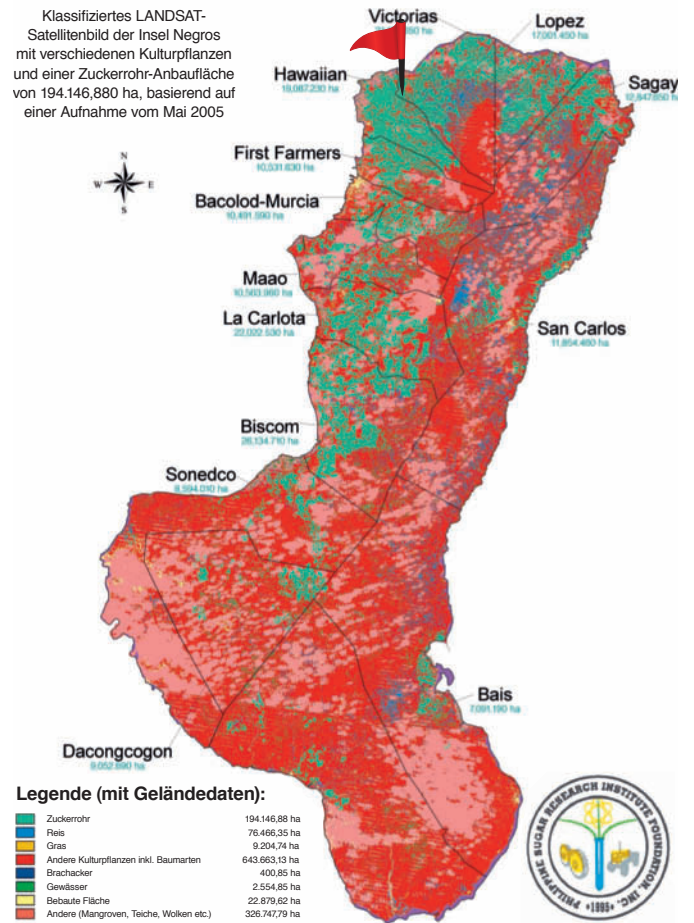
Hon. Gov. Alfredo G. Marañon, jr., Gouverneur, Province of Negros Occidental

baren Energien ins Stromnetz (Renewable Portfolio Standard), einen gesetzlich definierten Einspeisevergütungstarif unabhängig vom aktuellen Marktpreis (Wholesale Energy Supply Market) und eine garantierte Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien sowie eine weitreichende strukturelle staatliche Unterstützung bei der Projektimplementierung.

Im Jahr 2009 wurde im Rahmen der Gesetzesrichtlinien für erneuerbare Energien das Nationale Programm für erneuerbare Energien verabschiedet (RE Policy Framework – National Renewable Energy Program). Die hierin definierten Ziele lauten: eine Verdreifachung der Energiekapazitäten aus erneuerbaren Energien von derzeit 5.369 MW auf 15.319 MW bis 2030, Entwicklung des Landes zum größten Energieerzeuger im Bereich Geothermie weltweit (zusätzlich 1.495 MW),

größter Energieerzeuger im Bereich Windkraft in Südostasien bis 2022 (zusätzlich 2.469 MW), Verdreifachung der Kapazitäten im Bereich Wasserkraft bis 2025 (zusätzlich 5.408 MW), Steigerung der Energieerzeugungskapazitäten im Bereich Bioenergie um 265 MW bis 2015, im Bereich Solar um 284 MW und im Bereich Ozean-/Meeresenergie um 10 MW bis 2030.

Die Insel Negros, Standort von CNB, ist die größte der zu den Philippinen zählenden Visayas-Inseln, die viertgrößte Insel des gesamten Archipels und hat 2,8 Millionen Einwohner. Die Energieversorgung auf Negros basiert bisher weitgehend auf Geothermie, weshalb Negros auch das Zentrum der erneuerbaren Energien auf den Philippinen genannt wird. Der Gouverneur von Negros hat die Insel als „grüne“ Insel proklamiert. Zukünftig sollen 100 % des Energiebedarfs über regional verfügbare erneuerbare Energien abgedeckt werden. Prognosen gehen davon aus, dass das Energiedefizit auf Negros, das heute bereits zu regelmäßigen Stromausfällen auf der Insel führt, bis 2015 auf über 100 MW anwachsen wird. Vor diesem Hintergrund besteht der dringende Bedarf, weitere lokale Kraftwerke auf der Insel zu bauen, um die langfristige Energieautonomie von Negros zu gewährleisten. Die Insel bietet für Biomassekraftwerke im Allgemeinen sowie für zuckerrohrbasierte Biomassekraftwerke wie CNB im Speziellen optimale Standortvoraussetzungen. Die Insel ist aufgrund ihrer klimatischen Bedingungen ein von der Landwirtschaft dominiertes Gebiet. Unter den Anbaupflanzen auf Negros ist das Zuckerrohr mit einer Jahresproduktion von über 10 Mio. Tonnen, was einem Anteil an der Gesamtzuckerproduktion auf den Philippinen von 50% entspricht, dominierend. Die Stadt La Carlota blickt auf eine über hundertjährige Geschichte des Zuckerrohranbaus zurück. Die beständigen und reichhaltigen Ernten auf Negros stellen eine konstante Brennstoffversorgung des Kraftwerks sicher. Unter Nutzung sämtlicher auf der Insel zur Verfügung stehenden Biomasseressourcen könnte Negros sogar einen Energieüberschuss produzieren und bis zu 200 MW saubere, erneuerbare Energie aus Biomasse pro Jahr exportieren.



MAUI BIOENERGY

TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name des Projekts		Zeitpunkt der Investition	
Maui Bioenergy („MB“)		Ab 3. Quartal 2011	
Transaktionsbeschreibung			
Bei MB handelt es sich um die Restrukturierung und Erweiterung einer bestehenden Zuckerfabrik mit integriertem Kraftwerk der Hawaii Commercial & Sugar Company auf der Insel Maui, Hawaii, auf eine jährliche Produktionsleistung von 90 Mio. Liter Biodiesel, 120 Mio. Liter Bioethanol und eine Bruttostromerzeugungskapazität von 24 MW. Das Gesamtprojektvolumen beträgt ca. 500 Millionen USD. CTP finanziert als Mitglied eines Konsortiums, bestehend aus Alexander & Baldwin Inc., Rentec Inc., Clearfuels Technologies Inc. und Green Era Corporation, einen Anteil von 28 % der Gesamtprojektentwicklungskosten in Höhe von 12,5 Mio. USD.			
Art und Höhe der Investition		Sicherheiten Finanzierung Projektentwicklung	
3,5 Mio. USD in erstrangigen, besicherten Orderschuldverschreibungen. Die Zahlungen erfolgen monatlich mit Projektfortschritt, verteilt über 48 Monate bis Juni 2015 gemäß Entwicklungsbudget.		Besichert durch ein Pfandrecht an den Aktien von MB und damit verbunden sämtlichen Vermögensgegenständen und -rechten sowie bereits erteilten und zukünftigen behördlichen Zulassungen, Genehmigungen und Lizenzen von MB. Hierzu gehören u. a. die Landmietoption, Maschinen u. Fahrzeuge, nach Unterschrift die PPAs sowie bereits erhaltene Finanzierungs- und Investitionszusagen.	
Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Projektentwicklung			
Interne Kosten des Projektentwicklers	980.000 USD	Rechtsberatung	302.400 USD
Behördliche Genehmigungen und Lizenzen	434.000 USD	Finanzberatung	131.600 USD
Brennstoffversorgung und -logistik	336.000 USD	Projektmarketing-, Promotion- und Lobbykosten	434.000 USD
Engineering	504.000 USD	Reise-, Transport- und Verwaltungskosten	378.000 USD
Transaktionsstatus			
Strukturierung der Finanzierung mit dem späteren Projekteigentümer und -betreiber der Anlage.			
Prognostizierte Rendite der Investition		Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)	
Finanzierung Projektentwicklung: Die Barrendite basiert auf einem Zinscoupon von 25 % zzgl. einer Verzinsung von 2,08 % pro Monat ab dem 13. Monat und einem noch zu verhandelnden Carried Interest. IRR: 28,6 % p. a.; Exit Multiple: 2,0 x; Barertrag: 7 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 3,5 Mio. USD		Finanzierung Projektentwicklung: vollständige Rückzahlung des investierten Kapitals zzgl. Zinsen bei Financial Close.	
Nächste Schritte			
Abschluss der für das Projektfinanzierungsmodell relevanten Projektentwicklungsarbeiten, Fertigstellung des Projektfinanzierungsmodells und der Projektdokumentation (PIM).			
Prognostizierte Dauer der Investition			
Finanzierung Projektentwicklung: ca. 48 Monate (bis Financial Close)			



Hawaii Commercial & Sugar Company auf der Insel Maui, Projektstandort von Maui Bioenergy

PROJEKTBSCHREIBUNG

Beginn der Projektentwicklung für die Bioenergieanlage Maui Bioenergy („MB“) war 2008. Die Projektgesellschaft soll 2012 gegründet werden. Bei MB handelt es sich um den Ausbau und die Optimierung der Produktionskapazitäten einer bestehenden Zuckerrohr verarbeitenden Zuckerfabrik mit integriertem Kraftwerk der Hawaii Commercial & Sugar Company (HC&S) auf der Insel Maui auf Hawaii (USA) und deren Erweiterung, um Ernterückstände der Zuckerernte, wie z. B. Zuckerrohrblätter und -stängel sowie die Abfallprodukte der Zuckerproduktion, wie z.B. Bagasse, zur Herstellung von sauberem, erneuerbarem Kraftstoff für Jet- und Dieselmotoren nutzen zu können. MB wird auf dem Gelände der Zuckerfabrik und -plantage der HC&S entstehen, auf dem, auf einer landwirtschaftlichen Fläche von 16.000 Hektar, Zuckerrohr angebaut wird. Insgesamt stehen für MB 26.000 Hektar zur Verfügung. HC&S wurde 1882 gegründet und ist als der einzige verbliebene große Zuckerproduzent auf Hawaii der größte Arbeitgeber auf der Insel Maui. HC&S ist eine Tochtergesellschaft des an der NASDAQ-Börse gelisteten Konzerns Alexander & Baldwin Inc., einer Unternehmensgruppe mit Sitz in Honolulu auf Hawaii, die seit über 125 Jahren auf Maui tätig ist und sehr gute Verbindungen zur örtlichen Regierung besitzt. Mit 370 km² Land ist Alexander & Baldwin noch heute einer der größten Grundbesitzer auf Hawaii.

Durch die Restrukturierung wird die Kapazität der bestehenden Anlage auf eine jährliche Produktionsleistung von 90 Mio. Liter Biodiesel und 120 Mio. Liter Bioethanol erweitert und die Stromerzeugung auf eine Leistung von 24 MW erhöht. Die Anlage wird 450.000 Tonnen Bagasse pro Jahr verarbeiten. Die Zuckerfabrik arbeitet neun Monate im Jahr, während die Anlagen zur Kraftstoffherstellung bis auf Unterbrechungen für Wartungsarbeiten ganzjährig arbeiten werden. Als Teil des neuen Anlagenprozesses wird auch Biogas produziert und gespeichert und als zusätzlicher Brennstoff für den Kessel verwendet. Der Biokraftstoff aus der neuen Anlage wird komplett für die Befriedigung der heimischen Nachfrage auf Hawaii verwendet, wobei ein Großteil der Bioethanolproduktion zur Stromerzeugung mit langfristigen Lieferverträgen an Maui Electric Corporation (MECO) verkauft wird. Im Moment werden jährlich 150 Millionen Liter Ethanol nach Hawaii importiert. Ein Teil hiervon kann von MB ersetzt und somit die Abhängigkeit von Brennstoffimporten verringert werden. Teil der Projektentwicklung ist auch die Neuausrichtung des Plantagenmanagements, wodurch die Anbaukapazitäten für Biomasse sowohl für die Biokraftstoffproduktion als auch für die Elektrizitätserzeugung bei gleichzeitiger Reduzierung der aktiv bebauten Flächen gesteigert werden können.

Clearfuels Technologies Inc., eine Tochtergesellschaft von Rentech Inc., finalisiert derzeit die Engineering-Überprüfung für MB. Ursprünglich wurden über 50 Umwandlungstechnologien betrachtet und auf eine engere Auswahlliste von sieben reduziert. Am Ende wurde der Rentech-Clearfuels (RTCF)-Prozess als präferierte Technologie für die Biokraftstoffproduktion ausgewählt. Der RTCF-Prozess ist eine von Clearfuels entwickelte Technologie, die zusammen mit Vergasungs- und Ver-

edelungstechnologien synthetisches Gas aus Biomasse und fossilen Rohstoffen in Kohlenwasserstoffe umwandelt, die im Anschluss in hochreine synthetische Kraftstoffe, spezielle Wachse und Chemikalien weiterverarbeitet werden. Der RTCF-Prozess kann auch zur Stromerzeugung erneuerbarer Energien konfiguriert werden. MB wird so konstruiert werden, dass die Anlage entweder Kerosin (Flugzeugtreibstoff) oder Diesel mit niedrigem Schwefelgehalt produzieren kann. Die Möglichkeit, die Produktion von dem einen auf den anderen Kraftstoff umzustellen, geht nahezu ohne Zeitverzögerung. MB kann aber zeitgleich immer nur einen der beiden Kraftstoffe herstellen. Die hierbei zum Einsatz kommenden Technologien der Vergasung und der UOP-Veredelungstechnologien sind bewährte Technologien. Der Rentech-Prozess wurde bereits erfolgreich in der Product Demonstration Unit (PDU), am Standort Commerce City, Colorado, im Rentech Energy Technology Center (RETC) angewendet, um synthetische Kraftstoffe zu Test- und Zertifizierungszwecken herzustellen. Die Versuchsanlage, die zu Demonstrationszwecken gebaut wurde, ist für die Herstellung von mehr als 400 Gallonen hochreinem, synthetischem Flugzeugtreibstoff und Diesel mit niedrigem Schwefelgehalt ausgelegt sowie die Produktion von speziellen Wachsen und Chemikalien. Die Anlage ist für größere Produktionskapazitäten skalierbar. Rentechs synthetischer Flugzeugtreibstoff ist nach der American Standard Test Method (ASTM) zertifiziert, von der FAA für die kommerzielle Luftfahrt zugelassen und von der U.S. Air Force für den Einsatz in ihren Flugzeugen freigegeben. Rentechs synthetischer Dieselmotorkraftstoff erfüllt die ASTM-975-Richtlinien.

Clearfuels und Rentech wurden vom U.S. Department of Energy (Energieministerium) ausgewählt und haben 23 Millionen USD an Fördergeldern für den Bau einer Biomassevergasungsanlage zu Demonstrationszwecken, mit einer Kapazität von 20 Tonnen pro Tag, im RETC erhalten. Die Vergasungsanlage ist in Rentechs PDU integriert worden, um aus Biomasse erneuerbare, synthetische Kraftstoffe herzustellen. Die Testanlage hat Mitte Oktober 2011 den Betrieb aufgenommen und konnte die prognostizierten Produktionsergebnisse durch die Betriebsdaten der letzten 8 Monate bestätigen bzw. in Teilbereichen sogar übertreffen. Damit wurden skalierbare Ergebnisse für den kommerziellen Einsatz geliefert.

Für das Projekt MB wurden bereits die grundlegenden Machbarkeitsstudien abgeschlossen und mit HC&S ein Kooperationsvertrag abgeschlossen, mit dem Ziel, im nächsten Schritt 2012 einen Gemeinschaftsentwicklungsvertrag (JDA) für MB zu unterzeichnen. Während der nächsten Monate beinhalten die Projektentwicklungsaktivitäten die Formalisierung der Pachtverträge sowie die (Neu-) Verhandlungen der langfristigen Verträge. Hierzu gehört ein 20-jähriger Vertrag mit MECO für die Elektrizität. Derzeit produziert HC&S basierend auf einem existierenden langfristigen Vertrag Ethanol für MECO, das zur Stromerzeugung verwendet wird. Dieser Vertrag läuft 2016 aus, aber HC&S und MECO haben sich bereits auf eine frühzeitige Neuverhandlung des Vertrags verständigt. Als Teil der Verhandlungen soll zukünftig auch die alternative Lieferung von Rohbenzin (Naphtha) von HC&S an MECO zur Stromerzeugung integriert werden, da erste Gespräche ergeben haben



Zerkleinerung und Vorbereitung des Zuckerrohrs für die Weiterverarbeitung



Alter Niederdruckkessel für Bagasse



Anlieferung von Zuckerrohr in der Anlage mit Schwertransportern



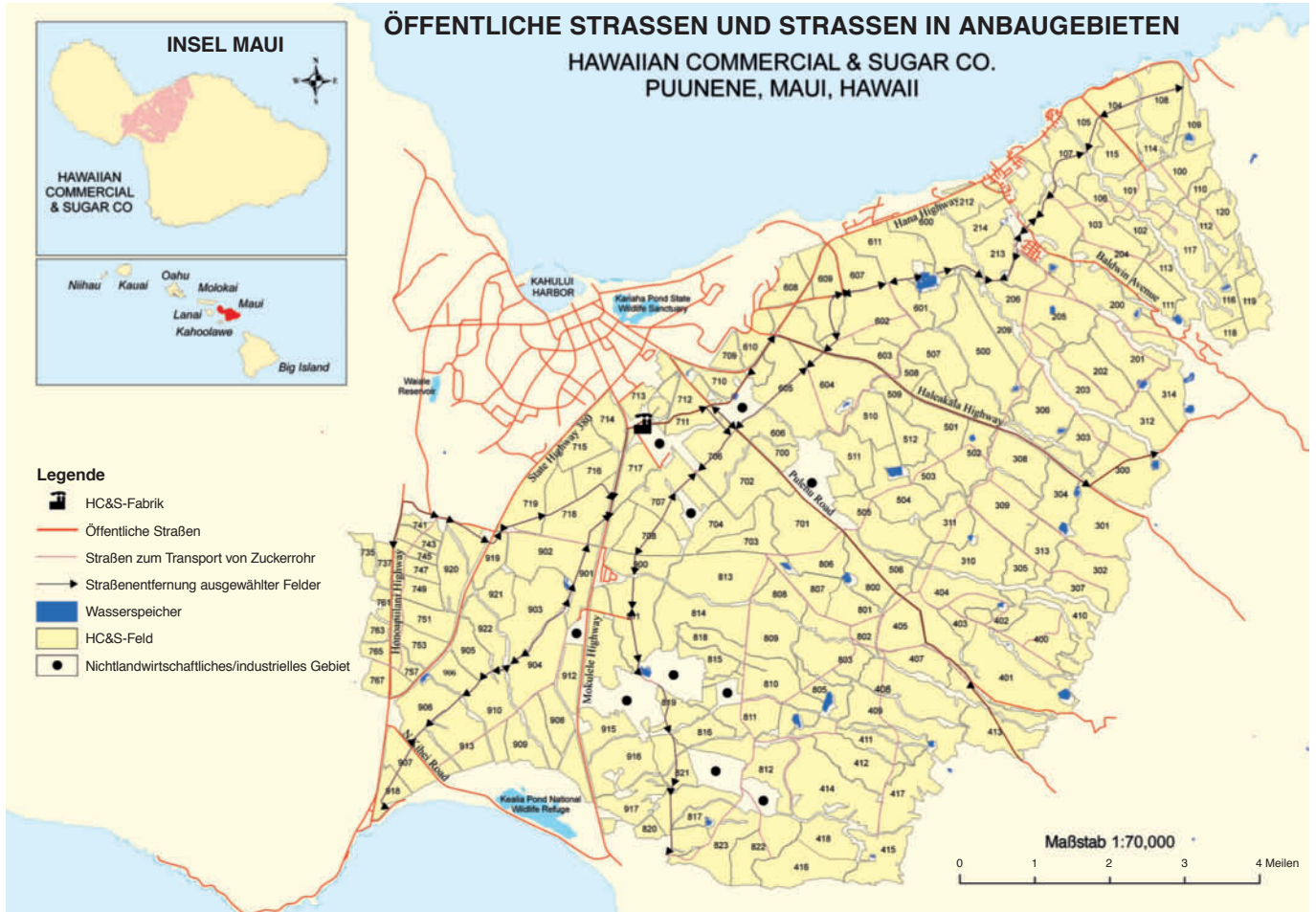
Dampfturbinenkraftwerk auf Hawaii



Entladestation für die Schwertransporter



Reinigung des Zuckerrohrs auf dem Weg in die Destillerie

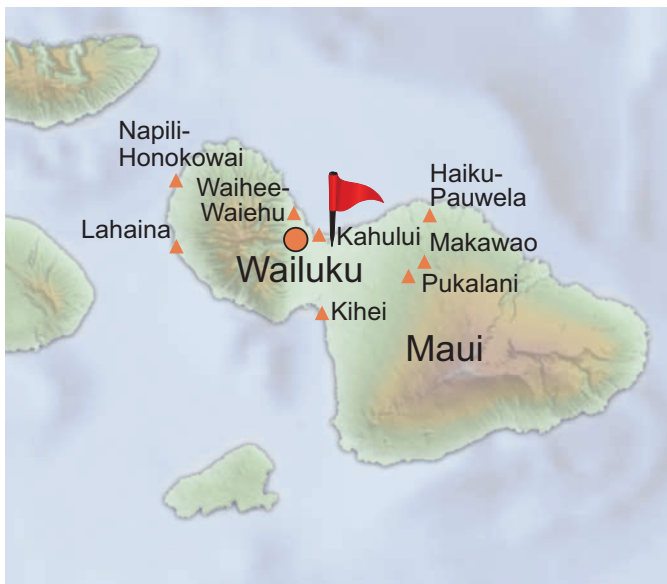


das MECO diese Alternative aufgrund seiner eigenen Infrastruktur präferiert. Darüber hinaus sollen langfristige Abnahmeverträge von mindestens 10 Jahren für die Diesel- und Flugzeugtreibstoffe mit staatlichen Abnehmern ausgehandelt und abgeschlossen werden.

Die Finalisierung der Unternehmensstrukturierung ist für das 4. Quartal 2012 geplant. Die Projektentwicklung und die Projektfinanzierung sollen im 2. Quartal 2015 abgeschlossen werden. Die Bau- und Restrukturierungsarbeiten sollen im 3. Quartal 2015 beginnen. Die kommerzielle Inbetriebnahme der Anlage erfolgt im 3. Quartal 2017.

PROJEKTSTANDORT

Hawaii ist eine Inselkette im Pazifischen Ozean und der 50. Bundesstaat der Vereinigten Staaten von Amerika (USA). Geografisch wird Hawaii nicht dem amerikanischen Kontinent, sondern als Teil Polynesiens der den Kontinenten gleichgestellten Inselwelt Australiens bzw. Ozeaniens zugeordnet und liegt 3.682 km vom amerikanischen Festland (Kalifornien) entfernt. Insgesamt gehören 137 Inseln mit einer Gesamtfläche von 16.625 km² zu Hawaii. Hawaii zählt etwa 1,4 Millionen Einwohner. Hauptstadt und zugleich größte Stadt des Archipels ist Honolulu. Aufgrund des tropischen Klimas ist der Tourismus der Hauptwirtschaftszweig des Bundesstaates (ca. 7,3 Mio. Besucher 2011), gefolgt von der Landwirtschaft und wirtschaftlichen Aktivitäten und Einflussfaktoren der militärischen Anlagen und Truppen. Der Anbau und Export von Zuckerrohr und Ananas auf Plantagen war früher der bedeutendste Wirtschaftszweig und leistet noch heute einen wichtigen Beitrag bei den Einnahmen des Bundesstaates. Alexander & Baldwin dominiert die landwirtschaftlichen Aktivitäten im Staat. Das Bruttoinlandsprodukt von Hawaii lag 2011 bei 69 Milliarden USD, die Exporte bei 685 Mio. USD und die Importe bei 4.743 Mio. USD (2010). Die Insel Maui, Standort von MB, ist die zweitgrößte der hawaiianischen Inselgruppe und umfasst 1.883,5 Quadratkilometer. Sie ist somit die 17.-größte Insel der USA und Teil des Staates Hawaii. Die Bevölkerungszahl lag 2011 bei 154.834, nach Oahu und Hawaii die drittgrößte Bevölkerungszahl Hawaiis.



Die Abhängigkeit von Öl ist ein einheitliches Charaktermerkmal vieler Inselnationen, da es einfach zu transportieren und ein verlässlicher Energielieferant ist. Die Energieerzeugung auf Hawaii basierte 2010 mit knapp 77 % hauptsächlich auf Öl, gefolgt von Kohle mit 15 % und erneuerbaren Energien (Bioenergie, Windkraft und Geothermie). Die Hawaiian Electric Company, Inc. (HECO), und seine Tochtergesellschaften, Maui Electric Company Ltd. (MECO) und Hawaii Electric Light Company Inc. (HELCO) versorgen 95 % der Bevölkerung auf den Inseln Oahu, Maui, Hawaii Island, Lanai und Molokai. Die Kauai Island Utility Cooperative ist für die verbleibenden 5 % auf Kauai zuständig. Die Stromerzeugungsleistung betrug



Luftaufnahme Zuckerrohrfelder Hawaii

2010 insgesamt 2.400 Megawatt. Es gibt zwischen den einzelnen Inseln Hawaiis aufgrund von Kosten und Komplexität keine Stromleitungen. Hawaii hat mit 34,58 US-Cent/kWh die mit weitem Abstand teuersten Elektrizitätspreise in den USA, die von 8,09 US-Cent/kWh in den günstigsten Staaten, wie z. B. Idaho und Utah, bis zu 18 US-Cent/kWh in den teuersten Staaten, wie z. B. Connecticut und New York reichen.

Aufgrund der weitreichenden Folgen für die Wirtschaft und den Arbeitsmarkt auf Hawaii, die aus der 100%igen Abhängigkeit von Öl-, Kraftstoff- und Ethanolimporten resultieren (die Ölimporte 2010 umfassten 3,2 Milliarden USD und stellten 65 % der Gesamtimporte dar), wurde von der Regierung 2007 eine langfristige Energiestrategie, die Hawaiian Energy Strategy verabschiedet. Die definierten Ziele sind die Reduzierung der Abhängigkeit von Öl, der Schutz der Umwelt durch die Reduzierung von Treibhausgasen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz der bestehenden Energieinfrastruktur. Im Rahmen der Hawaiian Energy Strategy wurde zur Reduzierung der Treibhausgase bis 2020 auf das Niveau von 1990 der Act 234 (Global Warming Solutions Act; 2007) verabschiedet.

2008 wurde die Hawaii Clean Energy Initiative („HCEI“) eingeführt und eine Vereinbarung zwischen dem US-Energieministerium und dem State Department of Business & Economic Development geschlossen, mit dem Ziel, bis 2030 40% des Elektrizitätsbedarfs aus erneuerbaren Energien zu gewinnen. Diese 40% saubere Energieherstellung in Verbindung mit einer um 30 % verbesserten Energieinfrastruktur ergeben 70 % saubere(re) Energie bis 2030. 2009 wurde, mit der Einführung des Renewable Portfolio Standards („RPS“), ursprünglich Act 272, SLH 2001, erweitert mit Act 155 SLH 2009, die bis dahin freiwillige Selbstverpflichtung der HCEI rechtlich bindend. Das Gesetz schreibt bis 2040 eine verbindliche Quote erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch in Höhe von 40% vor, wobei 15 % bis zum 31.12.2015, 25 % bis zum 31.12.2020 und 40 % bis zum 31.12.2030 definiert sind. Um die vorgegebenen Ziele bis 2030 zu erreichen, werden zusätzliche 5.740 Gigawattstunden Elektrizität aus erneuerbaren Energien benötigt.

Vor diesem Hintergrund und der im Überfluss vorhandenen lokalen Zuckerrohrmengen hat 2009 der Sprecher des Hawaiian State House weltweit Projektentwickler aufgefordert, Projekte für Bioethanolanlagen auf Hawaii zu entwickeln und vorzulegen. Es werden zukünftig allein auf dem Transportmarkt 170 Mio. Liter Bioethanol jährlich notwendig, um die gesetzlichen Bestimmungen der Environmental Protection Agency der USA sowie die staatlichen Emissionsvorschriften zu erfüllen. Nach hawaiianischem Gesetz müssen bis 2010 85 % des Kraftstoffs für Fahrzeuge 10 % Bioethanol enthalten, wobei dieser Anteil in den nächsten Jahren noch weiter ansteigen soll (15 % bis 2015, 20 % bis 2020 und 30 % bis 2030). Um die Biokraftstoffproduktion zu fördern, liegen die Steuersätze für Biokraftstoffe nur zwischen 12,5 % und 14,5 % der Steuersätze für Erdölprodukte. Die Bioethanolproduktion profitiert ebenfalls von einer weiteren Steuervergünstigung von 0,13 USD pro Liter.

PROJEKTENTWICKLER

BCG LLC wurde von Bronzeoak Philippines Inc., Clearfuels Technologies Inc. und Green Era Corporation als Projektentwicklungs- und managementgesellschaft für das Maui-Bioenergy-Projekt gegründet, wobei alle drei Gründungsgesellschafter zu gleichen Teilen am Unternehmen beteiligt sind.



Bronzeoak Philippines Inc. („BPH“) wurde 2003 von Zabaleta & Company, einem der großen philippinischen Konglomerate, das in den Bereichen Landentwicklung, Immobilien, Landwirtschaft, Nahrungsmittel und im Energiesektor tätig ist, und Bronzeoak, dem führenden englischen Projektentwickler im Bioenergiesektor gegründet. BPH ist einer der führenden Projektentwickler im Bereich erneuerbarer Energien in Asien und Marktführer im Bereich Bioenergie auf den Philippinen.

Das Unternehmen hat seinen Hauptsitz in Manila (Philippinen) und verfügt über Niederlassungen in San Carlos (Philippinen), Sydney (Australien) und Washington, D.C. (USA). Innerhalb der ThomasLloyd Group ist BPH im Rahmen eines gemeinsamen Joint Ventures als exklusiver Projektentwickler für Bioenergieprojekte in der Region Asien/Pazifik zuständig. BPH hat sich im Bioenergiesektor insbesondere auf die Projektentwicklung, das Projektmanagement und den Betrieb von auf Zuckerrohr basierenden Biomassekraftwerken zur Stromerzeugung und auf integrierte Bioethanoldestillieren, die u. a. Zuckermöhlen und Anlagen zur Stromerzeugung beinhalten, spezialisiert. Das Unternehmen deckt über seine Spezialisten, zu denen u. a. Ingenieure und Chemiker verschiedenster technischer und wirtschaftlicher Ausrichtungen gehören, für die o. g. Bereiche die gesamte Projektbandbreite inkl. Entwicklung von und Versorgung mit Biomassetreibstoffen, Brennstofflogistik- und -lagerung, Industrieanlagen, Infrastrukturlösungen sowie die rechtlichen, wirtschaftlichen und finanziellen Aspekte ab. Durch seinen Gesellschafter Zabaleta & Company kann BPH auf ein über Jahrzehnte gewachsenes weltweites einzigartiges Netzwerk in der Zuckerindustrie zurückgreifen. Dies beinhaltet die Bereiche Wissenschaft, Technologie, Lobbyverbände, Wirtschaft und Politik. Detaillierte Informationen zu BPH befinden sich auf den Seiten 22 ff.



Clearfuels Technologies Inc. („CF“) wurde 1998 gegründet und hat seinen Hauptsitz in Honolulu (Hawaii). Das Unternehmen wurde 2011 von Rentech Inc. (www.rentechinc.com) vollständig übernommen. Mit dem von Rentech-Clearfuels entwickelten hocheffizienten Biomassevergaser können in einem flexiblen, vielseitigen Prozess verschiedene Biomasserohstoffe in erneuerbare Biokraftstoffe und andere erneuerbare Produkte wie sauberes, erneuerbares Synthesegas, Wasserstoff, Dampf und Strom umgewandelt werden. Rentech und Clearfuels haben zusammen vom US-Ministerium für Energie unter dem American Recovery and Reinvestment Act 23 Millionen USD an Fördergeldern zur Validierung ihrer Raffinerietechnik erhalten. Mit den Subventionen wird ein Demovergaser mit einer Kapazität von 20 Tonnen pro Tag im Rentech Energy Technology Center (RETC) in Colorado, USA, gebaut, der dann in Rentechs bestehende Product Demonstration Unit (PDU), bestehend aus Rentechs Fischer-Tropsch-Prozess und UOP's Veredelungstechnologie, integriert werden soll. Das Demoprojekt soll bis Ende des Jahres abgeschlossen sein und dann mit einer Ligno-Zellulose-Technologie synthetischen, erneuerbaren Kraftstoff für Jet- und Dieselmotoren herstellen.

GREEN ERA CORPORATION

Green Era Corporation hat seinen Hauptsitz in Honolulu auf Hawaii und ist ein auf den hawaiianischen Markt spezialisierter Projektentwickler, Unternehmensberater und Private-Equity-Investor im Bereich Cleantech. Das Unternehmen verfügt über seine Gründer und das Management, die sich aus lokalen Persönlichkeiten aus Wirtschaft und Politik sowie dem Bankensektor zusammensetzen, über exzellente langjährige Kontakte zu regionalen Behörden, Lobbyverbänden und der Industrie.

Die Geschäftsleitung von BCG hat durchschnittlich mehr als 20 Jahre Erfahrung in ihren jeweiligen Verantwortungsbereichen, die Agrarwirtschaft, Zuckerrohrproduktion, Projektentwicklung- und -management, Engineering und Technologie, Politik, Behörden und Regulierung, Marketing und Kommerzialisierung sowie Finanzen und Investments umfassen, und besteht aus Gregg Yamanaka (President), Albert H. Pleus (Vice-President), Eric Darmstaedter (Vice President), Jose Maria T. Zabaleta, George E. St. John, Robert Shleser, Chris Norris, Robert V. Osgood, Will Crowley, Randy Blevins, Kirsten Baumgart Turner, Ann Yamamoto und Michael T. Pfeffer.

SAN CARLOS NORTH EAST WIND

TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name der Projektgesellschaft		Zeitpunkt der Investition	
San Carlos North East Wind Inc. („SCNEW“)		Finanzierung Projektentwicklung: ab 2. Quartal 2012 Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb: ab 1. Quartal 2014	
Transaktionsbeschreibung			
Bei SCNEW handelt es sich um einen 40-MW-Onshore-Windpark, der in zwei Phasen im Balabag-Vorgebirge, im Gebiet der Stadt San Carlos und der Gemeinden Calatrava und Salvador Benedicto, im Nordosten des Zentralgebirges der Insel Negros auf den Philippinen gebaut wird. Das Gesamtfinanzierungsvolumen des Projekts beträgt ca. 65 Millionen USD. CTP finanziert die letzte Phase der Projektentwicklung und beteiligt sich an der Finanzierung des Kraftwerkbaus und der Startphase des kommerziellen Betriebs als Ankerinvestor eines Equity-Clubs institutioneller Investoren.			
Art und Höhe der Investition		Sicherheiten Finanzierung Projektentwicklung	
Finanzierung Projektentwicklung: 2,4 Mio. USD in erstrangigen, besicherten Order-schuldverschreibungen mit Wandlungsrecht und 10 % Equity Discount. Die Zahlungen erfolgen monatlich mit Projektfortschritt, verteilt über 18 Monate bis Dezember 2013 gemäß Entwicklungsbudget. Finanzierung Windparkbau und Startphase kommerzieller Betrieb: bis zu 4,3 Mio. USD in Aktien an SCNEW inkl. Wandlung der Schuldverschreibungen. Dies entspricht bis zu 30 % des Aktienkapitals von SCNEW.		Besichert durch ein Pfandrecht an den Aktien von SCNEW und damit verbunden sämtlichen Vermögensgegenständen und -rechten sowie bereits erteilt und zukünftigen behördlichen Zulassungen, Genehmigungen und Lizenzen von SCNEW. Hierzu gehören u. a. die Landmietoption, Equipment, nach Unterschrift die PPAs sowie bereits erhaltene Finanzierungs- und Investitionszusagen.	
Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Projektentwicklung		Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Windparkbau und Startphase kommerzieller Betrieb (vorläufiges Projektfinanzierungsmodell)	
Interne Kosten des Projektentwicklers	558.140 USD	Projektentwicklungskosten	2.800.000 USD
Behördliche Genehmigungen und Lizenzen	159.591 USD	Land	1.000.000 USD
Technische Studien	662.791 USD	Baukosten Windpark	41.500.000 USD
Finanzielle Studien	360.465 USD	Netzanbindung	4.500.000 USD
Vorbetriebliche Aktivitäten	209.302 USD	Inbetriebnahme	3.000.000 USD
Finanzberatung	76.223 USD	Sonstige Windparkkosten	8.100.000 USD
Projektmarketing-, Promotion- und Lobbykosten	112.998 USD	Finanzierungskosten	4.300.000 USD
Verwaltungskosten	279.070 USD	Gesamtprojektkosten	65.200.000 USD
		Eigenkapital (25 %)	16.300.000 USD
		Erstrangiges Fremdkapital (25 %)	48.900.000 USD
Transaktionsstatus			
Für die Finanzierung der Bau- und Betriebsphase werden derzeit mit interessierten Eigenkapitalinvestoren und Banken Vorgespräche geführt. Der Fokus liegt hierbei aus Effizienzgesichtspunkten auf Kapitalgebern, die bereits in das Projekt San Carlos Bioenergy investiert oder Interesse an einer Investition in das Projekt San Carlos Biopower haben. Ziel ist es, Eigen- und Fremdkapitalkonsortien zu bilden, die mehrere oder idealerweise alle fünf derzeit in der Entwicklung befindlichen Projekte auf den Philippinen finanzieren. Für das Projekteigenkapital liegen aktuell bereits mehrere Interessenbekundungen lokaler Investoren vor.			
Prognostizierte Rendite der Investition		Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)	
Finanzierung Projektentwicklung: Die Barrendite basiert auf einem Zinscoupon von 35 % zzgl. einer Verzinsung von 2,92 % pro Monat ab dem 13. Monat und 10 % Equity Discount bei Wandlung in Aktien. IRR: 47,3 % p. a.; Exit Multiple: 1,4x; Barertrag: 3,4 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 2,4 Mio. USD Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb: Die Barrendite basiert auf einer Wertsteigerung der Beteiligung von 80 % auf das investierte Kapital. IRR: 34,2 % p. a.; Exit Multiple: 1,8x Barertrag: 7,7 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 4,3 Mio. USD		Finanzierung Projektentwicklung: vollständige Rückzahlung des investierten Kapitals zzgl. Zinsen bei Financial Close durch Wandlung in Aktien. Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb: Verkauf der Beteiligung nach dem ersten vollen Jahr kommerziellen Betriebs an ein Energieversorgungsunternehmen oder einen langfristig orientierten Infrastrukturinvestor.	
Nächste Schritte			
Abschluss der für das Projektfinanzierungsmodell relevanten Projektentwicklungsarbeiten, Finalisierung der Vertragsverhandlungen mit dem EPC, Fertigstellung des Projektfinanzierungsmodells und der Projektdokumentation (PIM) und Versand an interessierte Banken und Investoren.			
Prognostizierte Dauer der Investition			
Finanzierung Projektentwicklung: ca. 18 Monate (bis Financial Close) Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb: ca. 1,5 Jahre (12 Monate nach COD)			
Durch einen Verkauf als Teil eines philippinischen Kraftwerkeportfolios zusammen mit den 4 weiteren Projekten auf Negros und Luzon kann sich eine zusätzliche signifikante Wertsteigerung ergeben, da bei Transaktionen von über 100 MW weitere Käufergruppen in Frage kommen, die mit deutlich geringeren Projekteeigenkapitalrenditen kalkulieren.			



Balabag-Vorgebirge, Projektstandort von San Carlos North East Wind

PROJEKTBSCHREIBUNG

Beginn der Projektentwicklung für den Windpark San Carlos North East Wind („SCNEW“) war 2001. Die Projektgesellschaft San Carlos North East Wind Inc. wurde im Februar 2010 gegründet, um den Windpark zu bauen, zu besitzen und zu betreiben. Das Projekt SCNEW wurde vom Projektentwickler Bronzeoak Philippines 2010 vom ursprünglichen Projektentwickler übernommen und auf dessen Grundlagen weiterentwickelt. Detaillierte Informationen zum Projektentwickler Bronzeoak Philippines befinden sich auf den Seiten 22 ff.

Bei SCNEW handelt es sich um einen Onshore-Windpark mit einer Bruttostromerzeugungskapazität von 40 Megawatt (MW), der 100 GWh pro Jahr erzeugen und in das Netz Cebu Negros Panay, das Hauptelektrizitätsnetz auf den Visayas, einspeisen wird. SCNEW wird an das Transco-Netz (das nationale Stromnetz) angeschlossen, das sich in einem Radius von 10 bis 15 km befindet. Die westliche Stromleitung ist eine 138-kV-Überlandleitung und die östliche Stromleitung ist eine 69-kV-Überlandleitung. Beide sind in der Lage, Strom aus dem Projekt aufzunehmen und an Endkunden zu liefern. Durch die relativ kurze Entfernung zur Netzanbindung können bei diesem Projekt hohe Netzanschlusskosten vermieden werden, die vielerorts ein Hindernis für Windkraftprojekte darstellen. Der Standort des Windparks befindet sich außerdem etwa 15 Kilometer von einem bestehenden 10-MW-Umspannwerk entfernt, das einer örtlichen Stromversorgerkooperative gehört.

Die Stromverkaufsoptionen für SCNEW beinhalten bilaterale Strombezugsverträge (PPAs) mit den lokalen Netzbetreiber- und Energieversorgungsunternehmen Victorias Rural Electric Cooperative (VRESCO), Central Negros Electric Cooperative (CENECO) und Visayan Electric Company (VECO) oder Unternehmen, die außerhalb sog. Wirtschaftszone (Economic Zone) angesiedelt sind, den Wholesale Electricity Supply Market (WESM) auf der Visayas-Inselgruppe und nach der Einführung eines nationalen Einspeisevergütungssystems (Feed-in Tariff) einen Strombezugsvertrag (PPA) mit der National Grid Corporation, basierend auf dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. SCNEW wird nach seiner Inbetriebnahme knapp 400.000 Personen mit Strom versorgen.

Der Windpark wird in zwei Phasen im Balabag-Vorgebirge, im Gebiet der Stadt San Carlos und der Gemeinden Calatrava und Salvador Benedicto (Negros Occidental), im Nordosten des Zentralgebirges der Insel Negros auf den Philippinen gebaut. Das provisorisch durch das Energieministerium zur Verfügung gestellte Franchise-Gebiet umfasst 12.960 ha Land. Der größte Teil des Franchise-Gebiets befindet sich auf rauen und zerklüfteten Gebirgskämmen mit Nord-Süd-Ausrichtung in 720 bis 880 m Höhe über dem Meeresspiegel. Ein Teil des Franchise-Gebiets erstreckt sich nach Westen in flacheres Gelände, in 500 bis 600 m Höhe über dem Meeresspiegel. Westlich des Gebirgszugs liegen Plateaus und sanfte Hügel mit einer Höhe von 500 bis 600 m. Diese Hochlandgebiete westlich des Gebirgszugs beinhalten zwei markante vulkanische Berge, den Canlaon und den

Mandalagan, die sich 2.200 m bzw. 1.800 m über dem Meeresspiegel erheben. Ein Teil des Franchise-Gebiets erstreckt sich in eine flachere Ebene, die einen Sattel zwischen den beiden Vulkanen bildet. Ein scharfer Einschnitt östlich des Gebirgszugs führt in eine schmale Küstenebene. Obwohl das Gebirge im Inneren der Insel liegt, ist es nur 6 km von der Küste entfernt, was für eine eindrucksvolle Bergkulisse sorgt, wenn man die Insel von Osten her betrachtet. Windpotenzialmessungen laufen in diesem Gebiet seit 2001, und mehrfach wurden die Windressourcen in unabhängigen Gutachten als verlässliche und tragfähige Basis für einen Windpark bestätigt.

In der US-amerikanischen NREL-Studie heißt es: „Im Allgemeinen sind Standorte mit Windgeschwindigkeiten von 6,5 bis 7 Metern pro Sekunde (m/s) oder mehr im jährlichen Durchschnitt in Höhe der Turbinennabe am besten geeignet für große netzgekoppelte Windkraftanlagen.“ Die Winddaten der Standorte von SCNEW zeigen durchschnittliche Windgeschwindigkeiten von mehr als 7 m/s. Zwischen 2000 und 2003 überwachte man die Windgeschwindigkeiten und -richtungen innerhalb des Franchise-Gebiets mithilfe von 20 und 30 m hohen Masten. Die Windgeschwindigkeiten wurden mittels Schalenanemometern aufgezeichnet, die 10 und 20 m über dem Erdboden positioniert wurden. Die in diesen Höhen beobachtete durchschnittliche Windgeschwindigkeit betrug 6,4 m/s. Die jahreszeitliche Verteilung der Windressourcen wird durch den für die tropischen Philippinen typischen Monsun noch betont. Der Wind ist auf der Insel Negros im Allgemeinen stärker, wenn er aus dem Nordosten weht, zwischen den Monaten November und April. Am schwächsten ist er im Allgemeinen in der Zeit des Südwestmonsuns zwischen Mai und Oktober. Im Gegensatz zu Standorten an der Küste und in niedrigeren Höhen ist die Windgeschwindigkeit auf der Bergspitze in der Nacht am höchsten, die niedrigsten Geschwindigkeiten wurden in den Mittagsstunden beobachtet.

Das Franchise-Gebiet ist von vier Bundesstraßen aus zugänglich, zwei auf jeder Seite der Insel. Die Zufahrtswege von der westlichen Seite der Insel aus sind die Straße von Salvador Benedicto nach Bacolod City, die vollständig betoniert ist und durch den westlichen Abschnitt des Franchise-Gebiets führt. Diese nordwestliche Zufahrtsstraße aus Bacolod City ist 53 km lang und führt von Bacolod City in West-Ost-Ausrichtung bis zur Grenze des Franchise-Gebiets. Die Straße Balabag-Bacolod City (über La Carlota) ist 110 km lang, wovon 97 km betoniert sind. Die Zufahrtswege von der östlichen Seite der Insel aus sind die Straße von Salvador Benedicto nach San Carlos, die vollständig betoniert ist, sich über 23 km in West-Ost-Ausrichtung erstreckt und direkt auf die Bergrücken führt. Die Straße von Balabag nach San Carlos (über Bagawines) ist 44 km lang, und davon sind 31 km betoniert. Für den Windpark SCNEW sind insgesamt 20 Onshore-Windturbinen des Typs SE 8720 III E60HZ oder vergleichbar des Turbinenherstellers und EPC Sany Electric, jeweils mit einer Leistung von 2 MW und zwischen 120 und 150 Metern hoch, geplant. Für die Zukunft ist die Erweiterung des Windparks um 15 bis 20 weitere Turbinen möglich.

Das Projekt befindet sich in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase und wird auf einer Fast-Track-Basis (beschleunigtes Verfahren) entwickelt. Die Projektentwicklung und die Projektfinanzierung sollen im 4. Quartal 2013 abgeschlossen werden. Der Bau der Anlage soll im 1. Quartal 2014 beginnen. Die kommerzielle Inbetriebnahme des Kraftwerks erfolgt im 3. Quartal 2014.

PROJEKTSTANDORT

Die Philippinen sind das zweitgrößte Archipel der Welt, bestehen aus über 7.000 einzelnen Inseln und befinden sich im Südchinesischen Meer. Die Region gehört im Moment zu den am stärksten wachsenden Wirtschaftsräumen Asiens. Mit 102 Millionen Einwohnern, einem Bruttoinlandsprodukt von 213 Milliarden USD und einem Wirtschaftswachstum 2011 von 3,72 % sind die Philippinen eines der wenigen Länder weltweit, die von der Rezession, ausgelöst von der Finanz- und Wirtschaftskrise, nicht betroffen waren. Die Philippinen sind ein aufstrebender Wachstumsmarkt mit engen Verbindungen sowohl zu China als auch dem Westen und Mitglied der UN, WTO, APEC und ASEAN. Gemäß Statistik der Weltbank ist die Volkswirtschaft der Philippinen die 46.-größte weltweit. Goldman Sachs prognostiziert, dass die Philippinen im Jahr 2050 auf Platz 14 stehen werden und führt sie in seiner Liste der „Next Eleven Economies“. HSBC prognostiziert, dass die philippinische Wirtschaft 2050 die 16.-größte Wirtschaft der Welt, die fünftgrößte Wirtschaft in Asien und die größte Wirtschaft in der Region Südostasien wird. Die Hauptstadt Manila ist die siebtgrößte Stadt der Welt und hat über 25 Millionen Einwohner. Seit 1980 hat sich die Bevölkerung auf den Philippinen von 48 Mio. Einwohnern bis heute mehr als verdoppelt. Prognosen rechnen für die Philippinen bis 2050 mit mehr als 150 Mio. Einwohnern. Das durchschnittliche Bevölkerungsalter beträgt 22,7 Jahre.

Aufgrund der sehr schnell wachsenden Bevölkerung und Industrialisierung verzeichnen die Philippinen einen stark steigenden Energiebedarf. Der Stromverbrauch ist von 1990 bis 2008 um 134 % gestiegen. Prognosen rechnen bis 2017 mit einem Wachstum von 4,6 % p.a. Bereits heute gibt es auf den Philippinen große Energiekapazitätsengpässe, die sich vor allem auf den Inseln, die sich am Rand der großen Elektrizitätsnetze befinden, zeigen. Der zusätzliche Energiebedarf auf den Philippinen wird bis 2014 auf 4.100 MW und bis 2030 auf 16.550 MW geschätzt. Großflächige Skaleneffekte bei der Stromerzeugung sind unmöglich zu gewährleisten, wenn es darum geht, auf den Strombedarf eines Archipels zu reagieren. Als Folge davon sind die Strompreise in solchen Regionen tendenziell eher hoch. Mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis an Privatkunden von 18,1 US-Cent pro Kilowattstunde haben die Philippinen zwischenzeitlich sogar die bisherige Nummer eins bei Elektrizitätskosten in Asien, Japan (mit einem durchschnittlichen Verkaufspreis von 17,9 US-Cent pro Kilowattstunde), überholt und haben somit die höchsten Strompreise in ganz Asien.

Da die Philippinen über keine eigenen nennenswerten Öl-, Gas- oder Kohlereserven verfügen, und somit in Bezug auf fossile Energieträger zu 100 % von Importen abhängig sind, wurde bereits in den siebziger Jahren mit der Entwicklung alternativer Energiekonzepte im Bereich der erneuerbaren Energien begonnen, um diese Abhängigkeit zu reduzieren. Heute sind die Philippinen mit einem Anteil von 42 % an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch des Landes im Bereich erneuerbarer Energien globaler Vorreiter und eines der führenden Länder weltweit. Die Philippinen sind mit 1.874 MW hinter den USA weltweit der zweitgrößte Energieproduzent im Bereich Geothermie, verfügen über eine installierte Wasserkraftkapazität zur Energiegewinnung von über 3.000 MW, sind der größte Windkraftproduzent in Südostasien und besitzen u.a. die größte ans Netz angeschlossene Photovoltaikanlage sämtlicher Schwellenländer.

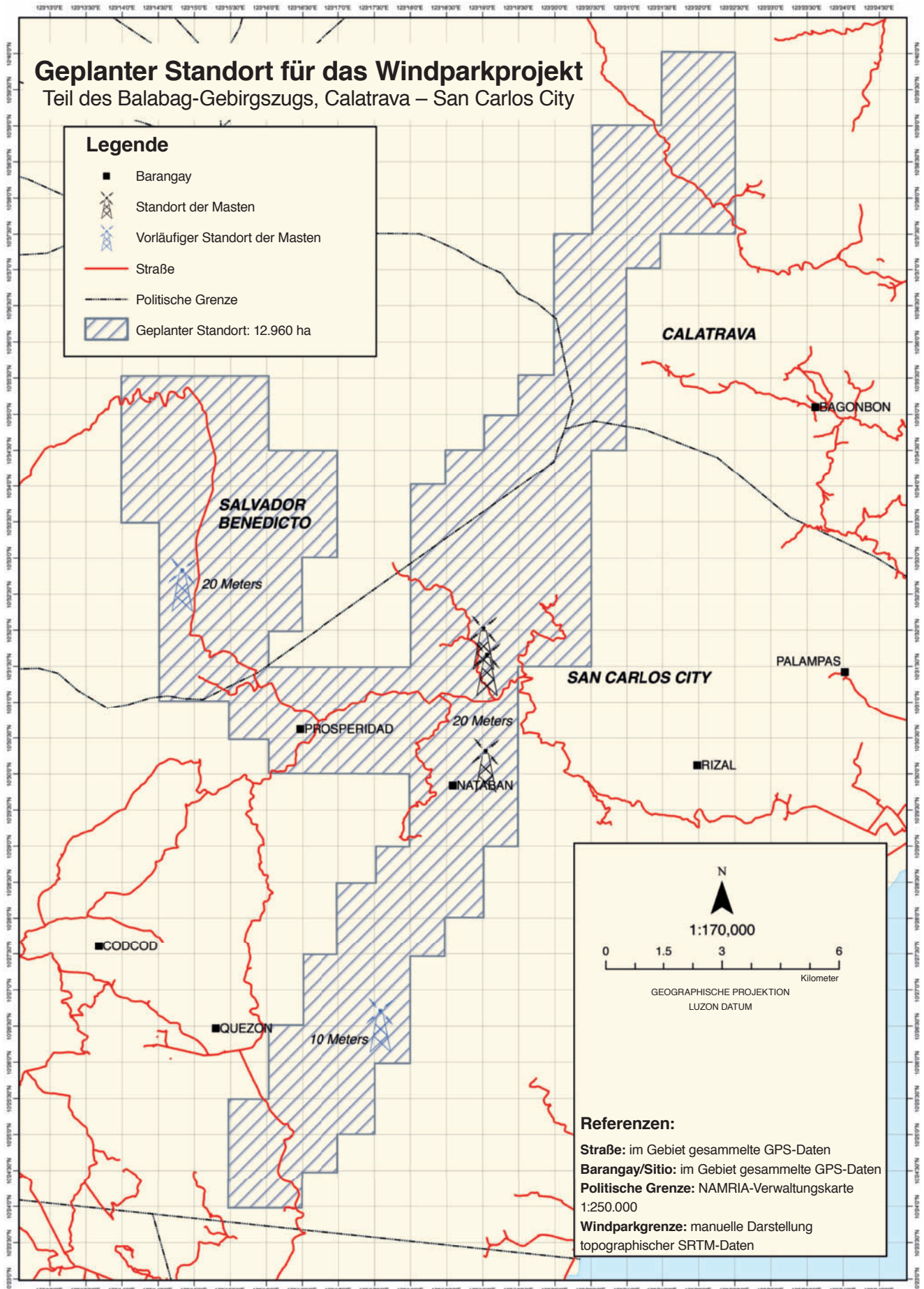
In den letzten Jahrzehnten wurde der philippinische Energiemarkt immer weiter liberalisiert. Es gibt zwischenzeitlich private, nichtstaatliche Energieerzeuger, eine gesetzlich vorgeschriebene Trennung von Energieerzeugung und -übertragung und einen geregelten börslichen Elektrizitätsmarkt.

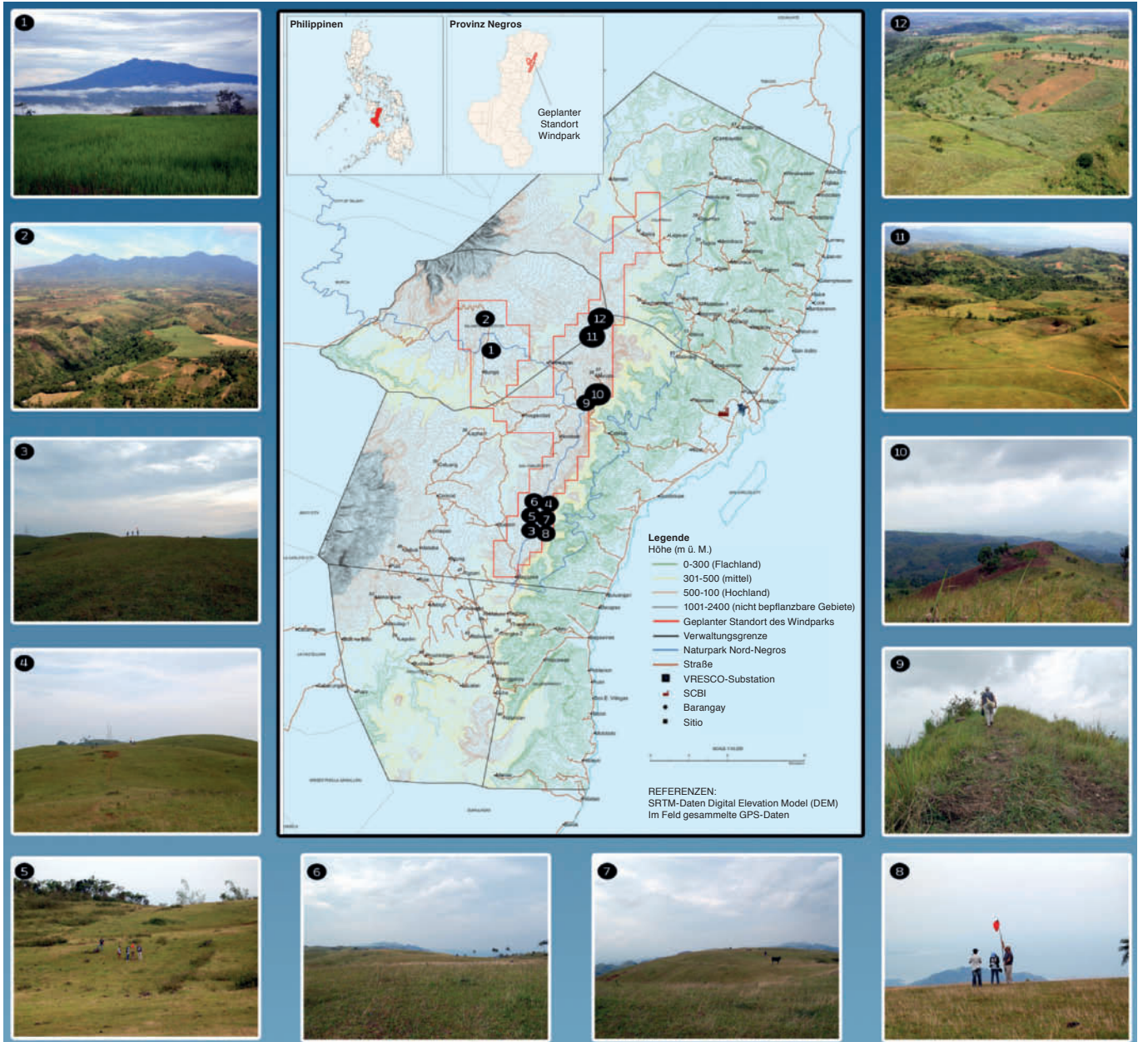
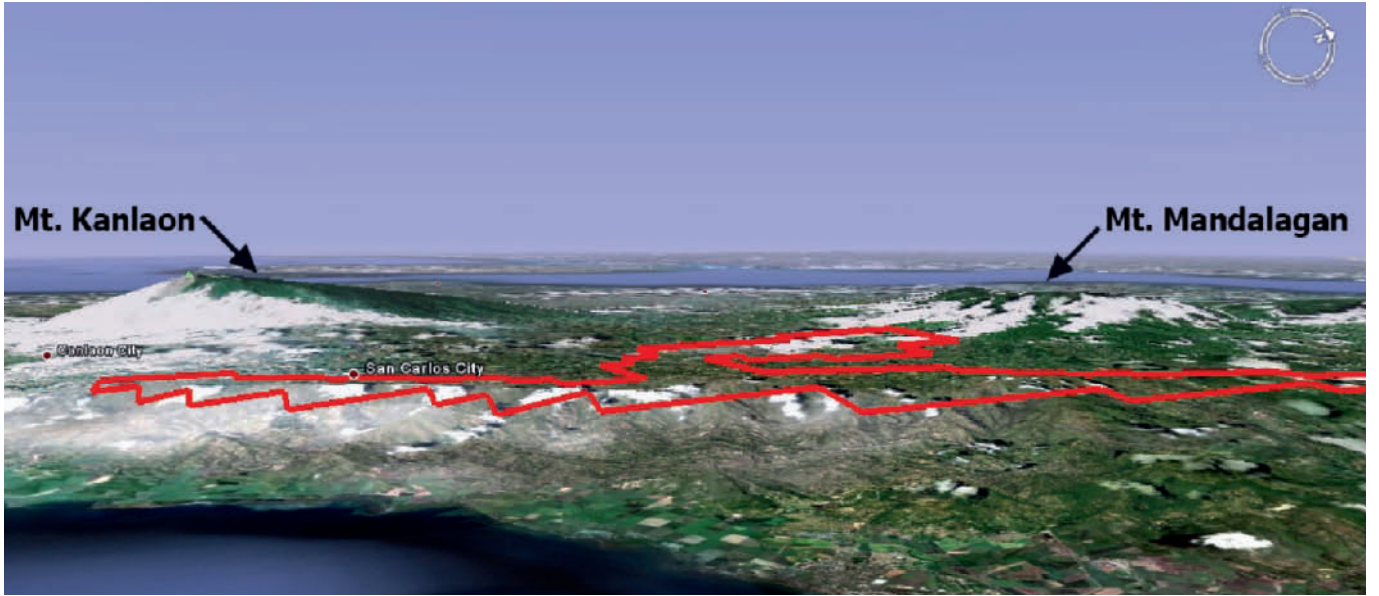
Die Stromengpässe auf den Philippinen haben das Ministerium für Energie im Jahr 2008 dazu veranlasst, einen Entwicklungsplan für den Ausbau der Energie-

versorgung des Landes bis zum Jahr 2030 aufzustellen, der die kritischen Kapazitätsmängel beseitigen soll. In diesem Entwicklungsplan spielt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine zentrale Rolle. Das noch nicht genutzte kommerzielle Potenzial erneuerbarer Energien auf den Philippinen beträgt im Bereich Geothermie über 4.000 MW, im Bereich Windkraft über 2.500 MW, im Bereich Biomasse über 500 MW und im Bereich Wasserkraft über 13.000 MW.

Im Jahr 2008 ist unter Präsidentin Gloria Macapagal Arroyo das Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Act) in Kraft getreten, das in weiten Teilen dem deutschen Gesetz für erneuerbare Energien entspricht. Ziel des Gesetzes ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien durch die staatliche Förderung und Subventionierung privater Investitionen in den Sektor, wodurch insbesondere für ausländische Investoren Rechtssicherheit geschaffen wurde. Das Gesetz sieht u. a. folgende (finanzielle) Fördermechanismen vor: Reduzierung der Investitionskosten in erneuerbare Energien durch diverse Steuervorteile, allgemeine Wettbewerbsvorteile durch gesetzlich vorgeschriebene Mindestquoten für den Anteil erneuerbarer Energien und eine vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ins Stromnetz (Renewable Portfolio Standard), einen gesetzlich definierten Einspeisevergütungstarif unabhängig vom aktuellen Marktpreis (Wholesale Energy Supply Market) und eine garantierte Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien sowie eine weitreichende strukturelle staatliche Unterstützung bei der Projektimplementierung. Im Jahr 2009 wurde im Rahmen der Gesetzesrichtlinien für erneuerbare Energien das Nationale Programm für erneuerbare Energien verabschiedet (RE Policy Framework – National Renewable Energy Program).







Die hierin definierten Ziele lauten: Eine Verdreifachung der Energiekapazitäten aus erneuerbaren Energien von derzeit 5.369 MW auf 15.319 MW bis 2030, Entwicklung des Landes zum größten Energieerzeuger im Bereich Geothermie weltweit (zusätzlich 1.495 MW), größter Energieerzeuger im Bereich Windkraft in Südostasien bis 2022 (zusätzlich 2.469 MW), Verdreifachung der Kapazitäten im Bereich Wasserkraft bis 2025 (zusätzlich 5.408 MW), Steigerung der Energieerzeugungskapazitäten im Bereich Bioenergie um 265 MW bis 2015, im Bereich Solar um 284 MW und im Bereich Ozean-/Meeresenergie um 10 MW bis 2030.

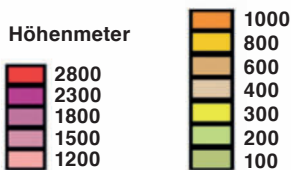
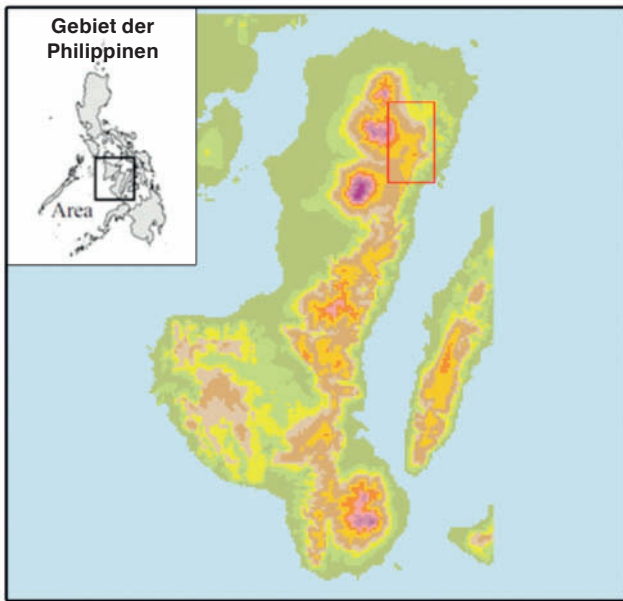
Die Philippinen, am Rande des Asien-Pazifik-Monsun-Gürtels gelegen, weisen ein vielversprechendes Potenzial für Windenergie auf. Im Jahre 2001 erstellte das National Renewable Energy Laboratory (NREL) des US-Energieministeriums einen Windenergie-Ressourcenatlas der Philippinen. Das NREL hat eine Analyse- und Kartierungsstudie der Windressourcen des gesamten philippinischen Archipels durchgeführt, um mögliche Windressourcengebiete zu identifizieren und den Wert dieser Ressource innerhalb jener Gebiete zu quantifizieren. Die Ergebnisse zeigen, dass die Winddichte in der Visayas-Region des Archipels zwischen 200 und 500 Watt pro Quadratmeter (W/m²) beträgt. In der Zusammenfassung wird festgestellt, dass die „Ergebnisse viele Bereiche mit guten bis ausgezeichneten Windressourcen für Freiflächenanlagen zeigen ..., insbesondere in den nördlichen und zentralen Regionen des Archipels.“

Die Insel Negros, Standort von SCNEW, ist die größte der zu den Philippinen zählenden Visayas-Inseln, die viertgrößte Insel des gesamten Archipels, hat 2,8 Millionen Einwohner und fünf Stromversorgungs Kooperativen. Die Energieversor-

gung auf Negros basiert bisher weitgehend auf Geothermie, weshalb Negros auch das Zentrum der erneuerbaren Energien in den Philippinen genannt wird. Der Gouverneur von Negros hat die Insel als „grüne“ Insel proklamiert. Zukünftig sollen 100 % des Energiebedarfs über regional verfügbare erneuerbare Energien abgedeckt werden. Prognosen gehen davon aus, dass das Energiedefizit auf Negros, das heute bereits zu regelmäßigen Stromausfällen auf der Insel führt, bis 2015 auf über 100 MW anwachsen wird. Vor diesem Hintergrund besteht der dringende Bedarf, weitere lokale Kraftwerke auf der Insel zu bauen, um die langfristige Energieautonomie von Negros zu gewährleisten. Darüber hinaus ist Negros an das Visayas-Stromnetz angeschlossen und hat deshalb Zugang zur Nachfrage nach erneuerbaren Energien seitens Versorgungsunternehmen auf anderen großen Inseln wie Cebu und Panay, die traditionell von Energieimporten von den anderen Inseln abhängig sind.

Der NREL-Atlas weist darauf hin, dass „die besten Windressourcen in sechs Regionen zu finden sind“, darunter sind die „Höhenlagen im Inneren der Insel Negros“. Abschnitt 6.5.7 auf Seite 43 des NREL weist darauf hin, dass „auf Negros ... im hügeligen Gelände mittelmäßige bis gute Windressourcen zu finden sind ... Die besten Windressourcen treten jedoch in den Höhenlagen im Norden der Insel und entlang des östlichen Inselinneren auf“. Die Karte „Beste Windressourcengebiete“ im Atlas (Abbildung 6 – 22 im Atlas, siehe unten) zeigt, dass die Höhenrücken des nordöstlichen Teils der Insel ein gutes bis sehr gutes Potenzial für Freiflächen-Windkraftanlagen bergen, mit einer Windleistungsdichte (in 30 m Höhe) von 300 bis 600 Watt pro Quadratmeter (W/m²) und Windgeschwindigkeiten (in 30 m Höhe) von 6,4 bis 8,0 Metern pro Sekunde (m/s).

Höhenkarte Insel Negros, Philippinen



Quelle:

 US Dept. Of Energy – National Renewable Energy Laboratory

Bevorzugte Windressourcengebiete Insel Negros, Philippinen



Windkraftklassifizierung

Ressourcenpotenzial Nutzen	Ländlich	Windkraft Dichte bei 30m W/m ²	Windgeschw. ³ bei 30m m/s
Marginal	Mittelmäßig	100 – 200	4,4 – 5,6
Mittelmäßig	Gut	200 – 300	5,6 – 6,4
Gut	Sehr gut	300 – 400	6,4 – 7,0
Sehr gut		400 – 600	7,0 – 8,0
		600 – 800	8,0 – 8,8
		800 – 1200	8,8 – 10,1

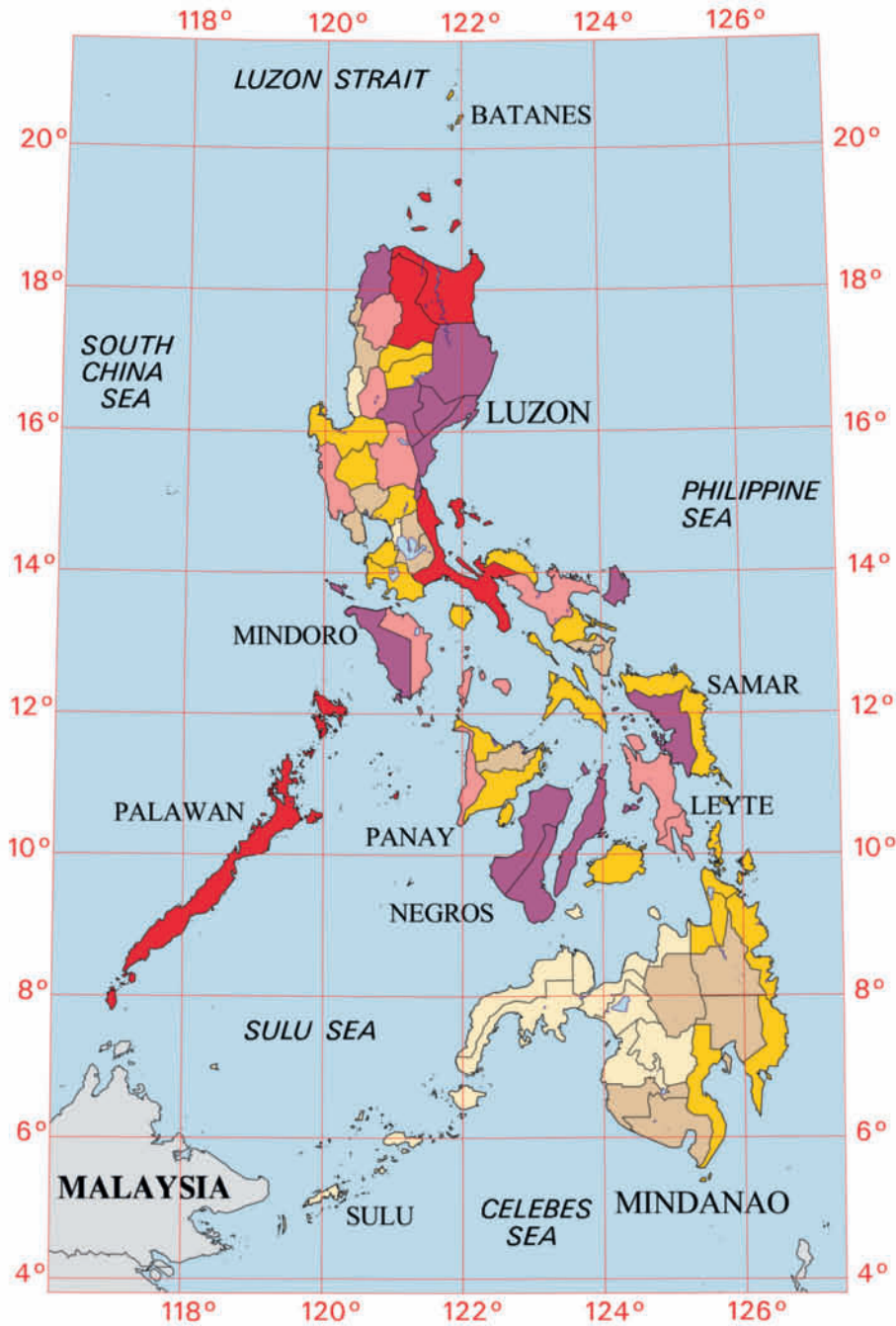
³Windgeschwindigkeiten basieren auf einem Weibull-k-Wert von 2,0

Quelle:

 US Dept. Of Energy – National Renewable Energy Laboratory

Philippinen – Windkraftpotenzial

Gute bis exzellente Windressourcen
(klassifiziert als geeignet für Großanlagen)



Philippinen gesamt 76.000 MW

Die folgenden Annahmen wurden der Berechnung des Gesamtpotenzials installierter Windkraftkapazität zugrunde gelegt:

Windkraftpotenzial Megawatt	
	< 100
	100 – 500
	500 – 1.000
	1.000 – 2.000
	2.000 – 3.000
	3.000 – 5.200

- Minimale Windkraft – 300 W/m²
- Turbinengröße – 500 kW
- Nabenhöhe – 40 m
- Rotordurchmesser – 38 m
- 5D seitlicher Abstand – 190 m
- 10D Abstand von vorne nach hinten – 380 m
- Wirkungsbereich – 1.134 m²
- Turbinen/km² – 13,9
- Kapazität/km² – 6,9 MW

Quelle:



US Dept. Of Energy – National Renewable Energy Laboratory



GENERALUNTERNEHMER ANLAGENBAU (EPC)

Sany Heavy Industries Co., Ltd. („Sany“) ist ein globaler Konzern in der Baumaschinenindustrie und im Anlagenbau mit einer breiten Produktpalette, bestehend aus Betonbaumaschinerie, Baggern, Raupen-, Autokränen, Rammgeräten, Straßenbaumaschinerie, Hafemaschinerie und Windturbinen. Sany gehört mit einem Konzernumsatz 2011 von 10,1 Mrd. Euro zu den 20 größten Baumaschinenherstellern weltweit.

Sany wurde 1989 als kleiner Anlagenbauer in Changsha, China, gegründet und hat sich bis heute zu einem global tätigen Konzern mit fünf Industrieparks in China in den Städten Beijing, Changsha, Shanghai, Shenyang und Kunshan entwickelt. Insgesamt verfügt Sany über fünf Forschungs-, Entwicklungs- und Produktionsstandorte in den Vereinigten Staaten, Deutschland, Indien, Brasilien und Indonesien. Zusätzlich hat Sany Niederlassungen in über 21 Ländern auf fünf Kontinenten. Die britische Zeitung Financial Times hat Sany in die Liste der weltweit größten 500 Unternehmen nach Marktkapitalisierung aufgenommen („FT Global 500“). Sany verfügt über eine Marktkapitalisierung von 14,1 Mrd. Euro und ist das erste Baumaschinenunternehmen Chinas, das in die FT-Global-500-Liste aufgenommen wurde. Derzeit beschäftigt Sany über 60.000 Mitarbeiter in mehr als 150 Ländern.

Sany Electric mit Sitz in Beijing, China, ist spezialisiert auf den Bereich Forschung, Entwicklung und Produktion von Windturbinentechnologie, insbesondere von vertikal integrierten Windturbinen, und ist eine 100%ige Tochtergesellschaft der Sany-Gruppe. Sany arbeitet systematisch mit lokalen Projektentwicklern und Endkunden zusammen, um maßgeschneiderte Lösungen für Erneuerbare-Energie-Projekte anzubieten und weiterzuentwickeln. Um die Profitabilität von sehr großen Windanlagen zu erhöhen, arbeitet Sany stetig daran, die Gesamtverfügbarkeit der Anlagen zu verbessern und zu überwachen. Für Letzteres hat Sany eine branchenführende Fernerfassung von Produktionsdaten implementiert.

Sany bietet derzeit elf unterschiedliche Windturbinen mit einer Kapazität von 1,5 MW bis 3,0 MW und einer Lieferzeit von unter 3 Monaten an. Weitere Windturbinen, insbesondere für den Offshore-Einsatz auf dem Meer, befinden sich im Endstadium der Entwicklungsphase. Sämtliche Windturbinen von Sany genügen den höchsten Qualitätsstandards. Um die Verfügbarkeit der Gesamtanlagen noch weiter zu erhöhen, hat Sany weltweit 15 Logistikzentren gegründet, die sowohl über Ersatzteile wie auch über Reparatur- und Wartungsteams verfügen, um kurzfristig Ausfälle beheben zu können. Folgende Windturbinen werden jeweils in Sonderausführungen für den Einsatz auf Land oder auf See angeboten.

Einsatz auf Land:

- 1,5-MW-Windturbinen (fünf unterschiedliche Turbinen mit unterschiedlichen Masthöhen und Profilen)
- 2,0-MW-Windturbinen (vier unterschiedliche Turbinen)

Einsatz auf See:

- 2,0-MW- und 3,0-MW-Windturbinen
- 6,0-MW-Windturbinen (derzeit noch in Entwicklungsphase, Marktreife in Q2 2013 erwartet)

Referenzprojekte:

40 MW in Oregon, Vereinigte Staaten von Amerika:

Das Projekt an der US-Westküste im Bundesstaat Oregon, nahe der Grenze zum Bundesstaat Washington, besteht aus 20 Sany-Windturbinen mit einer Einzelkapazität von je 2,0 MW und verfügt über einen langfristigen Energieabnahmevertrag mit dem Energieversorger PacifiCorp. Ursprünglich plante Sany eine Zielverfügbarkeit von 96,0 %, welche auch vertraglich garantiert wurde, aller-

dings haben die Windturbinen seit Inbetriebnahme diesen Zielwert mit Werten zwischen 98,0 % und 99,0 % klar überboten.

10 MW in Texas, Vereinigte Staaten von Amerika:

Das Projekt befindet sich im US-Bundesstaat Texas in Panhandle und besteht aus fünf Windturbinen mit einer Einzelkapazität von je 2,0 MW. Die Anlage vertreibt den Strom durch eine Stromhandelslizenz selber im Southwest Power Pool („SPP“), dem Stromnetz von Texas. Die Windturbinen wurden größtenteils in Beijing, China, gefertigt, wobei die Endkonfiguration in Sany's Betrieb im US-Bundesstaat Georgia erfolgte.



Erichtung eines Windrads durch Sany-Mitarbeiter



Onshore-Windpark mit Sany-Technologie

CON DIOS SOLAR PARK 1 – 68

TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name des Projekts	Zeitpunkt der Investition																
Con Dios Solar Park 1 – 68	Ab 2. Quartal 2012																
Transaktionsbeschreibung																	
Bei den Con Dios Solar Parks handelt es sich um einen Cluster von 68 Einzelprojekten mit einer Kapazität von jeweils 1,5 MW (AC), also einer Gesamtkapazität von 102 MW (AC). Die Projekte unterliegen dem FIT-Programm nach SB32 der kalifornischen Rechtsgebung und werden an das Netz von Southern California Edison angeschlossen. Die Projekte befinden sich ausschließlich im Bezirk (County) San Bernardino auf einem Wüstenplateau in ca. 1.100 m ü. NHN mit einer jährlichen Sonneneinstrahlung von über 2.350 kWh/m ² . Der Cluster wird in zwei Teilabschnitten von je 51 MW (AC) gebaut. Das Gesamtfinanzierungsvolumen beträgt ca. 300 Millionen USD und hängt derzeit noch von den Upgradekosten für den Netzanschluss mit Southern California Edison ab. Der Projekteigentümer Desmon Energy LLC plant, die Projekte über die Laufzeit der Einspeisevergütungsverträge selbst zu halten, und verhandelt derzeit die finalen Konditionen der Bankfinanzierung in Höhe von 60 % der Gesamtprojektkosten. Für die Projekte wurden Barsubventionen des US-Finanzministeriums in Höhe von 30 % und Zusagen für Tax Equity in Höhe von 10 % der Gesamtprojektkosten gesichert. ThomasLloyd finanziert die letzte Phase der Projektentwicklung und die Überbrückung notwendiger Anzahlungen der Bauphase bis Financial Close.																	
Art und Höhe der Investition	Sicherheiten Finanzierung Projektentwicklung																
Bis zu 10 Mio. USD in erstrangigen, besicherten Orderschuldverschreibungen. Die Zahlungen erfolgen monatlich mit Projektfortschritt, verteilt über 9 Monate bis März 2013 gemäß Entwicklungsbudget.	Besichert durch ein gerichtlich eingetragenes Pfandrecht (UCC Filing) an den Aktien der Projektgesellschaft und damit verbunden sämtlichen Vermögensgegenständen und -rechten sowie bereits erteilten und zukünftigen behördlichen Zulassungen, Genehmigungen und Lizenzen der Projektgesellschaft. Hierzu gehören u. a. die Mietoptionen für die Projektgrundstücke, die Reservierungen der Netzanschlüsse und Strombezugsverträge (PPAs) mit Southern California Edison sowie bereits erhaltene Finanzierungs- und Investitionszusagen.																
Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Projektentwicklung	Verwendung des investierten Kapitals Finanzierung Kraftwerksbau und Startphase kommerzieller Betrieb																
<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Finale technische Zeichnungen</td> <td>439.000 USD</td> </tr> <tr> <td>Ausübung der Mietoption für die Projektgrundstücke</td> <td>1.496.000 USD</td> </tr> <tr> <td>Antragsgebühren SCE für die Netzanschlussstudie</td> <td>1.455.200 USD</td> </tr> <tr> <td>PPA-Sicherheitsgebühren</td> <td>2.142.000 USD</td> </tr> <tr> <td>Analyse von Bodenproben und geotechnologische Gutachten</td> <td>1.071.000 USD</td> </tr> <tr> <td>Antrag für eine CUP-Bewilligung der Regulierungsbehörde</td> <td>459.000 USD</td> </tr> <tr> <td>Baubewilligung des Bezirks San Bernardino</td> <td>688.800 USD</td> </tr> <tr> <td>Interne Kosten des Projektentwicklers Desmon Energy LLC</td> <td>2.195.000 USD</td> </tr> </tbody> </table>	Finale technische Zeichnungen	439.000 USD	Ausübung der Mietoption für die Projektgrundstücke	1.496.000 USD	Antragsgebühren SCE für die Netzanschlussstudie	1.455.200 USD	PPA-Sicherheitsgebühren	2.142.000 USD	Analyse von Bodenproben und geotechnologische Gutachten	1.071.000 USD	Antrag für eine CUP-Bewilligung der Regulierungsbehörde	459.000 USD	Baubewilligung des Bezirks San Bernardino	688.800 USD	Interne Kosten des Projektentwicklers Desmon Energy LLC	2.195.000 USD	Es ist keine Finanzierung des Solarparkbaus oder der Startphase des kommerziellen Betriebs geplant.
Finale technische Zeichnungen	439.000 USD																
Ausübung der Mietoption für die Projektgrundstücke	1.496.000 USD																
Antragsgebühren SCE für die Netzanschlussstudie	1.455.200 USD																
PPA-Sicherheitsgebühren	2.142.000 USD																
Analyse von Bodenproben und geotechnologische Gutachten	1.071.000 USD																
Antrag für eine CUP-Bewilligung der Regulierungsbehörde	459.000 USD																
Baubewilligung des Bezirks San Bernardino	688.800 USD																
Interne Kosten des Projektentwicklers Desmon Energy LLC	2.195.000 USD																
Transaktionsstatus																	
Verhandlung der finalen Transaktionsstruktur und Projekteigentumsrechte.																	
Prognostizierte Rendite der Investition	Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)																
<u>Finanzierung Projektentwicklung</u> : Die Barrendite basiert auf einem Zinssatz von 18 % p.a., 5 % Bearbeitungsgebühr und 50 % Beteiligung an der Projektentwicklermarge. IRR: 168,1 % p.a. Exit Multiple: 2,4x Barertrag: 24 Mio. USD Rückzahlung auf eine Investition von 10 Mio. USD	Vollständige Rückzahlung des investierten Kapitals zzgl. Bearbeitungsgebühren, Zinsen und Beteiligung an der Projektentwicklermarge bei kommerzieller Inbetriebnahme der Anlage (COD).																
	Nächste Schritte																
	Unterzeichnung finaler Finanzierungsverträge und Auszahlung der ersten Finanzierungstranche.																
	Prognostizierte Dauer der Investition																
	Ca. 9 Monate (bis Financial Close)																



Milne Road, Johnson Valley, Projektstandort von Con Dios Solarpark 5

PROJEKTBSCHREIBUNG

Beginn der Projektentwicklung für die verschiedenen Photovoltaikparks („PP“) in Kalifornien war 2010. Die Projektgesellschaften wurden im Dezember 2011 gegründet. Bei den PP handelt es sich um Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität von insgesamt 102,0 Megawatt („MW“) (AC), die sich aus Einzelmodulblöcken von jeweils 1,50 MW (AC) zusammensetzen und zu Anlagen von bis zu 9,0 MW (AC) zusammengeschlossen werden. Dies gewährleistet eine optimale Entwicklungs-, Bau- und Betriebseffizienz. Die PPs werden ganzjährig Strom in das Elektrizitätsnetz in Kalifornien einspeisen. Für jedes einzelne 1,50-MW-Einzelmodul wird ein eigener Stromabnahmevertrag („PPA“) mit Southern California Edison, mit einer garantierten Laufzeit von 20 Jahren ab dem Datum des Netzanschlusses, abgeschlossen. Nach ihrer Inbetriebnahme werden die Anlagen über 150.000 Personen in den umliegenden Städten mit Strom versorgen. Die PPs befinden sich auf einem Wüstenplateau auf einer Höhe von etwa 1.000 m ü. NHN im Yucca Valley im Bezirk (County) San Bernardino, etwa 130 km südöstlich von der Großstadt Los Angeles. Der Anlagenstandort liegt in einer Region, die zu den sonnenreichsten in den gesamten USA gehört, und weist mit einer jährlichen Sonneneinstrahlung von über 2.350 kWh/m² eine sehr hohe Bestrahlungsstärke auf.

In einem ersten Schritt wurde ein Portfolio aus 51,0 MW (AC) zusammengestellt, welches sich aus 5 einzelnen Grundstücken mit unterschiedlicher Eigentümerstruktur zusammensetzt und für den FIT (Einspeisevergütungstarif) qualifiziert ist. Durch die Diversifizierung in Einzelprojekte mit weniger als 9,0 MW (AC) wird das Klumpenrisiko innerhalb des Portfolios minimiert und die Einspeisung des Stroms geschieht in lokale Umspannwerke und nicht in die Überlandleitungen. Dadurch können langjährige Bewilligungsverfahren umgangen werden.

Die „The Travelers Companies“, mit einer Marktkapitalisierung von über 23,4 Mrd. USD die größte Versicherung Amerikas, versichert das Projekt von der frühen Entwicklungsphase bis hin zum kommerziellen Betrieb, also lückenlos über sämtliche Phasen. Die wesentlichen Elemente des Versicherungsschutzes beinhalten:

- Machbarkeitsphase: Grundstücksbewertung vor Ort, Geräte zur Wetterdatenerfassung und zur Installation vorbereitete Grundstücke.
- Bauphase: Die Risikoabdeckung der Bauträger ist in die Versicherung mit aufgenommen und an die Projektbedürfnisse angepasst. Automatische Abdeckungserweiterungen für temporäre Standorte und die Gefahr mechanischer sowie elektrischer Pannen.
- Betriebsphase: ein nahtloser Übergang von der Bauphase, um den laufenden Betrieb der Solar-PV-Energie-Systeme abzudecken und die damit verbundene Geräte- und Betriebsunterbrechung.

Nach erfolgreichem Abschluss des ersten Portfolios von 51,0 MW (AC) ist es das Ziel, noch vor dem 31.12.2012 für ein zweites Portfolio Financial Close zu erreichen. Dies wird dadurch ermöglicht, dass die Hürde von 10 % Fertigstellungsquote

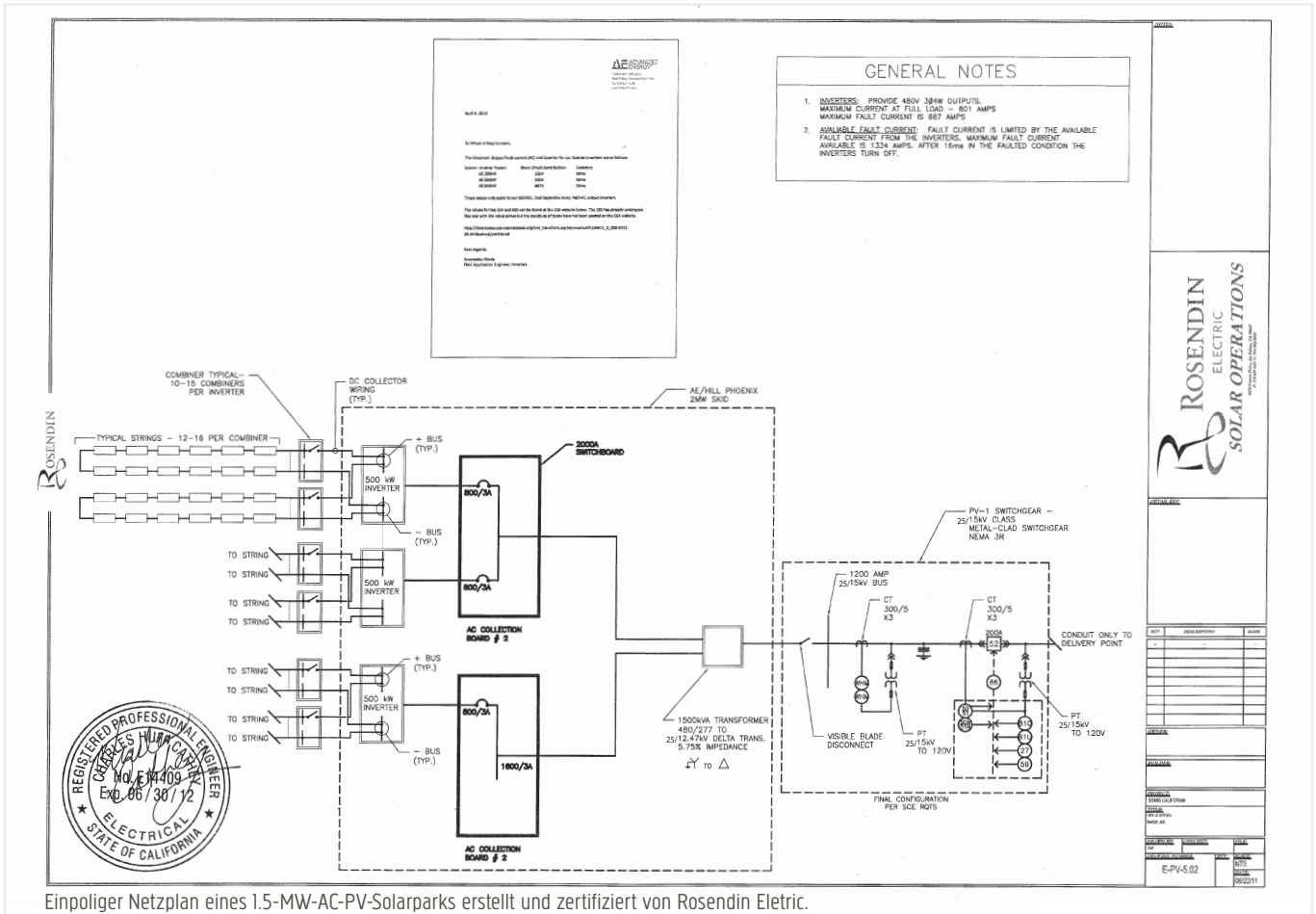
vor Jahresende 2011 bereits für das Gesamtportfolio erreicht wurde und somit die Qualifikation für Subventionen nach Sektion 1603 statt ITC (Investment Tax Credits) greift. In Zusammenarbeit mit der spezialisierten Anwaltskanzlei Novogradac & Company hat der Projektentwickler eine Struktur konzipiert, die es erlaubt, durch die Vorfinanzierung von Bauteilen, insbesondere der PV-Solarpanels, und Zuweisung der entsprechenden Seriennummern zu Projekten die Qualifikation nach Sektion 1603 selbst dann sicherzustellen, wenn sich die Bewilligungsverfahren verzögern sollten. Für das Jahr 2012 und 2013 haben die drei großen Energieversorger in Kalifornien, Pacific Gas & Electric, Southern California Edison und San Diego Gas & Electric, ein Förderprogramm für Solarenergie mit einer Mindestkapazität von 750 MW (AC) in FIT-Projekten aufgelegt, sowohl mit Fast-Track Interconnection Applications als auch für größere Anlagen durch Wirkungs- oder Cluster-4-Studien.

PROJEKTSTANDORT

Die Vereinigten Staaten von Amerika (abgekürzt USA) sind ein Staat in Nordamerika, der 50 Bundesstaaten umfasst. Die Hauptstadt ist Washington, D.C., größte Stadt ist New York. Die Vereinigten Staaten sind der drittgrößte Staat der Erde sowohl gemessen an der Fläche (nach Russland und Kanada) als auch mit 312 Mio. Einwohnern an der Bevölkerung (nach China und Indien). Mit einem Bruttoinlandsprodukt (BIP) 2011 von über 15,1 Billionen USD sind die USA die mit Abstand größte Volkswirtschaft der Welt. Das BIP von China, der zweitgrößten Volkswirtschaft der Welt, beträgt weniger als 50 % des US-BIPs.

Ihren Energieverbrauch bestreiten die USA historisch hauptsächlich aus fossilen Brennstoffen, wovon sie den größten Anteil aus Öl (37 %), gefolgt von Gas (25 %) und Kohle (21 %) bestreiten. Atomkraft spielte mit 9 % innerhalb der USA bisher eine eher untergeordnete Rolle, obwohl die USA der weltgrößte Produzent von Atomenergie sind. 104 aktive Kernkraftwerke listet die nationale Aufsichtsbehörde auf, von denen die ältesten aus den 70er-Jahren stammen. Im Haushaltsplan von US-Präsident Barack Obama sind 36 Milliarden an Krediten für den Ausbau der Atomenergie in den USA und für den Bau neuer Kernkraftwerke vorgesehen, denn Ziel der US Regierung ist es, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. In diesem Kampf wurde die Atomkraft lange Zeit als ein verlässlicher Partner angesehen, doch hat der Atomunfall in Japan dies grundlegend geändert. Zuletzt hat zum Beispiel Michael Peevey im Mai 2012 bekräftigt, dass in Kalifornien nie wieder ein Atomkraftwerk gebaut werden wird. Michael Peevey ist Präsident der mächtigen Regulierungsbehörde der Stromwirtschaft (California Public Utilities Commission, „CPUC“), und wurde zuletzt von Gouverneur Schwarzenegger im Jahre 2008 im Amt bestätigt.

Seit einigen Jahren gewinnen die erneuerbaren Energien in den USA mehr und mehr an Bedeutung. Auch wenn sie 2011 noch mit unter 8 % im Gesamtenergieverbrauch der USA vertreten waren, wird Ihr Anteil gemäß verschiedener Prognosen im internationalen Vergleich in den nächsten Jahrzehnten überproportional



wachsen. Aufgrund der Größe des US-Marktes in absoluten Zahlen belegen die USA bereits heute weltweit Spitzenplätze im Bereich der erneuerbaren Energien. 2011 wurden insgesamt 48,1 Milliarden USD in erneuerbare Energien und Cleantech investiert. Damit belegten die USA noch vor China weltweit den ersten Platz. Die USA sind der weltweit größte Produzent von Energie aus Erdwärme (Geothermie) und nach China mit einer installierten Leistung von 44,7 GW der zweitgrößte Markt für Windkraftanlagen weltweit. In einigen US-Bundesstaaten stellt Windenergie bereits heute einen wesentlichen Eckpfeiler der Stromversorgung dar. Zum Beispiel beträgt der Anteil von Windenergie am Gesamtenergiemix in Texas bereits 8%. Bislang spielte Solarenergie in den USA mit einem Anteil von weniger als 1% der erzeugten erneuerbaren Energien keine Rolle. Das wird sich in Zukunft grundlegend ändern.

Der US-Solarmarkt soll gemäß verschiedener Studien spätestens bis 2014 zum größten Solarmarkt weltweit wachsen. Grundlagen hierfür wurden vom Staat durch eine dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz in Teilen entsprechende Gesetzgebung und den daraus resultierenden Förder- und Subventionsme-

chanismen für Investitionen in erneuerbare Energien geschaffen. Der PV-Markt in den USA ist durch unzählige Steuervergünstigungen sowohl auf Ebene der einzelnen Bundesstaaten als auch des Bundes gekennzeichnet. Insbesondere von Bedeutung ist hierbei der Investment Tax Credit („ITC“) für langfristige Energieprojekte auf Bundesebene. Projekte für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, die einen spezifischen Anforderungskatalog erfüllen, sind für eine ITC-Steuervergünstigung in Höhe von 30% qualifiziert. In den USA existiert ein eigener Markt für den Handel von Steuervergünstigungen, der sog. Tax-Equity-Markt. An diesem können zukünftige Steuervergünstigungen an Investoren verkauft werden, wodurch der verkaufende Projektgesellschaft sofort zusätzliches Eigenkapital in bar zufließt. Hierbei werden zwei Strukturierungsformen genutzt, die Partnership-Flip-Struktur und die Sale-Leaseback-Struktur. Derzeit sind die Banken J.P. Morgan sowie Wells Fargo zwei der aktivsten Investoren in diesem Markt und haben einen speziellen Fokus auf ITCs aus dem Bereich der erneuerbaren Energieerzeugung.

Bis zum 31.12.2011 stand für Projekte im Bereich erneuerbare Energien noch folgende Alternative zur Verfügung, die zu einer noch höheren Eigenkapitalrendite führt: der American Recovery and Reinvestment Act („ARRA“). Dieser wurde 2009 von der US-Regierung in Kraft gesetzt und hat ein Volumen von 550 Mrd. USD, wovon 74 Mrd. USD ausschließlich für Projekte im Bereich erneuerbare Energien vorgesehen sind. Die Sektion 1603 des ARRA regelt, dass unter gewissen Voraussetzungen eine Barsofortsubvention anstelle der ITC-Steuererleichterung tritt. Die Anwendungsvorschriften hierzu hat das US Treasury Department im Juli 2009 definiert. Gemäß diesen steht den Erzeugern erneuerbarer Energien der Maximalsatz von 30% zu. Branchen- und Lobbyverbände setzen sich für eine Verlängerung der 1603 um weitere zwei Jahre ein.



Kalifornien ist mit 38 Mio. Einwohnern der mit Abstand bevölkerungsreichste Bundesstaat der USA. Er liegt im Westen des Landes und grenzt an den Pazi-



Projektnummer: Desmon 11-16; Adresse: 5125 A-C Milne Road, Johnson Valley, CA 02285; Grundstücksnummer: 0635-651-10-0-000

fischen Ozean. Mit knapp 15 % des jährlich erwirtschafteten Bruttoinlandsprodukts ist Kalifornien der wichtigste Industrie- und Handelsstaat der USA. Als von den USA losgelöster Einzelstaat wäre Kalifornien weltweit die achtgrößte Wirtschaftsmacht nach den USA selbst, Japan, China, Deutschland, Großbritannien, Frankreich und Italien. Kalifornien mit seinen reichen Vorkommen an natürlichen Ressourcen hat eine lange Tradition, wenn es um die Unterstützung und Nutzung von erneuerbaren Energien geht. Kalifornien hat die am meisten diversifizierte Mischung aus erneuerbaren Energietechnologien aller U.S.-Staaten und ohne Wasserkraft die größte installierte Kapazität zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Energien. Dank einer fortschrittlichen, öffentlichen Energiepolitik war Kalifornien der erste US-Staat, in dem z. B. Anfang der 80er Jahre großflächige Windenergieprojekte in die Tat umgesetzt wurden. Kalifornien führt den landesweiten Vergleich der installierten Kapazität zur Stromgewinnung auf den Gebieten der Photovoltaik, Solarthermie, Biomasse und Geothermie an. Bei Wasserkraft landet Kalifornien auf dem zweiten Platz hinter dem Staat Washington. Bis Ende 2010 sollte der Stromverbrauch in Kalifornien zu 20 % mit erneuerbarer Energie gedeckt werden. Dieses gesetzlich festgelegte Ziel wurde nur knapp verpasst. Wind- und Solaranlagen sowie Biomasse- und kleine Wasserkraftwerke haben in diesem Jahr rund 18 % der von den größten Stromlieferanten ins Netz eingespeisten Energie geliefert. Laut dem Gesetz müssen die Stromlieferanten

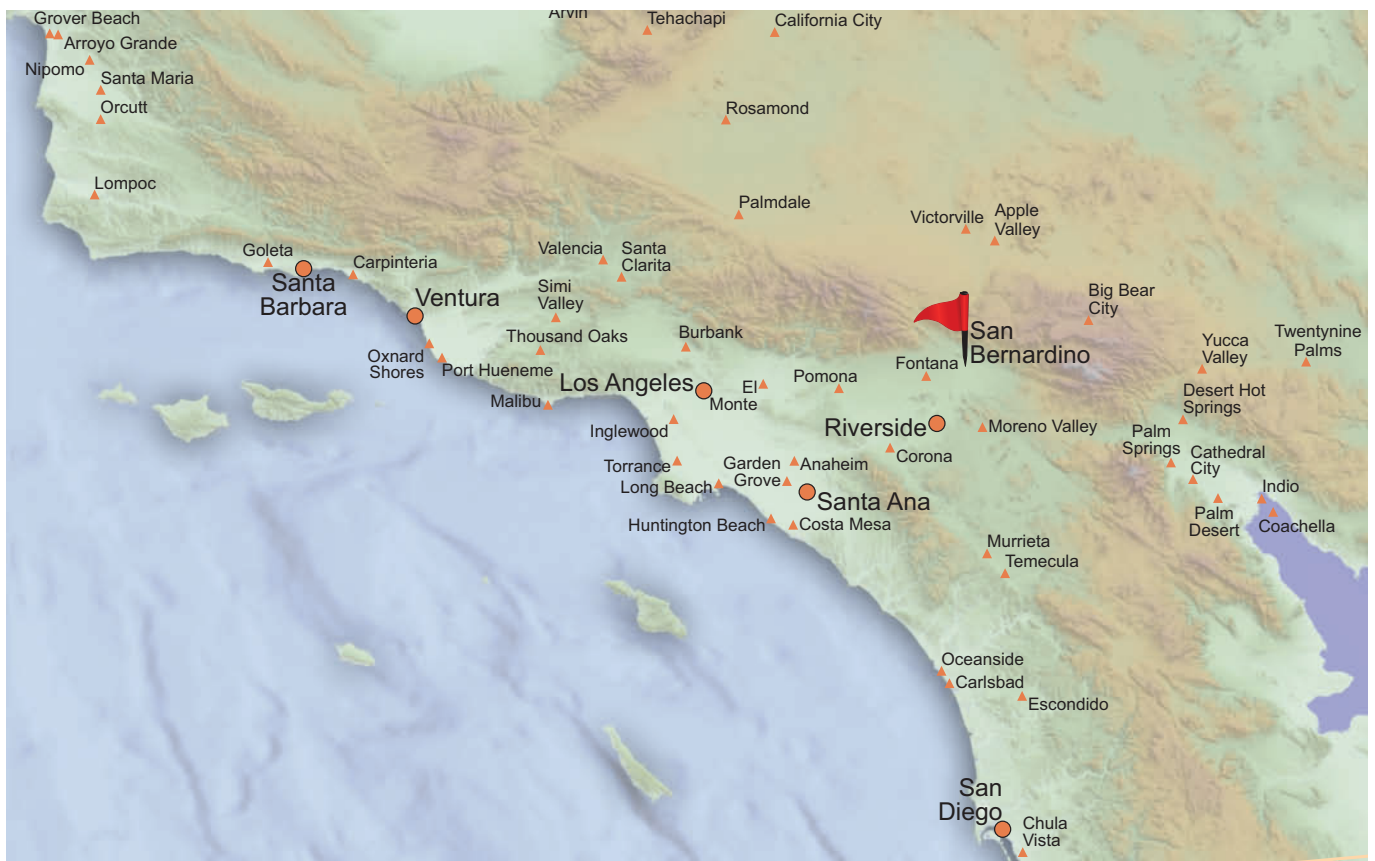
2011 das verpasste Ziel um die fehlenden Prozentpunkte übertreffen. Das nächste definierte Ziel der Regierung ist die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 33 % bis 2020. Im nationalen Vergleich nimmt Kalifornien damit klar eine Vorreiterrolle ein. Diese Ergebnisse gehen auf eine gezielte und intensive Förderung neuer Projekte in Kalifornien zurück.

Zusätzlich zu Steueranreizen auf Bundesebene hat Gouverneur Brown in Kalifornien den Senat Bill 32 („SB32“), eine Gesetzesverordnung, unterzeichnet. Das SB32 fordert von unabhängigen Energieerzeugern (Investor Owned Utilities) und Stadtwerken eine Mindestquote von 30 % erneuerbaren Energien bis 2020. Wichtigster Förderungsfaktor ist allerdings die Einführung eines Einspeisevergütungstarifs (Feed-in Tariff, „FIT“), analog zu dem erfolgreichen Pendant in Europa. Die FIT gibt es nur für Projekte mit maximal 3,0 MW (AC). SB32 bildet auch die gesetzliche Grundlage der Netzkopplungsverträge (Interconnection Agreement, „IA“) und der Strombezugsverträge (Power Purchase Agreements, „PPA“) und definiert klare zeitliche Regeln zur Durchführung innerhalb von 14 Tagen. Voraussetzung sind auf Gemeindeebene die Erteilung einer Zonennutzungsgenehmigung

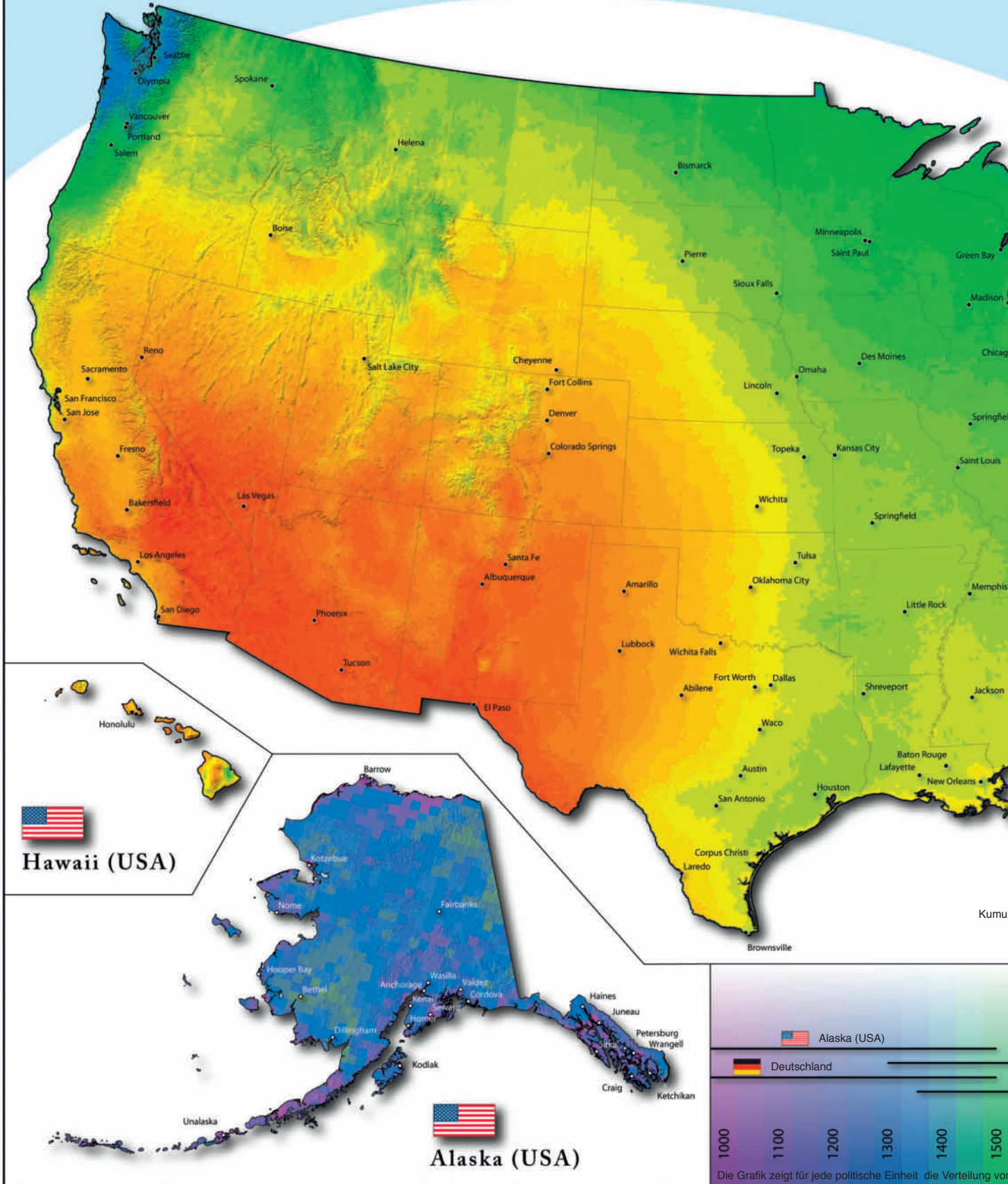


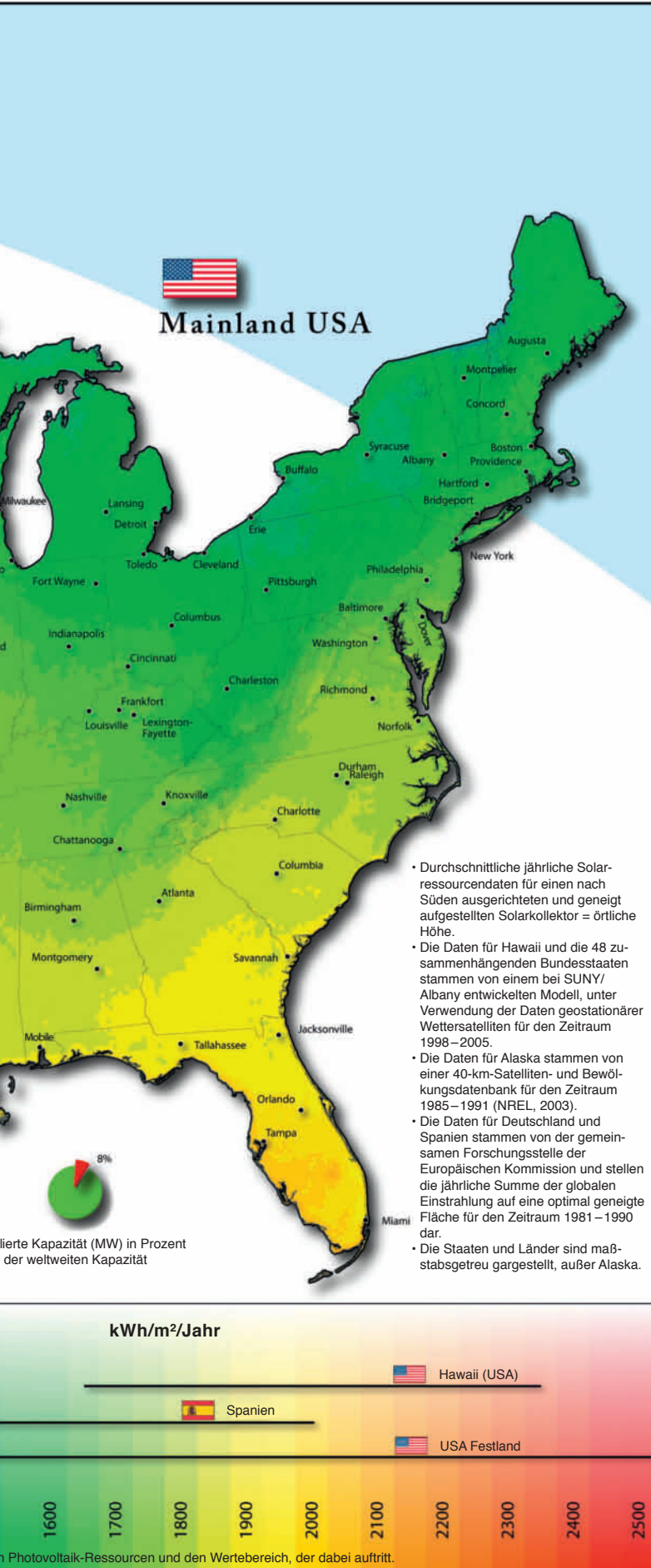
Projektnummer: Desmon 11-91; Adresse: 57635 Waters Road, Landers, CA 92285; Grundstücksnummer: 0629-201-07-0-000

(Conditional Use Permit, „CUP“) und einer Baubewilligung (Construction Permit). SB32 verfolgt das Ziel, aus Anlagen mit weniger als 3,0 MW (AC) Leistung insgesamt 750 MW (AC) an erneuerbaren Energien zu realisieren.



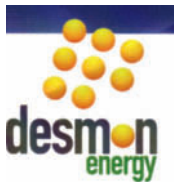
Photovoltaik-Ressourcen USA, Spanien und Deutschland







Solarpark mit einachsiger Horizontalführung von Ray Tracker in der Stadt Winters im US-Bundesstaat Kalifornien



PROJEKTENTWICKLER

Desmon Energy LLC („Desmon“) wurde 2009 gegründet und ist einer der führenden unabhängigen Projektentwickler im Bereich der dezentralisierten Solarenergie in den USA. Das Unternehmen ist spezialisiert auf Projekte im SB32-Sektor die von der Regulierungsbehörde CPUC (California Public Utilities Commission) beaufsichtigt werden. Das Unternehmen beschäftigt 14 Mitarbeiter, hat seinen Hauptsitz in Encinitas, Kalifornien, und hat eine weitere Niederlassung in Lake City, Colorado. Desmon verfügt über Projektentwicklungserfahrung in den Bereichen Solar- und Windenergie sowie Geothermie. Die Gründer und Geschäftsführer haben zuvor in San Diego und im Imperial County 9 MW gebaut. Das Unternehmen hat sich in den letzten zwei Jahren fast ausschließlich auf die Projektentwicklung im Photovoltaikbereich („PV“) fokussiert und hat eine Projektpipeline von über 1,2 GW aufgebaut. Diese Projekte befinden sich ausschließlich an der Westküste der Vereinigten Staaten und insbesondere in Kalifornien, Nevada, Arizona und New Mexico. Die Mitglieder des Managementteams verfügen jeweils über mehr als 25 Jahre Erfahrung in der Projektentwicklung von Wind- und Solaranlagen. Derzeit beschäftigt das Unternehmen über 10 Personen im Vertrieb für die Akquisition zusätzlicher Dachflächen und Grundstücke für weitere PV-Projekte. Das Managementteam von Desmon leitete von 1971 bis 1977 das 240 Mann starke Forschungslabor von Texas Instruments zur Erforschung von Halbleitertechnologie und der darauf basierenden Silicon-PV-Zellen. Texas Instruments ist mit einer Marktkapitalisierung von über 32 Mrd. USD der weltweit drittgrößte Hersteller von Halbleitern nach Intel und Samsung.



GENERALUNTERNEHMER ANLAGENBAU (EPC)

Rosendin Electric („Rosendin“) ist ein Generalunternehmen für Elektroinstallationen und für den Bau von Kraftwerken. Das Unternehmen wurde vor über 90 Jahren gegründet und hat seinen Hauptsitz in San Jose, Kalifornien. Weitere Zweigniederlassungen in Kalifornien befinden sich in San Francisco, Sacramento und Los Angeles. Zusätzlich werden Büros in Tempe (Arizona), Albuquerque (New Mexico), Hillsboro (Oregon), Las Vegas (Nevada) und seit kurzem Arlington (Virginia) unterhalten. In den gesamten Vereinigten Staaten beschäftigt Rosendin heute über 3.300 Mitarbeiter.

Im Geschäftsjahr 2011 hat Rosendin einen Umsatz von über 800 Millionen USD erzielt und ist damit das größte privatgehaltene Unternehmen in diesem

Industriesektor. Das Management verfügt zusammen mit der Belegschaft über 100 % des Eigenkapitals von Rosendin. Dies ermöglicht dem Unternehmen eine kontinuierliche Entwicklung und bietet eine äußerst stabile Wachstumsplattform. Rosendin ist ein hochspezialisiertes Unternehmen im Anlagenbau mit Kernkapazitäten im Bereich Engineering und Leitung der Konstruktionsphase. Die wesentlichen Kundengruppen von Rosendin gehören den folgenden Branchen an: Windkraft, Solarenergie, Versorgungsunternehmen, allgemeine Industrieunternehmen und Bauten der öffentlichen Hand. In den letzten Jahren hat sich das Unternehmen auf den Bereich Windenergie und äußerst große PV-Solarparks konzentriert. Rosendin zählt einige der größten Energieversorger zu seinen Kunden. Hierzu gehören die Western Area Power Administration („WAPA“) und der Sacramento Municipal Utility District („SMUD“).



Panther-Creek-Windpark

Referenzprojekte:

- Rosendin hat im September 2009 die dritte und letzte Phase der Panther Creek Wind Farm in Texas fertiggestellt. Der Windpark besteht aus über 305 Windturbinen und verfügt über eine Gesamtkapazität von ca. 457 MW. Damit ist er einer der zehn größten Windparks in den Vereinigten Staaten. Der Windpark generiert nun Elektrizität für über 135.000 Haushalte in Texas.
- In Lancaster (Kalifornien) hat Rosendin ein 9,6-MW-PV-Solaranlage gebaut. Das Projekt basiert auf über 41.000 multikristallinen Einzelmodulen und wurde auf Dachanlagen verbaut. Zusätzlich wurden Parkplätze überbaut, um ausreichend Dachkapazität zu haben.

FISKER AUTOMOTIVE



TRANSAKTIONSÜBERSICHT

Name des Projekts	Zeitpunkt der Investition
Fisker Automotive Holdings, Inc. („Fisker“)	27.03.2012
Transaktionsbeschreibung	
<p>ThomasLloyd war der erste Investor und Exclusive Financial Advisor des 2007 gegründeten Joint Venture Unternehmens Fisker Automotive. ThomasLloyd war für Fisker von der Gründung bis 2009 tätig und hat während dieser Zeit u.a. als Sole Placement Agent in 2007 Vorzugsaktien der Serie A in Höhe von 5 Mio. USD und Vorzugsaktien der Serie B in Höhe von 20 Mio. USD platziert und war als Co-Placement Agent in 2008 an der Platzierung von Vorzugsaktien der Serie C in Höhe von 65 Mio. USD beteiligt. Die aktuelle Finanzierungsrunde umfasste ein Angebotsvolumen von bis zu 500 Mio. USD an Vorzugsaktien der Serie D-1 und war stark überzeichnet. Aufgrund der bestehenden Geschäftsbeziehung von ThomasLloyd und Fisker Automotive konnte für den Cleantech Infrastrukturfonds eine Zuteilung erreicht werden. Der Cleantech Infrastrukturfonds finanziert gemeinsam mit ThomasLloyd und anderen bestehenden und neuen institutionellen Investoren, hierzu gehören u.a. Kleiner Perkins Caufield & Byers, Palo Alto Investors, Qatar Investment Authority, AI23 Systems, ACE Investment Strategists, US Department of Energy, Advanced Equities, The Camelot Group, New Enterprise Associates (NEA) und Pacific Century Group, die Infrastruktur für die Entwicklung, den Bau und den Vertrieb des Modells Fisker Atlantic und der P-Plattform.</p>	
Art und Höhe der Investition	
<p>1.5 Mio. USD in Vorzugsaktien der Serie D-1 zu einem Preis von 1,46045 USD pro Aktie inkl. 1.027.080 Optionsrechte zum Kauf von Vorzugsaktien der Serie D-1 und 2.054.160 Optionsrechte zum Kauf von Stammaktien zum Ausübungspreis von jeweils 0,01 USD.</p>	
Verwendung des investierten Kapitals	
<p>Finanzierung der Infrastruktur für die Entwicklung, den Bau und den Vertrieb des Modells Fisker Atlantic und der P-Plattform.</p>	
Transaktionsstatus	
<p>Der Aktienkauf ist vollständig abgeschlossen.</p>	
Prognostizierte Rendite der Investition	Prognostizierter Rückfluss des investierten Kapitals (Exit)
<p>Bei einem Verkauf der Beteiligung wird aufgrund des Einstiegspreises, den Optionsrechten (300% Warrant Coverage) und einer Verwässerungsschutzklausel eine signifikante Wertsteigerung erwartet.</p>	<p>Verkauf der Beteiligung im Jahr 2013 im Rahmen eines Börsengangs oder eines Trade Sales an einen Industrie- oder Automobilkonzern.</p>
	Nächste Schritte
	<p>Detaillierte Beobachtung der weiteren Entwicklung von Fisker Automotive und regelmäßige Kommunikation mit dem Management und anderen aktiven Finanzinvestoren und strategischen Investoren.</p>
	Prognostizierte Dauer der Investition
	<p>Bis zu 18 Monate</p>



Fisker Automotive, Entwicklung Modell Karma

Fisker Automotive, Inc. ist ein im Jahr 2007 gegründetes amerikanisches Gemeinschaftsunternehmen (Joint Venture) von Fisker Coachbuild LLC und Quantum Fuel Technologies Worldwide Inc. zur Entwicklung und Herstellung von Hybridelektrofahrzeugen. Der weltweite Hauptsitz von Fisker Automotive befindet sich in Anaheim, Kalifornien (USA). Zu den Standorten gehören Delaware, München, Peking und Finnland. Das Geschäftsmodell basiert auf der Aufteilung von Fahrzeugentwicklung- und design, welche bei Fisker Automotive hausintern durchgeführt wird, und der Fahrzeugproduktion, welche an Auftragsfertiger ausgelagert wird. Das Outsourcing Modell hält die Betriebskosten niedrig und sorgt für eine hohe Gewinnspanne. Während für die Q-Drive genannte Kombination Batterie, Batteriemanagement, Elektro- und Verbrennungsmotor und Antriebsintegration Quantum Technologies verantwortlich zeichnet, ist für den Rest des Wagens Fisker Coachbuild zuständig.

Fisker Coachbuild führt (ähnlich wie Porsche) Entwicklungsaufträge für andere Automobilhersteller aus, u. a. für Artega und Tesla Motors, und bot selbst die Sportwagenumbauten Fisker Latigo CS (auf Basis BMW 6) für 195.000 bis 235.000 Dollar und den Fisker Tramonto Roadster für 253.000 Dollar auf Basis des Mercedes-Benz SL 55 AMG an, die beide auf 150 Exemplare limitiert waren. Das Unternehmen wurde vom Automobil designer Henrik Fisker und dem Automobilmanager Bernhard Koehler gegründet. Bekannte Arbeiten von Henrik Fisker sind der BMW Z8, Aston Martin DB9 und V8 Vantage und der Artega GT. Weitere Informationen zu Fisker Coachbuild unter: www.fiskercb.com

Quantum Fuel Technologies Worldwide Inc. ist ein Automobilzulieferer und Dienstleister für die Automobilindustrie mit Hauptsitz in Irvine (Kalifornien, USA) und ist



Anaheim, Global Headquarter von Fisker Automotive (USA)



Wilmington, geplanter Produktionsstandort für das Modell Fisker Atlantic (USA)



Uusikaupunki, Produktionsstandort für das Modell Fisker Karma (Finnland)



Fisker US-Team, erste Auslieferung im Juli 2011 vom Modell Fisker Karma

FISKER AUTOMOTIVE

UNTERNEHMENSVISION

Wir glauben, dass umweltbewusste Autos kein bisschen Leidenschaft, Stil oder Leistung opfern müssen. Deshalb haben wir uns vorgenommen, Elektrofahrzeuge mit erweiterter Reichweite (EVer) herzustellen, die verantwortungsbewussten Luxus ohne Kompromisse bieten.



MARKE

Design: zeitloser, markanter Stil

- Proportion, Dynamik, Eleganz
- Überzeugende Rad- und Felgenreöße
- Überlegene Verbindung aus Design- und Ingenieurskunst

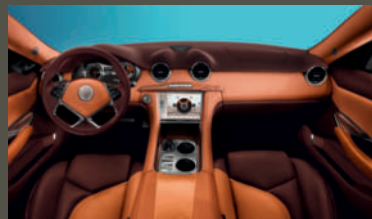
Hightech und umweltbewusst:

Erneuerbare Energie + Vertrauen in die Reichweite

- Modernste Technologie beim EVer-Antrieb
- Hochmodernes Nanophosphat
- Lithium-Ionen-Akku
- Das Solardach fängt die Kraft der Umwelt ein
- Wiederverwertetes Holz zeigt das Mantra der Nachhaltigkeit, vorne und in der Mitte

Dynamische Leistung

- 403 PS
- 1300 Nm Drehmoment, sofort verfügbar bei 0 U/min
- Von 0 auf 100 in etwa 6 Sekunden
- Ein niedriger Schwerpunkt bietet überragendes Hochleistungs-Handling
- Große 22"-Räder mit Goodyear®-FI-Supercar-Reifen



an der US-amerikanischen Technologie-Börse NASDAQ gelistet. Entwickelt und hergestellt werden u.a. Brennstoffzellen, Wasserstofftanks, Wasserstofftankstellen, Wasserstoffmotoren, Lithium-Ionen-Batterien, Batteriekontrollelektronik und Hybridantriebe. Zu den Dienstleistungen gehören Entwicklungsarbeiten, Herstellung von Prototypen und Systemintegration. Weitere Informationen zu Quantum Technologies unter: www.qttw.com

Das erste Modell, der Fisker Karma, eine Luxuslimousine ohne Kompromisse in Sachen Umweltverträglichkeit, wurde im Februar 2008 auf der North American International Auto Show in Detroit vorgestellt.

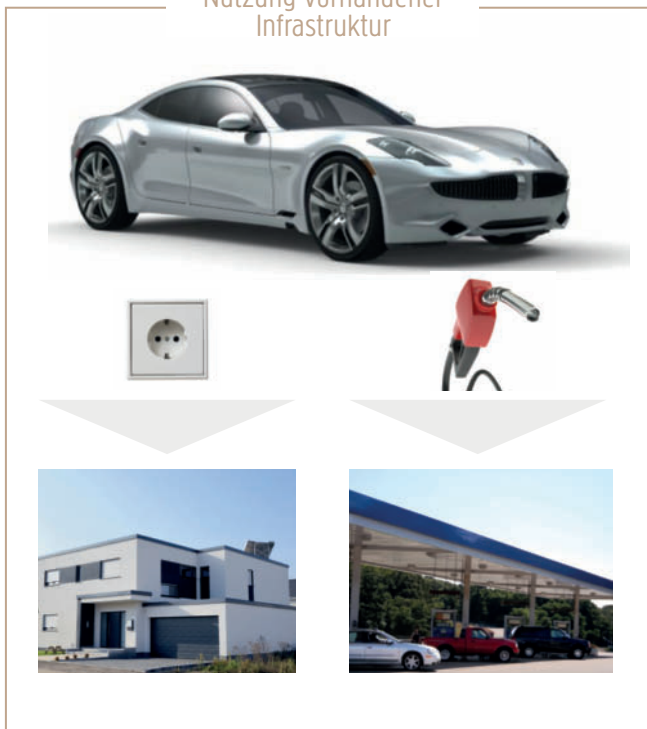


Modell Fisker Karma

Der Karma ist, wie auch die nachfolgenden Modelle, ein Elektrofahrzeug mit sogenanntem Range Extender. Im Gegensatz zu den herkömmlichen Elektroautos haben Range Extender einen Verbrennungsmotor an Bord, der anspringt, wenn die Ladung der Batterie zur Neige geht. Damit steigt die Reichweite auf das Niveau eines Autos mit konventionellem Antrieb.

Extended-Range-Technologie

Nutzung vorhandener Infrastruktur



Die unmittelbare Produktionsvorbereitung des Karma beim finnischen Auftragsfertiger Valmet Automotive begann im März 2011. Der erste Wagen wurde im Juli 2011 an den Schauspieler Leonardo DiCaprio ausgeliefert. Das zweite Modell, der Fisker Atlantic, wurde am Vorabend der Autoshow in New York im April 2012 enthüllt. Während der Karma mit einem Preis von über 100.000 Euro eine exklusive Nische bedient, steigt Fisker Automotive mit dem Atlantic ins Massengeschäft ein. Das neue Auto soll deutlich billiger angeboten werden und in einer Stückzahl von rund 100.000 Exemplaren pro Jahr gebaut werden. Für einen Autobauer, der erst vor vier Jahren erstmals ein eigenes Modell präsentierte, ein fulminantes Wachstum.



Modell Fisker Atlantic

Die Wachstumsstrategie von Fisker Automotive basiert auf einer dreistufigen Vorgehensweise:

1. Aufbau der Marke über das Modell Karma: Etablierung der Marke mit dem ersten Fahrzeug im Luxussegment (> 100.000,- Euro) mit kleinen Stückzahlen.
2. Aufbau von Wachstum und Stückzahlen mit dem Modell Atlantic: Nutzung der Erfahrungen und Erkenntnisse aus der Produktion des Karma als Grundlage der effizienten Markteinführung des Atlantic im Premiumsegment mit höheren Stückzahlen.
3. Unter Umständen ist zu einem späteren Zeitpunkt die Ergänzung durch eine weitere Fahrzeugplattform im Einsteiger-Premiumsegment geplant, ggf. mit einem strategischen Partner.

Das Core Managementteam verfügt über langjährige internationale Erfahrungen in leitenden Positionen in der Automobilindustrie. Hierzu gehören u.a. folgende Personen: Henrik Fisker, President & CEO BMW Designworks USA, Board of Directors and Design Director Aston Martin und Director of Ford Global Advanced Design; Tom LaSorda, President & CEO Chrysler Group, Bernhard Koehler, Director of Operations BMW Designworks USA, Director of Modeling & Concept Aston Martin und Director of Business and Operations Ford Global Advanced Design; Joe DaMour, Executive Director Financial Planning and Analysis and Corporate Restructuring GM und Vice President and CFO GM Global Powertrain and Asia Pacific und Richard Beattle, President & CEO Mazda North America.

Die Nachhaltigkeits-Philosophie des Unternehmens spiegelt sich im gesamten Handeln der Mitarbeiter und der Fahrzeuge wieder. Weitere Informationen zu Fisker Automotive unter: www.fiskerautomotive.com

GLOSSAR

Capital Commitments

(Unwiderrufliche) Kapitalzusage / Kapitalbindungserklärung

Carried Interest

Carried interest, kurz Carry, ist eine Form der Gewinnbeteiligung des Cleantech Infrastrukturfonds an einem Projekt.

CTP

Cleantech Projektgesellschaft mbH

COD

Commercial Operations Date, kurz COD, ist das Datum der Aufnahme des kommerziellen Betriebs eines Kraftwerks bzw. einer Anlage.

Construction Permit

Baubewilligung

CUP

Conditional Use Permit, kurz CUP, ist eine Zonennutzungsgenehmigung.

EPC

Engineering, Procurement and Construction, kurz EPC, (deutsch: Planen, Beschaffen und Aufbauen) bezeichnet eine im internationalen Bauwesen und dort speziell im Anlagenbau übliche Form der Projektabwicklung und der dazugehörigen Vertragsgestaltung, bei welcher der Auftragnehmer als Generalunternehmer oder Generalübernehmer auftritt. Er verpflichtet sich, dem Auftraggeber eine Anlage oder ein Bauwerk schlüsselfertig (engl. Turn-key), in der Regel zu einem Festpreis und zu einem mit Konventionalstrafen belegten Termin, zu liefern. Der EPC-Lieferant (engl.: Contractor) erbringt hierfür alle notwendigen Leistungen, insbesondere die gesamte Ingenieurleistung, die Beschaffung oder Fertigung aller notwendigen Baumaterialien und -teile, die Montage auf der Baustelle und die schlüsselfertige Inbetriebnahme.

Equity Discount

Disagio auf den Kaufpreis bei einer Eigenkapitaltransaktion

Exit Multiple

Der Exit Multiple Approach unterstellt die Veräußerung eines Projekts oder Unternehmens am Ende des Planungshorizonts. I.d.R. geht man von einer Bandbreite der Werte für einen auf EBIT oder EBITDA basierten Multiplikator aus.

Financial Close

Am Ende der Entwicklungsphase eines Projekts stehen die Unterzeichnung der Verträge und das Financial Close: zu diesem Zeitpunkt ist für den gesamten Finanzierungsbedarf (einschließlich eventueller Reserven) sichergestellt von wem, wann, und unter welchen Bedingungen Mittel zur Finanzierung des Projekts bereit-zustellen sind. Zu diesem Zeitpunkt werden die kurzfristigen Projektentwicklungsfinanzierungen durch die langfristigen Bau- und Betriebsfinanzierungen der Eigenkapitalinvestoren und Banken abgelöst.

FIT – Feed-in Tariff

Einspeisevergütungstarif

HGB

Handelsgesetzbuch

IA – Interconnection Agreement

Netzkopplungsverträge

IPP

Independent Power Producer, kurz IPP, sind unabhängige Stromerzeuger, das heißt, sie können mithilfe eigener Anlagen elektrische Energie erzeugen. Independent Power Producers verfügen jedoch nicht über eigene Versorgungseinrichtungen und benötigen daher zum Vertrieb ihrer Energie fremde Stromnetze.

IRR

Die Internal Rate of Return, kurz IRR, (auch: Interne-Zinssatz-Methode) ist ein Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung. Sie ermöglicht, für eine Investition oder Kapitalanlage, bei der unregelmäßige und schwankende Erträge anfallen, eine (theoretische) mittlere jährliche Rendite zu berechnen.

Joint Venture

Gemeinschaftsunternehmen

KGVs

Kurs-Gewinn-Verhältnisse

Opportunistisches Investment

Opportunistische Investments zielen auf das Ausnutzen von Marktineffizienzen, Zyklen, Notlagen und andere Umstände ab, die einen günstigen Erwerb ermöglichen. Bei opportunistischen Investments wird ein Großteil der Rendite über den Wertzuwachs generiert. Dieser Anlagestil versteht sich auch als antizyklischer Investmentansatz.

PDD

Projektbeschreibung

PIM

Verkaufsprospekt für außerbörsliche Privatplatzierungen

PPA

Ein Power Purchase Agreement, kurz PPA, bezeichnet einen Strombezugsvertrag, der die Abnahme von Elektrizität von unabhängigen Stromerzeugern regelt.

Sale-lease-back-Struktur

Eine Sale-and-lease-back-Struktur ist eine Sonderform des Leasings, bei der Vermögenswerte an eine Leasinggesellschaft verkauft und sie zur weiteren Nutzung gleichzeitig wieder zurückgeleast werden. Vorteil von Sale-and-lease-back ist das Aufdecken von sogenannten stillen Reserven im Anlagevermögen. Durch den Kaufpreis kann das Unternehmen Kapital freisetzen und erhöht kurzfristig seine Liquidität, kann das Objekt aber weiterhin nutzen.

SWAP

Unter einem Swap (engl.: (Aus-)Tausch) versteht man in der Wirtschaft eine Vereinbarung zwischen zwei Vertragspartnern, an zukünftigen Zeitpunkten vertraglich definierte Zahlungsströme (Cashflows) auszutauschen. Die Vereinbarung definiert dabei, wie die Zahlungen berechnet werden und wann sie fällig werden.

Tax Equity

Eigenkapitalähnlicher, finanzierungsfähiger Gegenwartswert von Steuervorteilen

Trade Sale

Unter einem Trade Sale versteht man den Verkauf eines meist jungen Unternehmens durch das Management und beteiligte Finanzierungsgesellschaften (z.B. Venture-Capital- und Private-Equity-Fonds) an ein Industrie- beziehungsweise Großunternehmen.

www.thomas-lloyd.de

Exklusiv-Partner von:

DCI
Deutsches CleanTech Institut



Hinweis: Dieser Bericht wird herausgegeben von der Cleantech Projektgesellschaft mbH mit Sitz in Frankfurt a. M. und richtet sich ausschließlich an die Gesellschafter und Investoren der Gesellschaft. Er beinhaltet eine zusammenfassende Darstellung der aktuell von der Herausgeberin getätigten und/oder beschlossenen Investitionen, die auf vertraglichen und/oder vorvertraglichen Vereinbarungen beruhen und/oder im Einzelfall auch noch der behördlichen Genehmigung bedürfen. Bei der Darstellung der Einzelprojektübersichten handelt es sich um Übersetzungen aus dem Englischen. Maßgeblich ist nur die englische Originalversion. Dieser Bericht enthält zukunftsgerichtete Aussagen zur Geschäfts- und Ertragsentwicklung der Cleantech Projektgesellschaft mbH, die auf den derzeitigen Plänen, Einschätzungen, Prognosen und Erwartungen der Gesellschaft beruhen. Die Aussagen beinhalten Risiken und Unsicherheiten, denn es gibt eine Vielzahl von Faktoren, die auf unser Geschäft einwirken und zu Teilen außerhalb des Einflussbereichs der Gesellschaft liegen. Die tatsächlichen Ergebnisse und Entwicklungen können also erheblich von den heute getroffenen Annahmen abweichen. Die Angaben in diesem Bericht wurden nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Stand des Berichts ist der 30.06.2012. Für die Aktualität der Angaben zu einem anderen Zeitpunkt wird keine Gewähr übernommen. Die Darstellungen in diesem Bericht sind keine Verkaufsunterlagen/-prospekte im Sinne gesetzlicher und/oder behördlicher Vorgaben. Auch stellen sie keine Aufforderung zur Abgabe eines Angebots dar.