Anhang 2

LAGEBERICHT 2025

ODN I GmbH

1. Geschäftsentwicklung und wirtschaftliche Lage der Gesellschaft

ODN I GmbH (die „Gesellschaft") ist eine österreichische Gesellschaft mit beschränkter Haftung, die Teil der Foresea-Gruppe ist. Die Foresea-Gruppe erbringt hochwertige Dienstleistungen für den Upstream-Öl- und Gassektor. Das Unternehmen ist Eigentümer von zwei Bohrschiffen der 6. Generation DS/2012 (DSME) der DNV-Klasse (ODN I und ODN II), die derzeit an den brasilianischen Ölkonzern Petrobras verchartert sind.

1.1 Finanzkennzahlen 2025

Im Geschäftsjahr 2025 erzielte das Unternehmen einen Bruttogewinn von EUR 115.588.021,20 (2024: 122.985.793,29 EUR). Das Ergebnis vor Steuern belief sich auf EUR 72.038.511,34 (2024: 10.333.808,44 EUR). Die Eigenkapitalrendite für 2025 betrug 15,48%. Der Eigenkapitalanteil (EUR 465.470.708,18) am Gesamtkapital des Unternehmens (EUR 485.075.305,34) betrug zum Ende des Geschäftsjahres 2025 95,96% (2024: 98,11 %).

1.2 Informationen gemäß § 243 Absatz 5 UGB

Hinsichtlich der in § 243 Abs. 5 des österreichischen Handelsgesetzbuches (UGB) genannten nichtfinanziellen Leistungsindikatoren geben wir an, dass keine

Angaben gemacht werden können, da das Unternehmen keine Mitarbeiter beschäftigt und keine relevanten Umstände vorliegen.

2. Zukünftige Entwicklung und Risiken des Unternehmens

2.1 Entwicklung des brasilianischen Öl- und Gasmarktes und Ölpreisentwicklung

Laut der brasilianischen Nationalagentur für Erdöl, Erdgas und Biokraftstoffe (ANP) wurden bis 2027 Investitionen in Höhe von rund 4,3 Milliarden US-Dollar[1] im Bereich der Erdölexploration prognostiziert, darunter 91 neue Bohrlöcher, davon 63 an Land und 28 vor der Küste. Entsprechend diesen Prognosen wurden im Jahr 2025 35[2] neue Offshore-Bohrlöcher entlang der brasilianischen Küste erschlossen, wie die US-Behörde für internationalen Handel berichtet[3].

Die brasilianische Ölproduktion erreichte im Juli 2025[4] mit insgesamt 176,5 Tausend Barrel pro Tag (bpd) einen Rekordwert, wobei die Mengen aus Produktionsbeteiligungsverträgen und Unifizierung-vereinbarungen in nicht vertraglich gebundenen Gebieten wie Atapu, Mero und Tupi kombiniert wurden. Dieses Wachstum spiegelt die erheblichen Fördermengen aus Produktionsbeteiligungsverträgen und Vereinbarungen zur Individualisierung der Produktion (AIP) wider und stärkt Brasiliens Position als bedeutender globaler Ölproduzent.

In den letzten zwei Jahrzehnten hat sich die Ölförderung Brasiliens verdreifacht und wird Prognosen zufolge im Jahr 2030 mehr als 5 Millionen bpd[5] erreichen. Die Offshore-Förderung macht weiterhin 95 % der Gesamtproduktion Brasiliens aus,

---

[1] https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202409/investimentos-na-fase-de-exploracao-dos-contratos-de-e-p-podem-chegar-a-cerca-de-r-10-bilhoes-em-2024

[2] World Oil Regional Report, Brasilien, März 2025 Ausgabe. Abrufbar unter: https://read.nxtbook.com/gulf_energy_information/world_oil/march_2025/regional_report_brazil_feller.html

[3] United States Trade Administration, Brazil Country Commercial Guide, Oil and Gas, März 2024. Abrufbar unter: https://www.trade.gov/country-commercial-guides/brazil-oil-and-gas

[4] https://www.tbpetroleum.com.br/noticia/brazils-federal-government-oil-and-natural-gas-production-reaches-new-record-in-july/

[5] https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2022/arquivos/brazil-world-biggest-offshore-market.pdf, Folie 5.

wobei noch erhebliche unerschlossene Reserven vorhanden sind. Der Strategieplan 2025–2029 von Petrobras[6] sieht Investitionen in Höhe von 111 Milliarden US-Dollar in diesem Sektor vor, davon 77 Milliarden US-Dollar für die Erdölexploration und -förderung. Derzeit stammen 75 % der nationalen Erdölproduktion Brasiliens aus der Pre-Salt-Schicht vor der Südostküste. Der Energieausbauplan des Landes für 2022–2032[7] sieht eine Tagesproduktion von 4,9 Millionen Barrel bis 2032 vor, wobei die Pre-Salt-Schicht voraussichtlich 80 % der Gesamtproduktion ausmachen wird[8]. Insgesamt ist Brasilien weiterhin auf dem besten Weg, bis 2030 zum fünftgrößten Ölexporteur der Welt aufzusteigen[9].

In Anbetracht des Geschäftsmodells des Unternehmens ist dieses vom Abschluss vorteilhafter Charterverträge abhängig, die wiederum von den weltweit geltenden Ölpreisen abhängen. Dementsprechend hat das Unternehmen ein berechtigtes Interesse an der Entwicklung der weltweiten Ölpreise und daran, wie diese Preise direkt oder indirekt die erzielbaren vertraglichen Tagespreise beeinflussen.

Nach Berichten von Bloomberg[10] passte sich der Markt im Jahr 2023 an neue globale Handelsbedingungen an, wobei Russland seine Öllieferungen an Länder außerhalb der EU erhöhte und die erwartete Ölnachfrage hinter den Prognosen zurückblieb. Infolgedessen sank der durchschnittliche Ölpreis im Jahr 2024 auf USD 80 pro Barrel (nach USD 83 im Jahr 2023). Im Verlauf des Jahres 2025 verringerte sich der durchschnittliche Brent-Preis auf 69 US-Dollar und fiel bis zum Jahresende weiter auf 65 US-Dollar.

Relevante Wertschwankungen im Jahr 2025[11] lassen sich auf verschiedene Faktoren zurückführen, wie das fortgesetzte EU-Embargo auf russische Ölprodukte.

---

[6] https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/636e93d5-0ecc-5244-1806-eda80d311500?origin=2, Folie 21.
[7] https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/636e93d5-0ecc-5244-1806-eda80d311500?origin=2.
[8] World Oil Regional Report, Brasilien, März 2025 Ausgabe. Verfügbar unter: https://read.nxtbook.com/gulf_energy_information/world_oil/march_2025/regional_report_brazil_feller.html
[9] https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2022/arquivos/brazil-world-biggest-offshore-market.pdf, Folie 5.
[10] https://www.bloomberg.com/graphics/2023-russian-oil-flows-after-sanctions/
[11] https://tradingeconomics.com/commodity/crude-oil

Darüber hinaus führten geopolitische Spannungen – darunter US-Sanktionen gegen Rosneft und Lukoil (seit dem 21. November 2025), ukrainische Angriffe auf russische Häfen sowie zunehmende Spannungen zwischen Iran und Israel – zeitweise zu Preisspitzen aufgrund angebotsbedingter Unsicherheiten. Gleichzeitig belasteten schwächer als erwartete wirtschaftliche Aktivitäten in China und steigende globale Rezessionsängste die Nachfragesituation. Inmitten dieser Entwicklungen spielte die OPEC weiterhin eine zentrale Rolle bei der Stabilisierung des Rohölpreises.

Im Jahr 2025 operierte die globale Öl- und Gasindustrie in einem höchst dynamischen Marktumfeld, das durch Ölpreisvolatilität, geopolitische Spannungen und den Auslauf der Produktionskürzungen von OPEC+ geprägt war. Trotz des damit verbundenen Drucks auf die Rohölpreise blieb die Tätigkeit im Upstream-Segment widerstandsfähig und unterstützte weiterhin Offshore-Investitionen, was ein konstruktives Umfeld für Tiefsee- und Ultra-Tiefseeprojekte schuf.

Das Offshore-Bohrsegment war ein wesentlicher Profiteur dieser Widerstandsfähigkeit, getragen durch die Ausweitung von Tiefwasserprojekten, steigende Energie-sicherheitsbedenken und fortschreitende technologische Entwicklungen bei Bohranlagen. Zwar schwächten sich die *Dayrates* gegen Jahresende leicht ab, doch blieb der übergeordnete Trend strukturell positiv und wurde durch mehrjährige Projektbindungen gestützt.

Whitespace-Risiken nahmen im Laufe des Jahres 2025 deutlich ab, da die Visibilität in Bezug auf neue Vertragsvergaben stieg. Frühere Unsicherheiten hatten sich weitgehend bis Jahresende aufgelöst, wodurch die Nachfrage stärker als erwartet ausfiel und die Genehmigungsdynamik über verschiedene Offshore-Regionen hinweg konstant blieb.

Ein prägendes Merkmal des aktuellen Offshore-Zyklus ist die disziplinierte Vorgehensweise der Bohrdienstleister, die weiterhin nicht wettbewerbsfähige Einheiten außer Betrieb nehmen, spekulative Reaktivierungen vermeiden und die operative Verfügbarkeit optimieren. Diese Disziplin hat dazu beigetragen, trotz schwächerer Rohstoffpreise wettbewerbsfähige und nachhaltige *Dayrates* zu

sichern, während das Angebot an hochwertigen Floaters strukturell eingeschränkt bleibt.

Mit der Stabilisierung des makroökonomischen Umfelds nahmen Betreiber und Dienstleister zuvor verschobene Projekte wieder auf und führten diese zurück in die Verhandlungsphase. Die kurzfristige Verfügbarkeit von Bohranlagen – insbesondere von Premium-Floaters – bleibt begrenzt, und Marktindikatoren deuten zunehmend auf eine höhere Auslastung ab 2027 hin, getragen durch mehrjährige Contracting-Aktivitäten und die erwartete Freigabe zurückgestellter Offshore-Projekte.

Vor diesem globalen Hintergrund behauptet sich Brasilien weiterhin als führender Offshore-Bohrstandort weltweit. Das Land profitiert von erheblichem geologischem Potenzial, hoher technischer Expertise sowie einer breiten Pipeline an Tief- und Ultra-Tiefwasserprojekten, angeführt von Petrobras, großen internationalen Betreibern und einer wachsenden Zahl unabhängiger Anbieter. Brasilien bleibt der aktivste Offshore-Markt weltweit und operiert weiterhin mit Vollauslastung für hochspezifizierte Bohranlagen.

Obwohl das Unternehmen diese Marktentwicklung und ihre Auswirkungen auf zukünftige Cashflows sorgfältig beobachtet, haben sich aufgrund des mittel-fristigen Vertrags sowie des stabilen Lieferantenpools bislang keine direkten wirtschaftlichen Folgen ergeben. Zudem erkennt das Unternehmen zum Zeitpunkt der Aufstellung dieses Abschlusses keine Risiken für die Fortführung seines Geschäftsbetriebs, die Änderungen von Rechnungslegungsschätzungen oder der Finanzberichterstattung erforderlich machen würden.

2.2 Leistung der Foresea-Gruppe im Jahr 2025

Foresea behauptet seine Position als Marktführer, angetrieben von seiner Kernpriorität Effizienz. Im vierten Quartal 2025 erreichte die Gruppe eine außergewöhnliche Betriebsverfügbarkeit von 98,2 %. Diese Leistung wird durch den ersten Platz in allen vier Zyklen des *Rigs Excellence Programm* von Petrobras und die

Platzierung unter den fünf besten Bohrinseln der Sondópolis-Flotte von Petrobras mit drei Einheiten weiter untermauert. Darüber hinaus zeichnete sich die Bohrinsel ODN I durchführende wöchentliche Kundenzufriedenheitsbewertungen in der ersten Hälfte des Jahres 2025 aus.

Darüber hinaus ist die Foresea-Flotte vollständig ausgelastet, und der durchschnittliche Tagesumsatz ist gestiegen, was den Übergang von den bisherigen Tagessätzen zu den aktuellen wettbewerbsfähigen Marktpreisen widerspiegelt.

2.3 Auslastung der ODN I

Das Unternehmen hatte zuvor einen langfristigen Chartervertrag mit Petrobras für die Bohrinsel ODN I abgeschlossen, der am 21. April 2023 auslief.

Am 7. Dezember 2022 wurde ein neuer Chartervertrag zwischen dem Unternehmen und Petrobras unterzeichnet. Dieser Vertrag sieht eine feste Laufzeit von 1.095 Tagen ab Betriebsbeginn vor, mit der Option auf eine Verlängerung um weitere 1.095 Tage. Der Betrieb wurde am 18. Oktober 2023 aufgenommen, sodass der Vertrag bis zum 16. Oktober 2026 gültig ist.

Für die Zukunft ergeben sich neue Chancen, da ODN I derzeit an erster Stelle in den Ausschreibungsverfahren für Mero-Tupi und BMS-11 steht. Der Schwerpunkt liegt nun auf den Verhandlungen, um den Weg für die Due Diligence und die offizielle Bekanntgabe der Vergabe zu ebnen.

2.4 Auslastung der ODN II

Im Mai 2022 unterzeichnete das Unternehmen einen weiteren Chartervertrag mit Petrobras für die Erkundung einer noch unerforschten Region an der nordöstlichen Küste Brasiliens, die im Dezember 2022 begann. Die Vertragslaufzeit beträgt 413 feste Tage mit 194 festen Tagen ab Vertragsbeginn und aufeinanderfolgenden Verlängerungsoptionen von insgesamt weiteren 219 Tagen.

Die einseitige Verlängerungsoption wurde von Petrobras durch aufeinanderfolgende Verlängerungen am 12. Mai 2023 und 27. Juni 2023 in Anspruch genommen, die sich auf insgesamt 219 Tage beliefen. Darüber hinaus unterzeichneten die Parteien am 29. Februar 2024 eine zusätzliche Vertragsverlängerung um 363 feste Tage mit der Aussicht auf eine Verlängerung um 233 Tage.

Zudem unterzeichnete die Gesellschaft im Dezember 2022 einen weiteren Chartervertrag mit Petrobras für die Bohrinsel ODN II. Der neue Chartervertrag sieht eine feste Laufzeit von 1.095 Tagen ab dem Datum der Inbetriebnahme vor und kann um maximal weitere 1.095 Tage verlängert werden. Am 29. Februar 2024 wurde das Inkrafttreten dieses Vertrags ausgesetzt.

Im Oktober 2025 unterzeichnete das Unternehmen eine weitere Vertragsverlängerung des im Mai 2022 abgeschlossen Chartervertrags um bis zu 236 zusätzliche Tage, mit einer Kündigungsfrist von mindestens 60 Tagen (frühestens 136 Tage). Die Demobilisierung erfolgt in Rio de Janeiro mit bis zu achtzehn vergüteten Tagen für Navigation und Diesel, die von Petrobras bezahlt werden.

Darüber hinaus unterzeichnete das Unternehmen im Dezember 2025 eine Vertragsänderung zum neuen Chartervertrag, der im Dezember 2022 unterzeichnet worden war. Diese Änderung umfasste einen robotergesteuerten Riser für die Rohrmanövrierung, wodurch die Sicherheit und Effizienz des Betriebs verbessert wurde. Die Aufteilung des Einsatzes der ODN II zwischen den beiden bestehenden Verträgen wird von den Parteien auf der Grundlage von Kosten-Nutzen-Kriterien koordiniert.

2.5 Entwicklung der Kapitalstruktur und des Finanzierungsprofils des Unternehmens

Das Unternehmen fungiert als Bohrprojektgesellschaft innerhalb seiner Gruppe als Mitgarant für Anleiheverbindlichkeiten („*Notes*“) anderer Konzerngesellschaften. Neben dem Unternehmen verfügt die Gruppe über weitere ähnlich haftende Projektgesellschaften der Bohrsparte.

Am 28. April 2025 schlossen die Foresea Holding S.A. sowie weitere Tochtergesellschaften als Garantinnen, darunter auch die ODN I GmbH, eine Vereinbarung über eine *Super Priority First Lien Senior Secured Revolving Credit Facility* mit mehreren Kreditgebern in Höhe von bis zu US-$ 40 Millionen ab (mit der Möglichkeit einer Erhöhung auf bis zu US-$ 100 Millionen), vorbehaltlich der Erfüllung bestimmter im Vertrag festgelegter Bedingungen.

Die Sicherungsstruktur sieht vor, dass TMF Group New York, LLC sowie weitere verbundene Unternehmen als *Collateral Agent* fungieren, während die Bank of New York Mellon als *Administrative Agent* bestellt ist. Die *Revolving Credit Facility* hat eine Endfälligkeit zum 19. Mai 2028.

Gemäß den Vertragsbedingungen sind die Verpflichtungen der Foresea Holding S.A. sowie ihrer garantierenden Tochtergesellschaften durch ein perfekt begründetes Super-Priority-Pfandrecht auf 100 % der Beteiligungen an eingeschränkten Tochtergesellschaften sowie auf nahezu sämtlichen operativen und vertraglichen Vermögenswerten – einschließlich Bohranlagen, Forderungen, Ausrüstung und wesentlicher Dienstleistungsverträge – besichert.

Die in Anspruch genommenen Darlehen unter der Fazilität unterliegen einer variablen Verzinsung, basierend auf dem *Secured Overnight Financing Rate* (SOFR) für die jeweilige Zinsperiode, zuzüglich einer Marge von 4,00 % p. a., zahlbar vierteljährlich. Zusätzlich fällt auf den nicht ausgenutzten Teil der Fazilität eine Bereitstellungsgebühr an, die vierteljährlich zu zahlen ist und sich durch Anwendung von 40 % der anwendbaren Marge auf den ungenutzten Betrag berechnet. Zum 31. Dezember 2025 waren unter dieser Kreditfazilität keine Beträge abgerufen.

Darüber hinaus leistet die ODN I GmbH Finanzmittel an die AIAS Holding GmbH in Form von Kapitalrückzahlungen, vorbehaltlich der Verfügbarkeit ausreichender Mittel. Zum 31. Dezember 2025 bestanden keine konzerninternen Darlehen.

Aufgrund der positiven Entwicklung des brasilianischen Öl- und Gasmarktes, der bestehenden mittelfristigen Charterverträge mit Petrobras und der Kapitalsanierung durch die Restrukturierung 2022/2023 profitiert das Unternehmen von positiven Aussichten hinsichtlich der Entwicklung seiner Geschäftstätigkeit.

Das Unternehmen hält keine derivativen Finanzinstrumente. Zum 31. Dezember 2025 sind keine wesentlichen Umstrukturierungen der Kapitalstruktur und des Schuldenprofils zu verzeichnen.

2.6 Engagement für Nachhaltigkeit und ethischem Handeln

Nach Abschluss der Umstrukturierung 2022/2023 hat das Unternehmen sein Engagement für Nachhaltigkeit und ethisches Handeln ohne Einschränkungen weiter verstärkt und baut es kontinuierlich aus. Zu den wichtigsten Initiativen gehören:

- Ein integrierter und koordinierter Ansatz bei den Betriebsabläufen mit starkem Fokus auf Prävention und Kontrolle, um Risiken für Mitarbeiter und Umwelt zu minimieren;
- Verfügbarkeit aktiver zertifizierter Programme zur Integrität und Wartung von Anlagen, darunter ISO 14001 für Umweltmanagement, ISO 9001 für Qualität, ISO 45001 für Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz, ISO 55001 für Anlagenmanagement, API Q2 und SPIE. Diese Programme fördern einen verantwortungsvollen Umgang mit Ressourcen und reduzieren negative Auswirkungen. Sie sind vollständig in die Qualitätssicherungs- und Sicherheitssysteme integriert;
- Interne Leistungs- und Wirkungsindikatoren, die mit der „Agenda 2030" des Global Compact der Vereinten Nationen in Einklang stehen und messbare Fortschritte bei der Erreichung globaler Nachhaltigkeitsziele gewährleisten; sowie;
- Ein gut entwickeltes und umfassendes Compliance- und *Governance*-Rahmen, das auf verbindlichen internen Richtlinien basiert, die für alle Mitarbeiter, einschließlich des Managements, gelten. Dazu gehören der Verhaltenskodex, die Richtlinie zur Bekämpfung von Bestechung und Korruption, Kompatibilitätsprüfungen, Risiko Monitoringsysteme, Disziplinarverfahren, Schulungs- und Kommunikationsinstrumente sowie

die Teilnahme an kollektiven Maßnahmen mit sozialen und ethischen Zielen;

- Im Rahmen unseres Engagements für Nachhaltigkeit und ethisches Handeln sammelt und analysiert das Unternehmen aktiv relevante Informationen, um die Einhaltung der neuen ESG-Richtlinie sicherzustellen. Auf Konzernebene werden derzeit Anstrengungen unternommen, um die Auswirkungen zu bewerten und die Berichtsrahmen anzupassen, wobei die erforderlichen Daten auf luxemburgischer Ebene konsolidiert werden.

Diese umfassende Struktur ermöglicht es dem Unternehmen, wesentliche Risiken deutlich zu reduzieren für Mitarbeiter, Kunden, die Umwelt und seinen Ruf und sicherzustellen, dass es ein vertrauenswürdiger und zuverlässiger Partner auf dem Markt bleibt.

3. Besondere Umstände

3.1. Betriebsprüfung

Das Unternehmen unterzieht sich einer Betriebsprüfung für die Jahre 2018 bis 2022. Die ersten Prüfungsprotokolle wurden in der ersten Dezemberwoche 2024 unterzeichnet. Anschließend wurde die Prüfung wieder aufgenommen, und Anfang Juni 2025 wurden aktualisierte Protokolle herausgegeben. Alle von den Steuerbehörden angeforderten Unterlagen wurden umgehend vorgelegt, und zum gegenwärtigen Zeitpunkt gibt es keine weiteren Entwicklungen oder Erkenntnisse zu berichten.

3.2. Anteilsübertragung zur Einhaltung brasilianischer Gesetze

Am 9. April 2025 wurde eine Transaktion zum Verkauf eines Anteils an Foresea S.A. (Brasilien) von der AIAS Holding GmbH an die ODN I GmbH durchgeführt. Diese

Übertragung erfolgte, um die Einhaltung der brasilianischen gesellschaftsrechtlichen Anforderungen hinsichtlich der Anteilsstruktur und der regulatorischen Verpflichtungen sicherzustellen. Die Anpassung war notwendig, um die Rechtskonformität und die operative Kontinuität innerhalb der brasilianischen Gerichtsbarkeit aufrechtzuerhalten.

4. Forschung und Entwicklung

Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten werden von anderen Unternehmen innerhalb der Gruppe durchgeführt.

5. Voraussichtliche Entwicklung

5.1. ODN II Downtime

Die Betriebsverfügbarkeit von Foresea im ersten Quartal 2026 wird durch die Ausfallzeit der ODN II beeinträchtigt, nachdem es am 4. Januar 2026 zu einer Ableitung von wasserbasiertem, biologisch abbaubarem Bohrfluid aus Hilfsleitungen gekommen war. Der Betrieb wurde umgehend eingestellt, und alle erforderlichen Inspektionen und Reparaturen wurden inzwischen abgeschlossen. ODN II installiert derzeit die Ausrüstung erneut und führt abschließende Tests durch, um einen sicheren Wiederanlauf der Operationen zu gewährleisten.

5.2. Wiedereröffnung der *Senior Secured Notes*

Im Februar 2026 schloss die Foresea Holding S.A. die Wiedereröffnung ihrer bestehenden, mit 7,50 % verzinsten und am 15. Juni 2030 fälligen *Senior Secured Notes* ab und emittierte zusätzliche Schuldverschreibungen in einer Gesamtnennsumme von US-$ 150,0 Mio. Nach dieser Wiedereröffnung erhöhte sich

die insgesamt ausstehende Nennsumme der bis 2030 fälligen 7,50 % *Senior Secured Notes* auf US-$ 450,0 Mio.

Die zusätzlichen *Notes* wurden zu einem Ausgabepreis von 97,753 % ihres Nennbetrags zuzüglich aufgelaufener Zinsen begeben und verfügen in allen wesentlichen Punkten – einschließlich Rang, Besicherungspaket, Zinssatz und Fälligkeit – über die gleichen Bedingungen wie die zuvor ausgegebenen Schuldverschreibungen. Die zusätzlichen Notes sind vollständig fungibel mit den bestehenden Notes und bilden unter dem *Indenture* eine einheitliche Serie.

Wien, 20. März 2026,

Die Geschäftsführung

Alejandra Muñoz Forner

Dr. Paul Doralt