

Ex-post-Evaluierung – Kroatien

»» Projekt der Internationalen Klimaschutzinitiative (IKI)

IKI-Förderbereich: Förderbereich 1: Minderung von Treibhausgasemissionen

Projekt: Klimaschutzprogramm Kroatien (ZV) (Projektnummer 2098 10 227, BMUB-Referenz 08_I_047_HR_K_Klimaschutz)

Projekträger: Hrvatska Elektroprivreda d.d. (HEP)



Ex-post-Evaluierungsbericht: 2021

		Inv. (Plan)	Inv. (Ist)	BM (Plan)	BM (Ist)
Gesamtkosten	Mio. EUR	60,00	43,00	0,60	0,60
Eigenbeitrag	Mio. EUR	10,00	10,00	0,00	0,00
Finanzierung	Mio. EUR	50,00	33,00	0,60	0,60
davon IKI-Mittel	Mio. EUR	50,00	33,00	0,60	0,60

Kurzbeschreibung: Das Vorhaben war als offenes Programm konzipiert und sollte über die Muttergesellschaft HEP bei den Tochtergesellschaften HEP Generations und HEP ESCO (Energy Service Company) Maßnahmen unterstützen. Dabei waren bei HEP Generations Investitionen in die Erweiterung der eigenen regenerativen Erzeugungskapazitäten (RE) (Wind, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft) vorgesehen, bei HEP ESCO sollten Energieeffizienzmaßnahmen (EE) öffentlicher und privater Einrichtungen über Darlehen refinanziert werden. Über begleitende Trainingsmaßnahmen sollte der Träger bei der Projektauswahl und beim CO₂-Monitoring unterstützt werden.

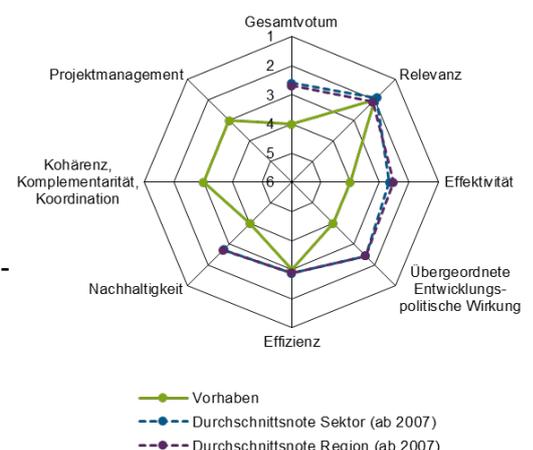
Zielsystem: Ziel auf Impact Ebene war ein Beitrag zum globalen Klimaschutz. Ziele auf Outcome Ebene waren es einen Beitrag zu (i) einer verlässlichen, umweltfreundlichen und damit weniger klimaschädlichen Energieversorgung und zu einer effizienteren Energienutzung und ii) zur Einführung eines Finanzierungsinstruments zur Förderung von EE bei öffentlichen Institutionen und privaten Unternehmen zu leisten.

Zielgruppe: Direkte Zielgruppe waren die Töchter des Elektrizitätsversorger HEP, HEP ESCO und HEP Generations sowie öffentliche Institutionen und private Unternehmen, bei denen Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz durchgeführt wurden.

Gesamtvotum: Note 4

Begründung: Seit Inbetriebnahme der Kraftwerke war kein dauerhafter Betrieb möglich. Folglich sind 6 von 8 Nutzungsindikatoren nicht erreicht; mit den entsprechenden Auswirkungen auf die Erreichung des übergeordneten Ziels. Im Dezember 2020 kam es zudem zu einem Erdbeben, in Folge dessen die Stromproduktion in Sisak komplett gestoppt wurde. Eine Schadensbeurteilung hat bisher nicht stattgefunden. Dies und die anhaltenden technischen Probleme schränken derzeit die Nachhaltigkeit ein.

Bemerkenswert: Das hohe Engagement des Projektträgers HEP.



Bewertung nach DAC-Kriterien

Gesamtvotum: Note 4

Lessons Learned

- Die Konzeption als offenes Programm, der zeitnah nach Prüfung erfolgte Vertragsabschluss und die lange Phase zur Identifikation geeigneter Projekte für die RE-Komponente führten dazu, dass die CHP-Kraftwerke erst in Bau gingen, als die Rückzahlung des Darlehens bereits begonnen hatte. Aus Ex-post-Sicht hätte es daher Sinn gemacht, für die beiden Komponenten jeweils einen eigenen Vertrag vorzusehen und diesen auszahlungsnah abzuschließen.
- Ein Jahr nach Projektprüfung haben sich die Rahmenbedingungen für die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen bei öffentlichen Institutionen sehr verschlechtert. Vor dem Hintergrund der Zielsetzung, ein Finanzierungssystem zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen etablieren zu wollen, wäre es aus Ex-post-Sicht sinnvoll gewesen, die Zielgruppe den geänderten Rahmenbedingungen anzupassen, um weitere Mittelabflüsse möglich zu machen.
- Bei den Ausschreibungen der Energieeffizienzmaßnahmen wurde vom Standard der international öffentlichen Ausschreibung abgewichen. Allerdings waren die Grenzen innerhalb derer nicht international öffentlich ausgeschrieben werden musste sehr restriktiv gewählt und nicht in Einklang mit den üblichen Projektgrößen der HEP ESCO, so dass die angestrebte Erleichterung durch die Abweichung von international öffentlichen Ausschreibungen letztlich nahezu wirkungslos blieb.

Methodik der Ex-post-Evaluierung

Allgemeine methodische Herangehensweise bei Ex-post-Evaluierungen

Die Ex-post-Evaluierung stellt ein Expertenurteil dar und folgt der Methodik einer Kontributionsanalyse. Dabei werden dem Vorhaben Wirkungen durch Plausibilitätsüberlegungen zugeschrieben, die auf der sorgfältigen Analyse von Dokumenten, Daten, Fakten und Eindrücken beruhen. 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). 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. Es erfolgt eine Abwägung der Ergebnisse mit vergleichbaren Vorhaben. Eine Evaluierungskonzeption ist der Referenzrahmen für die Evaluierung.

Kernfragen der Evaluierung gemäß der Evaluierungskonzeption

1. Wie kommt der Träger mit der neuen Technologie zurecht? Sind die technischen Probleme (Turbine) mittlerweile gelöst? Wie funktioniert der Wartung/ Instandhaltung durch ein Privatunternehmen?

2. Es fallen bei der Verbrennung der Holzhackschnitzel mehr Aschen an, als ursprünglich geplant. Wie lagert der Träger die anfallenden Aschen ab?
3. Finanzielle Situation des Trägers angesichts ausbleibender Tarifierhebungen?
4. War Biomasse geeignet, um den RE Energiemix zu diversifizieren?
5. Investiert der Träger weiter in den Bereich Biomasse?

Typ der Evaluierung und Zeitraum

Die Evaluierung erfolgte mittels einer Remote Evaluierung, da aufgrund der Corona Pandemie keine Reise möglich war. Die Remote Evaluierung erfolgte im Zeitraum vom 04.01.2021 bis 31.03.2021. Vor der Durchführung der Evaluierung wurde dem Projektträger ein Fragebogen übersandt, der über die wesentlichen Themen der Evaluierung informiert. Semi-strukturierte Interviews bilden die Grundlage der Gespräche während der Evaluierung.

Methodische Ansätze der Evaluierung

Um die Wirkungen des Vorhabens zu untersuchen, wurden die folgenden Vergleichsszenarien betrachtet: Mit/Ohne Vergleiche und quantitative Abschätzung der CO₂ Einsparungen und der Rentabilität. Zur Triangulation der Ergebnisse wurde verschiedene Betrachtungsweisen herangezogen, insbesondere wurden die Erkenntnisse dieser Evaluierung mit den Evaluierungsergebnissen eines ähnlichen BMZ-Vorhabens verglichen. .

Wesentliche Informationsquellen

Berichterstattungen der KfW, Berichte des Trägers sowie der Consultants
 Jahresabschlüsse der HEP
 Interviews mit Projektbeteiligten bei KfW, Projektträger und Consultants

Kroatien auf einen Blick

	Status Projektprüfung (2008)	Status Ex-post-Evaluierung
Landesfläche	56.590 km ²	
Bevölkerungszahl/-wachstum	4,3 Mio. / -0,01 % (2008)	4,1 Mio. / -0,5 % (2019)
Bruttoinlandsprodukt (BIP)/ BIP-Wachstum pro Kopf	89,5 Mrd. USD*, Wachstum +1,9 % (2008) 20.769 USD* pro Kopf (2008)	126,6 Milliarden USD, Wachstum 2,86 % (2019) 31.131 USD* pro Kopf (2019, +50 % seit 2008)
Bevölkerung unterhalb der nationalen Armutsgrenze	20,6 % (2009, keine Daten für 2008)	18,3 % (2019)
Human Development Index	0,813 und Rang 45** (2008)	0,851 und Rang 43** (2019)
Energieintensität	4,2 MJ/USD (2011 PPP)	3,9 MJ/USD (2017 PPP)

CO₂ Ausstoß pro Kopf	5,4 t CO ₂ pro Kopf (2008)	4,3 t CO ₂ pro Kopf (2019)
--	---------------------------------------	---------------------------------------

* Purchase-Power-Parity (PPP), gemessen in current international Dollar, ** von 189 Ländern

Quellen: <http://databank.worldbank.org/data/>, <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions>, <https://www.iea.org/countries/croatia>

Kroatien ist seit 2013 EU Mitglied und damit kein EZ-Land mehr. Die Förderung wird nun über die EU und deren Institutionen fortgeführt. Der kroatische Energiemarkt wurde 2008 weitgehend liberalisiert. Der nationale Stromversorger HEP hält weiterhin mit Abstand den größten Marktanteil in Höhe von 85%¹.

Rahmenbedingungen, Einordnung von Projekt und Projektmaßnahmen

Zum Zeitpunkt der Prüfung im Jahr 2008 ging man von einer steigenden Energienachfrage aufgrund der Aufnahme der EU Beitrittsverhandlungen verbunden mit einem steigenden Lebensstandard der Bevölkerung und Wirtschaftswachstums aus. Dieser steigenden Nachfrage stand eine stagnierende inländische Energieerzeugung gegenüber. Mehr als 70 % der Energieproduktion basierten damals auf Kohle, Mineralöl und Erdgas, die Kroatien importierte. Im Bereich erneuerbare Energien hatte Kroatien zwar bereits mit der Entwicklung von Wasserkraft begonnen, die Technologien Wind, Sonne und Biomasse waren damals aber noch weitgehend unbekannt. Gleichzeitig war die Energieintensität² Kroatiens damals im Vergleich zu den EU Ländern noch relativ hoch (2005: 96 % Kroatien, 81 % EU-Durchschnitt) und es bestand großes Potential für Energieeinsparungen.

Der Projektträger HEP ist für die Energie- und Wärmeproduktion und deren Verteilung zuständig und hält dabei den größten Marktanteil. Außerdem zählt auch die Erdgasversorgung zu den Aufgabenbereichen der HEP. Zudem ist eine Tochtergesellschaft, die HEP ESCO (Energy Service Company), für die Entwicklung von Energieeffizienzmaßnahmen zuständig und bietet entsprechende Förderprogramme an.

Bei dem evaluierten Vorhaben handelte es sich um ein offenes Programm, das sowohl Investitionen in Erneuerbare Energien (RE) als auch ein Kreditprogramm für Energieeffizienzmaßnahmen (EE) über die HEP ESCO vorsah.

Das Vorhaben ordnet sich in den Förderbereich 1 (Minderung von Treibhausgasen) ein, indem HEP beim Einstieg in die RE-Bereiche Wind- und Biomasse eingeführt wurde und bei der HEP ESCO das bestehende EE-Programm unterstützt wurde.

Es wurden die folgenden Maßnahmen umgesetzt: es wurden zwei Biomassekraftwerke in den Städten Osijek und Sisak errichtet ($3^{\circ}\text{MW}_e/10^{\circ}\text{MW}_{th}$). Ca. 6% der Mittel flossen in vier EE bei einer Kommune (Modernisierung der Straßenbeleuchtung), zwei öffentlichen Versorgern (Optimierung der Fernwärmesysteme der Städte Velika Gorica und Zagreb) und einem privaten Unternehmen (Abwärmerückgewinnung, Energiemonitoring). Insgesamt wurden deutlich weniger EE-Maßnahmen finanziert als ursprünglich geplant. Über eine Begleitmaßnahme wurde der Träger HEP bzw. HEP ESCO bei der Umsetzung der Vorhaben unterstützt.

Der Schwerpunkt der Evaluierung lag, aufgrund der Mittelaufteilung auf der RE-Komponente. Dennoch wurden Fragebögen an die Betreiber der EE-Maßnahmen verschickt. Die

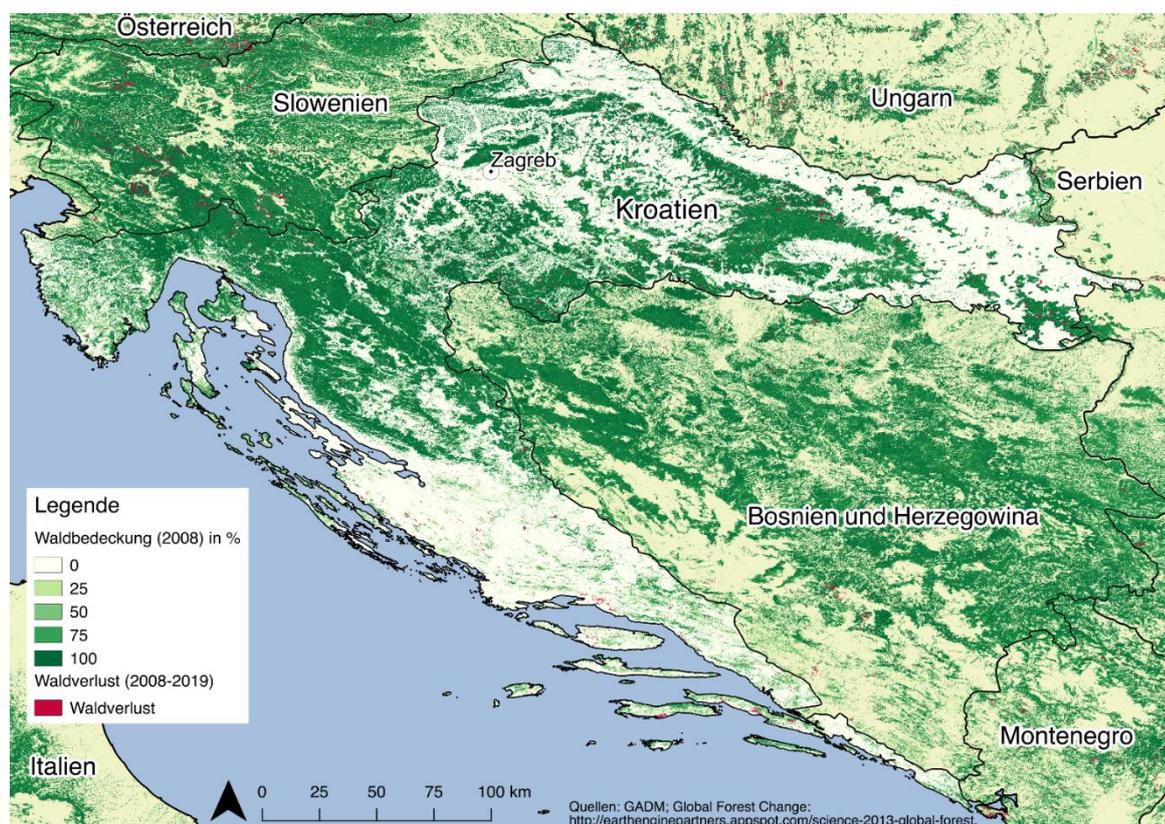
¹ AHK (2019)

² Die Energieintensität ist eine volkswirtschaftliche Kennzahl für die Energieeffizienz, die den Primärenergieverbrauch einer Volkswirtschaft oder einer Branche in Bezug zum erwirtschafteten Bruttoinlandsprodukt oder zur erreichten Bruttowertschöpfung setzt.

Rücklaufquote lag bei 0%, auch war es nicht möglich über den Projektträger HEP Kontakt zu den Betreibern der EE-Maßnahmen herzustellen. Dies liegt vermutlich auch daran, dass die EE-Maßnahmen bereits vor über 10 Jahren (Auszahlungen sind in 2009 erfolgt) implementiert worden sind und in den verantwortlichen Positionen niemand mehr sprechfähig zu den Maßnahmen ist. Die Aussagen bzgl. der EE-Maßnahmen zur Zielerreichung basieren auf umfassenden Interviews mit dem Projektträger HEP ESCO und Plausibilitätsüberlegungen.

Karte/Satellitenbild des Projektgebiets

Waldbedeckung in Kroatien, Slowenien und Bosnien Herzegowina zum Zeitpunkt der Projektprüfung 2008 und der Waldverlust im Zeitraum 2008 - 2019



Eigene Darstellung basierend auf Daten von Global Forest Change 2000-2019, University of Maryland.

Relevanz

Das Vorhaben Klimaschutzprogramm Kroatien war als offenes Programm konzipiert. Es beinhaltete sowohl Maßnahmen im Bereich RE als auch im Bereich EE. Davon sollten laut Programmvorschlag (PV) ca. 20% der Mittel auf die EE-Komponente und ca. 80% auf die RE-Komponente entfallen. Die im PV beschriebenen Kernprobleme waren der substantielle Anstieg des nationalen Energiebedarfs in Kombination mit einer stagnierenden inländischen Energieerzeugung; die hohe Abhängigkeit von hydrologischen Bedingungen in der Stromerzeugung (51% der Stromerzeugung aus Wasserkraft)³ und einer hohen inländischen Nachfrage nach Öl, was zu einer großen Importabhängigkeit führte (2006 mussten knapp 60% der benötigten Energieträger, vor allem Öl, aber auch Erdgas und Kohle importiert werden). Als offenes Programm war das Vorhaben grundsätzlich geeignet die beschriebenen Kernprobleme anzugehen. Die RE-Komponente adressierte v.a. die stagnierende inländische Energieerzeugung, die hohe Abhängigkeit von hydrologischen Bedingungen und die hohe Importabhängigkeit. Die Interventionslogik (Investitionen in RE-Technologien → erhöhte Einspeisung von RE ins Netz → Diversifizierung des Energiemix zugunsten RE → Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen → umwelt- und klimafreundlichen Energieversorgung) ist grundsätzlich schlüssig. Auch in Hinblick auf die letztlich realisierte Technologie - mit Biomasse befeuerte Kraft-Wärme-Kopplungs- (CHP, Combined Heat and Power) Kraftwerke- ist die Interventionslogik gegeben.. Bei den realisierten CHP-Kraftwerken war die Wärmeerzeugung für die Fernwärmesysteme der angrenzenden Städte gegenüber der Stromerzeugung bei der Auslegung das maßgebliche Kriterium.

Auch die EE-Komponente war grundsätzlich geeignet, das Kernproblem des substantiellen Anstiegs des nationalen Energiebedarfs zu adressieren. Die Interventionslogik (Investitionen in energieeffiziente Technologien → Erhöhung der Energieeffizienz → verringerter Energiebedarf und geringere Energiekosten bei Investoren → verringerte Steigerung des nationalen Energieverbrauchs) ist schlüssig.

Die unmittelbare Zielgruppe des Programms waren der kroatische Energieversorger HEP, dessen Rolle als Anbieter von Energie aus erneuerbaren Quellen gestärkt werden sollte (RE-Komponente) und öffentliche Institutionen und private Unternehmen, bei denen Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz durchgeführt werden und die durch das Programm Zugang zu günstigen Finanzierungsbedingungen und technischem Know-how zu EE-Maßnahmen erhalten sollten (EE-Komponente). Der kroatische Energieversorger HEP ist der größte Produzent von elektrischer Energie im Land. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Klimaziele der kroatischen Regierung und der nationalen Stromerzeugungsziele aus RE erscheint die Zusammenarbeit mit dem größten Energieerzeuger des Landes nachvollziehbar und sinnvoll. Die EE-Komponente richtete sich an öffentliche Institutionen und private Unternehmen. Es gibt keine Daten darüber, wie groß der Anteil beider Gruppen am nationalen Energieverbrauch ist. Es ist aber durchaus plausibel, dass auf diese ein Großteil des gesamten nationalen Energieverbrauchs entfällt.⁴ Ausgehend von einem erwarteten substantiellen Anstieg des nationalen Energiekonsums war die Auswahl der Zielgruppe für die

³ Auch wenn die Stromerzeugung in den Jahren 2014 und 2015 aufgrund günstiger hydrologischer Bedingungen über dem Produktionsdurchschnitt lag und es in der Region bedingt durch den Klimawandel auch in Zukunft von einem steigenden Wasserdargebot und damit einer erhöhten Stromerzeugung aus Wasserkraft ausgegangen werden kann, wirkt sich die hohe Abhängigkeit von den hydrologischen Bedingungen negativ auf eine sichere und verlässliche Stromerzeugung aus, da diese starken Schwankungen unterliegen kann.

⁴ Die Annahme wird durch den Fakt bestätigt, dass weltweit 54% der gesamten gelieferten Energiemenge auf den Industriesektor entfallen (International Energy Outlook, 2016).

EE-Komponente dem Projektkontext angemessen. Mittelbare Zielgruppe war die kroatische Bevölkerung, die von einer nachhaltigen Energiebereitstellung, einer effizienten Energienutzung und einer daraus resultierenden sicheren Energieversorgung mit geringeren Umweltbelastungen profitiert.

In 2001 begann Kroatien mit der Umsetzung einer umfassenden Energiesektorreform. Diese umfasste vor allem die Restrukturierung, Liberalisierung und Privatisierung des Energiesektors. Die rechtlichen Rahmenbedingungen, die im Zuge der Energiesektorreform durch das kroatische Parlament verabschiedet worden sind, hatten auch entscheidenden Einfluss auf die Möglichkeiten, den Anteil an RE zu erhöhen.⁵ Hervorzuheben sind hier der Energy Act, welcher die Nutzung von regenerativen Energieträgern und von CHP explizit hervor hebt,⁶. Auch in der kroatischen Energiestrategie und der nationalen Strategie zum Umweltschutz kommt erneuerbaren Energieträgern und CHP-Kraftwerken eine besondere Bedeutung zu. Entsprechend hat sich der Anteil an RE am kroatischen Energiemix seit 2001 (ca. 20%) bis 2018 (ca. 27%) sukzessive erhöht. Insgesamt stimmte das Vorhaben zum Zeitpunkt der Prüfung mit der nationalen Klima- und Energiepolitik Kroatiens überein.⁷ Zudem ist das Vorhaben im Einklang mit den SDGs und trägt vor allem zur Erreichung von SDG 7 „Affordable and Clean Energy“ und teilweise zu SDG 11 „Sustainable Cities and Communities“ bei.

Im Jahr 2008 wurden die Förderung von RE und EE als Schwerpunkt der Zusammenarbeit von beiden Seiten bestätigt. Der Projektträger HEP fungierte gleichzeitig als Projektträger und Darlehensnehmer und war damit frühzeitig in die Konzeption der Maßnahme eingebunden.

Flankiert wurde das Vorhaben durch eine Begleitmaßnahme (BM) i.H.v. 600 TEUR (vgl. Abschnitt Rahmenbedingungen, Einordnung des Vorhabens). Da der Träger zum Zeitpunkt der Projektprüfung im Bereich RE nur über Wissen im Bereich Wasserkraft verfügte, fügte sich die BM gut in die Zielsetzung der Investitionsmaßnahme ein.

Aus heutiger Sicht beurteilen wir die Relevanz des Vorhabens als gut.

Relevanz Teilnote: 2

Effektivität

Projektziel auf Outcome-Ebene war es, einen Beitrag zu

- (i) einer verlässlichen, umweltfreundlichen und damit weniger klimaschädlichen Energieversorgung und zu einer effizienteren Energienutzung und
- (ii) zur Einführung eines Finanzierungsinstruments zur Förderung von EE bei öffentlichen Institutionen und privaten Unternehmen zu leisten.

Ursprüngliches Ziel auf Outcome-Ebene war es

- (i) den direkten Ausstoß von Treibhausgasen durch einen verringerten Energieverbrauch und eine verstärkte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu senken und
- (ii) Ein Finanzierungssystem zur Förderung von EE bei öffentlichen Institutionen und privaten Unternehmen einzuführen.

Die Reduktion von Treibhausgasen wurde auf Impact-Ebene gezogen, da dies über die reine Nutzung der Investitionen hinausgeht. Ansonsten wurde das ursprüngliche

⁵ Raguzin, Igor und Tomsic, Zeljkko (2007), p. 1

⁶ Vgl. Energy Act, Artikel 14, Paragraph 1.

⁷ Raguzin, Igor und Tomsic, Zeljko (2007), pp. 27-42.

Ziel entsprechend aktueller Standards umformuliert, inhaltlich aber weitestgehend beibehalten.

Die Erreichung der Projektzielindikatoren wird wie folgt zusammengefasst:

Indikator	Status-quo/ Zielwert Projektprüfung	EPE
RE-Komponente		
(1) Arbeitsausnutzung des CHP in Osijek und Sisak	70%	<u>Osijek</u> : nicht erfüllt 49% (2018) 63% (2019) 36% (2020) <u>Sisak</u> : nicht erfüllt 23% (2018) 36% (2019) 59% (2020)
(2) Zusätzlich ins Netz eingespeiste Strommenge (GWh/a)*	<u>Osijek</u> : 10,208 GWh/a <u>Sisak</u> : 14,614 GWh/a	<u>Osijek</u> : nicht erfüllt 6,641 GWh/a <u>Sisak</u> : nicht erfüllt 9,897 GWh/a (Durchschnitt 2018-2020)
(3) Zusätzlich ins Netz eingespeiste Wärmemenge (GWh/a)**	<u>Osijek</u> : /*** <u>Sisak</u> : 36,660 GWh/a	<u>Osijek</u> : erfüllt 45,767 GWh/a <u>Sisak</u> : erfüllt 39,671 GWh/a (Durchschnitt 2018-2020)
(4) Zusätzlich ins Netz eingespeiste Dampfmenge (t/a)*	<u>Osijek</u> : 70.259 t/a <u>Sisak</u> : 24.750 t/a	Osijek: nicht erfüllt 11.621 t/a Sisak: nicht erfüllt 516 t/a (Durchschnitt 2018-2020)

* Die Zielwerte stammen aus den jeweiligen Machbarkeitsstudien und wurden unter der Annahme einer sehr optimistischen Auslastung von 94% berechnet. Ein realistischerer Wert für die Auslastung sind 70%. Zudem wurde in der Machbarkeitsstudie von einer installierten Kapazität von 2 MW_e ausgegangen. De facto erzeugt die Dampfturbine aber 3 MW_e. Daher wurden die Zielwerte basierend auf den Daten aus der Machbarkeitsstudie angepasst. Berechnungen siehe Anlage 3.

** Die in der Machbarkeitsstudie genannten Ziele zur Einspeisung der Wärmemenge wurden auf eine Auslastung von 70% angepasst.

*** In der Machbarkeitsstudie war für Osijek keine Wärmeauskopplung vorgesehen. Entsprechend liegen keine ex-ante Berechnung für Wärmeproduktion vor. Ausgehend von den Zielwerten für Sisak wird die eingespeiste Wärmemenge ex post auch für Osijek betrachtet.

Im Rahmen der RE-Komponente wurden wie oben erwähnt zwei CHP Kraftwerke gebaut. In beiden Kraftwerken wird der erzeugte Strom ins öffentliche Netz eingespeist, die erzeugte Wärme wird zum Teil in die Fernwärmenetze der beiden Städte eingespeist und zum Teil in der industriellen Fertigung genutzt. In Osijek werden fünf Unternehmen aus der Milch-, Back-, Brauerei-, Süßwaren- und Waschmittelindustrie mit Dampf versorgt. In Sisak wird eine Ölraffinerie damit versorgt.

Zu Indikator 1: Der Nutzungsgrad der geschaffenen Kapazitäten ist mit einer Arbeitsauslastung von durchschnittlich 49% in Osijek und 39% in Sisak nicht erfüllt. Der geringe Nutzungsgrad der Anlagen ist mit technischen Problemen zu erklären, die seit der Inbetriebnahme der Kraftwerke im Jahr 2017/2018 keinen Regelbetrieb möglich machten. So wurde in Osijek von insgesamt 36 Betriebsmonaten ab Januar 2018 in neun Monaten überhaupt keine Elektrizität erzeugt, da wiederkehrende Probleme mit der Dampfturbine auftraten. Nachdem die Turbine bereits im Rahmen der Gewährleistung repariert worden ist, tauchten im weiteren Betrieb immer wieder punktuell Probleme auf. In der zweiten Jahreshälfte 2020 kam es über einen längeren Zeitraum erneut zu erhöhter Vibration in der Dampfturbine, so dass die Turbine im Dezember 2020 durch den Turbinenlieferanten auf Kosten des Projektträgers generalüberholt wurde. Seitdem sind keine erneuten Störungen an der Dampfturbine aufgetreten und die Stromerzeugungszahlen für Januar 2021 liegen mit 1,657 GWh/Monat deutlich über der durchschnittlichen monatlichen Stromeinspeisung der Jahre 2018 – 2020. Allerdings kam es bereits Ende Februar/ Anfang März 2021 zu technischen Problem am Kessel, so dass der regelmäßige Betrieb derzeit erneut eingeschränkt ist. Wenn der Träger die technischen Probleme, die er größtenteils nicht selber zu verschulden hat, in den Griff bekommt, ist davon auszugehen, dass der Nutzungsgrad bei Regelbetrieb langfristig deutlich über den bisherigen Nutzungsgrad steigen wird. Ob dies dazu führt, dass der Indikator bereits für das Jahr 2021 erreicht werden kann, ist jedoch fraglich.

In Sisak war seit Inbetriebnahme ebenfalls kein dauerhafter Regelbetrieb möglich. Hier stand die Stromproduktion sogar in 12 von insgesamt 36 Betriebsmonaten seit Januar 2018 still. Dies lag auch in Sisak an technischen Problemen mit der Dampfturbine. Im Jahr 2018/2019 wurde die Dampfturbine ebenfalls mehrere Monate generalüberholt. Unter normalen Umständen könnte auch für Sisak davon ausgegangen werden, dass der Nutzungsgrad mit Aufnahme des Regelbetriebs weiter steigt. Allerdings kam es Ende 2020 in Zentralkroatien zu einem Erdbeben der Stärke 6,4. Das Epizentrum lag ca. 20 km nordöstlich der Stadt Sisak. Neben vielen weiteren Schäden richtete das Erdbeben auch erhebliche Schäden im CHP Kraftwerk Sisak an. So wurde die Dampfturbine durch das Erdbeben um 5,5 Zentimeter verschoben. Der Träger geht bisher davon aus, dass die Turbine nicht nennenswert beschädigt ist. Allerdings hat der Träger bis heute keinen umfassenden Überblick zu allen entstandenen Schäden, somit ist die Einschätzung bzgl. des Zustands der Turbine mit Unsicherheiten behaftet. In Folge des Erdbebens ist die Stromproduktion in Sisak bis heute komplett gestoppt. Die Wärmeproduktion ist davon unbeeinflusst und läuft normal weiter. Nach Aussagen des Trägers soll die Schadensermittlung bis ca. Mitte April 2021 abgeschlossen sein. HEP geht davon aus, dass nach erfolgter Reparatur und Neuausrichtung der Turbine die Stromproduktion wieder aufgenommen werden kann. Aufgrund der fehlenden Schadensabschätzung ist es derzeit nicht möglich, eine Aussage darüber zu treffen, wann die Stromproduktion wieder aufgenommen werden kann. Eine Erreichung des Indikator 1 für das Jahr 2021 ist jedoch für das Kraftwerk Sisak sehr unwahrscheinlich.

Zu Indikator 2: Wie in der Tabelle dargestellt ist der Indikator nicht erfüllt. Dies liegt an den im Abschnitt zu Indikator 1 beschriebenen Einschränkungen im Regelbetrieb. Wir gehen davon aus, dass die ins Netz eingespeiste Strommenge auch für das Jahr 2021 nicht die angegebenen Zielwerte erreichen wird. Eine Aussage zur langfristigen Zielerreichung ist aufgrund der anhaltenden technischen Probleme und aufgrund der bisher nicht klaren Auswirkungen des Erdbebens nicht möglich.

Zu Indikator 3: Der Indikator 3 ist für CHP Sisak als erfüllt zu betrachten. Bis dato ist die Wärmeerzeugung nicht durch das Erdbeben beeinträchtigt und es ist auch

unwahrscheinlich, dass die Wärmeerzeugung durch die aufgrund des Erdbebens notwendigen Reparaturen/ Neuausrichtung der Dampfturbine beeinträchtigt sein wird. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Einspeiseziele für Wärme in Sisak auch für das Jahr 2021 erreicht werden.

Für das CHP Osijek war in der Machbarkeitsstudie keine Wärmeauskopplung vorgesehen. Entsprechend liegen keine Ex-ante-Berechnungen für die Wärmeproduktion zugrunde. Die durchschnittliche Wärmeproduktion (2018-2020) des CHP Osijek liegt in absoluten Zahlen deutlich über der durchschnittlichen Wärmeproduktion des CHP-Sisak. Entsprechend betrachten wir den Indikator 3 ex-post auch für CHP Osijek als erfüllt.

Zu Indikator 4: Die durchschnittlich ins Netz eingespeiste Dampfmenge liegt für beide Kraftwerke deutlich unterhalb der in der Machbarkeitsstudie berechneten Zielwerte. Indikator 4 ist für beide Kraftwerke nicht erfüllt. In Sisak wird derzeit 100% des erzeugten Dampfs von der ortsansässigen Ö raffinerie abgenommen. Die Raffinerie arbeitet bereits seit Jahren nur noch temporär. Entsprechend hat das Kraftwerk seine Dampfproduktion an den Bedarf des Abnehmers angepasst. Derzeit ist HEP auf der Suche nach alternativen Abnehmern des Prozessdampfs. In den Wintermonaten kann der Dampf als zusätzliche Wärmemenge ins Fernwärmesystem eingespeist werden; in den Sommermonaten besteht diese Möglichkeit nicht, so dass HEP, auch um die Stromproduktion aufrecht erhalten zu können, auf einen Abnehmer des Prozessdampfs angewiesen ist.

Im Rahmen der EE-Komponente wurden insgesamt vier Maßnahmen umgesetzt.

1. Die Modernisierung der Straßenbeleuchtung in der Stadt Cakovec. Hier wurden veraltete Quecksilberlampen (bis zu 400 W) durch moderne, stromsparende Fluoreszenzleuchttröhren (36 W) und Natriumdampflampen (bis zu 250 W) ersetzt. Zur Regulierung der Beleuchtungsdauer und -intensität wurden entsprechende Dimmer eingebaut.
2. In der Stadt Velika Gorica wurde das Fernwärmesystem technisch und wirtschaftlich optimiert. Dazu wurde das Heizwerk Galzenica III von Öl- auf Gasbefeuerung umgebaut und es wurde eine Warmwasserverbindungsleitung zwischen den zwei Heizwerken Galzenica I und III gebaut.
3. In der Stadt Zagreb wurde das Fernwärmesystem durch die Installation eines Software-gestützten Kontrollsystems technisch und wirtschaftlich optimiert.
4. Im Hotel Adria in der Stadt Biograd wurde der bestehende Wasserkühler mit einem zusätzlichen Wärmetauscher nachgerüstet, um einen Großteil der Abwärme zurückzugewinnen. Außerdem wurde ein Energiemonitoringsystem zur verbrauchs-optimierten Steuerung technischer Geräte installiert.

Über den Nutzungsgrad der realisierten EE-Maßnahmen liegen keine Informationen vor. Auch zu den realisierten Energieeinsparungen sind keine Daten vorhanden.⁸ Die HEP ESCO berechnet üblicherweise vor Projektimplementierung, die potenziell möglichen Einsparungen nach einem konservativen Modell. In der Projektumsetzung werden die angestrebten Einsparungen weder durch die HEP ESCO noch durch den Kunden weiter gemonitort. Grund hierfür ist laut der HEP ESCO die Tatsache, dass die Kunden nicht bereit seien, für das zusätzliche Monitoring zu bezahlen und sich lieber auf die konservativen Kalkulationen, die zudem auf Kundendaten basieren, verlassen. Des Weiteren verwies die HEP ESCO auf eine

⁸ Die zur Klärung dieser Fragen an die Betreiber der EE-Maßnahmen verschickten Fragebögen blieben unbeantwortet.

aktive Beschwerdekultur, die dazu führen würde, dass sich die Kunden im Fall von zu niedrigen realisierten Einsparungen bzw. nahezu gleichbleibenden Stromrechnungen bei der HEP ESCO beschweren würden. Dies sei bei den im Rahmen des Programms implementierten Maßnahmen nicht der Fall gewesen. Nach Auswertung der geführten Gespräche gehen wir davon aus, dass die implementierten EE-Maßnahmen zu Energieeinsparungen und damit zu einer effizienteren Energienutzung beigetragen haben. Allerdings kann dies nicht anhand von Zahlen zum Stromverbrauch verifiziert werden.

Daten zum Portfolio at Risk, was ein geeigneter Indikator zur Messung der erfolgreichen „Einführung eines Finanzierungsinstruments zur Förderung von EE bei öffentlichen Institutionen und privaten Unternehmen“ ist, konnte die HEP ESCO nicht zur Verfügung stellen. Nach Aussagen der HEP ESCO war das Rückzahlungsverhalten der Darlehensnehmer jedoch einwandfrei. Allerdings kann bei der Implementierung von nur vier Maßnahmen nicht von einer erfolgreichen Einführung eines Finanzierungsinstruments zur Förderung von EE ausgegangen werden, so dass das Teilziel ii) als nicht erreicht bewertet wird.

Grundsätzlich war die Nachfrage der Zielgruppe nach einer Finanzierung von EE-Maßnahmen gering. Dies kann zum Teil durch die geänderte Gesetzgebung ab 2009 begründet werden. 2009 wurde das Haushaltsrecht dahingehend geändert, dass öffentliche Institutionen gezwungen waren, die von der HEP ESCO bereitgestellten Mittel als Kredit in ihrer Buchhaltung zu führen. Zuvor lief die Verschuldung durch Kredite der HEP ESCO außerhalb der Bücher, da der Schuldendienst aus den generierten Einsparungen geleistet werden kann. Im Nachgang der Finanzkrise war diese Argumentation nicht mehr zulässig, was in Kombination mit dem teilweise ohnehin hohen Verschuldungsgrad der Kommunen und den geltenden Bestimmungen zu Verschuldungsobergrenzen dazu führte, dass viele Kommunen ihre bei der HEP ESCO eingereichten Anträge dauerhaft zurückzogen.

Die Nachfrage nach EE-Finanzierung war auch für den vergleichsweise kurzen Zeitraum zwischen PP in 2008 und Gesetzesänderung in 2009 überschaubar. Laut HEP ESCO war ein wesentlicher Grund hierfür die zu diesem Zeitpunkt grundsätzliche Unerfahrenheit der öffentlichen kroatischen Stellen mit Ausschreibungen. Zwar wurden in den Besonderen Vereinbarungen (BV) Abweichungen von den KfW Vergaberichtlinien vereinbart, allerdings war ab einem Auftragswert von > 500 TEUR EUR nach wie vor eine international öffentliche Ausschreibung gefordert. Zwischen 50 TEUR und 500 TEUR durfte national öffentlich ausgeschrieben werden. Für einen Auftragswert < 50 TEUR war die Einholung von mindestens drei Angeboten vorgesehen. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die HEP ESCO Projekte zwischen 120 TEUR und 2 Mio. EUR umsetzt, war die größte Erleichterung bzgl. der Vergabeanforderungen, nämlich die Einholung von drei Angeboten bei einem Auftragswert < 50 TEUR EUR nahezu wirkungslos. Bei den privaten Betrieben, die ebenfalls Zielgruppe der EE-Komponente waren, war die Nachfrage nach Finanzierung ebenfalls sehr gering. Dies kann laut HEP ESCO ebenfalls hauptsächlich durch die Ausschreibungsanforderungen erklärt werden, welche zwar Abweichungen vom Standard vorsahen, aber insgesamt nicht ausreichend auf die Notwendigkeiten im Projektkontext angepasst waren.

Aufgrund der geringen Nachfrage nach EE-Finanzierung wurde schließlich ein Teil der Mittel auf die RE-Komponente umgewidmet. Da es sich bei dem Vorhaben um ein offenes Programm handelte, war dieses Vorgehen grundsätzlich unproblematisch. Allerdings war, trotz einer landesweiten Interessensbekundung im Umfeld von Projektentwicklern auch die Identifikation weiterer RE-Projekte schwierig, so dass das Darlehen schließlich um 16,9 Mio. EUR auf 33,1 Mio. EUR gekürzt worden ist. Nach der Kürzung entfielen ca. 6% des gesamten Investitionsvolumens auf die EE-Komponente,

ca. 90% auf die RE-Komponente und ca. 4% auf Machbarkeitsstudien und Consultingleistungen. Insgesamt konnten die formulierten Ziele mit den verfügbaren Mitteln nicht erreicht werden. Dies ist wie oben detailliert beschrieben in Bezug auf die RE-Komponente auf technische Probleme im Betrieb zurückzuführen. Bzgl. der EE-Komponente liegt dies vor allem an den beschriebenen geänderten Rahmenbedingungen für öffentliche Institutionen ab 2009 und den im Projektkontext zu hohen Anforderungen an die Ausschreibungsbedingungen. Möglicherweise hätte eine Anpassung der Projektkonzeption im späteren Projektverlauf und die Änderung der Ausschreibungsanforderungen die Nachfrage nach EE-Maßnahmen erhöhen können.

Unabhängig von den zuvor beschriebenen Schwierigkeiten sah sich die HEP ESCO im Projektzeitraum weiteren Herausforderungen gegenüber. Bereits bei der Gründung der HEP ESCO in 2004 wurde die ESCO innerhalb der HEP Gruppe als Gegenspieler der HEP Generations (Energieerzeugungssparte) wahrgenommen, da die Realisierung von Einsparungen letztlich dazu führen würden, dass die Gruppe an sich weniger Energie verkauft und weniger Gewinne generiert. Den Höhepunkt erreichte dieser Konflikt in 2010/2011 als die HEP ESCO geschlossen werden sollte. Die Schließung wurde letztlich nicht umgesetzt, aber zwischen 2012 und 2014 erhielt die HEP ESCO keine finanziellen Mittel von der HEP Mutter. Da aufgrund der oben erläuterten Gründe keine Maßnahmen aus dem FZ-Darlehen finanziert wurden, setzte die HEP ESCO in diesem Zeitraum so gut wie keine Projekte um. Für die HEP ESCO verbesserte sich die Situation erst, als im Zuge der Umsetzung von EU Richtlinien 2018 das Haushaltsrecht erneut geändert wurde, was es der HEP ESCO erleichterte, wieder mit der öffentlichen Hand zusammenzuarbeiten (vgl. Abschnitt Nachhaltigkeit).

Durch die RE-Komponente konnten rd. 160.000 Menschen erreicht werden. Die Zielgruppe im Bereich der EE-Komponente wurde nur teilweise erreicht; dies lag an den seit 2009 veränderten Rahmenbedingungen in Bezug auf die Verschuldungskapazitäten der Kommunen (siehe Abschnitt zum Nutzungsgrad).

Im Rahmen der BM wurde HEP Generations zunächst bei der Vorbereitung diverser Windparkprojekte (Ergänzung einer Feasibilitystudie, Erarbeitung von Ausschreibungsunterlagen, Beschaffung von Windmessmasten etc.) unterstützt. Im Rahmen eines Addendums unterstützte der Consultant HEP Generations außerdem bei der Erstellung der Ausschreibungsunterlagen für die Ausschreibung der CHP Kraftwerke, nachdem aufgrund von Ungenauigkeiten in den Unterlagen die Ausschreibung wiederholt werden musste. Die Unterstützung der HEP ESCO durch einen BM-Consultant erfolgte wie geplant.

Insgesamt beurteilen wir die Effektivität trotz erkennbarer positiver Wirkungen in Bezug auf die eingespeiste Wärmemenge als nicht zufriedenstellend.

Effektivität Teilnote: 4

Übergeordnete klima- und umweltrelevante Wirkungen

Das übergeordnete Ziel des Projekts (Ziel auf Impact Ebene) war ein Beitrag zum globalen Klimaschutz. Damit trug das Projekt insbesondere zum IKI-Ziel der Minderung der Treibhausgase bei.

Ursprünglich waren keine Oberzielindikatoren definiert. Dies entspricht nicht mehr dem state-of-the-art. Anlässlich der EPE werden daher die CO₂-Einsparungen, die ursprünglich auf der Outcome-Ebene verankert waren, als Oberzielindikatoren herangezogen. Diese CO₂-Einsparungen basieren auf Ex-ante-Berechnungen, die zum Zeitpunkt der EPE auf Basis der tatsächlichen Entwicklungen der ersten Betriebsjahre

teilweise leicht angepasst wurden. Mit diesem Indikator stellt sich die Zielerreichung auf Impact-Ebene wie folgt dar:

Indikator	Status/Zielwert Projektprüfung	Ex-post-Evaluierung
(1) (NEU) Reduzierung des Energieverbrauchs bzw. der Treibhausgasemissionen	n.r./ > 20 %	Sisak: 16.200 t CO ₂ -e/a* Osijek: 20.900 t CO ₂ - e/a* EE-Maßnahmen: 21-33 % (insgesamt rund 5.000 t CO ₂ -e/a)

*) Trägerdaten geprüft und korrigiert .

Die ursprünglichen Ziele waren ein Beitrag zum lokalen Umwelt- und zum globalen Klimaschutz. Aus ex-post-Sicht ist das Potential zum lokalen Umweltschutz nicht nachvollziehbar. Das Oberziel wird daher entsprechend angepasst (siehe oben).

Für die EE-Maßnahmen sind die CO₂ Einsparungen vermutlich erreicht. Wie oben erklärt wird keine Ex-post-Abschätzung vorgenommen. Für die CHP Kraftwerke in Sisak und Osijek sind laut der Ex-ante-Rechnungen die CO₂ Einsparungen erreicht. Vor dem Hintergrund der niedrigen Arbeitsauslastung kann allerdings auch die CO₂ Einsparung aktuell nicht als erfüllt betrachtet werden.

Die Umweltwirkungen sind detailliert in der Anlage 4 beschrieben. Die bei der Verbrennung verwendeten Holzhackschnitzel sind überwiegend aus nachhaltigem Anbau. Die Anteile, die vom kroatischen Forst geliefert werden, sind vollständig FSC zertifiziert. Die Anteile des privaten Lieferanten in Osijek besitzen kein Nachhaltigkeitssiegel, die des privaten Lieferanten aus Sisak sind ebenfalls FSC zertifiziert.

Bei der Verbrennung von Holzhackschnitzeln entsteht als wesentliche Schadstoffemission Feinstaub. Die resultierende Umweltbelastung wird aber durch entsprechende Filter minimiert. Außerdem fallen bei der Verbrennung Aschen an (ca. 15-30 t/ Woche und Anlage). Die Aschen werden aktuell auf kommunalen Deponien, die etwa 5-8 km von den Anlagen entfernt sind, verbracht. Allerdings ist dies aus umweltpolitischer Sicht nicht ideal, da kommunale Deponien häufig schnell ihre Aufnahmekapazität erschöpfen. Der Träger hat daher in den vergangenen Jahren nach alternativen Entsorgungswegen gesucht und steht für Osijek in Verhandlungen mit der Zementindustrie, die die Aschen bei der Klinkerproduktion einsetzen kann. Diese Industrie ist ca. 50 km von Osijek entfernt, was eine wirtschaftlich sinnvolle Transportentfernung ist. Für Sisak ist die Entfernung zu einem Zementwerk mit 200 km allerdings zu groß. Die Abnahme der Aschen durch die Zementindustrie kostet zwar etwas mehr als die Ablagerung auf einer Deponie. Der Projektträger ist jedoch bereit diese Mehrkosten zu tragen. Wir betrachten dies als positives Signal hinsichtlich des Umweltbewusstseins der HEP.

Das Vorhaben fügt sich in die allgemeinen Klimaanstrengungen der kroatischen Regierung ein und leistet einen Beitrag zu den Klimaschutzzielen der EU. Der Politik der HEP in Bezug auf EE haben die EU-Anforderungen einen deutlichen Schub verliehen. Der EU-Beitritt Kroatiens und die dringend notwendigen Klärungen für den Bereich EE durch entsprechende Verordnungen und Richtlinien kam für die EE-Komponente bei HEP ESCO allerdings zu spät. Erst im Jahr 2018 wurden die entscheidenden Richtlinien der EU, die Energiedienstleistungen klar definieren, erarbeitet und damit eine Basis für die zukünftige Arbeit von HEP ESCO geschaffen. Zu diesem Zeitpunkt war die Auszahlungsfrist des Darlehens bereits verstrichen.

Insgesamt wurden durch die beiden Kraftwerke rund 20 neue Arbeitsplätze geschaffen. Ob in den beiden Städten neue Arbeitsplätze geschaffen wurden, ist nicht bekannt. Allerdings halten wir es für unwahrscheinlich, da die Gewerbe und Industriebetriebe auch bereits vor dem Bau der Kraftwerke bestanden. In Sisak gingen eher Arbeitsplätze verloren wegen der Krise der dort bestehenden Ölindustrie.

Zwar werden mit Biomasse-befeuerte CHP Kraftwerke von HEP auf absehbare Zeit nicht mehr geplant, da die Versorgung mit der entsprechenden nachhaltigen Biomasse insgesamt in Kroatien begrenzt ist (vgl. Abschnitt Nachhaltigkeit). Der Projektträger HEP bewertet die finanzierten Maßnahmen als grundsätzlich positiv, wenn auch ohne größere Demonstrationseffekte, mit Ausnahme eines Abgaskondensators. Dieser ermöglicht eine bessere Ausnutzung der im Abgasstrom enthaltenen Wärme, was für die Erzeugung der Fernwärme einen erheblichen wirtschaftlichen Vorteil darstellt. Allerdings hat das Vorhaben wichtige Grundlagen für den Ausbau der Windenergie der HEP geschaffen (vgl. Effizienz). Der bisher größte Windpark Korlat soll in Kürze fertig gestellt werden. Die EE-Komponente hatte wegen der geringen umgesetzten Mittel keine modellhaften, strukturbildenden oder breitenwirksamen Wirkungen.

Aufgrund der aktuell nicht erreichten CO₂-Reduktion werden die übergeordneten klimarelevanten Wirkungen als nicht zufriedenstellend bewertet.

Übergeordnete klima- und umweltrelevante Wirkungen Teilnote: 4

Effizienz

Da es sich bei dem Vorhaben um ein offenes Programm handelte, hätte es zur Stromerzeugung aus RE mehrere Alternativen gegeben. Zu Beginn des Vorhabens setzte man in der Entwicklung geeigneter Projekte sehr stark auf Windkraftprojekte. Für mindestens zwei große Windkraftwerke wurden aus den Projektmitteln Machbarkeitsstudien erstellt. Allerdings war die Vorbereitungszeit zu lang. Es bestand die Notwendigkeit weiterer Windmessungen. Außerdem nahm die Klärung der Standortlizenz letztlich zu viel Zeit in Anspruch. Unter Berücksichtigung des Umsetzungszeitraums und der Auszahlungsfristen gab es im Bereich RE keinen Alternativen zu den finanzierten CHP Kraftwerken.

Die Gesamtinvestitionskosten für die CHP Sisak und Osijek lagen bei rd. 19,0 bzw. 16,3 Mio. EUR inkl. eines Eigenanteils von rd. 2,7 bzw. rd. 2,5 Mio. EUR. Die spezifischen Investitionskosten für die CHP Sisak und Osijek liegen bei 6.317⁹EUR/kW bzw. 5.417⁹EUR/kW⁹. Damit liegen die spezifischen Investitionskosten in einem Bereich, der für kleine stromerzeugende Kraftwerke als angemessen gilt (ca. 4.000-6.000 EUR/kW). Die Produktionseffizienz der Anlagen bewerten wir als angemessen¹⁰.

Für eine Alternativenbetrachtung auf Basis der dynamischen Gestehungskosten liegen nicht genügend Informationen vor. Da es sich bei dem vorliegenden Kraftwerk um eine CHP handelt, werden die technisch möglichen Alternativen durch die thermische Energieerzeugung bestimmt. Als Alternative käme hier aus technischer Sicht nur eine gas- oder kohlebefeuerte Anlage in Frage. Aus Umweltgesichtspunkten stellt eine kohlebefeuerte Anlage keine Alternative dar. Der Projektträger begründet seine Investitionsentscheidung mit den günstigeren Brennstoffkosten von Holzhackschnitzeln im Vergleich zu Gas. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Heizwerte von Holz

⁹ Berechnung siehe Anlage 5

¹⁰ Bei der Berechnung der spezifischen Kosten wurde nur die elektrische und nicht die thermische Auslegung berücksichtigt. Dennoch liegen die spezifischen Investitionskosten in einem Bereich, der als angemessen gilt. Die Berücksichtigung der thermischen Auslegung wirkt sich zusätzlich positiv auf die Produktionseffizienz aus.

und Gas ergeben sich Brennstoffkosten i.H.v. ca. 3,9°Mio. EUR/ Jahr für Holz versus ca. 5,7°Mio. EUR/ Jahr für Gas. Damit liegen die Brennstoffkosten für Gas rd. 45% über den Brennstoffkosten für Holz.¹¹ Bei dieser Berechnung wurden die Transportkosten des Holzes, die höhere Effizienz von Gaskesseln ggü. Holzkesseln, die höheren Wartungskosten bei Holzkesseln ggü. Gaskesseln und die geringen Investitionskosten für einen Gaskessel im Vergleich zu einem Holzkessel nicht berücksichtigt. Dennoch erscheint es plausibel, dass die Gestehungskosten eines mit Holzhackschnitzeln befeuerten CHP Kraftwerks insgesamt geringer sind als die Gestehungskosten eines gasbefeuerten CHP Kraftwerks. Die Allokationseffizienz wird damit als gegeben betrachtet. Positiv wirkt sich ebenfalls aus, dass beim Bau der mit Biomasse befeuerten CHP Kraftwerke, der durch ein niederländisch-kroatisches Konsortium erfolgte, auf lokale Ressourcen zurückgegriffen wurde.

Obwohl das System der Einspeisevergütung mittlerweile durch ein Marktprämienmodell abgelöst worden ist, erhält die HEP aufgrund von Langzeitverträgen noch bis zum Jahr 2030 eine Einspeisevergütung pro ins Netz eingespeiste kWh Elektrizität aus RE. Für die Jahre 2018-2020 lag diese durchschnittlich bei 1,3°HRK/kWh¹². Die Einspeisevergütung wird jährlich um die Inflation angepasst. Die Gestehungskosten pro kWh lagen für die Jahre 2019 und 2020 in Osijek durchschnittlich bei 0,9°HRK/kWh und in Sisak bei 0,9°HRK/kWh. Die durchschnittliche Einspeisevergütung ist in Osijek bzw. Sisak also rd. 1,4°bzw. fast 1,5 mal höher als die Gestehungskosten der Jahre 2019/2020¹³. Damit ist die Rentabilität bei der bis 2030 gültigen Einspeisevergütung als gegeben zu beurteilen. Da die Brennstoffkosten rd. 40-50% der Gestehungskosten ausmachen, hängt die Rentabilität der Anlagen allerdings nicht nur von der Einspeisevergütung, sondern wesentlich von der Entwicklung der Preise für Holzhackschnitzel ab. Die für Holzhackschnitzel abgeschlossenen Lieferverträge haben eine Laufzeit von 14 (kroatischer Staatsforst) bzw. 15 Jahren (privater Lieferant). Die Abnahmepreise sind für ein Jahr fixiert, danach sind Preisanpassungen möglich. Die aktuellen Preise liegen bei 53,1°EUR/t (Staatsforst) bzw. bei 58,71°EUR/t.

Das Prämienmodell soll die Lücke zwischen Gestehungskosten und Marktpreis (Auktion) schließen, so dass davon ausgegangen werden kann, dass die Stromerzeugung aus RE auch in Zukunft wirtschaftlich erfolgen kann (vgl. Abschnitt Nachhaltigkeit).

Bzgl. der EE-Maßnahmen sind keine Aussagen zur Produktions- und Allokationseffizienz möglich.

Die Consultingkosten beliefen sich auf 4% und sind damit als angemessen zu bewerten.

Insgesamt kam es in der Umsetzung des Vorhabens zu einer Verzögerung von 5,5 Jahren. Dies lag für die RE-Komponente u.a. an der Konzeption der Maßnahme als offenes Programm. So konnten die teilweise mit Darlehensmitteln vorbereiteten Windparkprojekte im Rahmen des Programms aufgrund der langen Vorbereitungszeit schlussendlich nicht umgesetzt werden. Die Suche nach geeigneten RE Alternativprojekten gestaltete sich schwierig. Hinzukommt, dass die internationale Ausschreibung der beiden CHP-Kraftwerke wiederholt werden musste, da aufgrund unklarer Ausschreibungsunterlagen in der ersten Runde nicht genug Angebote eingegangen waren.

Die Umsetzung der EE-Komponente gestaltete sich aufgrund des geänderten kroatischen Haushaltsrechts als schwierig (vgl. Effektivität, s. 10). Laut Projektträger wurde

¹¹ Berechnung siehe Anlage 6

¹² Die Einspeisevergütung wird jährlich an die Inflation angepasst.

¹³ Berechnung siehe Anlage 7

die Identifizierung geeigneter Maßnahmen zusätzlich durch die Vergabeanforderungen der KfW erschwert.

Die personelle Unterstützung der HEP ESCO war für einen Zeitraum von 24 Monaten geplant und erfolgte entsprechend. Die Unterstützung von HEP Generations war zunächst für einen Zeitraum von 12 Monaten geplant und wurde aufgrund der beschriebenen Verzögerungen in der Vorbereitung der Windparkprojekte um weitere 12 Monate verlängert.

Durch die Verzögerungen war das FZ-Darlehen bereits 6 Monate in der Rückzahlung, als die Bauverträge der RE-Komponente abgeschlossen wurden. Für den Träger fielen hierdurch unnötige Zinsen auf Mittel an, die er nicht mehr in Anspruch nehmen konnte.

Trotz der positiven Produktions- und Allokationseffizienz beurteilen wir die Effizienz des Vorhabens aufgrund der zeitlichen Verzögerungen, die dazu führten, dass beim Träger unnötige Zinsen anfielen als befriedigend.

Effizienz Teilnote: 3

Nachhaltigkeit

Zu den vergangenen und aktuellen Turbinenproblemen verweisen wir auf den Abschnitt Effektivität. Die durch das Vorhaben finanzierten EE-Maßnahmen werden von den jeweiligen Endkreditnehmern betrieben. Hier liegen keine Informationen bzgl. der Nachhaltigkeit vor.

Die finanzielle Lage des Trägers HEP ist solide (vgl. Anlage 8). Die Auswertung der Jahresabschlussdaten 2019 ergab folgendes Bild: Das Unternehmen deckt die Betriebskosten (EBITDA positiv) und hat auch Vollkostendeckung (EBIT positiv). Der Verschuldungsgrad ist mit rund 30 % niedrig. Die Liquidität ist hoch (Liquidität 2. Grades rd. 170 %), was leicht zu Lasten der Rentabilität geht (Eigenkapitalrentabilität 5 %, Gesamtkapitalrentabilität 3 %).

Die Stromtarife werden regelmäßig von der unabhängigen kroatischen Regulierungsbehörde HERA festgelegt. Der Durchschnittstarif vor Steuern und anderen Abgaben im Bereich der öffentlichen Versorgung für Haushalte lag in den Jahren 2013-2018 bei 0,8 HRK/KWh (0,1 EUR) und für Industriekunden bei 0,6-0,7 HRK/KWh (0,08-0,09 EUR). Wird statt dem staatlichen Versorger HEP ein anderer Versorger gewählt, sind die Tarife niedriger. Im EU-Vergleich liegt Kroatien bei den Stromtarifen im unteren Mittelfeld nach Lettland, Litauen und den Niederlanden¹⁴. Die Tarife wurden 2013-2019 in allen Kundengruppen nicht angehoben. Die letzte Tarifanpassung für Haushalte fand 2012 statt.

Die beiden errichteten Biomasseanlagen gehörten zu den letzten Vorhaben, die vom Modell der Einspeisevergütung profitieren konnten. Ende 2015 lief dieses Modell der Förderung erneuerbarer Energien in Kroatien aus und wurde durch ein Marktprämienmodell ersetzt (vgl. Abschnitt Effizienz).

Für die beiden Kraftwerke ist die Versorgung mit nachhaltiger Biomasse durch langfristige Lieferverträge bis 2030 gesichert. Allerdings scheint sich der Markt für Holzbiomasse in Kroatien so entwickelt zu haben, dass für weitere größere mit Biomasse-befeuete Kraftwerke kaum noch Potential besteht. HEP plant jedenfalls derzeit keine weiteren vergleichbaren Anlagen.

¹⁴ Eurostat (2021)

Bei Prüfung waren die folgenden Nachhaltigkeitsrisiken identifiziert worden:

- Ausbleibende Tarifierhebungen führen dazu, dass Verbraucher nicht genug Anreize für Energieeffizienzmaßnahmen haben: dieses Risiko ist eingetreten. Wie oben erwähnt wurden zwar die Energietarife der Haushaltskunden angehoben, nicht aber der kommerziellen Kunden. Anreize zum Energiesparen kommen daher wenn dann von anderen Seiten (Absatzmärkten, staatlichem Druck etc.).
- Die ebenfalls identifizierte mangelnde Nachfrage nach Energieeffizienzfinanzierungen ist nicht eingetreten. Andere Faktoren haben die Umsetzung der EE-Komponente erschwert (vgl. Abschnitt Effizienz).
- Außerdem sah man die Gefahr der finanziellen Destabilisierung der HEP aufgrund von ausbleibenden Tarifierhebungen. Dieses Risiko ist nicht eingetreten.
- Ein weiteres Risiko wurde noch in dem mangelnden Betrieb der Anlagen durch HEP gesehen. Auch dieses Risiko ist nicht eingetreten.

Dem Projektträger wurde empfohlen, dringend eine Schadensaufnahme der Turbine in Sisak zu machen, die bei dem Erdbeben verschoben wurde.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist die Nachhaltigkeit des Vorhabens aufgrund der anhaltenden technischen Probleme als nicht zufriedenstellend zu bewerten. Wenn der Träger die technischen Probleme, die er größtenteils nicht selber zu verschulden hat, in den Griff bekommt, ist davon auszugehen, dass die Nachhaltigkeit der Maßnahmen langfristig gegeben ist.

Nachhaltigkeit Teilnote: 4

Kohärenz, Komplementarität und Koordination

Etwa zeitgleich wurde ein ähnliches Programm durch die FZ bei der Hrvatska Banka in Kroatien durchgeführt. Ursprünglich zielte das Vorhaben auf kleine und mittlere Unternehmen. In der Umsetzung waren die Kunden auch größere Unternehmen und Kommunen. Insgesamt lag der Fokus aber auf privaten Unternehmen. Bei vorliegendem Programm lag der Fokus ursprünglich auf dem öffentlichen Bereich und privaten Industriebetrieben.

Die von der TZ im Rahmen des Schwerpunkts "Wirtschafts- und Beschäftigungsförderung" durchgeführten Aktivitäten enthalten eine Komponente, die auf die Einführung von verbesserten Energiemanagementkonzeptionen, insbesondere im Tourismusbereich und in der Holzverarbeitungsindustrie, abzielen.

Vorhaben anderer internationaler Geber, insbesondere Weltbank und EU, zur Verbesserung der EE und der Förderung RE in Kroatien, die zeitgleich zu diesem Programm liefen, konzentrierten sich vorwiegend auf Beratungsmaßnahmen, Know-How Transfer und die Schaffung adäquater Rahmenbedingungen. Die Weltbank unterstützte beispielsweise die Gründung der HEP ESCO und damit das Vorgängervorhaben. Nach dem EU-Beitritt profitierte Kroatien stark von EU-Strukturmaßnahmen. Die EU-Kommission stellt immer wieder Mittel für EE-Maßnahmen bereit, die über das zuständige Ministerium vergeben werden. Die EIB bzw. die EBRD sind im Bereich RE aktiv, finanzieren aber meist über die kroatischen Geschäftsbanken.

Die wichtigste Maßnahme der kroatischen Regierung zur Förderung von EE- und RE-Projekten bestand bzw. besteht in der Finanzierung des "Environmental Protection and Energy Efficiency Fund". Dieser Fonds speist sich aus verschiedenen Umweltabgaben.

Das vorliegende Vorhaben war mit den Vorhaben anderer Geber (Weltbank, EBRD) koordiniert. Allerdings war die Kohärenz mit anderen FZ-Maßnahmen eingeschränkt, so dass wir die Kohärenz, Komplementarität und Koordination der Maßnahmen insgesamt mit zufriedenstellend bewerten.

Kohärenz, Komplementarität und Koordination Teilnote: 3

Projektmanagement

Das Projektmanagement durch die HEP kann als qualifiziert bezeichnet werden, wird dies mit dem Projektmanagement anderer Energieversorger in Transformationsländern verglichen. Der Anteil der Consultingkosten an den Gesamtkosten betrug niedrige 4 %. Dies ist u.a. darauf zurück zu führen, dass der Träger hohe Eigenleistungen in allen Projektphasen erbrachte, sowohl in der Planungs- als auch in der Durchführungsphase, indem er beispielsweise die Bauüberwachung selbst übernahm. Es gab eine sehr hohe Kontinuität im lokalen Projektmanagement. Auf oberster Führungsebene der HEP kommt es politisch bedingt zu häufigen Wechseln.

In der Planungsphase kam es zu Verzögerungen. Hier hätte das KfW-Projektmanagement stärker eingreifen und vorantreiben müssen. Nach längerem Stillstand wurde auf Betreiben der KfW die HEP Vorstandsebene ausgetauscht. Seitdem gab es gute Fortschritte im Vorhaben. Die neu geschaffenen Stellen im Betrieb der Anlagen wurden rechtzeitig mit qualifiziertem Personal besetzt.

Insgesamt kann die Projektplanung und -steuerung als zufriedenstellend bewertet werden.

Projektmanagement Teilnote: 3

Abkürzungsverzeichnis	
a	Jahr (annum)
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BM	Begleitmaßnahme
CHP	Kraft-Wärme-Koppelung (combined heat and power)
CO₂	Kohlendioxid
e	Äquivalent (equivalent)
EBIT	Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Earnings before interest and taxes)
EBITDA	Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Earnings before interest, taxed, depreciation and amortisation)
EBRD	Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung
EE	Energieeffizienz
EPE	Ex-post-Evaluierung
ESCO	Energy Service Company
EU	Europäische Union
FSC	Forest Stewardship Council (Zertifikat für Holz und Papier)
FZ	Finanzielle Zusammenarbeit
GWh	Gigawattstunde
HEP	Hrvatska Elektroprivreda d.d.
HERA	Kroatische Energieregulierungsbehörde
HRK	Kroatische Währung
IKI	Internationale Klimaschutzinitiative
IKZ	Internationale Klimazusammenarbeit
kWh	Kilowattstunde
MJ	Mega Joule
°MW_e	MW (elektrisch Energie)
°MW_{th}	MW (thermische Energie)
PPP	Kaufkraftparität (purchasing power parity)

RE	Renewable Energies (erneuerbare Energien)
SDG	Sustainable Development Goal
t	Tonne
T	Tausend
USD	US Dollar
W	Watt

Erläuterungen zur Methodik der Erfolgsbewertung (Rating)

Zur Beurteilung des Projekts nach den Kriterien **Relevanz, Effektivität, Effizienz, übergeordnete klima- und umweltrelevante Wirkungen, Kohärenz, Komplementarität und Koordination, Projektmanagement** als auch zur abschließenden **Gesamtbewertung** der entwicklungspolitischen Wirksamkeit wird eine sechsstufige Skala verwandt:

Stufe 1	sehr gutes, deutlich über den Erwartungen liegendes Ergebnis
Stufe 2	gutes, voll den Erwartungen entsprechendes Ergebnis, ohne wesentliche Mängel
Stufe 3	zufriedenstellendes Ergebnis; liegt unter den Erwartungen, aber es dominieren die positiven Ergebnisse
Stufe 4	nicht zufriedenstellendes Ergebnis; liegt deutlich unter den Erwartungen und es dominieren trotz erkennbarer positiver Ergebnisse die negativen Ergebnisse
Stufe 5	eindeutig unzureichendes Ergebnis: trotz einiger positiver Teilergebnisse dominieren die negativen Ergebnisse deutlich
Stufe 6	das Projekt ist nutzlos bzw. die Situation ist eher verschlechtert

Die Stufen 1–3 kennzeichnen eine positive bzw. erfolgreiche, die Stufen 4–6 eine nicht positive bzw. nicht erfolgreiche Bewertung.

Das Kriterium Nachhaltigkeit wird anhand der folgenden vierstufigen Skala bewertet:

Nachhaltigkeitsstufe 1 (sehr gute Nachhaltigkeit): Die (bisher positive) entwicklungspolitische Wirksamkeit des Projekts wird mit hoher Wahrscheinlichkeit unverändert fortbestehen oder sogar zunehmen.

Nachhaltigkeitsstufe 2 (gute Nachhaltigkeit): Die (bisher positive) entwicklungspolitische Wirksamkeit des Projekts wird mit hoher Wahrscheinlichkeit nur geringfügig zurückgehen, aber insgesamt deutlich positiv bleiben (Normalfall; „das was man erwarten kann“).

Nachhaltigkeitsstufe 3 (zufriedenstellende Nachhaltigkeit): Die (bisher positive) entwicklungspolitische Wirksamkeit des Projekts wird mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich zurückgehen, aber noch positiv bleiben. Diese Stufe ist auch zutreffend, wenn die Nachhaltigkeit eines Projekts bis zum Evaluierungszeitpunkt als nicht ausreichend eingeschätzt wird, sich aber mit hoher Wahrscheinlichkeit positiv entwickeln und das Projekt damit eine positive entwicklungspolitische Wirksamkeit erreichen wird.

Nachhaltigkeitsstufe 4 (nicht ausreichende Nachhaltigkeit): Die entwicklungspolitische Wirksamkeit des Projekts ist bis zum Evaluierungszeitpunkt nicht ausreichend und wird sich mit hoher Wahrscheinlichkeit auch nicht verbessern. Diese Stufe ist auch zutreffend, wenn die bisher positiv bewertete Nachhaltigkeit mit hoher Wahrscheinlichkeit gravierend zurückgehen und nicht mehr den Ansprüchen der Stufe 3 genügen wird.

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