

Ex-post-Evaluierung

Sektorprogramm zur Förderung von EE und RE, Phase III, Nordmazedonien



Titel	Sektorprogramm zur Förderung von Energieeffizienz und Erneuerbaren Energien Phase III		
Sektor und CRS-Schlüssel	23240		
Projektnummer	2012.66.188 / 2009.66.390 (zugebündelt)		
Auftraggeber	BMZ		
Empfänger/ Projektträger	Elektrani na Severna Makedonija / Power Generation Plants of North Macedonia (ESM)		
Projektvolumen/ Finanzierungsinstrument	47,9 Mio. EUR		
Projektlaufzeit	2013-2017		
Berichtsjahr	2021	Stichprobenjahr	2021

Ziele und Umsetzung des Vorhabens

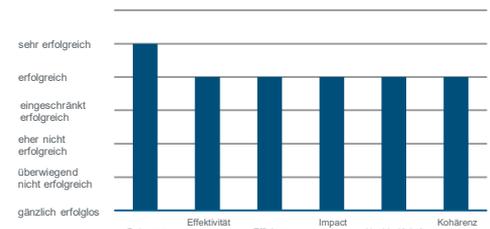
Das Ziel auf Outcome-Ebene war (i) die stärkere Nutzung von erneuerbaren Energieressourcen, (ii) die Diversifizierung der Versorgungsquellen und (iii) die Vermeidung von klimawirksamen CO₂-Emissionen. Auf der Impact-Ebene war das Ziel einen Beitrag zum globalen Klimaschutz zu leisten. Um die angestrebten Ziele zu erreichen, wurde im Rahmen des Vorhabens der erste Windpark in Nordmazedonien mit einer installierten Kapazität von 36,8 MW gebaut. Der Windpark konnte wie geplant gebaut werden.

Wichtige Ergebnisse

Das Vorhaben entfaltete sowohl auf Outcome- als auch auf Impact-Ebene eine hohe entwicklungspolitische Wirksamkeit. Aus folgenden Gründen wird das Vorhaben als „erfolgreich bewertet“:

- Das Vorhaben geht mit den politischen Prioritäten des Partnerlandes Hand in Hand. Eine besondere Rolle spielt hier der Demonstrationscharakter der Maßnahme.
- Insbesondere in der Vorbereitungsphase des Vorhabens hat die Abstimmung zwischen verschiedenen Gebern und Institutionen sehr gut funktioniert, was auch die effiziente Umsetzung des Vorhabens ermöglichte.
- Die Zielerreichung anhand der Indikatoren wird auf Outcome-Ebene als sehr erfolgreich und auf Impact-Ebene als erfolgreich bewertet. Auf Impact-Ebene konnte das Vorhaben zudem einen Demonstrationseffekt entfalten.
- Der langfristige Betrieb des Windparks wird als gegeben betrachtet. Hierzu trägt die garantierte Einspeisevergütung über 20 Jahre bei. Bei einer in der Tendenz gleichbleibenden Entwicklung der Energiepreise wird die Nachhaltigkeit der Maßnahme voraussichtlich auch ohne garantierte Einspeisevergütung Bestand haben.

Gesamtbewertung: erfolgreich



Schlussfolgerungen

- Windparkprojekte erfordern aufgrund der notwendigen Studien, Windmessungen usw. eine vergleichsweise lange Vorbereitung. Das vorliegende Vorhaben wurde sehr effizient umgesetzt, da die bereits vorliegenden Studien und Messungen konsequent genutzt worden sind.
- Die Einführung einer neuen Technologie kann höhere spezifische Produktionskosten im Vergleich zu einer bereits genutzten Technologie rechtfertigen.
- Ein konsequentes Post-Construction Bat and Bird Monitoring inkl. eines systematischen Mortalitätsmonitoring sollte durchgeführt werden. In diesem Kontext sollten die empfohlenen Maßnahmen zur Reduktion des Risikos von Zusammenstößen eruiert werden.

Bewertung nach OECD DAC-Kriterien

Gesamtvotum: Note 2

Teilnoten:

Relevanz	1
Kohärenz	2
Effektivität	2
Effizienz	2
Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkungen	2
Nachhaltigkeit	2

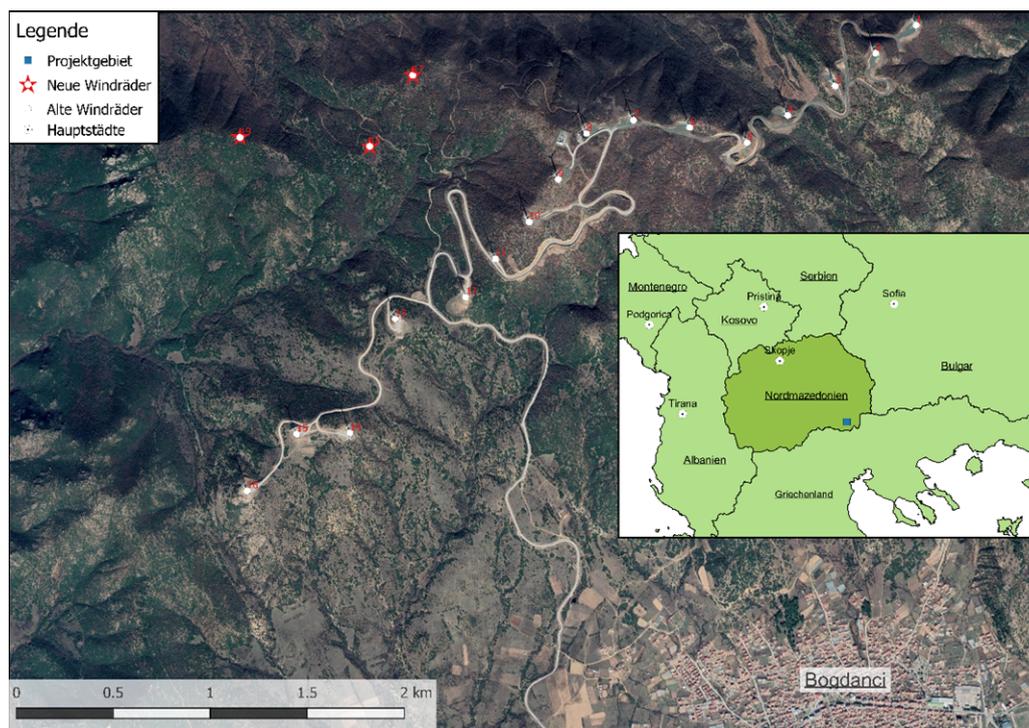
Rahmenbedingungen und Einordnung des Vorhabens

Das zu evaluierende Vorhaben „Windpark Bogdanci“ ist eingebettet in das FZ-Programm „Energieeffizienz und erneuerbare Energien“, Phase II und III. Die anderen im Rahmen des FZ-Programms ursprünglich geplanten Komponenten sind: 1. die Rehabilitierung von sechs Wasserkraftwerken (WKW), 2. die Erweiterung des WKW Spilje und 3. der Bau eines Fernwärmekraftwerks in Bitola. Der Bau des ersten Windparks Bogdanci wurde aus zwei Phasen finanziert. Die in der Stichprobe gezogene Phase III des FZ-Programms (BMZ-Nr.: 2012.66.188) umfasste zum einen die Finanzierung des WKW Spilje und zum anderen die Sicherstellung der vollständigen Finanzierung der sich bereits in Durchführung befindlichen Komponente „Bau des ersten Windparks Bogdanci“ der Phase II des o.g. FZ-Programms. Die Komponente Wasserkraft Spilje wurde nicht umgesetzt und wird daher im Rahmen der Evaluierung nicht betrachtet. Die erste Finanzierungsphase (BMZ-Nr.: 2009.66.390) des Windparks wird dieser Evaluierung zu gebündelt, so dass hier unabhängig von den zwei Finanzierungsphasen der gesamte Windpark (Vorhaben) evaluiert wird.

Kurzbeschreibung des Vorhabens

Im Rahmen des Vorhabens wurde der erste Windpark nahe der Stadt Bogdanci mit insgesamt 36,8 MW errichtet. Dazu wurden 16 Windturbinen mit einer Leistung von jeweils 2,3 MW aufgestellt. Darüber hinaus wurden die Stromübertragungskabel zwischen den Turbinen verlegt, eine 20/110 kV Umspannstation und eine rd. 11,5 km lange 110 kV Übertragungsleitung gebaut und die existierende Umspannstation Valandovo erweitert. Kleinere Baumaßnahmen wie z.B. der Bau von Zufahrtsstraßen, etc. wurden ebenfalls im Rahmen des Vorhabens vorgenommen. Zielgruppe des Vorhabens waren die an das Elektrizitätsnetz angeschlossenen Verbraucher in Nordmazedonien. Die Anschlussrate in Nordmazedonien liegt bei 100 %, damit profitierten alle Einwohner Nordmazedoniens gleichermaßen von dem Vorhaben.

Satellitenbild des Projektgebiets



Quelle: Eigene Darstellung unter Verwendung von google maps und <https://www.openstreet-map.de/karte.html>

Aufschlüsselung der Gesamtkosten

Mit der Phase 3 wurde die Finanzierung des Windpark Bogdancis sichergestellt. Da ursprünglich die Finanzierung aus einer Phase geplant war (Phase 2), sind bei den Gesamtkosten nur die Ist-Kosten und nicht die Plan-Kosten aufgeführt.

		Inv. Gesamt (Ist)	Inv. Phase 2 (Plan)	Inv. Phase 2 (Ist)	Inv. Phase 3 (Plan)	Inv. Phase 3 (Ist)
Investitionskosten (gesamt)		55,61	55,50	32,90	22,60	22,71
Mio. EUR						
Eigenbeitrag	Mio. EUR	7,71 ¹	22,60	0,00	7,60	7,71 ¹
Fremdfinanzierung	Mio. EUR	47,90	32,90	32,90	15,00	15,00
<i>davon BMZ-Mittel</i>	<i>Mio. EUR</i>	<i>47,90</i>	<i>32,90</i>	<i>32,90</i>	<i>15,00</i>	<i>15,00</i>

Relevanz

Ausrichtung an Politiken und Prioritäten

Das Vorhaben Windpark Bogdanci war und ist im Einklang mit den Politiken und Prioritäten des Partnerlandes sowie auch mit dem Sektorkonzept „Nachhaltige Energie für Entwicklung“ des BMZ. Hier wird aufgrund der globalen Auswirkungen des Klimawandels Energievorhaben mit dem Ziel CO₂-Vermeidung klar Vorrang gegeben. Die nordmazedonische Regierung bescheinigte dem Energiesektor im zweiten nationalen Umwelt-Aktions-Plan von 2006 (Second National Environmental Action Plan, NEAP) ebenfalls eine entscheidende Rolle hinsichtlich der Emission von

¹ Der Eigenbeitrag und damit auch die Gesamtkosten weichen marginal von den Angaben in der Abschlusskontrolle und im Schlussbericht des Consultant ab. Dieser Wert entspricht den vom Projektträger bereitgestellten Informationen zum Zeitpunkt der Evaluierung.

Treibhausgasen. Laut NEAP entfielen 70 % der heimischen Treibhausgasemissionen auf den Energiesektor. Gleichzeitig weist der Energiesektor das größte Treibhausgaseinsparungspotenzial auf. Als Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen wurden neben der Nutzung von Biogas auch die stärkere Nutzung erneuerbarer Energiequellen identifiziert. Neben Wasserkraft, Solar, Geothermie und Biomasse wurde Windenergie als potenzielle erneuerbare Energiequelle für die Zukunft benannt. (NEAP, 2006). In der Energieentwicklungsstrategie (Strategy for Energy Development in the Republic of Macedonia until 2030) wurden die Erhöhung der Energieeffizienz und die verstärkte Nutzung von erneuerbarer Energie (EE) als wichtige Stellschrauben für den Energiesektor an sich identifiziert und hinsichtlich der Nutzung von EE konkrete Ziele definiert. So soll der Anteil an EE in der Stromerzeugung 2020 mindestens 20,1% bis zu maximal 31,5 % betragen. Wasser- und Windkraft machten in der Planung dabei 75% bzw. mit 19 % an der gesamten Stromerzeugung aus EE aus, so dass ihnen die größte Bedeutung zukommt. Im Februar 2007 hat schließlich die Regulierungsbehörde ERC Regelungen zur Einspeisevergütung für EE umgesetzt, um die Nutzung von EE-Quellen zur Elektrizitätserzeugung stärker zu fördern. Diese bezogen sich zunächst nur auf die Produktion von Elektrizität aus kleinen Wasserkraftwerken. Seit Mai 2007 können auch Windparks als sogenannte „preferential producers“ registriert werden und somit die Einspeisevergütung nutzen. Laut Aussage der Regulierungsbehörde orientierte sich die Höhe der Einspeisevergütung an den damals in Deutschland gültigen Einspeisetarifen.

Ausrichtung an Bedürfnisse und Kapazitäten der Beteiligten und Betroffenen

Zum Zeitpunkt der Projektprüfung (PP) wurde als grundsätzliches Problem des nordmazedonischen Energiesektors die wachsende Stromnachfrage bei bereits bestehender Unterkapazität und die damit einhergehende hohe Importabhängigkeit identifiziert. Die unzureichenden Investitionen in die bestehende Infrastruktur, sowie der hohe Anteil CO₂ intensiver thermischer Stromerzeugung und das unausgeschöpfte Potenzial von EE trugen außerdem dazu bei, dass die Stromerzeugung Nordmazedoniens stark umweltbelastend sei. Hinzukommt, dass in Nordmazedonien zum Zeitpunkt der Prüfung eine Regelung des Stromnetzes in Grund- und Spitzenlast mangels schnell regelbarer Erzeugungskapazitäten nicht möglich war, was dazu geführt hat, dass die thermischen Kraftwerke im ineffizienten Mittellastbetrieb betrieben würden. Aus heutiger Sicht wurde das Kernproblem grundsätzlich treffend identifiziert und die Maßnahme ist geeignet, um die identifizierten Kernprobleme anzugehen. Mit Ausnahme des Problems der fehlenden schnell regelbaren Erzeugungskapazitäten. Um dieses Problem anzugehen, ist Windkraft keine geeignete Technologie, da die Energie dann produziert wird, wenn die meteorologischen Bedingungen dies zulassen. Im Zusammenspiel von Wind- und Wasserkraft ist es jedoch möglich, dass die Energieproduktion aus Windkraft zu einem besseren Management der Wasserreservoirs führt und somit indirekt eine bessere Regelbarkeit der Erzeugungskapazitäten gegeben ist. Somit wurde das Kernproblem zum Zeitpunkt der PP richtig identifiziert. Das Vorhaben selbst adressierte jedoch nur Teile des Kernproblems. Die Probleme unzureichende Investitionen in die bestehende Infrastruktur und der hohe Anteil an thermischer Energieerzeugung wurde nicht bzw. nur indirekt angegangen. Die im Rahmen des Vorhabens installierten Kapazitäten aus EE wurden zusätzlich geschaffen und erhöhten damit das inländische Energieangebot, führten aber nicht zu einer Reduktion der Energiegewinnung aus thermischen Anlagen. Zielgruppe war die gesamte Bevölkerung Nordmazedoniens, die an das Stromnetz angeschlossen ist (100 %).

Angemessenheit der Konzeption

Die Konzeption der Maßnahme war technisch und finanziell angemessen und grundsätzlich geeignet zur Lösung des Kernproblems, insbesondere hinsichtlich des unausgeschöpften Potenzials an EE beizutragen. Als alleinstehendes Vorhaben mit einer installierten Kapazität von 36,8 MW konnte das Vorhaben an sich nur einen kleinen Beitrag zur Lösung des Kernproblems leisten. Das große Potenzial der Maßnahme liegt insbesondere in der Einführung einer neuen Technologie und dem damit verbundenen Demonstrationscharakter.

Die Konzeption der Maßnahme ist hinreichend präzise und nachvollziehbar. Die angenommenen Wirkungszusammenhänge „Bau des ersten Windparks in Nordmazedonien → bessere Erschließung erneuerbarer Energieressourcen → erhöhte Nutzung erneuerbarer Energieressourcen → Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungskapazität → Anteil von EE am Energiemix steigt → Vermeidung von klimaschädlichen CO₂-Emissionen“ sind nachvollziehbar und plausibel.

Hinsichtlich eines ganzheitlichen Ansatzes nachhaltiger Entwicklung stellt die Maßnahme durch die Verminderung von CO₂-Emissionen überwiegend auf die ökologische Dimension der Nachhaltigkeit ab. Die ökonomische und soziale Dimension wird jedoch durch die Wahl einer effizienten Technologie und durch die Auswahl der Zielgruppe (gesamte Bevölkerung Nordmazedoniens) sowie durch die Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungskapazitäten, was allen Verbrauchern zugutekommt, berücksichtigt.

Reaktion auf Veränderungen/ Anpassungsfähigkeit

Die Maßnahme an sich, also die geschaffenen Outputs wurden im Laufe der Umsetzung nicht angepasst. Um die reibungslose Fertigstellung des Windparks sicherzustellen, wurde jedoch die Finanzierungsstruktur angepasst. 2013 wurde ein zweiter Darlehensvertrag i. H. v. 15 Mio. EUR abgeschlossen und der nordmazedonische Eigenbeitrag entsprechend reduziert.

Zusammenfassung der Benotung:

Mit dem Bau des ersten Windparks Nordmazedoniens und der damit verbundenen Erschließung bisher ungenutzter EE-Ressourcen geht das Vorhaben mit den politischen Prioritäten des Partnerlandes Hand in Hand. Eine besondere Rolle spielt hier der Demonstrationscharakter der Maßnahme, da sich dadurch die Möglichkeit ergibt den Prioritäten des Partnerlandes über das allein stehende Vorhaben hinaus Rechnung zu tragen und den Energiesektor in Hinblick auf die Erschließung neuer EE-Technologien mit zu gestalten. Die Konzeption der Maßnahme und die zugrundeliegenden Wirkungszusammenhänge sind nachvollziehbar und angemessen. Insgesamt beurteilen wir die Relevanz des Vorhabens als sehr erfolgreich.

Relevanz Teilnote: 1

Kohärenz

Interne Kohärenz (Arbeitsteilung und Synergien der deutschen EZ):

Das Vorhaben wurde im Gestaltungsspielraum umgesetzt, daher sind die Fragen zur internen Kohärenz nicht relevant.

Bei der Umsetzung der Maßnahme wurden die gängigen technischen (IEC) Standards und internationale Umwelt- und Sozialstandards berücksichtigt.

Externe Kohärenz (Komplementarität und Koordinationsleistung im zum Zusammenspiel mit Akteuren außerhalb der dt. EZ):

Durch die Finanzierung des ersten Windparks in Nordmazedonien wurde die Eigenanstrengung des Partners maßgeblich unterstützt. Der Projektträger (PT) ESM (früher ELEM) startete sein Engagement im Windenergiesektor im Jahr 2005 mit einer sogenannten Windpotenzialprognose. Dabei wurde der staatliche Energieerzeuger u.a. von USAID unterstützt. Im Jahr 2006 installierte ESM vier Windmessstationen in verschiedenen Teilen Nordmazedoniens. Seit Ende 2008 wird ESM bei der Erstellung der Machbarkeitsstudie inklusive einer umfassenden Umwelt- und Sozialverträglichkeitsstudie durch einen Zuschuss i. H. v. 400.000 EUR vom EU-Western Balkan Investment Framework (WBIF) unterstützt. Der Zuschuss wurde von der nordmazedonischen Regierung beantragt. Die umfassende Machbarkeitsstudie wurde 2011 abgeschlossen. Laut der WBIF-Homepage ist die Entwicklung und der anschließende Bau des Windparks (durch Mittel der KfW Entwicklungsbank) eine der Erfolgsgeschichten der regionalen Blending Fazilität, welche vor allem den EU-Erweiterungsprozess und die Entwicklung in den Ländern Albanien, Bosnien und Herzegowina, Kosovo, Montenegro, Serbien und Nordmazedonien unterstützt.

Die Abstimmung zwischen den in die Vorbereitung und Umsetzung des Vorhabens involvierten Geber und Institutionen war, nach Aussagen von Vertretern von WBIF sowie der EU-Delegation in Skopje ausgesprochen gut. Grundsätzlich ist die Abstimmung im Energiesektor in Nordmazedonien unter den Gebern jedoch nicht sehr ausgeprägt.

Das Vorhaben wurde zusammen mit dem staatlichen Energieerzeuger, der 95 % der inländischen Stromproduktion erzeugt, umgesetzt. Damit nutzte das Vorhaben für die Umsetzung der Aktivitäten die bestehenden Strukturen des Partners. Für das Projektmonitoring wurden überwiegend Betriebsdaten genutzt, darüber hinaus werden keine gemeinsamen Systeme genutzt.

Zusammenfassung der Benotung:

Obwohl die Abstimmung im Energiesektor unter den Gebern nicht besonders ausgeprägt ist, hat die Abstimmung zwischen verschiedensten an der Vorbereitung und Umsetzung des Vorhabens beteiligten Gebern und Institutionen gut funktioniert. Daher beurteilen wir die Kohärenz der Maßnahme als erfolgreich.

Kohärenz Teilnote: 2

Effektivität

Erreichung der (intendierten) Ziele:

Das im Rahmen der EPE angepasste Ziel auf Outcome-Ebene war:

- (i) die stärkere Nutzung von EE-Ressourcen;
- (ii) die Diversifizierung der Versorgungsquellen und
- (iii) die Vermeidung von klimawirksamen CO₂ Emissionen.

Im Rahmen der PP wurden für die Finanzierungsphasen 1 (BMZ-Nr.: 2009.66.390) und 2 (BMZ-Nr. 2012.66.188) teilweise unterschiedliche Ziele auf Outcome-Ebene definiert. Ursprüngliches Ziel auf Outcome-Ebene für die erste Finanzierungsphase war es

- (i) einen Beitrag zur Diversifizierung der Versorgungsquellen zu leisten und
- (ii) den Anteil der Energiegewinnung aus EE zu erhöhen;

Für die zweite Finanzierungsphase war das ursprüngliche Ziel auf Outcome-Ebene

- (i) die Erhöhung des Anteils EE an der Stromversorgung Nordmazedoniens,
- (ii) die Vermeidung von klimawirksamen CO₂ Emissionen und
- (iii) die Diversifikation der Energiequellen.

Im Rahmen der EPE wurden die bei PP für die unterschiedlichen Finanzierungsphasen definierten Ziele zusammengeführt. Das Teilziel (ii) aus der ersten Finanzierungsphase und das Teilziel (i) aus der zweiten Finanzierungsphase wurden zusammengefasst und leicht umformuliert zu „die stärkere Nutzung von EE“, diese Formulierung umfasst sowohl die Energiegewinnung als auch die Stromversorgung. Auf die Formulierung Erhöhung des Anteils [...] wurde bewusst verzichtet, da der Anteil von EE an der Energiegewinnung/ Stromversorgung nicht nur durch das Vorhaben, sondern auch durch externe Faktoren beeinflussbar ist.

Die Erreichung des Ziels auf Outcome-Ebene kann wie folgt zusammengefasst werden:

Indikator	Status bei PP	Zielwert lt. PP/ EPE	Ist-Wert bei EPE
(1) Zusätzlich ins Netz eingespeiste Erzeugung	0	Mind. 90 GWh/a (PV)	Erfüllt: Ø 107,27 GWh/a ²
(2) Zeitverfügbarkeit pro Jahr	0	97 % (EPE)	Erfüllt: Ø 98,25% ⁵

² Die Durchschnittswerte beziehen sich auf die Jahre 2015-2020, da nur für diese Jahre Daten für das gesamte Kalenderjahr vorliegen. 2014 wurde die Erzeugung erst im April aufgenommen. Für 2021 lagen zum Zeitpunkt der Evaluierung nur Daten bis inkl. Juli vor.

(3) Vermeidung von klimawirksamen CO ₂ Emissionen	0	Mind. 80.000t CO ₂ Äquivalent/a	Erfüllt: Ø 80.934t CO ₂ /a ⁵
--	---	--	--

Zu Indikator 1: Im Jahr 2014 wurde die Erzeugung erst im April aufgenommen. Für 2021 lagen zum Zeitpunkt der Evaluierung nur Erzeugungszahlen bis inkl. Juli vor. In den Jahren 2015-2020 wurden pro Jahr durchschnittlich 109,46 GWh elektrischer Energie erzeugt. Davon werden nach Angaben des PT 98 % ins Netz eingespeist.

Zu Indikator 2: Sowohl die durchschnittliche Zeitverfügbarkeit als auch die Zeitverfügbarkeit für jedes Jahr seit Inbetriebnahme liegt deutlich über dem angestrebten Zielwert von 97 %. Über die Jahre hat sich die Zeitverfügbarkeit von 99,24 % im Jahr 2015 auf 97,56 % im Jahr 2020 reduziert. Da mit dem Servicecontractor vertraglich eine zeitliche Verfügbarkeit von mindestens 97% vereinbart worden ist, gehen wir nicht davon aus, dass die Zeitverfügbarkeit zukünftig unter 97 % fallen wird. Allerdings könnte diese durch ein sorgfältiges und enges Controlling des Servicecontractors wieder auf ein höheres Niveau angehoben werden.

Zu Indikator 3: Zum Zeitpunkt der PP lag der Emissionsfaktor, welcher zur Berechnung der CO₂ Einsparung herangezogen wird bei 0,89 t CO₂/MWh. Dieser Faktor ist gesunken und lag im Jahr 2021 bei 0,74 t CO₂/MWh für Nordmazedonien. Trotz der Reduktion um fast 17% ist der Indikator aufgrund der sehr guten Erzeugungszahlen des Windparks erfüllt.

Für das Teilziel (ii) Diversifizierung der Versorgungsquellen wurde kein Indikator definiert. Bis heute ist der Windpark Bogdanci der einzige Windpark in Nordmazedonien und hat durch die Einführung einer neuen Technologie definitiv einen Beitrag zur Diversifizierung der Versorgungsquellen geleistet. Derzeit sind mehrere weitere Windparkprojekte in Planung. So soll der bestehende Windpark in Bogdanci um rd. 14 MW auf bis zu maximal 50 MW ausgebaut werden. Zudem plant ein deutscher Investor den Bau eines 400 MW großen Windparks im Nordosten des Landes. Damit wird der Beitrag des Vorhabens zur Diversifizierung der Versorgungsquellen perspektivisch noch größer.

Beitrag zur Erreichung der Ziele:

Die Outputs der Maßnahme wurden wie bei PP geplant, erbracht; es ist im Laufe der Projektumsetzung zu keinerlei Anpassungen bzgl. der erbrachten Outputs gekommen.

Die Nutzung der geschaffenen Outputs ist als gut zu bewerten. Die Windkraftanlage ist durchschnittlich 6.800 Stunden pro Jahr in Betrieb und wird je nach Wind zu durchschnittlich 78% genutzt. Zudem liegt der Kapazitätsfaktor des Windparks, also die erzeugte Energie im Verhältnis zur installierten Energie bei 33,64%, was als gut zu bewerten ist. So liegt die durchschnittliche Nutzung in Deutschland bei einem Kapazitätsfaktor von ca. 17 %.

Zielgruppe des Vorhabens waren alle an das Stromnetz angeschlossenen Verbraucher. In Nordmazedonien liegt die Anschlussrate bei 100 %. Entsprechend profitiert die gesamte nordmazedonische Bevölkerung gleichermaßen von dem Vorhaben. Damit hat die Maßnahme zur Erreichung der Ziele auf Ebene der intendiert Begünstigten beigetragen.

Ausschlaggebend für die Erreichung der intendierten Ziele war die überaus gute Performance des Windparks, die z.B. dazu geführt hat, dass die jährlichen CO₂-Einsparungsziele trotz eines um rd. 17 % gesunkenen Emissionsfaktors erreicht werden konnten. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die gute Standortauswahl mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 7,23 m/s seit Inbetriebnahme.

Qualität der Implementierung

Die Qualität der Implementierung der Maßnahme durch den PT und den Consultant ist im Hinblick auf die Zielerreichung als gut zu beurteilen. Bzgl. der Qualität der Steuerung im Hinblick auf die Zielerreichung wurden während der Evaluierung Verbesserungspotenzial auf Seiten des PT festgestellt. Der PT hat Betrieb und Wartung des Windparks im Rahmen eines O&M-Vertrags vollständig

an den Hersteller der Windturbinen ausgelagert. Die Daten bzgl. der Zeitverfügbarkeit des Windparks zeigen eine sehr hohe Verfügbarkeit von 99,19 % im ersten Betriebsjahr. Über die Jahre ist die Verfügbarkeit auf 97,57 % im Jahr 2020 gesunken. Dies entspricht nach wie vor einer zufriedenstellenden zeitlichen Verfügbarkeit des Windparks. Da im O&M-Vertrag das Ziel von einer zeitlichen Verfügbarkeit von mindestens 97 % festgeschrieben ist, ist auch nicht damit zu rechnen, dass die Verfügbarkeit für die Dauer des gültigen O&M-Vertrags unter 97 % sinkt. Durch eine engere Steuerung und ein engeres Controlling des Projektträgers und präventive Wartung könnte jedoch ggf. die zeitliche Verfügbarkeit wieder auf das Niveau des ersten Betriebsjahres erhöht werden. Die gute technische Verfügbarkeit weist außerdem auf eine gute bauliche Qualität der Anlage hin. Die Beteiligung des PT an der Maßnahme ist über die gesamte Projektlaufzeit als sehr engagiert und gut zu bewerten.

Nicht-intendierte Wirkungen (positiv oder negativ)

Die Maßnahme hat kurz- bis mittelfristig nicht-intendierte positive Wirkungen entfaltet. Die Maßnahme wurde in drei Losen umgesetzt. Zur Umsetzung der Lose 1 und 2 wurden nordmazedonische Sub-Auftragnehmer beschäftigt. Los 3 wurde an ein nordmazedonisch-italienisches Konsortium vergeben. Insofern ist davon auszugehen, dass die Maßnahme für den Zeitraum der Bauphase nennenswerte Beschäftigungswirkungen im lokalen Bausektor entfaltet. Insbesondere aufgrund der Auslagerung von Betrieb und Wartung an einen internationalen Servicecontractor hat die Maßnahme jedoch keine langfristigen lokalen Beschäftigungswirkungen entfaltet.

Bzgl. nicht-intendierter negativer Wirkungen besteht ein potenzielles Risiko, dessen Höhe jedoch nicht mit Sicherheit einzuschätzen ist. Aufgrund des Standortes des Windparks besteht ein potenzielles Risiko von Zusammenstößen zwischen Fledermäusen und Vögeln mit den Windturbinen. Im Rahmen der EPE konnte nicht mit Sicherheit ermittelt werden, wie dieses Risiko einzuschätzen ist. Es wurde zwar ein Post-Construction Monitoring durchgeführt, allerdings umfasste dies nur ein Monitoring der Flugaktivitäten von Fledermäusen und Vögeln und kein systematisches Mortalitätsmonitoring. Die Flugaktivitäten von Fledermäusen sind sehr unterschiedlich über das Jahr verteilt und damit variiert auch das Risiko von Zusammenstößen. Am höchsten ist die Flugaktivität – und damit das Risiko von Zusammenstößen - in den Monaten von Mitte Juli bis Ende Oktober.

Im Jahr 2018 wurden an vier Tagen insgesamt 11 Fledermauskadaver gefunden und am 9. Juli 2019 nochmal einer. Dies waren zufällige Funde und nicht das Ergebnis einer systematischen Suche. Unter Berücksichtigung der vorliegenden Informationen zur Flugaktivität und nach Einschätzung von Experten besteht das Risiko, dass die Anzahl der durch Zusammenstöße getöteten Fledermäuse wesentlich größer ist. Basierend auf einer eingehenden Analyse der Flugaktivität wurden Mitigationsmaßnahmen für Fledermäuse, jedoch nicht für Vögel empfohlen.

Die empfohlenen Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos von Zusammenstößen von Fledermäusen mit Turbinen wurden bis zum Zeitpunkt der EPE nicht umgesetzt. Sowohl der Servicecontractor als auch der PT haben zu keinem Zeitpunkt Fledermauskadaver auf dem Gelände des Windparks gefunden. Auch während der vor Ort Besichtigung am 4. November 2021 wurden keine Kadaver gefunden – allerdings muss berücksichtigt werden, dass der Monat November ohnehin eine sehr geringe Flugaktivität aufweist, da die Fledermäuse beginnen in den Winterschlaf zu gehen. Grundsätzlich ist bzgl. des tatsächlichen Zustands jedoch nur eine systematische Suche mit geschultem Personal aussagekräftig.

Zusammenfassung der Benotung:

Die Erreichung der intendierten Ziele auf Outcome-Ebene wird anhand der definierten Indikatoren als sehr erfolgreich bewertet. Auch die Qualität der Implementierung ist als sehr erfolgreich zu bewerten. In Hinblick auf nicht intendierte negative Wirkungen kann abschließend nicht beurteilt werden, wie hoch die auftretenden Todesfälle von Vögeln und Fledermäusen aufgrund von Zusammenstößen oder sonstiger Einflüsse durch den Windpark tatsächlich sind, da im Rahmen des Post-Construction Monitorings kein systematisches Monitoring der Sterblichkeit stattgefunden hat. Nach Gesprächen mit dem Projektträger und der Betreiberfirma hat die Evaluierungsmission jedoch den Eindruck gewonnen, dass es nicht übermäßig zu Zusammenstößen kommt. Dennoch beeinflusst die Nicht-Umsetzung der empfohlenen Mitigationsmaßnahmen zum Schutz von Fledermäusen die

Effektivität der Maßnahme, so dass die Maßnahme insgesamt noch als erfolgreich, aber nicht als sehr erfolgreich bewertet wird.

Effektivität Teilnote: 2

Effizienz

Produktionseffizienz

Die gesamten Investitionskosten inkl. Consultingkosten beliefen sich auf 55,61 Mio. EUR. Der Eigenbeitrag lag bei 7,71 Mio. EUR und das Darlehen der KfW bei 47,9 Mio. EUR. Von den gesamten Kosten entfielen 53,2 Mio. EUR auf Investitionen und 2,50 Mio. EUR auf Consultingkosten. Insgesamt liegen die Consultingkosten damit bei 5 % der gesamten Investitionskosten. Laut ursprünglicher Planung sollten die Consultingkosten mit 1,54 Mio. EUR deutlich unterhalb den tatsächlichen Consultingkosten liegen. Im Vergleich zur Planung sind die Consultingkosten um 62 % gestiegen, was für sich genommen beachtlich ist. Die Kostensteigerung ist vor allem auf eine sehr optimistische Planung zum Zeitpunkt der PP zurückzuführen. In Relation mit den gesamten Investitionskosten ist jedoch ein Consultingkostenanteil von 5 % als angemessen zu bewerten.

Die gesamten Investitionskosten (CAPEX) des Windparks im Verhältnis zur installierten Kapazität liegen bei 1.512 EUR/kW. Grundsätzlich variieren die Gesamtkosten pro kW installierter Kapazität stark je nach Land. Dies hängt u.a. mit den unterschiedlichen meteorologischen und lokalen Bedingungen zusammen. Diese Kosten sind im internationalen Vergleich zum damaligen Zeitpunkt als angemessen zu bewerten. Die dynamischen Gestehungskosten liegen nach eigener Einschätzung bei 6,63 EURct pro kWh, also deutlich niedriger als die Einspeisevergütung und sehr ähnlich wie der geschätzte Wert von 6,17-7,17 EURct pro kWh aus der Machbarkeitsstudie (s. Seite 161; Studie vom Juni 2011). In der Machbarkeitsstudie wurde eine Stromerzeugung von 114 GWh/a bei 50 MW festgelegt, was umgerechnet auf die tatsächlich installierte Kapazität i. H. v. 36,8 MW eine rechnerische Erzeugung von 100,8 GWh/a ergibt. Die aktuelle Erzeugung liegt bei einem Durchschnitt von 109,46 GWh, d.h. 10% über dem geplanten Wert. Alle oben genannten Informationen weisen auf die Wirtschaftlichkeit des Windparks im Realbetrieb hin.

Die vorbereitenden Arbeiten (z.B. Erstellung des Designs, Ausschreibungen, Vertragsverhandlungen, Vertragsabschluss) waren laut Consultant Bericht im Zeitraum von Mai 2011 bis Januar 2012 vorgesehen. Aufgrund eines längeren Ausschreibungsprozesses sowie länger dauernder Vertragsverhandlungen für Los 1 kam es hier zu leichten Verzögerungen. Die Implementierungsphase war von Dezember 2012 bis September 2013 geplant. Hier kam es ebenfalls zu leichten Verzögerungen. Die Inbetriebnahme des Windparks (ohne taking over certificates) war für Ende August 2013 geplant. Die ursprünglich bei PP gemachte Planung war hier etwas konservativer und sah die Inbetriebnahme erst für Ende März 2014 vor. Tatsächlich nahm der Windpark den Betrieb jedoch im April 2014 mit im Vergleich zur Planung des Implementierungsconsultants siebenmonatiger Verzögerung auf. Verzögerungen dieser Größenordnung sind für derartige Infrastrukturprojekte jedoch normal. Daher ist die zeitliche Effizienz von Vorbereitung und Implementierung als gut zu bewerten.

Allokationseffizienz

Ein Vergleich der dynamischen Gestehungskosten des Windparks i. H. v. 6,63 EURct pro kWh mit den dynamischen Gestehungskosten der von ESM betriebenen Wasserkraftwerke i. H. v. 2,71 EURct pro kWh zeigt, dass die Kosten je erzeugter kWh Strom aus Windenergie 244 % über den Kosten je erzeugter kWh Strom aus Wasserkraft liegen. Andersherum gesagt, belaufen sich die Kosten für eine kWh Strom aus Wasserkraft auf weniger als die Hälfte der Kosten für eine kWh Strom aus Windenergie. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass ein wichtiges Ziel der Maßnahme die Diversifizierung der Versorgungsquellen war. Dieses Ziel hätte nicht erreicht werden können, hätte man im Rahmen des Vorhabens zugunsten der geringeren spezifischen Produktionskosten erneut auf Wasserkraft gesetzt. Zudem muss berücksichtigt werden, dass durch das Vorhaben eine bis dato nicht genutzte Technologie eingeführt worden ist und dass das Vorhaben einen Demonstrationscharakter entfaltet hat (vgl. Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkungen). Die positiven

Wirkungen die davon ausgehen, können nicht quantifiziert werden, sind aber eindeutig als positiv zu bewerten. Daher betrachtet wir die Allokationseffizienz als gegeben.

Zusammenfassung der Benotung:

Koordinations- und Managementkosten i. H. v. 4 % sind für ein derartiges Vorhaben als durchaus angemessen und unter Berücksichtigung der Tatsache, dass hier eine gänzlich neue Technologie, über die bis dato keine Erfahrungen beim Träger vorlagen, eingeführt wurde als vergleichsweise niedrig zu betrachten. Die zeitliche Effizienz des Vorhabens ist gut. Die Produktionseffizienz (Kosten pro installierte Kapazität) ist im internationalen Vergleich positiv. Die spezifischen Produktionskosten liegen sogar deutlich unter den in der Machbarkeitsstudie berechneten spezifischen Kosten. Lediglich der Vergleich der spezifischen Produktionskosten aus Windenergie vs. Wasserkraft fällt zu Ungunsten der Windenergie aus. Unter Berücksichtigung der Zielsetzung des Vorhabens (Diversifizierung der Versorgungsquellen) und der Tatsache, dass das Vorhaben Demonstrationscharakter hatte und die zukünftigen Wirkungen damit über die des hier evaluierten Windparks hinaus gehen, wird die Allokationseffizienz dennoch als gegeben betrachtet. Insgesamt bewerten wir die Effizienz daher als erfolgreich.

Effizienz Teilnote: 2

Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkungen

Übergeordnete (intendierte) entwicklungspolitische Veränderungen

Das im Rahmen der EPE angepasste Ziel auf Impact-Ebene war es:

- (i) einen Beitrag zum globalen Klimaschutz zu leisten.

Bei PP wurde das angestrebte Ziel auf Impact-Ebene breiter gefasst. Ursprünglich zielte das Vorhaben darauf:

- (i) einen Beitrag zur sozialen und wirtschaftlichen Entwicklung in Nordmazedonien und
- (ii) zum Umwelt- und Klimaschutz zu leisten.

Aus Sicht der EPE ist es nicht plausibel, dass eine erhöhte Stromversorgung aus EE automatisch zu einer sozialen und wirtschaftlichen Entwicklung des Landes beiträgt. Daher wurde das Ziel gestrichen. Ein Beitrag zum Umweltschutz wäre nur denkbar, wenn das Vorhaben z.B. die Energieerzeugung aus thermischer Energie ersetzt und die Inbetriebnahme des Windparks zu einem Abschalten der thermischen Kraftwerke geführt hätte. Dies hätte u.U. einen Einfluss auf die Luftqualität haben können. Da durch das vorliegende Vorhaben jedoch zusätzliche Energie ins Netz eingespeist wurde, kann das Vorhaben nicht plausibel zum Umweltschutz beigetragen haben. Entsprechend wurde das Teilziel (ii) angepasst.

Die Erreichung des Ziels auf Impact-Ebene kann wie folgt zusammengefasst werden:

Indikator	Status PP	Zielwert gemäß PP	Ist-Wert bei EPE
(1) Vermeidung von klimawirksamen CO2 Emissionen	0	Mind. 80.000t CO2 Äquivalent/a	Erfüllt: Ø 80.934t CO2/a (2015-2020)

Zu Indikator 1: Durch die Vermeidung von klimawirksamen CO2-Emissionen leistet das Vorhaben einen plausiblen Beitrag zum Klimaschutz. Entwicklungspolitische Veränderungen, zu denen die Maßnahme beitragen sollte, sind also feststellbar. Allerdings kann nicht beziffert werden, wie groß dieser Beitrag bezogen auf die gesamten eingesparten CO2 Emissionen in Nordmazedonien ist.

Beitrag zu übergeordneten (intendierten) entwicklungspolitischen Veränderungen

Durch die jährliche Einsparung von mehr als 80.000 t CO₂-Emissionen trägt die Maßnahme nachweisbar zum globalen Klimaschutz bei. Die erzielten Einsparungen liegen zudem im Zielkorridor. Die Maßnahme hat somit die intendierten entwicklungspolitischen Ziele erreicht. Allerdings sind die Auswirkungen von CO₂-Emissionsreduktionen grundsätzlich nicht kurz- bis mittelfristig spürbar. Die Zielgruppe der Maßnahme ist die gesamte Bevölkerung Nordmazedoniens (Outcome-Ebene) sowie die globale Bevölkerung (Impact-Ebene). Damit hat die Maßnahme zur Erreichung der Ziele auf Ebene der intendierten Begünstigten beigetragen.

Durch das Vorhaben wurde die Nutzung von Wind als EE erstmals in Nordmazedonien eingeführt. Bisher wurde kein weiterer Windpark gebaut, es sind aber verschiedene Windparkprojekte in Planung. Der bestehende Windpark in Bogdanci soll auf max. 50 MW erweitert werden. In der Nähe der Stadt Bogoslev soll bis 2023 der zweite Windpark Nordmazedoniens mit einer installierten Kapazität von 36 MW entstehen ([TUEV SÜD reviews landmark 36-MW wind project in North Macedonia on behalf of Erste Group | TÜV SÜD Indonesia \(tuvsud.com\)](#), published: 7 Juli 2021). Außerdem plant ESM den Bau eines weiteren Windparks (Miravci) mit rd. 50 MW installierter Kapazität in Gevgelija. Ein deutscher Investor plant außerdem den Bau eines 415 MW Windparks im Nordosten Nordmazedoniens als strategisches Investment (Balkan Green Energy News, published: 13.10.2021). Auch wenn das Vorhaben bis zum Zeitpunkt der EPE keine Breitenwirksamkeit entfalten konnte, gehen wir davon aus, dass die Vielzahl der geplanten Windprojekte mittel- bis langfristig die Nutzung von Windenergie in Nordmazedonien substantziell erhöhen wird. Somit ist es plausibel, dass die Maßnahme mittelfristig zu strukturbildenden Veränderungen im Energiesektor beitragen wird.

Aus Sicht des Projektträgers wären die realistischen Alternativen bei einer Nichtrealisierung des Windparks eine Gasleitung nach Griechenland oder Bulgarien gewesen, was die Importabhängigkeit des nordmazedonischen Energiesektors weiter erhöht hätte. ESM als Energieproduzent hätte ohne die Erschließung von Windkraft als EE-Quelle auf die Umstellung der thermischen Kraftwerke von Kohle auf Gas und auf mehr kleine WKW setzen müssen, was zu Lasten der Diversifizierung der Energiequellen gegangen wäre.

Beitrag zu übergeordneter (nicht-intendierter) entwicklungspolitischen Veränderungen

Auf Impact-Ebene sind keine nicht-intendierten entwicklungspolitischen Veränderungen feststellbar.

Zusammenfassung der Benotung:

Der Beitrag zu den übergeordneten entwicklungspolitischen Zielen wird aufgrund der jährlichen CO₂-Einsparungen als erfolgreich bewertet. Hinzukommt, dass das Vorhaben einen Demonstrationseffekt entfaltet und derzeit mehrere weitere Windprojekte in Planung sind, was die übergeordneten Klimawirkungen vervielfachen wird. Nicht intendierte Veränderungen sind weder ersichtlich noch absehbar. Daher beurteilen wir die übergeordneten entwicklungspolitischen Wirkungen des Vorhabens insgesamt als erfolgreich.

Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkungen Teilnote: 2

Nachhaltigkeit

Kapazitäten der Beteiligten und Betroffenen

Betrieb und Wartung des Windparks werden im Rahmen eines Wartungsvertrags (O&M-Contract) von einem externen Dienstleister übernommen, wie auch die Wartung der Zugangswege zum Windpark, der Stromübertragungskabel zwischen den Turbinen, etc. Der O&M-Vertrag für den Windparks wurde über eine Dauer von zehn Jahren abgeschlossen und läuft noch bis zum 19.09.2024. In den letzten zwei Jahren sind Trainingsmaßnahmen für ESM eigenes Personal bzgl. des Betriebs und der Wartung des Windparks vorgesehen. Der PT präferiert nach eigenen Aussagen jedoch die Fortsetzung bzw. die Neuvergabe von Wartung und Betrieb der 16 Windturbinen an

einen externen Dienstleister, der auch die Wartung und den Betrieb für die drei im Rahmen der Phase Bogdanci 2 noch zu bauenden Windturbinen übernehmen soll. Derzeit ist von Seiten des PT ein technischer Ingenieur für den Windpark Bogdanci zuständig. Allerdings ist dieser nicht auf dem Gelände des Windparks stationiert, sondern nimmt seine Tätigkeit aus der Verteilerzentrale des Headoffice in Skopje wahr. Bei Bedarf kann der für den Windpark zuständige Ingenieur auf rd. fünf weitere Mitarbeiter zugreifen, die jedoch nicht hauptamtlich für den Windpark zuständig sind. Die Einspeisevergütung (FIT) liegt bei 8,9 EURct/kWh und damit substantiell über den dynamischen Gestehungskosten von 6,63 EURct/kWh. Der FIT ist ESM für die 16 Turbinen des Windpark Bogdanci 1 ab Inbetriebnahme für die Dauer von 20 Jahren (bis 2034) verbindlich zugesagt. Nach Ablauf der FIT-Periode müsste der in Bogdanci produzierte Strom zu Marktpreisen verkauft werden. Allerdings ist der FIT auch für die Erweiterung des Windparks um weitere 13,2 MW für 20 Jahre ab Inbetriebnahme gültig (voraussichtlicher Baubeginn in 2022). Laut Aussage der Energy Regulation Commission (ERC) ist es nicht möglich einen Teil des in Bogdanci produzierten Stroms unter der Einspeisevergütung und einen anderen Teil zu Marktpreisen zu verkaufen. Entsprechend ist es derzeit noch offen, ob der in Bogdanci produzierte Strom nach 2034 tatsächlich zu Marktpreisen verkauft werden wird.

Bei einer durchschnittlichen Produktion von 109 GWh pro Jahr wie in den Jahren 2015-2020 erwirtschaftet ESM Einnahmen aus dem Windpark i. H. v. 9,7 Mio. EUR pro Jahr. Dies liegt deutlich über den Betriebskosten inklusive der Kosten für den Wartungsvertrag für das Jahr 2020 i. H. v. 1,36 Mio. EUR. Damit ist der Windpark hoch profitabel. Aufgrund der beschriebenen personellen und finanziellen Kapazitäten gehen wir davon aus, dass die positiven Wirkungen der Maßnahme auch über die Zeit erhalten bleiben.

Beitrag zur Unterstützung nachhaltiger Kapazitäten

Die finanzielle Lage des Trägers ESM ist angeschlagen (vgl. Anlage 8). Die Auswertung der Jahresabschlussdaten 2020 ergab folgendes Bild: Das Unternehmen deckt die Betriebskosten (E-BITDA positiv). Der EBIT war in den Jahren 2018 und 2019 positiv, nahm jedoch immer weiter ab. Im Jahr 2020 konnte keine Vollkostendeckung mehr erreicht werden (EBIT negativ). Auch der Cashflow des Unternehmens ist über die Jahre 2018-2020 stetig gesunken und war im Jahr 2020 zuletzt negativ. Der Verschuldungsgrad ist mit 18 % niedrig. Die Liquidität (Liquidität 2. Grades) ist mit 100 % gut. Allerdings ist auch diese seit 2018 von 219 % stark gesunken. Eigenkapital- und Gesamtkapitalrentabilität sind mit -3 % bzw. -2 % sehr schlecht. Es liegt keine Gewinn- und Verlustrechnung je Kraftwerk vor. Somit sind keine detaillierten Aussagen zum Windpark möglich. Durch das sehr positive Verhältnis zwischen Einnahmen und Betriebskosten des Windparks (vgl. Effizienz) trägt dieser jedoch eindeutig zu einer Stärkung der allgemeinen finanziellen Situation von ESM bei.

Dauerhaftigkeit von Wirkungen über die Zeit

Der Kontext der Maßnahme ist insbesondere aufgrund der für 20 Jahre verbindlich festgelegten Einspeisevergütung als stabil zu bezeichnen. Darüber hinaus verfügt ESM über eine 35-jährige Energieproduktionslizenz für den Windpark, was den PT berechtigt, unabhängig von einer Einspeisevergütung für mind. 35 Jahre den im Windpark erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen. Nach Auslaufen der Gültigkeitsdauer der Einspeisevergütung würde der im Windpark erzeugte Strom zu aktuellen Marktpreisen (Hungarian Energy Exchange) verkauft werden. Insbesondere im Zuge der Energieknappheit sind die Preise für Energie am freien Markt zuletzt stetig gestiegen. Im Jahr 2021 lag der Marktpreis bei durchschnittlich 100,16 EUR/MWh (Hungarian Energy Exchange). Unter der Annahme, dass die Energiepreise zukünftig nicht substantiell sinken werden und aufgrund der dynamischen Gestehungskosten wird davon ausgegangen, dass die Wirkungen der Maßnahme auch ohne FIT erhalten bleiben. Somit schätzen wir die positiven Wirkungen der Maßnahme als dauerhaft ein.

Empfehlungen für den Betrieb und andere Empfehlungen (aus der AK)

Im Rahmen der Abschlusskontrolle (AK) wurden die folgenden Empfehlungen für den laufenden Betrieb gemacht:

1. Beseitigung der Korrosionsschäden an 14 der 16 Windmasten (durch Lieferant),

2. Anbringung von Fliegengittern in der Mittelspannungsanlage und im Kabelkeller,
3. Versiegelung der Öffnungen der Kabelröhren gegen das Eindringen von Insekten und Nagetieren
4. Fortsetzung der gestarteten Begrünungs- und Erosionsschutzmaßnahmen,
5. Durchführung von Befestigungsmaßnahmen, um zu verhindern, dass die Zufahrtsstraße durch Erdrutsche versperrt wird,
6. Durchführung einer Vogel- und Fledermauskontrollkampagne mit Überwachungsstudie nach Inbetriebnahme der Anlage

Die Empfehlungen 1-5 wurden angemessen umgesetzt. Die Empfehlung 6 wurde nur teilweise umgesetzt. Nach Inbetriebnahme des Windparks wurde ein sogenanntes Post-Construction Bird and Bat Monitoring durchgeführt. Dies umfasste allerdings nur ein Monitoring der Flugaktivitäten von Fledermäusen und Vögeln. Zur Einschätzung der Schwere der bestehenden Kollisionsrisiken und zur Definition geeigneter Mitigationsmaßnahmen ist nach Einschätzung der Evaluierungsmission jedoch die Umsetzung eines Mortality Monitoring empfehlenswert.

Zusammenfassung der Benotung:

Der Konzern ESM hat, wie auch für die anderen in seinem Besitz befindlichen Kraftwerke beschlossen den Betrieb und die Wartung des Windparks langfristig auszulagern. Der derzeitige Wartungsvertrag läuft noch bis September 2024, in den letzten zwei Jahren des Wartungsvertrags hat ESM die Möglichkeit eigenes Personal durch den derzeitigen Servicedienstleister schulen zu lassen. Damit sehen wir den langfristigen Betrieb des Windparks auch bei einer Änderung der geschäftspolitischen Entscheidung hinsichtlich der Auslagerung von Betrieb und Wartung als gegeben an. Aufgrund der noch bis mindestens 2034 garantierten Einspeisevergütung, die deutlich über den dynamischen Gestehungskosten liegt, betrachten wir den Windpark auch langfristig als rentabel. Die positiven Wirkungen auf Outcome- und Impactebene können somit nach Einschätzung der Evaluierungsmission auch über die Dauer aufrechterhalten werden. Die Empfehlungen für den Betrieb wurden überwiegend umgesetzt. Daher beurteilen wir die Nachhaltigkeit zusammenfassend als erfolgreich.

Nachhaltigkeit Teilnote: 2

Gesamtbewertung: 2

Mit Ausnahme des Relevanzkriteriums, welches als sehr erfolgreich bewertet worden ist, wurde das Vorhaben in allen Teilkriterien als erfolgreich bewertet. Entsprechend ist das Vorhaben als solches als erfolgreich einzustufen.

Schlussfolgerungen und Lernerfahrungen

Zu den Stärken und Schwächen des Vorhabens zählen insbesondere³:

- Die sehr gute und frühe Vorbereitung des Vorhabens mit Windmessungen und der Durchführung einer umfassenden Machbarkeitsstudie sowie die erfolgreiche Zusammenarbeit mit anderen Institutionen in der Vorbereitungszeit. Dadurch wurde die effiziente und reibungslose Umsetzung des Vorhabens ermöglicht.
- Das Interesse des Projektträgers an dem Vorhaben ist und war sehr hoch. Das damit einhergehende hohe Engagement und die Professionalität des Projektträgers erleichterten die Umsetzung stark.

³ Stärken und/oder Schwächen, die im Rahmen dieser Evaluierung identifiziert werden, stellen keine hinreichenden Voraussetzungen für zukünftige Vorhaben dar, um eine erfolgreiche Implementierung zu sichern. Für die Konzeption neuer Vorhaben muss stets der heterogene und dynamische Kontext gegenstandsangemessen analysiert und berücksichtigt werden.

- Für den Erfolg des Vorhabens waren neben den guten Produktionszahlen vor allem die günstigen Rahmenbedingungen zur Förderung von EE in Nordmazedonien (Einspeisevergütung i. H. v. 8,9 EURct/ kWh) ausschlaggebend.

Schlussfolgerungen und Lernerfahrungen:

- Windparkprojekte erfordern aufgrund der Vielzahl, Komplexität und Langwierigkeit vorbereitender Studien und notwendigen Windmessungen eine vergleichsweise lange Vorbereitung. Das vorliegende Vorhaben wurde sehr effizient umgesetzt, da in der Vorbereitungszeit konsequent mit anderen Akteuren zusammengearbeitet wurde und die bereits vorliegenden Studien und Messungen genutzt worden sind.
- Die Einführung einer neuen Technologie verbunden mit Demonstrationseffekten kann höhere spezifische Produktionskosten im Vergleich zu einer bereits genutzten Technologie rechtfertigen.
- Im Zuge der Erweiterung des Windparks Bogdanci sollte unbedingt ein konsequentes Post-Construction Bat and Bird Monitoring inkl. eines systematischen Mortalitätsmonitoring erfolgen. In diesem Kontext sollten die empfohlenen Maßnahmen zur Reduktion des Risikos von Zusammenstößen eruiert werden.
- Auch wenn Wartung und Betrieb durch einen externen Wartungsvertrag abgedeckt werden, sollte der Betreiber ein enges Controlling durchführen, um bestimmte technische Zahlen, die einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage haben, wie z.B. die Zeitverfügbarkeit, durch präventive Wartung möglichst hoch zu halten (auch über den vertraglich vereinbarten Minimalzielen).

Methodik der Ex-post-Evaluierung

Die Ex-post-Evaluierung folgt der Methodik eines Rapid Appraisal, d.h. einer datengestützten, qualitativen Kontributionsanalyse und stellt ein Expertenurteil dar. Dabei werden dem Vorhaben Wirkungen durch Plausibilitätsüberlegungen zugeschrieben, die auf der sorgfältigen Analyse von Dokumenten, Daten, Fakten und Eindrücken beruhen. Dies umschließt – wenn möglich – auch die Nutzung digitaler Datenquellen und den Einsatz moderner Techniken (z.B. Satellitendaten, Online-Befragungen, Geocodierung). Ursachen für etwaige widersprüchliche Informationen wird nachgegangen, es wird versucht, diese auszuräumen und die Bewertung auf solche Aussagen zu stützen, die – wenn möglich – durch mehrere Informationsquellen bestätigt werden (Triangulation).

Dokumente:

Interne Projektdokumente, sekundäre Fachliteratur, Strategiepapiere, Kontext-, Landes- und Sektoranalysen, Medienberichte.

Datenquellen und Analysetools:

Betriebs- und Monitoringdaten des Partners, digitale Datenbanken, GPS-Daten, Satellitenbilder, Semi-strukturierte Interviews

Interviewpartner:

Projekträger, Regulierungsbehörde (ERC), geonatura Consulting Company, Operation and Maintenance Consultant, EU, EBRD, WBIF

Der Analyse der Wirkungen liegen angenommene Wirkungszusammenhänge zugrunde, dokumentiert in der bereits bei Projektprüfung entwickelten und ggf. bei Ex-post-Evaluierung aktualisierten Wirkungsmatrix. Im Evaluierungsbericht werden Argumente dargelegt, warum welche Einflussfaktoren für die festgestellten Wirkungen identifiziert wurden und warum das untersuchte Projekt vermutlich welchen Beitrag hatte (Kontributionsanalyse). Der Kontext der Entwicklungsmaßnahme wird hinsichtlich seines Einflusses auf die Ergebnisse berücksichtigt. Die Schlussfolgerungen werden ins Verhältnis zur Verfügbarkeit und Qualität der Datengrundlage gesetzt. Eine Evaluierungskonzeption ist der Referenzrahmen für die Evaluierung.

Die Methode bietet für Projektevaluierungen ein – im Durchschnitt - ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis, bei dem sich Erkenntnisgewinn und Evaluierungsaufwand die Waage halten, und über alle Projektevaluierungen hinweg eine systematische Bewertung der Wirksamkeit der Vorhaben der FZ erlaubt. Die einzelne Ex-post-Evaluierung kann daher nicht den Erfordernissen einer wissenschaftlichen Begutachtung im Sinne einer eindeutigen Kausalanalyse Rechnung tragen.

Folgende Aspekte limitierten die Evaluierung:

/

Methodik der Erfolgsbewertung

Zur Beurteilung des Vorhabens nach den OECD DAC-Kriterien wird mit Ausnahme des Nachhaltigkeitskriteriums eine sechsstufige Skala verwandt. Die Skalenwerte sind wie folgt belegt:

- Stufe 1** sehr erfolgreich: deutlich über den Erwartungen liegendes Ergebnis
- Stufe 2** erfolgreich: voll den Erwartungen entsprechendes Ergebnis, ohne wesentliche Mängel
- Stufe 3** eingeschränkt erfolgreich: liegt unter den Erwartungen, aber es dominieren die positiven Ergebnisse
- Stufe 4** eher nicht erfolgreich: liegt deutlich unter den Erwartungen und es dominieren trotz erkennbarer positiver Ergebnisse die negativen Ergebnisse
- Stufe 5** überwiegend nicht erfolgreich: trotz einiger positiver Teilergebnisse dominieren die negativen Ergebnisse deutlich
- Stufe 6** gänzlich erfolglos: das Vorhaben ist nutzlos bzw. die Situation ist eher verschlechtert

Die Gesamtbewertung auf der sechsstufigen Skala wird aus einer projektspezifisch zu begründenden Gewichtung der sechs Einzelkriterien gebildet. Die Stufen 1–3 der Gesamtbewertung kennzeichnen ein „erfolgreiches“, die Stufen 4–6 ein „nicht erfolgreiches“ Vorhaben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein Vorhaben i. d. R. nur dann als entwicklungspolitisch „erfolgreich“ eingestuft werden kann, wenn die Projektzielerreichung („Effektivität“) und die Wirkungen auf Oberzielebene („Übergeordnete entwicklungspolitische Wirkungen“) als auch die Nachhaltigkeit mindestens als „eingeschränkt erfolgreich“ (Stufe 3) bewertet werden.

Impressum

Verantwortlich:

FZ E
 Evaluierungsabteilung der KfW Entwicklungsbank
 FZ-Evaluierung@kfw.de

Kartografische Darstellungen dienen nur dem informativen Zweck und beinhalten keine völkerrechtliche Anerkennung von Grenzen und Gebieten. Die KfW übernimmt keinerlei Gewähr für die Aktualität, Korrektheit oder Vollständigkeit des bereitgestellten Kartenmaterials. Jegliche Haftung für Schäden, die direkt oder indirekt aus der Benutzung entstehen, wird ausgeschlossen.

KfW Bankengruppe
 Palmengartenstraße 5-9
 60325 Frankfurt am Main, Deutschland