Lagebericht

1. Einleitung

Die IEL Nick I GmbH ist Eigentümerin und Betreiberin eines Windparks im Gemeindegebiet von Nickelsdorf im nördlichen Burgenland. Der Windpark besteht insgesamt aus 17 Windenergieanlagen (idF kurz: "WEA") mit einer Gesamtleistung von 50,1 MW. Davon wurden 14 WEA der Type E-101 3,075 MW des deutschen Herstellers Enercon mit einer Gesamtleistung von 43,05 MW im Jahr 2012 in Betrieb genommen. Drei weitere WEA des Herstellers Enercon (1x E-92, 2x E-103) mit einer Gesamtleistung von 7,05 MW konnten im ersten Halbjahr 2018 in Betrieb genommen werden.

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 nach dem Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) mit einer Dauer von 13 Jahren abgeschlossen. Der über die gesamte Förderlaufzeit keiner Indexierung unterliegende fixe Einspeisetarif pro Megawattstunde (MWh) betrug für die seit 2012 in Betrieb befindlichen 14 WEA EUR 97,00/MWh (Fördertariflaufzeit bis 2025 bzw. 2026), jener für die drei Erweiterungsanlagen aus 2018 beträgt EUR 93,60/MWh (Fördertariflaufzeit bis 2031).

Im Dezember 2023 wurde für die älteren 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 2032 bzw. 2033. Im Gegenzug hat sich der Fördertarif auf durchschnittlich EUR 66,3/MWh für die älteren Anlagen reduziert.

Da der Strompreis seit Q4 2021 den Fördertarif deutlich übersteigt, wurde von der Möglichkeit der Aussetzung von der Kontrahierungspflicht gegenüber der OeMAG zum Fördertarif nach ÖSG 2012 Gebrauch gemacht. Die risikofreie Möglichkeit wurde unter Beiziehung einer renommierten Rechtsanwaltskanzlei rechtlich überprüft und auch seitens der OeMAG als unproblematisch bestätigt. Eine Rückkehr in das Fördertarifregime für die drei Erweiterungsanlagen ist jederzeit möglich, hat aber eine 12-monatige Bindungswirkung zur Folge. Das grundsätzliche Ende der Fördertariflaufzeit (bis 2031) bleibt von der Aussetzung unberührt. Im EAG Fördersystem ist eine selbstständige Vermarktung durch den Betreiber verpflichtend, die unten beschriebene Vermarktung hat somit keine Auswirkung auf die Förderung der älteren Anlagen.

Seit November 2021 wurde der Strom an die KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG (idF kurz: "KELAG") verkauft. Dieser Vermarktungsvertrag hat für die älteren Anlagen eine Laufzeit bis 31.03.2026 und für die Erweiterungsanlagen endete der Vertrag am 31.12.2025.

Mit 01.01.2026 wechselten die drei Erweiterungsanlagen wieder zurück zum Fördertarif nach ÖSG 2012. Die Bestandsanlagen werden ab 01.04.2026 zum Fixpreis an die WIEN ENERGIE GmbH vermarktet.

Die Gesellschaft beschäftigt keine Mitarbeiter. Kaufmännischer und technischer Betrieb wurden bis Ende 2025 mittels Betriebsführungs- und Dienstleistungsverträgen von der IW Beteiligungsverwaltungs GmbH, Pottenbrunn, durchgeführt. Seit 01.01.2026 werden diese Aufgaben von der ImWind Erneuerbare Energie GmbH, Pottenbrunn, sowie der ImWind Betriebsführung GmbH, Pottenbrunn, wahrgenommen.

2. Bericht über den Geschäftsverlauf und die wirtschaftliche Lage

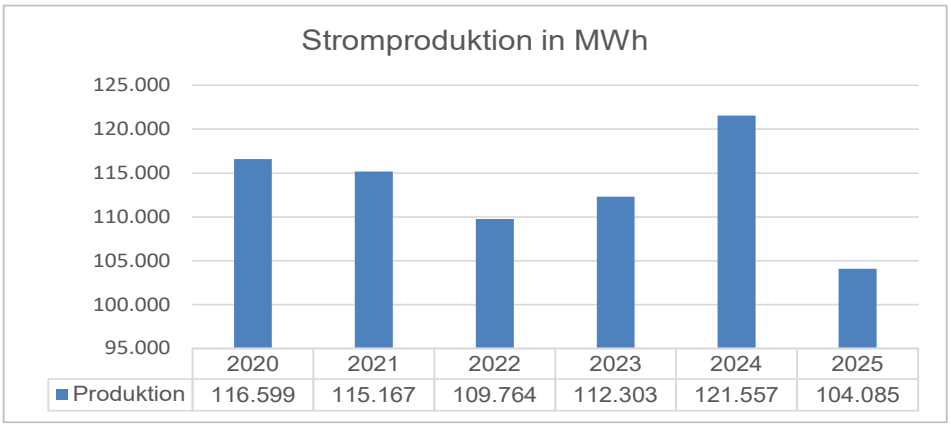
2.1. Geschäftsverlauf

		2025	2024	Abw.
	Stromproduktion	104.085 MWh	121.557 MWh	-14,37 %
Erlöse	Umsatzerlöse	13.569.263,44	22.165.317,66	-38,78 %
	Saldierte Weiterverrechnungen	0,00	0,00	0,00 %
	Schadenersatz	5.051,69	36.063,23	-85,99 %
	Erträge aus Aufl. Rückstellungen	13.674,44	4.460,85	206,54 %
	Sonstige Erlöse	60.276,39	17.223,46	n/a%
Aufwände	Abschreibungen	-4.801.168,36	-4.801.168,36	0,00 %
	Dot. Rückstellung Rückbaukosten	-215.000,00	-458.693,17	53,13 %
	sonstige operative Aufwendungen	-5.370.154,02	-2.973.420,35	-80,61 %
	Betriebsergebnis	3.261.943,58	13.989.783,32	-76,68 %
	Finanzergebnis	-160.069,65	-70.817,03	126,03 %
	Ergebnis vor Steuern	3.101.873,93	13.918.966,29	-77,71 %
	Jahresgewinn	2.320.998,38	11.215.895,55	-79,58 %

2.1.1 Umsatzerlöse

Gegenüber dem Jahr 2024 ging die Produktion witterungsbedingt um rd. -14,37 % zurück.

Nachfolgende Tabelle zeigt die Stromproduktion in den Geschäftsjahren 2020 bis 2025:



Bei einer produzierten Strommenge von rd. 104.085 MWh (VJ: rd. 121.557 MWh) wurde ein Umsatz von rd. EUR 13,49 Mio. (VJ: EUR 22,17 Mio.) erzielt. Der Umsatzrückgag von -38,78 % gegenüber Vorjahr ergibt sich aus niedrigeren Tarifen und der schwächeren Produktion. 2025 hat die Gesellschaft keine Marktprämien aus dem EAG erhalten (VJ: TEUR 330). Der durchschnittliche Stromtarif aus dem Verkauf an die KELAG betrug 2025 EUR 129,61/MWh (Vj: EUR 179,05/MWh).

2025 wurden Pachterlöse iHv TEUR 79 (VJ: TEUR 72) aus der Hybridisierung des Netzanschlusses durch die ImWind PV Nick GmbH sowie die ImWind PV HT GmbH & Co KG erwirtschaftet.

Im Geschäftsjahr hat die Gesellschaft keine Schadenersatzzahlungen erhalten (VJ: TEUR 17).

2.1.2. Abschreibungen

Die Abschreibungen sind erwartungsgemäß stabil geblieben.

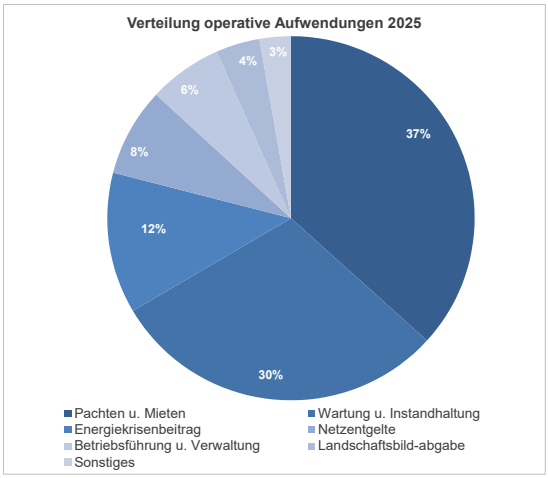
2.1.3. Dotierung Rückstellung Rückbaukosten

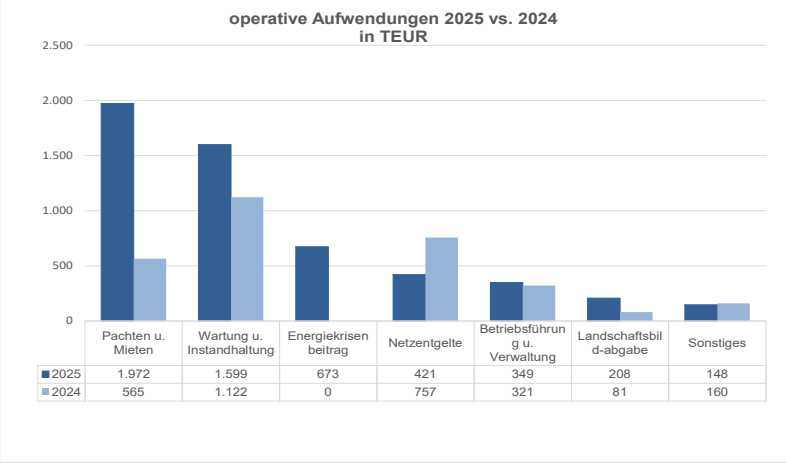
Der Reduktion in der Dotierung der Rückbaurückstellung ergibt sich aus dem höherem, dem aktuellen Marktumfeld angepassten, Abzinsungssatz.

2.1.4. Sonstige operative Aufwendungen

Die sonstigen operativen Aufwendungen sind im Vergleich zum Vorjahr angestiegen, die Entwicklung wird bei den Detailpositionen näher erläutert. Der Gesamtbetrag iHv. rd. EUR 5,37 Mio. verteilt sich wie folgt:

- 37 % entfallen auf Nutzungsentgelte, Miet- und Pachtaufwendungen,
- 30 % entfallen auf Instandhaltungs- und Wartungsaufwendungen, insbesondere Vollwartungsverträge mit dem Anlagenhersteller Enercon (EPK-Vertrag),
- 12 % entfallen auf den Energiekrisenbeitrag-Strom
- 8 % entfallen auf produktionsabhängige Netzentgelte,
- 6 % entfallen auf Verwaltungs- und Betriebsführungskosten,
- 4 % entfallen auf die Landschaftsbildabgabe
- der Rest betrifft diverse übrige Aufwendungen.





Im Rahmen der Pachten u. Mieten ergab sich der Anstieg aus Einmalzahlungen und ist somit nicht nachhaltig. Der Anstieg der Wartung kommt aus dem altersbedingten Sprung in die nächste Staffel des vertraglich vereinbarten Wartungsentgelts. Im Jahr 2025 musste die Gesellschaft auch erstmalig einen Energiekrisenbeitrag abführen, da nach Abzug des maximal möglichen Absetzbetrages für Investitionen ein abzuführender Energiekrisenbeitrag verblieben ist. Die Aufwände für Betriebsführung und Verwaltung sind inflationsbeding (VPI) angestiegen.

Die Netzentgelte gingen sowohl wegen der geringeren Produktion als auch den geringeren Tarifen für Netztengtelte zurück.

2.1.5. Finanzergebnis

Das Finanzergebnis beträgt im Geschäftsjahr 2025 TEUR -160 (Vj.: TEUR -71).

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

	2025	2024
Anlagevermögen	15.483.866,24	20.285.034,60
Gesamtvermögen	17.485.043,07	34.733.366,61
Anlagenintensität	88,55 %	58,40 %

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

Umsatzrentabilität

	2025	2024
Umsatzerlöse	13.569.263,44	22.165.317,66
Betriebsergebnis	3.261.943,58	13.989.783,32
Umsatzrentabilität	24,04 %	63,12 %

Aufgrund der niedrigeren Tarife und der geringeren Produktion reduzierte sich die Umsatzrentabilität.

Gesamtkapitalrentabilität

	2025	2024
Jahresergebnis	2.320.998,38	11.215.895,55
+ Zinsen und ähnliche Aufwendungen	266.969,27	334.668,98
Gesamtkapital zum 01.01.	34.733.366,61	30.689.785,45
Gesamtkapitalrentabilität	7,45 %	37,64 %

Bei der Gesamtkapitalrentabilität ergibt sich die Reduktion aus dem schwächeren Jahresergebnis, wobei der Anstieg des eingesetzten Kapitals diese Entwicklung verstärkt hat. Das Jahresergebnis ging wegen der niedrigeren Tarife und geringeren Produktion zurück.

Eigenkapitalquote

	2025	2024
Eigenkapital	2.373.570,08	11.292.620,44
Gesamtkapital	17.485.043,07	34.733.366,61
Eigenkapitalquote	13,57 %	32,51 %

Die Eigenkapitalquote von 13,57 % liegt über der Grenze von 8 % lt. § 22 URG.

Fiktive Schuldentilgungsdauer

	2025	2024
effektives Fremdkapital nach § 24 URG	14.838.472,99	23.360.092,53
Mittelüberschuss nach § 24 URG	7.313.013,55	16.508.804,89
fiktive Schuldentilgungsdauer nach § 24 URG	2,0 Jahre	1,4 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

	2025 TEUR	2024 TEUR
Ergebnis vor Steuern	**3.102**	**13.919**
Abschreibungen/Zuschreibungen auf Vermögensgegenstände des Bereichs Investitionstätigkeit		
Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	**4.801**	**4.801**
Zinsen und ähnliche Erträge/Zinsen und ähnliche Aufwendungen		
sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	-107	-264
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	267	335
	160	**75**
Netto-Geldfluss aus dem betrieblichen Ergebnis	**8.063**	**18.791**
Zunahme/Abnahme der Vorräte, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva	718	-1.046
Zunahme/Abnahme von Rückstellungen	424	316
Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva	80	327
	1.221	**-403**
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit vor Steuern	**9.284**	**18.387**
Zahlungen für Ertragsteuern		
Steuern vom Einkommen	-805	-2.670
aktive latente Steuern	24	-33
Veränderung der Verbindlichkeit / Forderung aus der Steuerumlage an die Gruppenträgerin	449	-633
Veränderung der Steuerrückstellung	689	0
	357	**-3.336**
Netto-Geldfluss aus der betrieblichen Tätigkeit	**9.641**	**15.052**
Zugänge lt Anlagenspiegel	0	0
Forderungen gegenüber verbundenen Unternehmen aus Darlehen	11.175	-7.446
sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	107	264
Netto-Geldfluss aus der Investitionstätigkeit	**11.282**	**-7.182**
Einzahlungen/Auszahlungen für die Aufnahme/Tilgung von Finanzkrediten	-12.636	-916
Einzahlungen/Auszahlungen für die Aufnahme/Tilgung von Verbindlichkeiten gegenüber verbundene Unternehmen aus Darlehen	3.114	0
Auszahlung aus der Bedienung des Eigenkapitals	-11.216	-6.747
Auszahlungen für Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-335	-335
Netto-Geldfluss aus der Finanzierungstätigkeit	**-21.040**	**-7.998**
zahlungswirksame Veränderung der Zahlungsmittel	**-81**	**-129**
Zahlungsmittel am Beginn der Periode	**81**	**210**
Zahlungsmittel am Ende der Periode	**0**	**81**

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

3.1. Voraussichtliche Entwicklung des Unternehmens

Regulatorische Rahmenbedingungen

Mit Dezember 2023 sind die 14 älteren Anlagen der Gesellschaft in das Förderregime nach EAG gewechselt. Die drei Erweiterungsanlagen werden weiterhin nach dem ÖSG 2012 gefördert. Während der Förderlaufzeit sind etwaige gesetzliche Änderung im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung von Ökostrom üblicherweise ohne Relevanz.

Aufgrund der Anpassung der Schwellen im EKBS-G, musste die Gesellschaft 2025 erstmal einen Energiekrisenbeitrag nach dem EKBS-G abführen.

Strompreisentwicklung

Der mit der KELAG im Oktober 2021 abgeschlossene Stromabnahmevertrag wurde für die Bestandsanlagen im Laufe des Jahres 2025 verlängert und hat aktuell eine Laufzeit bis 31.03.2026. Ab 01.04.2026 erfolgt der Verkauf der erzeugten Energie an die WIEN ENERGIE GmbH ebenfalls zu Fixpreisen.

Für die drei Erweiterungsanlagen lief die Vermarktung über die KELAG am 31.12.2025 aus, diese werden jetzt wieder im Rahmen des ÖSG 2012 an die OeMAG vermarktet.

Da die Grenzkosten für die Erzeugung von Windstrom moderat sind und Fördertarife nach EAG bzw. ÖSG 2012 bestehen, ist davon auszugehen, dass die Gesellschaft auch weiterhin erfolgreich im Wettbewerb bestehen wird.

3.2. Wesentliche Risiken und Ungewissheiten

Das Risikomanagement ist ein zentraler Bestandteil der Unternehmensführung und wird für die IEL Nick I GmbH von der ImWind Erneuerbare Energien GmbH sowie die WIEN ENERGIE GmbH wahrgenommen. Zentrale Bestandteile des Risikomanagements sind die Risikoevaluierung, die Risikobewertung und die Risikominimierung.

Die IEL Nick 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 wird 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 (Erweiterungsanlagen) bzw. 31.03.2026 erfolgt der Verkauf der erzeugten Energie an die KELAG. Die Tarife für diesen Zeitraum sind bereits vertraglich fixiert, das Preisrisiko trägt dabei die KELAG.

Für die drei Erweiterungsanlagen ist eine Rückkehr in das Fördertarifregime der ÖSG 2012 jederzeit möglich, hat aber eine 12-monatige Bindungswirkung zur Folge. Für die älteren Anlagen greift bis 2032 bzw. 2033 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 den Stromabnehmer. 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 31.12.2025 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 Nick I GmbH hält keine eigenen Anteile.

Pottenbrunn, am 27. März 2026



MMag. Dr. Georg Waldner



Mag. Christoph Zurucker-Burda

Die mit dem Dokument verknüpften elektronischen Signaturen decken den Jahresabschluss und Lagebericht ab und können über die Bildmarke im Dokument überprüft werden. Die Rechtswirkung ist durch die eIDAS-VO (Art 25 eIDAS-VO) sowie das österreichische Signatur- und Vertrauensdienstegesetz (SVG) geregelt.