Lagebericht

1. Einleitung

Die IEL Mön I GmbH ist Eigentümerin und Betreiberin eines Windparks im Gemeindegebiet von Mönchhof im nördlichen Burgenland. Der Windpark besteht insgesamt aus 17 Windenergieanlagen (idF kurz: "WEA") mit einer Gesamtleistung von 52,3 MW, wobei es sich bei allen WEA um den Typ E-101 3,075 MW des deutschen Herstellers Enercon handelt. Davon wurden vier WEA im zweiten Halbjahr Jahr 2012 und 11 WEA im ersten Halbjahr 2013 in Betrieb genommen. Schließlich erfolgte eine Erweiterung um zwei weitere WEA, die im zweiten Halbjahr 2014 in Betrieb genommen wurden.

Die Gesellschaft erzielt ihre Umsatzerlöse durch den Verkauf der von den WEA erzeugten elektrischen Energie, die über Erdkabel in das Umspannwerk Zurndorf transportiert und von dort aus in das öffentliche Netz eingespeist wird.

Die Gesellschaft hat mit der OeMAG-Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (idF kurz: "OeMAG") Verträge über die Abnahme der elektrischen Energie zu geförderten Tarifen mit einer Dauer von 13 Jahren abgeschlossen. Der über die gesamte Förderlaufzeit keiner Indexierung unterliegende fixe Einspeisetarif pro Megawattstunde (MWh) beträgt für die seit 2012 bzw. 2013 in Betrieb befindlichen 15 WEA EUR 97,00/MWh (Fördertariflaufzeit bis 2025 bzw. 2026), jener für die zwei Erweiterungsanlagen aus 2014 EUR 94,50/MWh (Fördertariflaufzeit bis 2027).

Im Dezember 2023 wurde für alle Anlagen von der Wechselmöglichkeit in das Fördersystem nach dem Erneuerbare-Ausbau-Gesetz (EAG) Gebrauch gemacht. Die Fördertariflaufzeit verlängert sich in diesem System auf 20 Jahre, somit endet diese für die älteren Anlagen 2032 bzw. 2033 und die Erweiterungsanlagen 2034. Im Gegenzug hat sich der Fördertarif auf durchschnittlich EUR 67,5/MWh für die älteren Anlagen und EUR 72,1/MWh reduziert.

Da der Strompreis seit Q4 2021 den Fördertarif deutlich übersteigt, wurde von der Möglichkeit der Aussetzung von der Kontrahierungspflicht zum Fördertarif gegenüber der OeMAG Gebrauch gemacht. Die risikofreie Möglichkeit wurde unter Beiziehung einer renommierten Rechtsanwaltskanzlei rechtlich überprüft und auch seitens der OeMAG als unproblematisch bestätigt. Im EAG Fördersystem ist eine selbstständige Vermarktung durch den Betreiber verpflichtend, die unten beschriebene Vermarktung an die KELAG hat somit keine Auswirkung auf die Förderung.

Seit November 2021 wird der Strom an die KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG (idF kurz: "KELAG") verkauft. Aktuell hat der Vermarktungsvertrag eine Laufzeit bis 31.12.2025, diese kann bei günstiger Marktlage auch verlängert werden. Zwischen der Gesellschaft und der KELAG sind dabei für definierte Zeitabschnitte fixe Tarife vereinbart worden.

Die Gesellschaft beschäftigt keine Mitarbeiter. Kaufmännischer und technischer Betrieb werden seit 2022 mittels Betriebsführungs- und Dienstleistungsverträgen von der IW Beteiligungsverwaltungs GmbH, Pottenbrunn, durchgeführt.

2. Bericht über den Geschäftsverlauf und die wirtschaftliche Lage

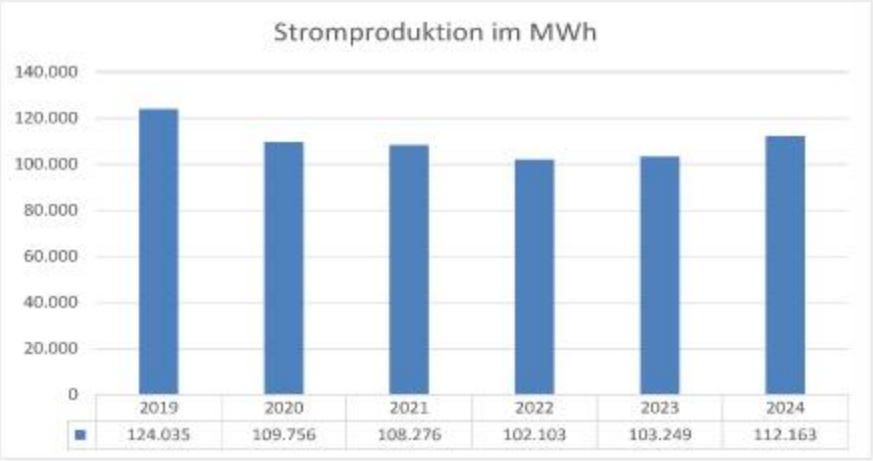
2.1. Geschäftsverlauf

		2024	2023	Abw.
	Stromproduktion	112.163 MWh	103.249 MWh	8,63 %
Erlöse	Umsatzerlöse	20.537.368,29	15.470.424,93	32,75 %
	Saldierte Weiterverrechnungen	0,00	0,00	n/A
	Erträge aus Aufl. Rückstellungen	0,00	6.310,39	-100,00 %
	Sonstige Erlöse	770,53	9.735,94	-92,09 %
Aufwände	Abschreibungen	-5.040.269,28	-5.040.269,28	0,00 %
	Dot. Rückstellung Rückbaukosten	-547.908,01	-403.811,03	-35,68 %
	sonstige operative Aufwendungen	-2.869.853,62	-2.653.651,50	-8,15 %
	Betriebsergebnis	12.080.107,91	7.388.739,45	63,49 %
	Finanzergebnis	-87.226,10	-81.846,26	6,57 %
	Ergebnis vor Steuern	11.992.881,81	7.306.893,19	64,13 %
	Jahresgewinn	9.624.990,65	5.585.051,59	72,33 %

2.1.1 Umsatzerlöse

Gegenüber dem Jahr 2023 stieg die Produktion witterungsbedingt um rd. 8,63 %.

Nachfolgende Tabelle zeigt die Stromproduktion in den Geschäftsjahren 2019 bis 2024:



Bei einer produzierten Strommenge von rd. 112.163 MWh (Vj.: 103.249 MWh) wurde ein Umsatz von rd. EUR 20,54 Mio. (Vj.: EUR 15,47 Mio.) erzielt. Der Umsatzanstieg von 32,75 % gegenüber Vorjahr ergibt sich aus besseren Tarifen und der stärkeren Produktion. Weiters sind in den Umsatzerlösen Marktprämien aus dem EAG in Höhe von TEUR 450,0 (VJ: TEUR 3,0) enthalten. Der durchschnittliche Verkaufspreis aus dem Verkauf an die KELAG betrug 2024 EUR 179,05/MWh (VJ: EUR 149,81/MWh).

2.1.2. Abschreibungen

Die Abschreibungen sind erwartungsgemäß stabil geblieben.

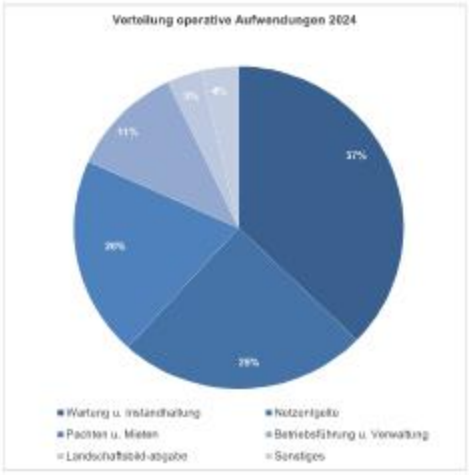
2.1.3. Dotierung Rückstellung Rückbaukosten

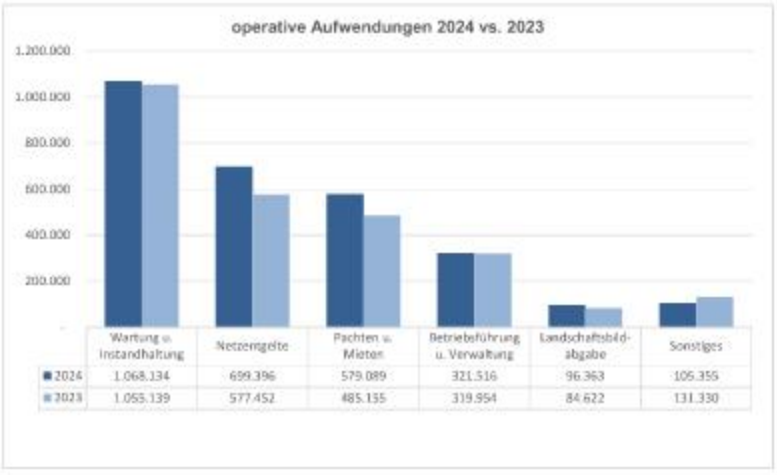
Der Anstieg in der Dotierung der Rückbaurückstellung ergibt sich aus dem niedrigern, dem aktuellen Marktumfeld angepassten, Abzinsungssatz.

2.1.4. Sonstige operative Aufwendungen

Die sonstigen operativen Aufwendungen sind im Vergleich zum Vorjahr angestiegen, die Entwicklung wird unten näher erläutert. Der Gesamtbetrag iHv. rd. EUR 2,87 Mio. verteilt sich wie folgt:

- 37 % entfallen auf Instandhaltungs- und Wartungsaufwendungen, dies betrifft vor allem die Aufwände für die ab dem 4. Betriebsjahr kostenpflichtigen Vollwartungsverträge mit dem Anlagenhersteller Enercon (EPK-Vertrag),
- 25 % entfallen auf produktionsabhängige Netzkosten,
- 20 % entfallen auf Nutzungsentgelte, Miet- und Pachtaufwendungen,
- 11 % entfallen auf Verwaltung und Betriebsführung,
- 3 % entfallen auf die Landschaftsbildabgabe
- der Rest betrifft Versicherungsaufwendungen und diverse übrige Aufwendungen.





Der Anstieg der Wartung und Instandhaltungsaufwände ist wie auch die Entwicklung der Aufwände für Betriebsführung und Verwaltung inflationsbedingt.

Der Anstieg der Aufwände für Netzentgelte ergibt sich aus der höheren Produktion.

Pachten und Mieten sind gestiegen, da diese größtenteils an den erzielten Strompreis angepasst werden.

2.1.5. Finanzergebnis

Das Finanzergebnis beträgt im Geschäftsjahr 2024 TEUR -87 (Vj.: TEUR -82).

2.2. Bericht über Zweigniederlassungen

Die Gesellschaft verfügt als reine Windparkbestandsgesellschaft über keine Zweigniederlassungen im In- oder Ausland.

2.3. Finanzielle Leistungsindikatoren

In der Folge werden die wesentlichen finanziellen Leistungsindikatoren der Gesellschaft dargestellt.

2.3.1. Finanzkennzahlen

Anlagenintensität

	2024	2023
Anlagevermögen	20.497.363,25	25.537.632,53
Gesamtvermögen	32.864.567,30	28.786.181,32
Anlagenintensität	62,37 %	88,71 %

Da es sich bei der IEL Mön I GmbH um eine Windparkbestandsgesellschaft handelt, ist die Anlagenintensität entsprechend hoch.

Umsatzrentabilität

	2024	2023
Umsatzerlöse	20.537.368,29	15.470.424,93
Betriebsergebnis	12.080.107,91	7.388.739,45
Umsatzrentabilität	58,82 %	47,76 %

Aufgrund der besseren Tarife und der höheren Produktion steigerte sich die Umsatzrentabilität.

Gesamtkapitalrentabilität

	2024	2023
Jahresergebnis	9.624.990,65	5.585.051,59
+ Zinsen und ähnliche Aufwendungen	252.214,71	231.645,25
Gesamtkapital zum 01.01.	28.786.181,32	37.386.998,55
Gesamtkapitalrentabilität	34,31 %	15,56 %

Bei der Gesamtkapitalrentabilität ergibt sich die Steigerung aus dem besseren Jahresergebnis, wobei der Rückgang des eingesetzten Kapitals diese Entwicklung verstärkt hat. Das Jahresergebnis konnte wegen der besseren Tarife und höheren Produktion gesteigert werden.

Eigenkapitalquote

	2024	2023
Eigenkapital	9.718.996,04	5.627.491,03
Gesamtkapital	32.864.567,30	28.786.181,32
Eigenkapitalquote	29,57%	19,55 %

Die Eigenkapitalquote von 29,57 % liegt deutlich über der Grenze von 8 % lt. § 22 URG.

Fiktive Schuldentilgungsdauer

	2024	2023
effektives Fremdkapital nach § 24 URG	23.145.571,26	22.950.954,12
Mittelüberschuss nach § 24 URG	15.264.733,89	11.020.207,85
fiktive Schuldentilgungsdauer nach § 24 URG	1,5 Jahre	2,1 Jahre

Die fiktive Schuldentilgungsdauer liegt weiterhin deutlich unter der Grenze für die Vermutung eines Reorganisationsbedarfs (15 Jahre). Das Unternehmen erwirtschaftet also laufend die erforderlichen Mittel, um seinen Verbindlichkeiten pünktlich nachzukommen.

2.3.2 Cash-Flow

	2024 TEUR	2023 TEUR
Ergebnis vor Steuern	**11.993**	**7.307**
Abschreibungen/Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit		
Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	**5.040**	**5.040**
Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Vermögensgegenständen des Bereichs Investitionstätigkeit	**0**	**0**
sonstige Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	-165	-150
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	252	232
	87	**82**
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	**17.120**	**12.429**
Zunahme/Abnahme der Vorräte, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva	-724	152
Zunahme/Abnahme von Rückstellungen	727	496
Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva	0	305
	3	**953**
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	**17.123**	**13.382**
Zahlungen für Ertragsteuern		
Steuern vom Einkommen	-2.316	-1.731
aktive latente Steuern	-52	9
Veränderung der Verbindlichkeit aus der Steuerumlage	-564	-990
	-2.932	**-2.712**
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	**14.192**	**10.670**
Einzahlungen aus Finanzanlagenabgang und sonstigen Finanzinvestitionen	0	0
Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen	-8.067	3.550
sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	165	150
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	**-7.902**	**3.700**
Einzahlungen/Auszahlungen für die Aufnahme/Tilgung von Finanzkrediten	-660	-7.104
Ausbezahlte Ausschüttungen	-5.585	-6.885
Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-252	-232
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	**-6.497**	**-14.221**
zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel	**-207**	**149**
Zahlungsmittel am Beginn der Periode	**207**	**58**
Zahlungsmittel am Ende der Periode	**0**	**207**

3. Bericht über die voraussichtliche Entwicklung und die Risiken des Unternehmens

3.1. Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Regulatorische Rahmenbedingungen

Mit Dezember 2023 sind alle Anlagen der Gesellschaft in das Förderregime nach EAG gewechselt. Während der Förderlaufzeit sind etwaige gesetzliche Änderung im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung von Ökostrom ohne Relevanz.

Aufgrund der Höhe der Tarife und der Investitionen von verbundenen Unternehmen, musste die Gesellschaft bisher keinen Energiekrisenbeitrag nach dem EKBS-G abführen.

Strompreisentwicklung

Der mit der KELAG im Oktober 2021 abgeschlossene Stromabnahmevertrag hat aktuell eine Laufzeit bis 31.12.2025, wobei eine weitere Verlängerung des Vertrags, bei entsprechender Marktlage, möglich ist. Im Vertrag wurden folgende Fixabnahmetarife vereinbart:

von	bis	EUR / MWh
01.11.2021	31.03.2022	144,57
01.04.2022	31.12.2022	173,07
01.01.2023	31.03.2023	175,26
01.04.2023	31.12.2023	137,84
01.01.2024	31.12.2024	179,05
01.01.2025	31.12.2025	129,61

Es handelt sich um fixe Abnahmetarife, daher trägt die KELAG das Preisrisiko. Ebenso übernimmt die KELAG das Mengenrisiko, das heißt der Tarif kommt unabhängig von der gelieferten Menge zur Anwendung.

Da die Grenzkosten für die Erzeugung von Windstrom relativ gering sind und ein Fördertarif nach EAG besteht, ist davon auszugehen, dass die Gesellschaft auch nach Ablauf des Vermarktungsvertrags mit der KELAG erfolgreich im Wettbewerb bestehen wird.

3.2. Wesentliche Risiken und Ungewissheiten

Das Risikomanagement ist ein zentraler Bestandteil der Unternehmensführung und wird für die IEL Mön I GmbH von der IW Beteiligungsverwaltungs GmbH wahrgenommen. Zentrale Bestandteile des Risikomanagements sind die Risikoevaluierung, die Risikobewertung und die Risikominimierung.

Die IEL Mön I GmbH ist folgenden unternehmerischen Risiken ausgesetzt:

Klimatische und meteorologische Einflussfaktoren

Die Erzeugung von Energie durch Windkraft ist naturgemäß in erster Linie von den herrschenden Wetterbedingungen abhängig. Das Windaufkommen unterliegt starken jahreszeitlichen und jährlichen Schwankungen. Dieses Risiko wurde bei der Standortauswahl im Zuge der Projektentwicklungsphase berücksichtigt. Es werden grundsätzlich nur solche Standorte beplant, für die auf Basis der durch in der Regel öffentliche Messstationen gesammelten Wind- und sonstigen klimatischen Daten ein für die Nutzung durch Windkraft ausreichendes Windaufkommen erwartet wird. Im Laufe der Planungsphase werden diese Annahmen durch geeignete eigene Messungen oder, sofern möglich, auch durch den Zukauf von Ertragsdaten von Bestandsanlagen in der näheren Umgebung des Projektgebiets, verifiziert. Der konkrete Standort auf der Parndorfer Platte wird seit über 15 Jahren von mehreren Betreibern intensiv für die Erzeugung von Windstrom genutzt und gilt als eine der besten Windregionen Österreichs.

Ein weiterer wetterbedingter Effekt ist der Eisansatz an den Rotorblättern, bei dem eine Abschaltung der Anlagen notwendig ist. Besonders harte Winter könnten daher zu längeren Stehzeiten und Produktionsausfällen führen.

Preis-/Tarifrisiko

Für den Zeitraum 01.11.2021 bis 31.12.2025 erfolgt der Verkauf der erzeugten Energie an die KELAG. Die Tarife für diesen Zeitraum sind bereits vertraglich fixiert, das Preisrisiko trägt dabei die KELAG.

Darüberhinaus greift bis 2032 bzw. 2033 für die älteren Anlagen und 2034 für die Erweiterungsanlagen der Fördertarif nach EAG.

Technische Risiken

ImWind beauftragt ausschließlich Hersteller von erprobten und bewährten WEA, die langjährige Erfahrung haben und zu den größten und renommiertesten Windenergieanlagenherstellern weltweit gehören. Gegenständlicher Windpark wird mit Anlagen des deutschen Herstellers Enercon betrieben, mit dem ein Vollwartungspaket mit einer Verfügbarkeitsgarantie von 97,5% und einer Erstattung des Betriebsausfalls bei Nichteinhaltung abgeschlossen wurde. Somit wird ein Großteil des technischen Risikos an den Anlagenhersteller ausgelagert. Elementarschäden wie Blitzschlag, Brand, Schneedruck, Sturm, Hochwasser, etc. werden im Rahmen einer Maschinenbruch- und Betriebsunterbrechungsversicherung von einem international agierenden und im Bereich Windkraft erfahrenen Versicherungsunternehmen abgedeckt.

Liquiditätsrisiko

Die Vergütung der eingespeisten Ökostrommenge auf Basis des vereinbarten Tarifs erfolgt monatlich durch die KELAG. Die laufende monatliche Abrechnung der Einspeisemenge und die daraus resultierenden Einnahmen in Verbindung mit gut planbaren und prognostizierbaren Aufwendungen ermöglichen eine genaue Liquiditätsplanung, wodurch das Risiko eines möglichen Liquiditätsengpasses zeitnah vorhergesehen werden könnte und entsprechende Maßnahmen rechtzeitig ergriffen werden können. Mit Verweis auf die oben berechnete fiktive Schuldentilgungsdauer, schätzen wir das Liquiditätsrisiko als gering ein.

Zinsänderungsrisiko

Sämtliche Bankkredite der Gesellschaft sind Fixzinskredite, sie ist daher keinem Zinsänderungsrisiko ausgesetzt.

4. Bericht über die Verwendung von Finanzinstrumenten

Zum 31.12.2024 hält die Gesellschaft keine derivativen Finanzinstrumente.

5. Bericht über die Forschung und Entwicklung

Das Unternehmen betreibt weder Forschung noch Entwicklung.

6. Bericht über den Bestand sowie den Erwerb und die Veräußerung eigener Anteile

Die IEL Mön I GmbH hält keine eigenen Anteile.

Pottenbrunn, am 27. Jänner 2025

Mag. Bernd Mischinger

Harald Rothensteiner, MSc