

Dokument stanowi tłumaczenie oryginału sporządzonego w języku angielskim. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych obowiązuje wersja angielska.



**ROCZNY FORMULARZ INFORMACYJNY  
ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2017 ROKU**

**29 marca 2018 r.**



## NOTA INFORMACYJNA

W niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („RFI”; ang. *Annual Information Form*) spółki Serinus Energy Inc. („Serinus”, „Spółka” lub „SEN”), jeżeli kontekst nie wymaga inaczej, odniesienia do „Rady Dyrektorów” lub „Rady” oznaczają Radę Dyrektorów spółki Serinus Energy Inc.

Wszystkie informacje finansowe przedstawiono w dolarach amerykańskich („dolary amerykańskie” lub „USD”), chyba że wskazano inaczej. Wielkość produkcji przedstawiono w ilości przypadającej na udziały operacyjne przez opłatami eksploatacyjnymi, chyba że wskazano inaczej.

Odniesienia do Skonsolidowanego sprawozdania finansowego za 2017 rok oznaczają zbadane przez biegłego rewidenta Skonsolidowane sprawozdanie roczne spółki Serinus wraz z notami dodatkowymi, przygotowane zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej (MSSF) i datowane na dzień 20 marca 2018 roku. Odniesienia do sprawozdania kierownictwa z działalności („MD&A”; ang. *Management’s Discussion and Analysis*) oznaczają sprawozdanie kierownictwa z działalności Serinus datowane na dzień 20 marca 2018 roku.

Niniejsze RFI zawiera stwierdzenia odnoszące się do przyszłości, które opierają się na bieżących planach, oczekiwaniach, szacunkach, prognozach i założeniach Serinus. Takie informacje podlegają różnym czynnikom ryzyka i niepewności, w tym wskazanym w niniejszym dokumencie w części „Czynniki ryzyka”, przy czym Spółka nie ma wpływu na wiele z nich. Odbiorca niniejszych informacji powinien pamiętać, że faktyczne wyniki mogą być istotnie różne. Informacje dotyczące czynników ryzyka i istotnych założeń, na których opierają się stwierdzenia dotyczące przyszłości – zobacz część „Informacje odnoszące się do przyszłości” oraz „Miary finansowe nieobjęte zasadami GAAP” w niniejszym RFI.

## GLOSARIUSZ TERMINÓW

Wszystkie terminy pisane wielką literą, które występują w niniejszym RFI i nie zostały inaczej zdefiniowane w tekście, mają znaczenie określone poniżej. Informacje zawarte w RFI dotyczą stanu na dzień 31 grudnia 2017 roku, o ile wyraźnie nie wskazano inaczej.

„**Przekształcenie z 2008 roku**” oznacza zatwierdzony przez sąd plan przekształceń dotyczący spółki Loon, posiadaczy papierów wartościowych Loon oraz Loon Corp, przeprowadzony na podstawie art. 193 ABCA, którego realizacja została zakończona dnia 10 grudnia 2008 roku;

„**Przekształcenie z 2013 roku**” oznacza zatwierdzony przez sąd plan przekształceń dotyczący spółki Winstar, posiadaczy papierów wartościowych Winstar, Serinus i KI, przeprowadzony na podstawie art. 193 ABCA, którego realizacja została zakończona dnia 24 czerwca 2013 roku;

„**ABCA**” oznacza Ustawę o spółkach prowincji Alberta (ang. *Business Corporations Act (Alberta)*), ze zmianami;

„**AED SEA**” oznacza AED Southeast Asia Limited, spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od Serinus Holdings;

„**Blok 9**” oznacza Blok 9 w Syrii, przy czym Spółka posiada 50% udziałów operacyjnych w umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii (dalej „Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii”) objętych oddziaływaniem siły wyższej od dnia 16 lipca 2012 r.;

„**Rada Dyrektorów**” oznacza radę dyrektorów Spółki;

„**Blok L w Brunei**” lub „**Blok L**” oznacza obszar, który był przedmiotem Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei;

„**Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei**” oznacza umowę o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei, która wygasła w październiku 2016 r.;

„**Blok M w Brunei**” oznacza obszar będący przedmiotem Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei;

„**Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei**” oznacza umowę o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, która wygasła w sierpniu 2012 roku;

„**CAD**” oznacza dolara kanadyjskiego, urzędową walutę Kanady;

„**Koncesja Chouech Es Saida**” oznacza 100% udział Spółki w obszarze o powierzchni 52.480 akrów brutto, znajdującym się w południowej Tunezji, posiadany za pośrednictwem należącej do niej w całości spółki zależnej – Winstar Tunezja;

„**Wytyczne COGE**” oznacza kanadyjskie wytyczne do oceny zasobów ropy naftowej i gazu (ang. *Canadian Oil & Gas Evaluation Handbook*);

„**Akcje Zwykłe**” oznaczają akcje zwykłe w kapitale Spółki po scaleniu, które nastąpiło po wejściu w życie Przekształcenia z 2013 roku;

„**Spółka**” oznacza Serinus zgodnie z poniższą definicją tego terminu;

„**Dutco**” oznacza Dutco Energy Limited, spółkę która jest podmiotem w 100% zależnym od Dubai Transport Company LLC, korporacji działającej na Bliskim Wschodzie w sektorze budowlanym, inżynierskim, handlowym, produkcyjnym, hotelowym oraz naftowo-gazowym;

„**Pożyczka Dutco**” oznacza kredyt w kwocie 15 milionów USD udzielony Spółce przez Dutco w celu finansowania odwiertów poszukiwawczych w Brunei. Zobacz również punkt *“Informacje ogólne o rozwoju działalności – Trzyletnia historia Spółki – Pożyczka Dutco”*;

„**Koncesja Ech Chouech**” oznacza 100% udział Spółki w obszarze o powierzchni 33.920 akrów brutto, znajdującym się w południowej Tunezji, posiadany za pośrednictwem należącej do niej w całości spółki zależnej – Winstar Tunezja;

„**EBOR**” oznacza Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju;

„**Kredyt EBOR dla Tunezji**” oznacza kredyt w wysokości 60,0 mln USD udzielony Serinus przez EBOR w celu finansowania programu nakładów kapitałowych Spółki na Aktywa w Tunezji;

„**Kredyt EBOR dla Rumunii**” oznacza kredyt w wysokości 11,28 mln USD udzielony Serinus przez EBOR w celu finansowania programu nakładów kapitałowych Spółki na Aktywa w Rumunii;

„**Kredyt EBOR na Ukrainie**” oznacza kredyt w wysokości 40,0 mln USD udzielony KUB-Gas przez EBOR;

„**ETAP**” oznacza Enterprise Tunisienne d'Activités Pétrolières, państwowe narodowe przedsiębiorstwo naftowe w Tunezji;

„**MSSF**” oznacza Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej

„**JOA**” oznacza partnerską umowę operacyjną zawartą między Winstar Romania i OEBS z dnia 9 września 2008 r.;

„**Jura**” oznacza Jura Energy Corporation, spółkę publiczną notowaną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto, w której Serinus posiada udziały mniejszościowe;

„**KI**” oznacza Kulczyk Investments S.A., spółkę na prawie państwa Luksemburg, która jest największym akcjonariuszem Spółki;

„**KOV Borneo**” oznacza KOV Borney Limited, spółkę na prawie państwa Zjednoczone Królestwo, która jest podmiotem w 100% zależnym od Serinus Holdings;

„**KUB-Gas**” oznacza KUB-Gas LLC, spółkę na prawie państwa Ukraina, będącą podmiotem w 100% zależnym od KUBGAS Holdings, w którym Spółka posiadała pośrednio 70% udziałów do czasu ich sprzedaży na rzecz spółki Resano na początku lutego 2016 r.;

„**KUBGAS Holdings**” oznacza KUBGAS Holdings Limited (poprzednio Loon Ukraine Holding Limited), spółkę na prawie państwa Cypr, która była podmiotem w 70% zależnym od Serinus Holdings, do której z kolei należało 100% udziałów w KUB-Gas;

„**Kulczyk Oil Brunei**” oznacza Kulczyk Oil Brunei Limited (poprzednio Loon Brunei Limited), spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od Serinus Holdings;

„**LEU**” oznacza rumuńskiego leja, urzędową walutę Rumunii;

„**Loon Corp**” oznacza spółkę Loon Energy Corporation, publiczną spółkę notowaną na giełdzie TSX-V, utworzoną w ramach Przekształcenia z 2008 roku;

„**Loon Latakia**” oznacza Loon Latakia Limited, spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od Serinus Holdings;

„**Projekt Zagospodarowania Gazu Moftinu**” oznacza projekt Spółki w zakresie poszukiwań i zagospodarowania prowadzony na koncesji Satu Mare.

„**NAMR**” oznacza Narodową Agencję Zasobów Mineralnych, organ administracji państwowej odpowiedzialny za regulację zasobów naftowych i mineralnych w Rumunii;

„**NI 51-101**” oznacza Zarządzenie Krajowe 51-101 *Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego*;

„**OEBS**” oznacza Oilfield Exploration Business Solutions S.A. (poprzednio Rompetrol S.A.), podmiot zależny KMG International N.V.;

„**PetroleumBRUNEI**” oznacza Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad, niepubliczną spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, będącą w całości własnością rządu Brunei;

„**Akcje Sprzed Scalenia**” oznacza akcje zwykłe w kapitale Spółki wyemitowane przed datą wejścia w życie scalenia Akcji Sprzed Scalenia w dniu 24 czerwca 2013 roku według parytetu 10 Akcji Sprzed Scalenia za jedną Akcją Zwykłą po scaleniu;

„**PSC**” oznacza umowę o podziale wpływów z produkcji;

„**Radwan**” oznacza Radwan Investments GmbH, niepubliczną spółkę austriacką;

„**Resano**” oznacza Resano Trading Ltd., spółkę stowarzyszoną Grupy Burisma, ukraińskiego podmiotu aktywnie zaangażowanego w działalność w branży poszukiwawczo-wydobywczej ropy naftowej i gazu na Ukrainie.

„**Aktywa w Rumunii**” oznaczają prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie koncesji Satu Mare zgodnie z postanowieniami Umowy Koncesji Satu Mare oraz rzeczowe aktywa trwale związane z pracami poszukiwawczymi oraz wydobywczymi w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie tych koncesji, opisane w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Rumunia*”;

„**RPS**” oznacza RPS Energy, spółkę konsultingową z branży inżynierskiej;

„**Raport RPS**” oznacza raport RPS sporządzony wg stanu na dzień 31 grudnia 2017 roku i datowany na 19 marca 2018 roku, dotyczący oszacowania przez tę firmę rezerw Spółki;

„**Koncesja Sabria**” oznacza 45% udział Spółki w obszarze o powierzchni 26.195 akrów brutto, znajdującym się w środkowo-zachodniej Tunezji, posiadany za pośrednictwem należącej do niej w całości spółki zależnej – Winstar Tunezja;

„**Koncesja Sanrhar**” oznacza 100% udział Spółki w obszarze o powierzchni 35.840 akrów brutto, znajdującym się w środkowo-południowej Tunezji, posiadany za pośrednictwem należącej do niej w całości spółki zależnej – Winstar Tunezja;

„**Koncesja Satu Mare**” oznacza udział Spółki w obszarze o powierzchni 729.000 akrów brutto znajdującym się w Rumunii, posiadany za pośrednictwem należącej do niej w całości spółki zależnej – Winstar Rumunia;

„**Serinus**” lub „**SEN**” lub „**Spółka**” oznacza Serinus Energy Inc., spółkę utworzoną zgodnie z prawem Prowincji Alberta, Kanada, notowaną na TSX i GPW z symbolem „SEN”;

„**Serinus Holdings**” oznacza Serinus Holdings Limited (poprzednio Kulczyk Oil Ventures Limited), spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od Spółki;

„**Shell**” oznacza Shell International Trading and Shipping Company Ltd., będącą spółką zależną Royal Dutch Shell plc;

„**Umowa z Shell**” oznacza Umowę sprzedaży ropy naftowej Zarzaitine Blend Crude zawartą pomiędzy Winstar Tunisia B.V. a Shell z dnia 23 maja 2016 r.;

„**SMCA**” (lub „**Umowa Koncesji Satu Mare**”) oznacza umowę dotyczącą prac poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobycia w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie koncesji Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii;

„**SMFA**” (lub „**Umowa Farm out Satu Mare**”) oznacza umowę zawartą pomiędzy OEBS a Winstar Rumunia, zgodnie z którą Winstar Rumunia uzyskała prawo do 60% udziałów w Umowie Koncesji Satu Mare po spełnieniu pewnych wymogów w zakresie prac i nakładów;

„**TSX-V**” oznacza giełdę TSX Venture Exchange;

„**TSX**” oznacza Giełdę Papierów Wartościowych w Toronto;

„**Aktywa w Tunezji**” oznacza wszystkie aktywa należące do Spółki w Tunezji, w tym udział w prawie użytkowania górniczego na terenie pięciu koncesji, a także rzeczowe aktywa trwałe związane z pracami poszukiwawczymi oraz wydobywczymi w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie tych koncesji, opisane w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja*”;

„**Umowy Koncesji w Tunezji**” oznacza umowy dotyczące prac poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobycia w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie koncesji Sabria, Sanrhar, Zinnia, Ech Chouech i Chouech Es Saida, których operatorem jest Winstar Tunezja;

„**Aktywa na Ukrainie**” lub „**Aktywa KUB-Gas**” oznacza aktywa w posiadaniu KUB-Gas, w tym Koncesje na Ukrainie oraz inne rzeczowe aktywa trwałe opisane w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina*”;

„**Koncesje na Ukrainie**” lub „**Koncesje KUB-Gas**” oznacza specjalne zezwolenia na działalność poszukiwawczą i wydobywczą w obszarach sześciu koncesji należących do KUB-Gas na Ukrainie: Makiejewskoje, Olgowskoje, Krutogorowskoje, Wiergunskoje, Północne Makiejewskoje oraz Zachodnie Olgowskoje;

„**Udział w prawie użytkowania górniczego**” (lub udział operacyjny, WI) oznacza proporcjonalny udział danego podmiotu w prawie użytkowania górniczego w ramach koncesji, licencji, zezwolenia lub innego dokumentu nadającego tytuł prawny (razem „**Koncesje**”), uprawniający taki podmiot do działalności poszukiwawczej i/lub wydobywczej w zakresie węglowodorów, a także związany z nim udział takiego podmiotu w wydobyciu węglowodorów (przed opłatami eksploatacyjnymi) z takich Koncesji bądź udział takiego podmiotu w wielkości rezerw węglowodorów (również przed opłatami koncesyjnymi *royalties*), które według szacunków obejmują takie Koncesje;

„**Winstar**” oznacza Winstar Resources Ltd., spółkę utworzoną zgodnie z przepisami Ustawy o spółkach prowincji Alberta (ang. *Business Corporations Act (Alberta)*), będącą 100% podmiotem zależnym Serinus. Z dniem 1 stycznia 2018 r. Serinus i Winstar połączyły się i w wefekcie Serinus ma bezpośrednie udziały w Winstar Holandia;

„**Winstar Węgry**” oznacza Winstar Magyarorszag Kft, spółkę pierwotnie utworzoną zgodnie z przepisami prawa Węgier, której 99,8% należało do Winstar Holandia, a 0,2% należało do Winstar Tunezja, a która została rozwiązana ze skutkiem od dnia 19 lipca 2016 r.;

„**Winstar Holandia**” oznacza Winstar B.V., spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Holandii;

„**Winstar Rumunia**” oznacza Serinus Energy Romania S.A.(wcześniejsza nazwa -Winstar Satu Mare S.A.), spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Rumunii, której 99,9995% należy do Winstar Holandia, a 0,0005% należy do Winstar Tunezja;

„**Winstar Tunezja**” oznacza Winstar Tunisia B.V., spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Holandii, będącą 100% podmiotem zależnym Winstar Holandia;

„**GPW**” oznacza Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie

„**Koncesja Zinnia**” oznacza 100% udział Spółki w obszarze o powierzchni 17.920 akrów brutto, znajdującym się w północnej Tunezji, posiadany za pośrednictwem należącej do niej w całości spółki zależnej – Winstar Tunezja.



## INFORMACJE ODNOŚĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym RFI są stwierdzeniami odnoszącymi się do przyszłości. Stwierdzenia odnoszące się do przyszłości często, lecz nie zawsze, oznaczone są poprzez użycie słów takich, jak „spodziewać się”, „sądzić”, „mógłby/mogłyby”, „szacować”, „oczekiwać”, „prognoza”, „dane orientacyjne”, „zamierzać”, „może”, „planować”, „przewidywać”, „prognozować”, „powinien/powinni/powinny”, „celować”, „będzie/będą” lub podobnych wyrażen sugerujących przyszłe wydarzenia, bądź zwrotów sugerujących, że dane stwierdzenie stanowi jedynie wyrażony pogląd. Stwierdzenia te obejmują znane i nieznanne ryzyka, niepewności i inne czynniki, które mogą spowodować, iż faktyczne wyniki lub zdarzenia będą zasadniczo różnić się od przewidzianych w tych stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości. Zdaniem kierownictwa oczekiwania odzwierciedlone w tych stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, lecz nie można udzielić żadnego zapewnienia, że te oczekiwania okażą się zgodne z prawdą, wobec czego nie należy nadmiernie polegać na stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości zawartych w niniejszym RFI.

Odnośzące się do przyszłości stwierdzenia i informacje zawarte w niniejszym RFI obejmują, aczkolwiek nie wyczerpuje to ich listy, między innymi, stwierdzenia dotyczące:

- udanego przeprowadzenia reorganizacji w obrębie korporacji i otrzymania zgód regulatorów, co nie wyczerpuje ich listy, w odniesieniu do rejestrów w Albercie, na Jersey, London Stock Exchange oraz TSX;
- planów w zakresie wierceń i testowania odwiertów oraz ich harmonogramu;
- wydajności produkcyjnej odwiertów, przewidywanych lub oczekiwanych poziomów produkcji oraz przewidywanych dat rozpoczęcia produkcji;
- kosztów wiercenia, uzbrojenia i instalacji;
- wyników różnych projektów Spółki;
- oczekiwań wzrostu Spółki;
- dostępu do atrakcyjnych możliwości inwestycyjnych i skutecznego pozyskiwania nowych aktywów;
- harmonogramu zagospodarowania niezagospodarowanych rezerw;
- umów transportu i rynków dla ropy i/lub gazu ziemnego wydobywanego na obszarach koncesji Spółki;
- wydajności i parametrów aktywów naftowo-gazowych Spółki;
- wielkości rezerw i zasobów ropy i gazu ziemnego;
- planów inwestycji kapitałowych;
- podaży i popytu na ropę naftową i gaz ziemny oraz cen surowców;
- wpływu rządowych regulacji na Spółkę w odniesieniu do innych spółek z branży naftowo-gazowej o podobnej wielkości;
- oczekiwanych poziomów stawek opłat koncesyjnych (royalty), kosztów operacyjnych, kosztów ogólnego zarządu, kosztów usług oraz innych kosztów i wydatków;

- oczekiwań dotyczących zdolności Spółki do pozyskania kapitału oraz do ciągłego zwiększania rezerw i zasobów poprzez nabycia, zagospodarowanie i poszukiwania;
- możliwości prowadzenia działalności w ramach systemów regulacyjnych i prawa podatkowego; oraz
- realizacji oczekiwanych korzyści z transakcji nabycia i zbycia.

Stwierdzenia dotyczące „rezerw” lub „zasobów” uznaje się za stwierdzenia odnoszące się do przyszłości, jako że zawierają element dorozumianej oceny, opartej na pewnych szacunkach i założeniach, włącznie ze stwierdzeniem, że przedstawione rezerwy i zasoby mogą być wydobywane i generować przychody w przyszłości. Zobacz „*Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie*”.

Przy opracowywaniu informacji odnoszących się do przyszłości polega się na szeregu założeń i rozważa pewne ryzyka i niepewności; niektóre z nich dotyczą wyłącznie Spółki, zaś inne - całej branży naftowo-gazowej.

Chociaż Spółka uważa, że założenia i oczekiwania odzwierciedlone w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, nie ma żadnej pewności, że takie założenia i oczekiwania okażą się zgodne z prawdą. Spółka nie może zagwarantować przyszłych wyników, progów działalności, dokonań czy osiągnięć. Dlatego też Spółka nie składa żadnego oświadczenia, że faktycznie osiągnięte wyniki będą w całości lub w części pokrywały się z wynikami przedstawionymi w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości. Czynniki i założenia, na podstawie których opracowano informacje odnoszące się do przyszłości, obejmują:

- prognozowane poziomy inwestycji kapitałowych Spółki;
- elastyczność planów wydatków kapitałowych i powiązanych źródeł finansowania;
- wiedzę i doświadczenie kadry kierowniczej Spółki przyczyniające się do wzrostu wolumenów produkcji, sukcesu oraz przychodów Spółki; oraz
- szacunki ilości ropy naftowej i gazu ziemnego z obszarów koncesyjnych i innych źródeł niesklasyfikowanych obecnie jako rezerwy potwierdzone.

Niektóre rodzaje ryzyka oraz inne czynniki, z których część jest poza kontrolą Spółki, a w wyniku których osiągnięte wyniki mogą się w istotnym stopniu różnić od wielkości podanych w odnoszących się do przyszłości stwierdzeniach i informacjach, zawartych w niniejszym RFI, obejmują między innymi (co nie wyczerpuje ich listy):

- konkurencję w przemyśle naftowo-gazowym w zakresie, między innymi, kapitału, pozyskiwania rezerw, niezagospodarowanych terenów oraz wykwalifikowanego personelu;
- ryzyka związane ze środowiskiem oraz zagrożenia związane z sektorem naftowo-gazowym;
- niekorzystne warunki atmosferyczne w regionach, w których Spółka prowadzi działalność;
- wahania kursów wymiany walut i stóp procentowych;
- ryzyko dotyczące realizacji oczekiwanych korzyści z transakcji nabycia i zbycia;
- dostępność określonego sprzętu i usług oraz możliwość ich pozyskania przez Spółkę;
- ryzyko polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- wczesny etap części działalności Spółki;

- ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą, zagospodarowaniem i eksploatacją posiadanych przez Spółkę aktywów, w tym problemy geologiczne, techniczne, dotyczące wierceń i przetwarzania, a także inne trudności w eksploatacji rezerw oraz niemożność realizacji przewidywanych korzyści z działalności poszukiwawczej;
- skutki regulacji (także w zakresie ochrony środowiska) i zmian systemów regulacyjnych obowiązujących w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- skutek sankcji, w tym sankcji nałożonych przez Unię Europejską, rząd Kanady i rząd Stanów Zjednoczonych dla udziałów Spółki w Syrii;
- ryzyko skutków zobowiązań do zrzeczenia się przewidzianych w warunkach umów o podziale wpływów z wydobycia zawieranych przez Spółkę oraz określonych przez regulatorów w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- ryzyko związane z uzależnieniem Spółki od operatorów zewnętrznych;
- niepewności dotyczące interpretacji i stosowania zagranicznych przepisów i regulacji; oraz
- inne czynniki opisane bardziej szczegółowo w punkcie „Czynniki ryzyka”.

**Odbiorca niniejszego dokumentu powinien być świadom, że powyższa lista nie jest wyczerpująca. Czynniki i ryzyka ujęte w tej liście są trudne do przewidzenia, zaś założenia, z których skorzystano opracowując odnoszące się do przyszłości informacje zawarte w niniejszym tekście, chociaż uznane za wystarczająco dokładne w chwili opracowywania, mogą okazać się błędne lub niekompletne. Ponadto, odnoszące się do przyszłości stwierdzenia zawarte w niniejszym RFI zostały opracowane zgodnie ze stanem na dzień niniejszego RFI, a Spółka nie przyjmuje żadnego zobowiązania, z wyjątkiem przypadków, gdy wymagają tego mające zastosowanie przepisy dotyczące papierów wartościowych, w zakresie publicznej aktualizacji lub wprowadzania poprawek do jakichkolwiek zawartych tu stwierdzeń odnoszących się do przyszłości, niezależnie od tego, czy byłoby to konieczne w wyniku otrzymania nowych informacji, wystąpienia przyszłych zdarzeń, czy z innych przyczyn. Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia, zawarte w niniejszym tekście, są przedstawione z wyraźnym zastrzeżeniem niniejszego ostrzeżenia.**

#### **MIARY NIE WYSTĘPUJĄCE W MSSF**

Informacje finansowe przedstawione w niniejszym RFI zostały przygotowane zgodnie z MSSF poza takimi terminami, jak „kapitał obrotowy” (ang. *working capital*) oraz niektórymi terminami określonymi w kowenantach kredytowych, które nie stanowią oficjalnych miar zgodnie z MSSF ani nie posiadają standardowego znaczenia przewidzianego w MSSF. Takie miary nieobjęte MSSF przedstawiono wyłącznie dla potrzeb informacyjnych i nie powinny być one traktowane jako pojęcia alternatywne lub bardziej istotne niż informacje przedstawione zgodnie z MSSF. W ocenie kierownictwa mogą one stanowić przydatne miary uzupełniające, gdyż służą one Spółce do pomiaru wyników operacyjnych oraz do oszacowania czasu i wielkości kapitałów niezbędnych do sfinansowania przyszłej działalności operacyjnej. Zastosowana przez Spółkę metoda obliczania takich miar może różnić się od metod stosowanych przez inne spółki, w związku z czym mogą być one nieporównywalne z miarami stosowanymi przez inne spółki. Spółka oblicza „kapitał obrotowy” w sposób zgodny z najbardziej zbliżoną miarą objętą MSSF.

## STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI

### Nazwa Spółki, adres i data utworzenia

Pełna rejestrowa nazwa Spółki to Serinus Energy Inc. Centrala i siedziba Spółki mieści się pod adresem: Suite 1500, 700-4<sup>th</sup> Avenue S.W. Calgary, Alberta T2P 3J4.

Spółka została utworzona w dniu 16 marca 1987 roku na mocy przepisów ABCA pod firmą Titan Diversified Holdings Ltd., jako publiczna spółka inwestycyjna notowana na giełdzie Alberta Stock Exchange, będącej poprzednikiem giełdy TSX-V. W dniu 18 sierpnia 1997 roku firma Spółki została zmieniona na Loon Energy Inc., zaś Spółka inwestowała w aktywa naftowo-gazowe w Kanadzie do 2001 roku, kiedy to Spółka zaczęła koncentrować się na międzynarodowych aktywach naftowo-gazowych.

W grudniu 2008 roku po finalizacji Przekształcenia z 2008 roku Akcje Sprzed Scalenia zostały wycofane z obrotu na TSX-V na wniosek Spółki, zaś firma Spółki została zmieniona na Kulczyk Oil Ventures Inc.

W dniu 25 maja 2010 roku akcje zwykłe Spółki zostały wprowadzone do obrotu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie pod nazwą skröconą „KOV”.

W dniu 7 września 2010 roku do Statutu Spółki wprowadzono poprawki mające na celu umożliwienie odbywania zgromadzeń akcjonariuszy Spółki poza terytorium prowincji Alberta, zaś Regulamin Spółki został zmieniony w taki sposób, aby m.in. zapewnić akcjonariuszom Spółki ochronę przed rozwodnieniem, poprzez wprowadzenie wymogu zgody większości akcjonariuszy na określonego rodzaju private placement dokonywany przez Spółkę, przy czym takie wymogi były zasadniczo tożsame z wymogami obowiązującymi wówczas na TSX.

W dniu 24 czerwca 2013 roku zgodnie z Przekształceniem z 2013 roku Spółka sfinalizowała nabycie Winstar, przeprowadziła scalenie swoich Akcji Sprzed Scalenia wg parytetu 10:1 oraz dokonała zmiany firmy z „Kulczyk Oil Ventures Inc.” na „Serinus Energy Inc.”.

W czerwcu 2013 roku akcje zwykłe Spółki były notowane na TSX - Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto pod nazwą skröconą „SEN”, zaś nazwę skröconą na GPW zmieniono na „SEN”.

Na walnym zgromadzeniu Spółki za 2013 rok Spółka dokonała zmiany swojego Regulaminu poprzez usunięcie wymogu zgody większości akcjonariuszy na określonego rodzaju private placement dokonywany przez Spółkę. Ponieważ Spółka jest notowana na TSX, akcjonariuszy chronią przepisy regulaminów TSX, w związku z czym powyższe wymogi Regulaminu stały się zbędne.

Z dniem 1 stycznia 2018 r. Spółka zakończyła połączenie przeprowadzone na podstawie artykułu 184 ust. 1 ABCA ze swoją spółką zależną (w 100%) – Winstar.

Spółka jest emitentem raportującym w Polsce oraz w Prowincjach Alberta, British Columbia, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island i Newfoundland w Kanadzie.

### Powiązania podmiotów w ramach Grupy

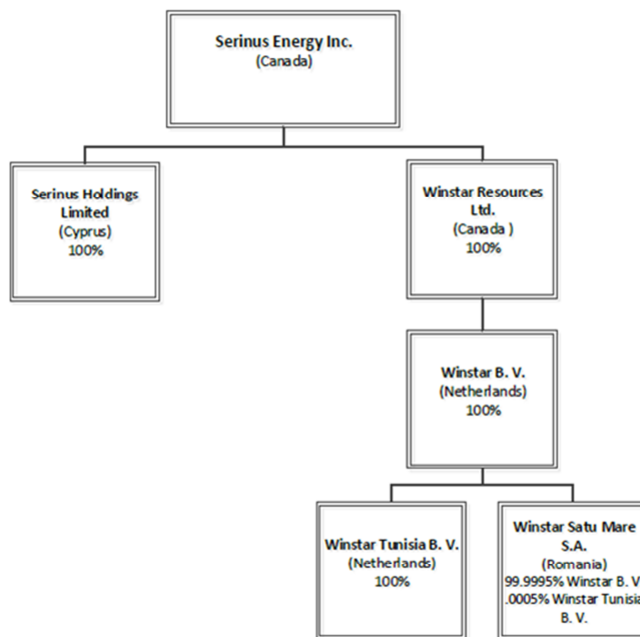
Spółka posiada dwie spółki bezpośrednio zależne (w 100%) – Serinus Holdings Limited i Serinus Petroleum Consultants Limited.

Winstar B.V. posiada jedną spółkę bezpośrednio zależną (w 100%), która z kolei jest właścicielem 100% Winstar Tunisia B.V. oraz 99,9995% Serinus Romania S.A. Winstar Tunisia B.V. posiada pozostałe 0,0005% Winstar Rumunia.

Struktura własnościowa Spółki oraz powiązania między Spółką a jej głównymi operacyjnymi podmiotami zależnymi, wraz ze wskazaniem procentowego udziału w głosach przysługującego z tytułu posiadanych

akcji lub udziałów uprawniających do głosu, które są przez Serinus kontrolowane lub kierowane, bezpośrednio lub pośrednio,

przedstawiono na wykresie poniżej. Obszary jurysdykcji właściwe dla zawiązania, utworzenia lub organizacji danej spółki wg stanu na 31 grudnia 2017 r. są wskazane w nawiasach pod jej nazwą.



Na powyższym diagramie przedstawiono podmioty zależne Spółki, z których każdy posiada aktywa przekraczające 10% całkowitych skonsolidowanych aktywów Spółki lub osiąga poziom sprzedaży i przychodów przekraczający 10% skonsolidowanej łącznej sprzedaży i przychodów Spółki, bądź też jest w opinii Spółki istotny dla zrozumienia działalności Spółki. Aktywa i przychody podmiotów zależnych Spółki, których nie wymieniono powyżej, nie przekraczały 10% skonsolidowanych aktywów Spółki lub całkowitej skonsolidowanej sprzedaży i przychodów według stanu na dzień 31 grudnia 2017 roku oraz za rok upływający tego dnia.

## INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI

Serinus Energy Inc. to kanadyjska spółka prowadząca międzynarodową działalność w zakresie poszukiwania i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie Rumunii i Tunezji.

Średnie wydobycie z Aktywów w Tunezji przypadające na udziały operacyjne Spółki wynosiło w 2017 roku 279 bbl/d i 581 MMcf/d. Z Aktywów w Rumunii, których zagospodarowanie znajduje się na etapie poszukiwań, w 2017 roku nie prowadzono wydobycia.

### Historia Spółki w okresie ostatnich trzech lat

Poniżej opisano najważniejsze wydarzenia w rozwoju działalności Spółki w okresie ostatnich trzech lat.

### ***Kredyt EBOR – Ukraina***

W maju 2011 roku spółka KUB-Gas zawarła umowę Kredytu EBOR na Ukrainie do kwoty 40,0 mln USD udzielonego przez EBOR. Środki z Kredytu EBOR na Ukrainie wykorzystane zostały na sfinansowanie rozwoju Koncesji na Ukrainie. Finansowanie Kredytu EBOR na Ukrainie było oprocentowane według stopy zmiennej, której maksymalny poziom wynosił 19,0% w skali roku. Przewidziano wykorzystanie środków z Kredytu EBOR na Ukrainie w dwóch transzach, z których pierwsza w wysokości 23,0 mln USD została pobrana w roku 2011. W dniu 30 maja 2013 roku zgodnie z warunkami umowy kredytowej wygasła bez ciągnięcia pozostała kwota 17,0 mln USD. Spłata salda Kredytu EBOR na Ukrainie przewidywana była w trzynastu równych ratach półrocznych, poczynając od spłaty w wysokości 1,8 mln USD w lipcu 2012 roku. W dniu 8 stycznia 2013 roku Spółka ogłosiła, że dokonano przedterminowej spłaty 10,0 mln USD z Kredytu EBOR na Ukrainie, a uwzględniając zgodną z harmonogramem spłatę raty w kwocie 1,8 mln USD, co przypadło na dzień 15 stycznia 2013 roku, to do spłaty po tym terminie pozostało 9,5 mln USD kapitału z Kredytu EBOR na Ukrainie. Kolejne, zgodne z harmonogramem spłaty w kwocie 1,8 mln USD, następowały w przewidywanych harmonogramem terminach spłaty od 2013 do 2015 roku. Na dzień 31 grudnia 2015 roku pozostały do spłaty kapitał wynosił 0,6 mln USD, zaś na początku 2016 roku KUB-Gas dokonał ostatecznej spłaty Kredytu na Ukrainie, w związku z czym Kredyt EBOR na Ukrainie został w pełni spłacony.

W styczniu 2016 roku, na krótko przed zbyciem aktywów na Ukrainie w lutym 2016 roku, dokonano pełnej spłaty Kredytu EBOR na Ukrainie.

### ***Kredyt EBOR - Tunezja***

W listopadzie 2013 roku Spółka sfinalizowała umowę Kredytu EBOR w Tunezji w wysokości do 60,0 mln USD, udzielonego przez EBOR. Środki miały być wykorzystane w celu finansowania programu nakładów kapitałowych na polach naftowo-gazowych Spółki w Tunezji. Kredyt EBOR w Tunezji obejmuje dwie odrębne umowy kredytowe – kredyt główny w kwocie 40 mln USD („Kredyt Główny”) oraz kredyt zamienny w kwocie 20 mln USD („Kredyt Zamienny”). Kredyt Główny udzielono na okres siedmiu lat, do wykorzystania w dwóch transzach po 20 mln USD każda. Oprocentowanie płatne jest co pół roku wg zmiennej stopy procentowej równej stopie procentowej na londyńskim rynku międzybankowym powiększonej o 6%. Wedle uznania Spółki istnieje możliwość określenia stałej stopy procentowej na poziomie 6% plus stopa terminowa dostępna dla EBOR na rynku swapów na stopy procentowe. Kredyt Główny został spłacony w 12 równych półrocznych ratach poczynając od pierwszego roku okresu kredytowania. Druga transza Kredytu Głównego była dostępna wyłącznie po pełnym wykorzystaniu Kredytu Zamiennego i z zastrzeżeniem pewnych warunków, w tym osiągnięcia i utrzymania określonego poziomu wydobycia przez okres trzech kolejnych miesięcy oraz osiągnięcia określonych wskaźników finansowych i pokrycia rezerw.

Kredyt Zamienny udzielono na okres siedmiu lat. Z zastrzeżeniem pewnych warunków Spółka może zdecydować o zamianie całości lub części wykorzystanego kapitału i naliczonych odsetek od Kredytu Zamiennego na Akcje Zwykłe nowej emisji według aktualnego kursu rynkowego Akcji Zwykłych na TSX lub GPW zgodnie z wymogami regulaminów giełdowych. EBOR może również w każdej chwili i wielokrotnie zadecydować o zamianie całości lub części wykorzystanego kapitału i naliczonych odsetek od Kredytu Zamiennego na Akcje Zwykłe nowej emisji według aktualnego kursu rynkowego Akcji Zwykłych na TSX lub GPW. Spółka może również dokonać spłaty Kredytu Zamiennego w terminie spłaty w gotówce lub – z zastrzeżeniem pewnych warunków – w postaci świadczeń rzeczowych poprzez emisję nowych Akcji Zwykłych według aktualnego kursu rynkowego Akcji Zwykłych na TSX lub GPW. Wartość spłaty objęta jest dyskontem w wysokości ok. 10% w przypadku niespełnienia w dniu spłaty warunku, zgodnie z którym zasadniczo całość majątku i działalności operacyjnej Spółki musi znajdować się i być prowadzona w krajach operacyjnych EBOR.

Oba kredyty dostępne były przez okres trzech lat. W przypadku spłaty lub zamiany na wniosek Spółki, liczba Akcji Zwykłych do emisji ogranicza się maksymalnie do 5% liczby wyemitowanych Akcji Zwykłych, zaś pozostała kwota zostanie spłacona w gotówce. W przypadku zamiany na wniosek EBOR taki limit, zgodnie z umową kredytową, nie ma zastosowania, jednakże EBOR może podlegać swoim wewnętrznym wytycznym dotyczącym maksymalnego poziomu udziałów w podmiotach.

W 2014 roku Spółka dokonała ciągnięcia pierwszej transzy Kredytu Głównego w pełnej kwocie 20 mln USD oraz Kredytu Zamiennego w kwocie 15 mln USD. Oprocentowanie w ramach umowy Kredytu Głównego do wysokości 20 mln USD ustalono na poziomie stałej stopy procentowej równej 6,9% dla dwuletniego okresu od 30 września 2014 roku do 30 września 2016 roku.

W następstwie finalizacji Kredytu EBOR w Rumunii z dniem 20 lutego 2015 roku przyznaną część drugiej transzy Kredytu Głównego w ramach Kredytu EBOR w Tunezji obniżono z poziomu 20 mln USD to 8,72 mln USD.

Ostatnia wypłata 5 mln USD Kredytu Zamiennego nastąpiła w I kw. 2015 r. i Spółka dokonała ciągnięcia dodatkowych 5 mln USD drugiej transzy Kredytu Głównego w III kw. 2015 r.

Wraz ze sprzedażą udziałów Spółki na Ukrainie, Spółka musiała spłacić EBOR kwotę 7,4 mln USD Kredytu Głównego plus naliczone odsetki. Spłata została dokonana 12 lutego 2016 r.

Spółka musiała przeznaczyć 40% Nadwyżki Środków Pieniężnych wygenerowanych w Tunezji na wcześniejszą spłatę pozostałej części redytu z EBOR. Nadwyżka Środków Pieniężnych zdefiniowana jest jako przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej tunezyjskiej spółki zależnej Serinus pomniejszone o spłaty zadłużenia i koszty obsługi długu wynikające z całego kredytu głównego dla tunezyjskich aktywów oraz nakłady inwestycyjne, powiększona o każdą nową wypłatę z kredytu dla Tunezji. W przypadku, gdyby wcześniejsze spłaty na poczet kredytu dla Rumunii zostały dokonane w danym roku, wartość środków z Tunezji przeznaczanych na wcześniejszą spłatę zostałaby obniżona do 25% Nadwyżki Środków Pieniężnych. Nie są przewidziane żadne opłaty związane z przyspieszonymi spłatami przedstawionymi powyżej. W drugim kwartale 2016 roku, na podstawie powyższego zapisu umowy kredytowej dokonano spłaty 3,4 mln USD, w związku z nadwyżką środków pieniężnych wygenerowaną w 2015 roku.

W dniu 30 października 2017 r. Spółka poinformowała o osiągnięciu z EBOR porozumienia w sprawie restrukturyzacji warunków dwóch kredytów zaciągniętych przez Spółkę w EBOR. W ocenie Spółki, restrukturyzacja zadłużenia zapewni jej odpowiednie możliwości obsługi zadłużenia, a także realizacji nakładów kapitałowych niezbędnych do rozwoju Spółki z korzyścią dla jej akcjonariuszy.

Obie umowy kredytowe – Kredyt Główny i Kredyt Zamienny – zawierają szereg zobowiązań (kovenantów) związanych między innymi z utrzymaniem określonego zabezpieczenia, przestrzeganiem przepisów dotyczących ochrony środowiska i wymogów socjalnych, a także utrzymaniem określonych wskaźników finansowych. Nowa umowa przewiduje zmiany konkretnych warunków obu kredytów wraz z kovenantami.

Zadłużenie kapitałowe w ramach Kredytu Głównego wynosi obecnie 5,4 mln USD, jego oprocentowanie określono na poziomie sześciomiesięcznej stawki LIBOR powiększonej o 6,0%, zaś ustalony pierwotnie termin zapadalności tego kredytu przypadał w marcu 2019 r. Pierwotnie ustalony harmonogram spłat przewidywał spłatę kapitału w dwunastu równych ratach półrocznych, z czego pierwsza przypadła do zapłaty w dniu 31 marca 2015 r. Nowa umowa z EBOR wprowadza następujące zmiany warunków Kredytu Głównego:

- Harmonogram spłat nie przewiduje już rat w wysokości 1,7 mln USD przypadających do zapłaty w dniach 30 września 2017 r., 31 marca 2018 r. i 30 września 2018 r., ani też zapłaty pozostałego salda w dniu 31 marca 2019 r. W zamian warunki nowej umowy przewidują dokonanie przez Spółkę spłat w kwocie 2,7 mln USD w dniach 31 marca 2019 r. i 30 września 2019 r., co stanowi spłatę pozostałego salda Kredytu Głównego.
- Mechanizm odprowadzania środków pieniężnych (tzw. cash sweep) określono obecnie na poziomie całej spółki, a nie wyłącznie dla operacji w Tunezji, w oparciu o roczne i półroczne skonsolidowane sprawozdania finansowe. Saldo środków pieniężnych powyżej progu 7,0 mln USD zostanie wykorzystane w celu spłaty kredytu głównego w kolejności odwrotnej do terminów zapadalności aż do momentu, gdy pozostałe saldo kredytu głównego będzie nie wyższe niż określone zgodnie z pierwotnym harmonogramem rat.

- Oprocentowanie pozostaje bez zmian na poziomie sześciomiesięcznej stawki LIBOR powiększonej o 6,0%, niezmienione pozostają też zasady zapłaty naliczonych odsetek.

Zadłużenie kapitałowe w ramach Kredytu Zamiennego wynosi obecnie 25,4 mln USD, ustalony pierwotnie termin zapadalności tego kredytu przypadał w czerwcu 2021 r., zaś oprocentowanie określono pierwotnie na poziomie sześciomiesięcznej stawki LIBOR powiększonej o marżę. Pierwotnie marżę określano poprzez obliczenie Procentowego Przyrostu Przychodów Netto (ang. *Incremental Net Revenues Percentage*, „INRP”) dla Tunezji, stanowiącej stawkę procentową równą ilorazowi (i) kwoty, o którą Przychody Netto (przychody pomniejszone o opłaty koncesyjne) za ostatni zakończony Rok Obrotowy przekraczają próg 35.000.000 USD oraz (ii) kwoty 2.000.000 USD (po zaokrągleniu do drugiego miejsca po przecinku). Marża wynosi minimalnie 8,0%, zaś maksymalnie – 17,0%. Zgodnie z nową umową, warunki Kredytu Zamiennego zmieniono w następującym zakresie:

- Termin zapadalności przedłużono do czerwca 2023 r. wraz z kapitalizacją naliczonych odsetek do czerwca 2020 r.
- W czerwcu 2020 r. określona zostanie łączna kwota pozostałego do spłaty kapitału powiększona naliczone skapitalizowane odsetki, przy czym kwota ta stanowić będzie nowe saldo podlegające spłacie w czterech równych ratach rocznych, przypadających do zapłaty w czerwcu każdego roku w okresie 2020–2023 r.
- Od terminu rozpoczęcia spłaty kredytu wg nowych warunków, odsetki przypadają do zapłaty od pozostałego salda kredytu w każdym dniu zapłaty odsetek.
- Mechanizm Opcji Zamiany Kredytu zachowano zgodnie z pierwotną umową. Zamiana Kredytu jest ograniczona do 5% kapitalizacji rynkowej.
- Stopa procentowa pozostaje na poziomie sześciomiesięcznej stawki LIBOR powiększonej o marżę, przy czym obecnie marżę oblicza się w oparciu o skonsolidowane przychody netto spółek zależnych w Tunezji i Rumunii powyżej progu 25.000.000 USD, zamiast 35.000.000 USD dla samej Tunezji jak to przewidywała pierwotna umowa. Marża nadal wynosi minimalnie 8,0%, zaś maksymalnie – 17,0%.

Oprócz zmiany konkretnych warunków dotyczących każdego z kredytów, zmieniono również część kowenantów dla obu kredytów. Pierwotne umowy przewidywały obliczanie wskaźnika obsługi długu w cyklu kwartalnym dla Tunezji i na poziomie całej spółki, przy czym wymagano utrzymania wskaźnika co najmniej na poziomie 1,3x w przypadku Tunezji i 1,5x w ujęciu skonsolidowanym. Wskaźnik zadłużenia do EBITDA zgodnie z pierwotnymi umowami również obliczano w cyklu kwartalnym dla Tunezji i na poziomie całej spółki, przy czym wskaźnik nie mógł przekroczyć poziomu 2,5x w przypadku Tunezji i 2,75x w ujęciu skonsolidowanym. Kowenanty w nowych umowach zmieniono w następującym zakresie:

- Obecnie wskaźnik obsługi długu będzie wyliczany wyłącznie w ujęciu skonsolidowanym na poziomie całej spółki i tylko dla Kredytu Głównego począwszy od grudnia 2018 r. Wskaźnik nie ma już zastosowania w przypadku Kredytu Zamiennego. Minimalna wartość wskaźnika to 1,3x.
- W przypadku wskaźnika zadłużenia do EBITDA minimalny wymagany poziom wyliczony we wrześniu 2018 r. i w grudniu 2018 r. wynosić ma 10,0x, po czym od 2019 r. wróci on do poziomu 2,5x i będzie obliczany w cyklu kwartalnym.
- Zmieniono definicję przepływów środków pieniężnych po obsłudze zadłużenia poprzez wyłączenie nakładów kapitałowych dokonanych w oparciu o pozyskane przez Spółkę wkłady kapitałowe.

W nowej umowie w sprawie restrukturyzacji kredytów utrzymano pierwotne wymogi dotyczące zabezpieczenia obu kredytów oraz wprowadzono dodatkowe zabezpieczenie w postaci zastawu na akcjach spółki Serinus Energy Romania S.A., będącej posiadaczem aktywów w Rumunii.



### ***Kredyt EBOR – Rumunia***

W dniu 20 lutego 2015 roku Spółka sfinalizowała umowę dotyczącą Kredytu EBOR w Rumunii w kwocie 11,28 mln USD, przyznanego przez EBOR. Środki przeznaczone były na finansowanie programu nakładów kapitałowych w Rumunii, prowadzonego pod koniec 2014 roku i na początku 2015 roku w zakresie wykonania, uzbrojenia i testowania dwóch odwiertów poszukiwawczych oraz pozyskania 180 km<sup>2</sup> nowych danych sejsmicznych 3D. Oprocentowanie płatne było co pół roku wg zmiennej stopy procentowej, równej stopie procentowej na londyńskim rynku międzybankowym powiększonej o 8%. Kapitał spłacany był w 10 równych półrocznych ratach po zakończeniu pierwszego roku okresu kredytowania. W następstwie zawarcia Kredytu EBOR w Rumunii, druga transza Kredytu Głównego w ramach Kredytu EBOR w Tunezji została obniżona z 20 mln USD do 8,72 mln USD. Całą kwota Kredytu EBOR w Rumunii - 11,28 mln USD została pociągnięta przez Spółkę w I kw. 2015 r.

Wraz ze sprzedażą Aktywów Spółki na Ukrainie, Spółka musiała spłacić w całości Kredyt EBOR w Rumunii plus naliczone odsetki. Spłata została dokonana 12 lutego 2016 r.

### ***Sprzedaż Aktywów na Ukrainie***

W dniu 23 grudnia 2015 r. Spółka poinformowała o zawarciu umowy sprzedaży wszystkich z 70 procent posiadanych przez nią akcji spółki KUBGAS Holdings na rzecz Resano za kwotę 30 mln USD plus odnośna korekta kapitału obrotowego i rozliczenia wewnątrzfirmowe. Dnia 8 lutego 2016 roku przekazana została informacja o zamknięciu transakcji za łączną kwotę 33,2 mln USD (w tym korekty dotyczące wewnątrzgrupowych i kapitału obrotowego).

### ***Umowa z Shell***

Działając za pośrednictwem tunezyjskiej spółki zależnej, Spółka zawarła z Shell International Trading and Shipping Company Limited w drugim kwartale 2016 roku porozumienie handlowe dotyczące sprzedaży ropy wydobywanej przez Spółkę w Tunezji. Zawarto je na okres pięciu lat, zaś mechanizm cenowy jest konkurencyjny wobec cen uzyskiwanych przez tunezyjską spółkę od innych nabywców ropy naftowej wydobywanej w Tunezji. Korzyści dla Serinus obejmują regularny odbiór ropy przez dużego renomowanego nabywcę. W roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. miał miejsce jeden odbiór na podstawie umowy z Shell.

### ***Umowa EPCC w ramach Projektu Zagospodarowania Gazu Moftinu w Rumunii***

W dniu 9 maja 2017 r. Spółka zawarła kontrakt wykonawczy (ang. *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning Contract*, „EPCC”) z rumuńską spółką Confind S.R.L. („Confind”) na budowę instalacji przetwarzania gazu wraz z towarzyszącymi jej liniami przesyłowymi i gazociągami w ramach Projektu Zagospodarowania Gazu Moftinu. Spółka Confind jest doświadczonym wykonawcą pod klucz kontraktów EPCC w zakresie instalacji gazowych i projektów linii przesyłowych w Rumunii.

### ***Oferta akcji***

W dniu 21 lutego 2017 roku Spółka złożyła skrócony prospekt emisyjny w związku z wprowadzaną na rynek ofertą 72 mln akcji zwykłych Spółki, po cenie 0,35 CAD za akcję zwykłą, dającą łączne wpływy brutto w wysokości 25,2 mln CAD (wpływy netto w wysokości 24,3 mln CAD, po uwzględnieniu prowizji agenta w wysokości 0,9 mln CAD) (dalej „Oferta”). Oferta została sfinalizowana w dniu 24 lutego 2017 roku. Ofertę prowadził GMP FirstEnergy (dalej „Agent”) działający na zasadach agencyjnych „z dołożeniem uzasadnionych handlowo starań”. Oferowane akcje były oferowane we wszystkich prowincjach Kanady z wyjątkiem Quebecu oraz w ramach oferty prywatnej w Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii, Szwajcarii i Europie. Łączne wpływy netto z Oferty miały zostać wykorzystane przez Spółkę na sfinansowanie Projektu Zagospodarowania Gazu Moftinu oraz prac przygotowawczych do programu wierceń w 2018 roku na terenie koncesji Satu Mare w Rumunii, usprawnienia produkcji na terenie bloku Sabria w Tunezji oraz na ogólne potrzeby Spółki. Projekt Zagospodarowania Gazu Moftinu jest projektem o krótkim horyzoncie realizacji, w związku z tym oczekuje się, że wydobywanie z odwiertów gazowych Moftinu-1001 oraz Moftinu-1000 rozpocznie się w II kwartale 2018 r.

## **Przerwy w produkcji w Tunezji spowodowane sporami pracowniczymi i protestami społecznymi**

Prowadzona przez Spółkę produkcja ropy i gazu w Tunezji podlegała w 2017 r. pewnym przerwom, w związku z czym Spółka była w ciągu roku zmuszona do zamknięcia na dłuższy okres pól Sabria i Chouech Es Saida.

Pole Chouech Es Saida zostało początkowo zamknięte w dniu 10 stycznia 2017 r. w związku z planowanym trzydniowym strajkiem oraz ze wstrzymaniem produkcji wskutek decyzji podjętej głosami pracowników Spółki zatrudnionych w obiekcie Winstar Chouech Es Saida. Strajk ten rozpoczął się o północy 11 stycznia 2017 r. Spółka zamknęła produkcję ze względów bezpieczeństwa przy założeniu, że zostanie ona wznowiona po zakończeniu protestów pracowniczych. Ponieważ protesty te obejmowały strajk okupacyjny, który przeciągnął się po ogłoszonym terminie zakończenia protestów, Spółka nie mogła wznowić produkcji, a instalacja pozostała zamknięta ze względów bezpieczeństwa.

Spółka wznowiła produkcję z dniem 1 lutego 2017 r. w ramach porozumienia pomiędzy prowadzącymi strajk okupacyjny pracownikami a Spółką w sprawie zakończenia strajku okupacyjnego oraz zobowiązania związku zawodowego Tunisia General Trade Union („UGTT”) w sprawie współpracy w trwającym w Spółce procesie zwolnień. Brak porozumienia z UGTT nawet po wielomiesięcznych rozmowach spowodował ponowne zamknięcie przez Spółkę produkcji na polu Chouech Es Saida z dniem 28 lutego 2017 r. Pole jest od tej pory zamknięte z uwagi na trwające spory pracownicze i związane z nimi zamieszki społeczne.

W maju 2017 r. wybuchły ogólnokrajowe protesty społeczne, które spowodowały blokady dróg i instalacji naftowych w południowej części Tunezji. Protestujący blokowali dostęp do dróg i obiektów podmiotów zewnętrznych, co zmusiło Spółkę do zamknięcia produkcji na polu Sabria z dniem 22 maja 2017 r. Spółka mogła wznowić produkcję dopiero z dniem 6 września 2017 r. po wygaśnięciu protestów pod koniec sierpnia 2017 r.

## ***Utrata kontroli nad odwiertem Moftinu-1001 w Rumunii***

O godzinie 01:49 (czasu CET), w poniedziałek, 18 grudnia 2017 r. w trakcie rutynowych działań przygotowujących odwiert Moftinu do dalszej produkcji, nastąpiło niespodziewane uwolnienie gazu, co w następstwie spowodowało zapłon. Spółka kontynuowała proces oczyszczania odwiertu przed wznowieniem produkcji. W momencie wypadku głowica przeciwerupcyjna (ang. *Blow-out Preventer* – „BOP”) była podłączana do głowicy odwiertu. Strefę przyodwiertową ewakuowano i zabezpieczono, a nikt z personelu i wykonawców Spółki nie odniósł obrażeń.

Spółka zleciła SafetyBoss – renomowanej międzynarodowej spółce zajmującej się przywracaniem kontroli nad odwiertami, z siedzibą w Calgary, Kanadzie – aby zajęła się sprawą wypadku na odwiertie Moftinu-1001. SafetyBoss wysłała do Rumunii swój zespół ds. przywracania kontroli, który przybył na miejsce w dniu 20 grudnia 2017 r. Kontrolę nad odwiertem przywrócono w dniu 7 stycznia 2018 r. Ze względu na uszkodzenia naziemnych części instalacji odwiertu, Spółka zaczopowała odwiert kołkiem cementowym, a następnie opuściła Moftinu-1001.

Polisa ubezpieczeniowa Spółki obejmuje pokrycie kosztów przywrócenia kontroli nad odwiertem, reklutywacji terenu, a także koszty wykonania odwiertu zastępczego. Spółka wytypowała lokalizację nowego otworu ok. 300 m od miejsca, gdzie znajduje się odwiert Moftinu-1001. Ponowne wiercenie zostanie ujęte w roszczeniach ubezpieczeniowych Spółki, które będą zgłoszone po wykonaniu odwiertu Moftinu-1007. Spółka uzyskała zgodę na warunkach specjalnych, jaką przewidują rumuńskie regulacje dla sektora naftowego w zakresie zezwoleń i prowadzenia działalności, w celu przyśpieszenia prac wiertniczych i uzbrojenia odwiertu Moftinu-1007. Po otrzymaniu pozostałych zezwoleń rozpoczną się prace wiertnicze nad odwiertem Moftinu-1007. Wskutek tego incydentu, Spółka była zmuszona do wstrzymania prac nad Projektem Zagospodarowania Gazu Moftinu, w związku z czym spodziewany termin pierwszego wydobycia gazu przesunął się z I kwartału na koniec II kwartału 2018 r.

### ***Kontynuacja po przeniesieniu siedziby na Jersey i notowanie akcji na rynku AIM***

Po dniu zatwierdzenia niniejszego RFI, Spółka będzie realizować planowane przeniesienie siedziby z Alberty na Jersey na Wyspach Normandzkich oraz wprowadzenie akcji do obrotu na rynku AIM prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange („AIM”). W dniu 7 marca 2018 r. odbyło się Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy Spółki, którego porządek obrad obejmował zatwierdzenie kontynuacji działalności po przeniesieniu siedziby na Jersey.

## **OPIS DZIAŁALNOŚCI**

### **Informacje ogólne**

Spółka jest międzynarodową firmą prowadzącą działalność poszukiwawczą i wydobywczą w sektorze naftowym i gazowym, posiadającą zdywersyfikowaną bazę aktywów Spółki obejmującą aktywa w fazie zagospodarowania oraz oceny. Podstawowe aktywa Spółki obejmują jej udział w Aktywach w Tunezji i Aktywach w Rumunii.

Pięć koncesji w Tunezji zajmuje powierzchnię 166.355 akrów brutto (151.948 akrów netto). Główne perspektywiczne obiekty poszukiwawcze do zagospodarowania znajdują się na terenie koncesji Sabria (26.195 akrów brutto, dla udziałów operacyjnych SEN 45%), Chouech Es Saida (52.480 akrów brutto, dla udziałów operacyjnych SEN 100%) i Ech Chouech (33.920 akrów brutto, dla udziałów operacyjnych SEN 100%). Koncesja Sabria zawiera akumulacje ropy naftowej z ordowiku na poziomie 358 MMbbl (OOIP, P50), gdzie wykonano tylko sześć odwiertów (10 uwzględniając próby wznowienia odwiertów). Koncesje Chouech Es Saida i Ech Chouech mają charakter perspektywiczny w zakresie piaskowców Triassic Trias Argilo-Greseux Inferieur („TAGI”), dewońskich węglanów Oum Qasa oraz sylurskich piaskowców Acacus. Głębiej zalegające strefy z ordowiku mogą reprezentować pewien potencjał, ale nie został on dotychczas zbadany na tych dwóch koncesjach. Spółka nadal koncentruje się na obniżaniu kosztów w możliwie szerokim zakresie z jednoczesnym utrzymaniem obecnej produkcji w Tunezji. W Tunezji Spółka skoncentruje się na przeprowadzeniu niskokosztowych programów prac w celu zwiększenia wydobycia z istniejących odwiertów, w tym Projekt Zwiększenia Produkcji na Polu Sabria obejmujący wykonanie ponownej aktywizacji Sabrii N-2 oraz zainstalowania rurek syfonowych w innym odwiercie na polu Sabria. Spółka traktuje Pole Sabria jako znaczną długofalową możliwość rozwojową. Zobacz również punkt „Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja”.

Na podstawie Umowy Farm Out Satu Mare spółka Serinus uzyskała w 2013 r. 60% udział w prawie użytkowania górniczego Koncesji Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii, o powierzchni 729.000 akrów brutto. W 2015 roku Spółka wypełniła wszystkie zobowiązania w zakresie prac Etapu 2 poszukiwawczego, co upoważniło ją do przystąpienia z NAMR do wyłącznych negocjacji w sprawie przedłużenia Koncesji Satu Mare. Zgodnie z warunkami przedłużenia Etapu 3 (zatwierdzonego 28 października 2016 roku), zobowiązania do prac obejmują wykonanie dwóch odwiertów oraz – do wyboru przez Spółkę – pozyskanie nowych danych sejsmicznych 3D dla 120 km<sup>2</sup> lub wykonanie trzeciego odwiertu. Dwa odwierty muszą być wykonane odpowiednio na głębokość co najmniej 1 000 i 1 600 metrów, a w przypadku zdecydowania się na trzeci, ma on mieć głębokość 2 000 m. Przedłużenie Etapu 3 obowiązuje przez okres trzech lat od dnia 28 października 2016 roku i wygasa 28 października 2019 roku.

OEBS, posiadacz pozostałych 40% udziałów, uznał, że nie jest w stanie uczestniczyć w kolejnych etapach prac przypisanych do koncesji. Jednak znajduje się on obecnie w sporze podatkowym z władzami Rumunii, w wyniku którego nastąpiło zapobiegawcze zajęcie udziałów partnera w Rumunii. Zgodnie z warunkami zapobiegawczego zajęcia przez rumuńskie organy podatkowe, posiadacz pozostałych 40% udziałów w koncesji Satu Mare ma ograniczone prawo do przeniesienia udziałów, jeżeli nie uzyska zezwolenia rumuńskich organów podatkowych. W lutym 2017 r. Spółka przekazała OEBS wezwanie z związku z naruszeniem przez OEBS umowy poprzez niewniesienie należnej zapłaty w gotówce. Zgodnie z umową JOA, OEBS zobowiązana jest do podjęcia wszystkich czynności niezbędnych

dla skutecznego przeniesienia należących do OEBS udziałów na rzecz Spółki. Dotychczas OEBS nie wykonała tego zobowiązania.

Historycznych odwiertów jest tam niewiele, zaś Spółka zidentyfikowała ponad 50 obiektów poszukiwawczych i potencjalnych obiektów poszukiwawczych. W 2017 roku Serinus koncentruje się na działalności w Rumunii, która ma stanowić główny czynnik rozwoju w najbliższych trzech latach. Projekt Zagospodarowania Gazu Moftinu jest projektem o krótkim horyzoncie realizacji, w związku z tym oczekuje się, że wydobycie z odwiertów Moftinu-1007 oraz Moftinu-1000 rozpocznie się pod koniec II kw. 2018 roku. Spółka uzyskała wszystkie niezbędne zezwolenia i wkrótce przystąpi do budowy stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 MMcf/d. Oczekuje się, że prace nad projektem zakończą się w II kw. 2018 roku. Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*”.

Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei („Umowa PSA dla Bloku L”) została zakończona w październiku 2016 roku. Wcześniej Spółka posiadała 90% udziału operacyjnego w umowie PSA dla Bloku L. Spółka jest zobowiązana do wykonania prac związanych z rekultywacją terenu. Aktywa w Bloku L w Brunei są w całości objęte odpisem z tytułu utraty wartości.

### **Szczegółowa informacja o aktywach**

W niniejszym rozdziale RFI przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące istotnych obszarów koncesji naftowych i gazowych Spółki oraz krajów, w których się one znajdują. W niniejszym rozdziale RFI, Spółka przedstawia również pewne informacje historyczne dotyczące zasobów, szacunki dotyczące wielkości zasobów, szacunki wydobycia, historyczne wielkości wydobycia oraz inne informacje dotyczące obszarów otaczających obszary Aktywów w Tunezji oraz Aktywów w Rumunii, które to informacje są „analogicznymi informacjami” zgodnie z definicją podaną w mających zastosowanie przepisach dotyczących papierów wartościowych. Niniejsze informacje analogiczne pochodzą z publicznie dostępnych źródeł informacji, których charakter zdaniem Spółki jest w przeważającej mierze niezależny. Niektóre z danych poniżej nie zostały opracowane przez wykwalifikowanych rzeczoznawców do oceny rezerw bądź audytorów, zaś niektóre dane szacunkowe mogły nie być sporządzone w ścisłej zgodzie z Wytocznymi COGE. Jednocześnie szacunki sporządzone przez ekspertów inżynierskich i geotechnicznych mogą różnić się pomiędzy sobą, a różnice te mogą być znaczne. Spółka jest zdania, że niniejsze informacje analogiczne są znaczące dla działalności Spółki, biorąc pod uwagę jej udziały i działalność (bieżącą i planowaną) w przedmiotowych rejonach, jednakże odbiorca niniejszego dokumentu powinien mieć na uwadze, że nie ma pewności co do tego, iż działalność Spółki na obszarach Aktywów w Tunezji oraz Aktywów w Rumunii będzie skuteczna w stopniu, w jakim okazała się skuteczna działalność w obszarach, których dotyczą informacje analogiczne, bądź też w ogóle.

### **Tunezja**

Serinus, poprzez swój 100% podmiot zależny Winstar Tunezja., posiada udział i jest operatorem pięciu koncesji w Tunezji. Posiada 100% udziału w prawie użytkowania górniczego na terenie czterech koncesji oraz 45% udział w piątej koncesji – Sabria. Aktywa w Tunezji zostały nabyte w ramach nabycia Winstar Tunezja przez Spółkę w 2013 roku.

Pięć bloków koncesyjnych – Sabria, Zinnia, Sanrhar, Ech Chouech i Chouech Es Saida – położonych jest na terenie całego kraju, od wybrzeża Morza Śródziemnego na północy aż do granicy z Algierią na południu. W poniższej tabeli przedstawiono najważniejsze informacje o koncesjach:

### Informacje o koncesjach w Tunezji

Nazwa	Położenie (na terytorium Tunezji)	Udział operacyjny	Powierz- chnia brutto  (w akrach)	Aktualne zobowiązania do przepracowania prac	Data wygaśnięcia
Chouech Es Saida	południe	100%	52.480	brak	grudzień 2027 r.
Ech Chouech	południe	100%	33.920	brak	czerwiec 2022 r.
Sabria	środkowy zachód	45%	11.788	brak	listopad 2028 r.
Sanrhar	środkowe południe	100%	35.840	brak	grudzień 2021 r.
Zinnia	północ	100%	17.920	brak	grudzień 2020 r.

Pięć koncesji przyznano początkowo różnym operatorom, a ich własność zmieniała się kilkakrotnie przed ich nabyciem przez Winstar Holandia. Zobacz punkt „Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja – Sabria, Chouech Es Saida, Ech Chouech, Sanrhar i Zinnia”.

#### System administracyjny i warunki koncesji

Władze Tunezji zarządzają poszczególnymi koncesjami za pośrednictwem przedsiębiorstwa ETAP. Warunki finansowe koncesji podlegają ogólnym zasadom dotyczącym opłat eksploatacyjnych i podatku dochodowego. Szczegółowe informacje dla poszczególnych koncesji przedstawiono w poniższej tabeli:

#### Podsumowanie warunków podatkowych dla aktywów tunezyjskich

	Chouech Es Saida	Ech Chouech	Sabria	Sanrhar	Zinnia
<b>Udziały operacyjne</b>	100%*	100%	45%	100%	100%
<b>Prace objęte zobowiązaniem – pozostałe do wykonania</b>	Brak	Brak	Brak	Brak	Brak
<b>Opłaty koncesyjne (royalties)</b>	15%	15%	2%-15% na bazie czynnika R	12,50%	2%-15% na bazie czynnika R
<b>Podatek dochodowy</b>	35%	35%	50%-75% na bazie czynnika R	55%-80% na bazie czynnika R	50%-75% na bazie czynnika R

\* ETAP jest uprawniony do odkupu 50% udziału w prawie użytkowania górniczego po osiągnięciu łącznego wydobycia ropy naftowej/kondensatu na poziomie 6,5 MMbbl (bez opłat koncesyjnych - royalties). Obecny łączny poziom wydobycia wynosił 5,2 MMbbl na dzień 31 grudnia 2017 roku.

#### Sabria

Koncesja Sabria położona jest w pobliżu południowego brzegu jeziora Wielki Szott na Saharze w Tunezji. Koncesja Sabria, której nazwa pochodzi od pobliskiej wsi Sabriyah, została wydzielona z zezwolenia wydobywczego Kebili. Pierwsze badania sejsmiczne przeprowadził Mobil, będący w latach 1970-1977 właścicielem zezwolenia poszukiwawczego na tym obszarze. W latach 1978-1985 operatorem była spółka Amoco, która wykonała cztery odwierty: Sabria North 1 („**SAB-N1**”), Sabria North 2 („**SAB-N2**”), Sabria North 3 („**SAB-N3**”) i Sabria West 1 („**W-SAB-1**”). Odwierty poszukiwawcze wykazały występowanie ropy naftowej w formacjach z ordowiku, ale wówczas uznano je za niekomercyjne.

W 1991 roku operatorem koncesji Sabria została spółka MOL Hungarian Oil & Gas PLC („**MOL**”). W latach 1991-1995 MOL przeprowadził trzy badania sejsmiczne 2D, a w oparciu o ich wyniki oraz na podstawie ponownej oceny wcześniejszych odwiertów dokonał modernizacji odwiertu W-SAB-1 na odwiert poziomy („**W-SAB-1H**”) w górnej warstwie formacji Hamra. W sierpniu 1996 roku w odwiercie stwierdzono potencjał węglowodorów. W 1998 roku MOL wykonał odwiert Sabria Northwest 1 („**SAB-NW1**”) i uzbroił do horyzontalnego wydobycia. Pod koniec 1998 roku i na początku 1999 roku MOL wznowił odwiert SAB-N1, wykonując nowe poziome odgałęzienie. W obliczu negatywnych wyników odwiert zawieszono w 1999 roku.

Wydobycie na terenie koncesji Sabria rozpoczęto w październiku 1998 roku z odwiertu W-SAB-1H, a następnie od maja 1999 roku z odwiertu SAB-NW1 i od stycznia 2002 roku z odwiertu SAB-N3H. Na początku 2000 roku, Winstar Holandia nabył udział MOL w koncesji Sabria i został operatorem koncesji. W 2002 roku odwiert SAB-N3 został wznowiony po wykonaniu prac wiertniczych i modernizacyjnych jako poziomy odwiert wydobywczy („**SAB-N3H**”). Na terenie pola naftowego wydobywa się towarzyszący gaz, który po sprężeniu do ciśnienia 100 bar przesyłany jest przez należący do podmiotu zewnętrznego gazociąg i sprzedawany na rzecz tunezyjskiego państwowego przedsiębiorstwa energii elektrycznej i gazu Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz („**STEG**”). Z gazu w instalacjach chłodzących uzyskuje się kondensat, który sprzedawany jest wraz z ropą naftową.

W 2006 roku zmodernizowano instalacje przesyłową i obecnie ropa naftowa transportowana jest ciężarówkami z pola naftowego do terminalu przesyłowego lokalnego rurociągu w miejscowości Oum Chiah, skąd przesyłana jest rurociągiem do miejscowości La Skhira na wybrzeżu Morza Śródziemnego.

W I kwartale 2007 roku Winstar Holandia zakończyła prace wiertnicze na odwiercie Sabria 11 („**SAB-11**”). Odwiert uzbrojono w II kwartale 2007 roku. Od końca czerwca 2007 roku z odwiertu SAB-11 prowadzono wydobywanie. Pod koniec 2013 roku i na początku 2014 roku stopniowo zwiększano przepustowość zwięzki, co umożliwiło zwiększenie wydobywania bez istotnego negatywnego wpływu pod kątem przepływu wody czy wskaźnika wydobywania gazu i ropy.

W 2009 roku Winstar Holandia ukończyła prace rekonstrukcyjne i wiertnicze w odwiercie SAB-N3H. Prace objęły wykonanie dwóch nowych odgałęzień horyzontalnych w istniejącym odwiercie SAB-N3H. Odwiert okazał się sukcesem, gdyż natrafiono na zasobne obszary nadającego się do eksploatacji poziomu o dużej gęstości naturalnych szczelin.

W lipcu 2014 roku spółka Winstar Tunezja rozpoczęła prace nad odwiertem Winstar-12bis („**WIN-12bis**”), który w listopadzie 2014 roku osiągnął docelową głębokość 3.855 metrów. Urządzenia pomiarowe wykazały formacje roponośne o miąższości 79 metrów w formacjach Upper Hamra, Lower Hamra i El Atchane. Odwiert WIN-12bis rozpoczął produkcję w dniu 10 grudnia 2014 roku na poziomie 635 boe/d. Na koniec grudnia 2017 roku wielkość produkcji wynosiła 424 boe/d.

Prace nad odwiertem Winstar-13 („**WIN-13**”) rozpoczęły się 10 grudnia 2014 roku. Po początkowych znacznych opóźnieniach związanych z wypływem płuczki do formacji oraz aktywną płytką warstwą wodonośną, w dniu 11 marca 2015 roku odwiert osiągnął docelową końcową głębokość 3.781 metrów. Odwiert został uzbrojony i rozpoczął produkcję 3 maja 2015 r. z średnim wydobywaniem na poziomie 58 boe/d, które do końca 2015 r. wzrosło do poziomu 232 boe/d. Wielkość produkcji wynosiła 260 boe/d na koniec grudnia 2017 roku.

Prace prowadzone w 2017 roku na koncesji Sabria miały minimalny zakres z uwagi na trwające protesty społeczne.

#### Chouech Es Saida

Koncesja Chouech Es Saida położona jest przy południowo-zachodniej granicy Tunezji. W latach 1971-1992 na terenie koncesji Chouech Es Saida wykonano siedem odwiertów. Wydobywanie z odwiertu Chouech Es Saida #1 („**CS-1**”) trwało od 1977 roku do 1992 roku. W 1993 roku rozpoczęto wydobywanie z odwiertów Chouech Es Saida #3 („**CS-3BIS**”) and Chouech Es Saida #7 („**CS7-BIS**”) odpowiednio na okres siedmiu i dwóch lat. W 1996 roku opróbkowano odwiert Chouech Es Saida #5 („**CS-5**”), który następnie zawieszono. Winstar Tunezja (wówczas Athanor Tunisia B.V.) nabył koncesję Chouech Es Saida wraz z przyległą koncesją Ech Chouech od spółki AGIP w 2002 roku. Pole naftowe było zamknięte od 1999 roku do końca 2003 roku, kiedy to Winstar Tunezja wznowił wydobywanie z odwiertu CS7-BIS.

Ropa naftowa z Chouech Es Saida przesyłana jest do punktu sprzedaży w El Borma należącym do Winstar Tunezja rurociągiem o przekroju 6 cali i długości 80 km. W 2009 roku Winstar Tunezja ukończyła budowę i przyjęła do eksploatacji obecnie wykorzystywany własny rurociąg o przekroju 6 cali i długości 78 km. Serinus zainstalowała również w centralnej stacji produkcyjnej Chouech Es Saida dwie sprężarki o łącznej przepustowości 170 Mcm/d (6,0 MMcf/d). W 2011 roku Winstar Tunezja przeniosła z Węgier na

teren koncesji Chouech Es Saida własną stacją przetwarzania i sprężania gazu, którą zainstalowano i przyjęto do eksploatacji. Faktyczny poziom wydobywania waha się od 0 do 5,0 MMcf/d, ponieważ STEG (nabywca gazu z koncesji Chouech Es Saida) zobowiązany jest wyłącznie do odbioru gazu w stacji w El Borma w miarę własnych możliwości.

W 2008 roku wykonano i uzbrojono odwiert Chouech Essaida #8 („**CS-8**”) oraz rozpoczęto z niego wydobywanie. W IV kwartale 2008 roku Winstar Tunezja podjęła próbę przygotowania odwiertu do wydobywania z dwóch horyzontów, przy czym w trakcie rutynowych prac nad cementowaniem i dodatkowym zbrojeniem napotkano na poważny problem, w związku z czym wydobywanie z odwiertu wstrzymano. Prace na odwiercie CS-8 wznowiono pod koniec grudnia 2009 roku poprzez wykonanie odwiertu kierunkowego, co umożliwiło dotarcie do zbiornika docelowego i osiągnięcie przepływu próbnego na łącznym poziomie powyżej 1.625 boe/d. Jednakże po przeprowadzeniu testów przepływ ze zbiornika ustał, w związku z czym odwiert zawieszono. Z dniem 25 września 2011 roku zakończono prace wiertnicze na odwiercie Chouech Essaida #8Bis („**CS-8bis**”). Początkowo poziom wydobywania był niestabilny, w związku z czym konieczne było oczyszczenie odwiertu i zainstalowanie elektronicznej pompy zanurzeniowej („**ESP**”), w efekcie czego produkcja ustabilizowała się na poziomie 300 bbl/d w grudniu 2011 roku. Odwiert CS-8bis zamknięto w sierpniu 2016 roku, kiedy produkcja spadła poniżej poziomu 1 boe/d.

W III kwartale 2008 roku wykonano odwiert Chouech Essaida #9 („**CS-9**”). Przeprowadzono test odwiertu z czterech stref, uzyskując przepływ na poziomie ponad 900 bbl/d. W IV kwartale 2008 roku rozpoczęto wydobywanie z odwiertu na poziomie ok. 500 bbl/d. Po okresie zamknięcia odwiertu w pierwszych siedmiu miesiącach 2011 roku, Winstar Tunezja przeprowadziła dodatkowe cementowanie odwiertu CS-9, z którego przez pozostałą część roku prowadzono wydobywanie na poziomie ok. 200 bbl/d. W trakcie 2016 r. na odwiercie CS-9 konieczna była wymiana pompy ESP, a produkcja z odwiertu została wstrzymana na okres 28 dni w miesiącach marzec i kwiecień 2016 r. Po wymianie pompy wznowiono wydobywanie na maksymalnym poziomie 72 boe/d, zaś na koniec grudnia 2016 r. kształtowało się ono na poziomie 60 boe/d.

W 2010 roku wykonano i uzbrojono odwiert Chouech Essaida #11, z którego rozpoczęto produkcję na poziomie ok. 500 bbl/d. W 2010 roku wykonano i uzbrojono odwiert Chouech Essaida #13 oraz przeprowadzono na nim testy. Chociaż strefy okazały się zgodne z prognozami, same zbiorniki nie zawierały węglowodorów, w związku z czym odwiert zawieszono.

W listopadzie 2010 roku Winstar Tunezja rozpoczęła prace wiertnicze na swoim pierwszym odwiercie poszukiwawczym w strefie z okresu syluru – Chouech Essaida Silurian #1 („**CS Sil #1**”). Podczas testów uzyskano przepływ na łącznym poziomie 3.379 boe/d. Przed zainstalowaniem stacji sprężania i przetwarzania gazu przeniesionej z Węgier, w okresie od lutego 2011 roku do września 2011 roku rozpoczęto długofalowe testy produkcyjne głównych stref roponośnych (strefy 2 i 3), z których uzyskano wydobywanie na poziomie 80-120 bbl/d. Po instalacji stacji przeniesionej z Węgier rozpoczęto wydobywanie ze strefy 1 na poziomie od 900 do 1.000 boe/d. Wydobywanie ograniczało wydobywanie piasku i cieczy, a produkcja z odwiertu w 2013 roku była nieregularna. W kwietniu 2014 roku przeprowadzono oczyszczanie odwiertu, otwarto dodatkowe strefy i zainstalowano urządzenie typu velocity string o mniejszej średnicy, a w maju 2014 roku wznowiono produkcję z odwiertu na poziomie ok. 500 Mcfe/d. Obecnie odwiert jest zamknięty z powodu nawarstwiania się osadu w świetle rur.

We wrześniu 2011 roku Winstar Tunezja zakończyła prace wiertnicze na odwiercie Chouech Essaida #12 („**CS-12**”). Po instalacji pompy wgłębnej z odwiertu prowadzone było wydobywanie ropy na poziomie ok. 30 bbl/d oraz wydobywanie towarzyszącego gazu. Odwiert zamknięto w styczniu 2013 roku, kiedy produkcja spadła do zera.

W grudniu 2011 roku Winstar Tunezja ukończyła realizację programu wierceń w lokalizacji Chouech Essaida Silurian #10 („**CS Sil #10**”). Obiektem docelowym były obie strefy sylurskie zidentyfikowane i przetestowane na odwiercie CS Sil #1, jak również nowoodkryta strefa z okresu triasu, z której na odwiercie CS Sil #1 uzyskano zapisy rejestrów, ale nie przeprowadzono testów. Wyniki wstępnych prób przepływu z wszystkich pięciu stref docelowych były niejednoznaczne. Analiza uzbrojenia odwiertu wykazała, że niejednoznaczne wyniki prób mogły być spowodowane przez blokady otworu na wysokości dolnych stref sylurskich i ewentualny napływ wody wskutek niewłaściwego zacementowania i

zaizolowania otworu na wysokości docelowych stref triasowych. W IV kwartale 2012 roku oczyszczono odwiert, usunięto uzbrojenie na wysokości dolnych stref sylurskich i ponownie zacementowano odwiert na wysokości górnych stref triasowych. Oczyszczenie nie powiodło się, w związku z czym odwiert jest obecnie zamknięty do czasu przeprowadzenia dodatkowych analiz i podjęcia działań naprawczych. W maju 2015 roku przeprowadzono oczyszczanie odwiertu w celu wznowienia produkcji, co jednak się nie powiodło, w związku z czym odwiert został zawieszony.

Prace w Chouech Es Saida w trakcie 2015 i 2016 roku prowadzone były w zwykłym trybie dla eksploatacji pól naftowych, obejmującym m. in. wymianę lub naprawę pomp wgłębnych w otworze i konserwację infrastruktury naziemnej.

Pole Chouech Es Saida pozostaje zamknięte od lutego 2017 roku.

### Ech Chouech

Na terenie koncesji Ech Chouech od 1970 roku wykonano pięć odwiertów. Pole zostało odkryte w odwiercie Ech Chouech #1 („**EC-1**”), w którym wykryto ropę naftową w dewońskiej formacji Ouan Kasa na głębokości 3.220 m. Odwiert EC-1 uzbrojono w 1991 roku i próbkowano przez sześć miesięcy, osiągając przepływ na poziomie 200-220 boe/d, a łączne wydobycie wyniosło 34.000 bbl. Próbkowanie przerwała blokada odwiertu. W 2008 roku Winstar Tunezja przeprowadziła udaną operację oczyszczenia odwiertu EC-1. Wydobycie z odwiertu wznowiono, a jego średni poziom wynosił niemal 100 bbl/d. W 2010 roku przeprowadzono oczyszczenie odwiertu EC-1 w celu wyeliminowania problemów ograniczających wydobycie, po czym wznowiono wydobycie z odwiertu na poziomie 140 bbl/d. Średnia produkcja w 2014 roku wynosiła 71 bbl/d. Produkcja z odwiertu EC-1 prowadzona jest nie w trybie ciągłym, tylko nieregularnie poprzez okazjonalne wydobycie z odwiertu w przypadku powstania odpowiedniego ciśnienia. W ciągu 2016 roku z odwiertu EC-1 wydobyte następowo 12-krotnie w łącznej ilości 497 boe.

Druga lokalizacja odwiertu na terenie koncesji – Ech Chouech #2 – wykazała w opróbkowaniu niewielkie ilości gazu w piaskach Ouan Kasa na głębokości 3.182 m. W odwiercie Ech Chouech #3 stwierdzono tylko śladowe ilości gazu, ale opróbkowany odwiert Ech Chouech #4 („**EC-4**”) wykazał obecność ropy naftowej w piaskowcach Ouan Kasa. Operator ocenił, że rezerwy wynoszą ok. 478 Mbbbl. Nie podjęto zagospodarowania złóż. Winstar Tunezja przeprowadziła w 2007 roku oczyszczenie odwiertu EC-4, jednakże operacja ta nie umożliwiła wydobywania węglowodorów w ilościach komercyjnych – konieczne są dalsze analizy.

W III kwartale 2014 roku wykonano rekonstrukcję oraz stymulację odwiertów EC-4 i ECS-1. Odwierty zostały oczyszczone z zanieczyszczeń pozostawionych po działaniach prowadzonych przez poprzednich operatorów oraz wykonano szczelinowanie hydrauliczne w dewońskiej formacji Ouan Kasa. Podczas usuwania cieczy z odwiertu ECS-1 uzyskano początkowo przepływ gazu i wody, a następnie większy przepływ kondensatu. Na początku marca rozpoczęto prace nad instalacją w odwiercie urządzenia typu velocity string o mniejszej średnicy oraz podłączenia go do przewodu odwiertu EC-1.

Z odwiertu EC-4 uzyskano początkowo przepływ wody z rosnącym udziałem ropy, jednak dalsze prace nad usuwaniem cieczy dały wyłącznie przepływ wody. Prowadzona jest dalsza analiza odwiertu w celu określenia dodatkowych działań naprawczych.

W ciągu 2017 roku nie prowadzono w Ech Chouech żadnych działań w zakresie poszukiwań lub zagospodarowania, zaś produkcja z tego pola była w 2017 roku na minimalnym poziomie z uwagi na zamknięcie pola od dnia 28 lutego 2017 roku

### Sanrhar

Pole naftowe Sanrhar położone jest 60 km na północny wschód od pola naftowego El Borma na Saharze w południowej Tunezji. Wykonano trzy odwierty w ramach antykliny Sanrhar w obrębie formacji piaskowców triasowych TAGI. Pierwszy odwiert Sanrhar-1 („**SN-1**”) został wykonany w 1957 roku blisko krawędzi struktury w pobliżu naturalnej granicy ropa/woda. Odwiert, w którym dokonano odkrycia –



Sanrhar North 1 („**SNN-1**”), wykonany został w 1989 roku blisko wyniesienia struktury. Winstar Tunezja nabyła koncesję Sanrhar w maju 2000 roku. W 2002 roku wykonano trzeci odwiert, Sanrhar West-1 („**SNW-1**”), zlokalizowany 6 km na zachód w obniżeniu przy zachodniej granicy struktury. Odwiert okazał się zawodniony i został zamknięty, a następnie zlikwidowany. Odwiert SNN-1 to jedyny odwiert produkcyjny na terenie tego pola naftowego, a wydobycie z niego prowadzone jest od 1991 roku. W 2008 roku Spółka zainstalowała nowy system pomp na odwiercie SNN-1, co miało korzystny wpływ na poziom wydobycia.

Od 10 lutego 2016 r. odwiert SNN-1 był zamknięty do czasu ponownego wzrostu cen ropy do wystarczająco wysokiego poziomu i przywrócenia ekonomicznej opłacalności wydobycia. Wielkość produkcji przez zamknięciem odwiertu wynosiła 55 boe/d.

W lipcu i sierpniu 2014 roku Winstar Tunezja pozyskała 203,5 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D na terenie koncesji Sanrhar.

### Zinnia

Koncesja Zinnia położona jest na półwyspie Cap Bon w Tunezji, 60 km na południowy wschód od Tunisu, 10 km od miasta Nabeul i ok. 3 km od wybrzeża Morza Śródziemnego. Winstar Tunezja nabyła koncesję Zinna w 2000 roku.

Pole naftowe zostało odkryte w 1989 roku, w ramach wykonywania odwiertu Zinnia #1 („**ZNN-1**”) na zachodniej krawędzi antykliny z uskokiem. Formacja wydobywcza to struktura Abiod – naznaczona szczelinami formacja skał węglanowych z późnego wieku kredowego. Kolejny operator przejął koncesję w marcu 1990 roku i uzbroił odwiert ZNN-1 jako odwiert wydobywczy ropy naftowej. W kwietniu 1991 roku wykonano drugi odwiert wydobywczy ropy naftowej – Zinnia 2 („**ZNN-2D**”) – z tego samego miejsca na powierzchni w kierunku uskoku w celu uzyskania lepszej kontroli strukturalnej nad północno-wschodnim rejonem pułapki. Opróbkowanie odwiertu wykazało obecność ropy naftowej i gazu.

Odwiert ZNN-1 został zamknięty w lipcu 1993 roku, a następnie wykorzystany w celu składowania wody. Odwiert ZNN-2D został uzbrojony rurami o średnicy 2 7/8 cala, a wydobycie prowadzono z wykorzystaniem elektrycznej pompy zanurzeniowej. Odwiert został zamknięty w 2008 roku wskutek awarii pompy. Wydobycie nie zostało później wznowione przy braku jego ekonomicznego uzasadnienia wskutek wysokich kosztów operacyjnych w połączeniu z niską wydajnością odwiertu.

### Infrastruktura, przesył i sprzedaż

Spółka Serinus sprzedaje towarzyszący gaz ziemny wydobywany na terenie koncesji Sabria i Chouech Es Saida na rynku krajowym. Cena jest indeksowana na poziomie 75% ceny ropy naftowej o wysokiej zawartości siarki w przypadku koncesji Zinnia (w okresach wydobycia) i na poziomie 77% ceny ropy naftowej o niskiej zawartości siarki w przypadku gazu z koncesji Sabria. Cena w przypadku koncesji Chouech Es Saida określona jest na poziomie 65% ceny ropy naftowej o niskiej zawartości siarki.

W 2013 roku Winstar Tunezja dostarczyła niedawno nadmiarową zmodernizowaną sprężarkę spółce STEG na terenie jej instalacji w El Borma. Celem było zwiększenie przepustowości i wydłużenie czasu odbioru surowca, co miało zwiększyć sprzedaż gazu przez Serinus. Ze względu na brak dostępności części i instrumentów oraz brak dyspozycyjnych techników producenta, niezbędnych w celu dokończenia instalacji, uruchomienie sprzętu opóźniło się.

W dłuższej perspektywie OMV wraz ze swoim partnerem w joint venture – ETAP podjął prace nad budową nowego gazociągu z południa kraju do stacji, która powstanie w okolicach miasta Gabes na południowym wschodzie Tunezji („**Projekt - Gazociąg Nawara**”), a jego przepustowość wynosić będzie 350 MMcf/d. Z Gabes gaz popłynie istniejącym rurociągiem sprzedażowym, w tym poprzez rurociąg TransMed do Włoch. Chociaż gazociąg powstaje głównie w celu obsługi złóż gazu i kondensatu na terenie należącego do OMV odkrycia Nawara, jego przepustowość powinna być wystarczająca dla potrzeb innych operatorów działających na południu Tunezji. OMV wskazywał ostatnio koniec 2019 r. jako planowany termin uruchomienia gazociągu.

Ropa naftowa wydobyta na terenie koncesji Sabria jest przewożona ciężarówkami do należącej do podmiotu zewnętrznego instalacji, a z niej przesyłana rurociągiem do terminalu magazynowego. Ropa naftowa wydobyta na terenie koncesji Chouech Es Saida i Ech Chouech jest przesyłana rurociągiem do należących do podmiotu zewnętrznego instalacji, a stamtąd do terminalu magazynowego. Za wyjątkiem 20% ropy naftowej wydobytej na terenie koncesji Sabria, która sprzedawana jest na rynku krajowym z ok. 10% dyskontem w stosunku do ceny uzyskanej ze sprzedaży pozostałej ropy, ropa naftowa jest ładowana w terminalu na podstawiane przez podmioty zewnętrzne zbiornikowce. Do II kwartału 2016 roku ropa odbierana była przez szereg podmiotów zewnętrznych, a następnie sprzedawana na rynku międzynarodowym, w cyklu o częstotliwości od jednego do trzech miesięcy w zależności od poziomu wydobycia i dyspozycyjności zbiornikowców. Cena ropy w zbiornikowcach opierała się na średniej cenie z trzech dni po załadunku i była bezpośrednio powiązana z ceną oferowaną za ropę naftową typu Zarzaitine. Działając za pośrednictwem tunezyjskiej spółki zależnej, Serinus zawarła z Shell w drugim kwartale 2016 roku porozumienie handlowe dotyczące sprzedaży ropy wydobywanej przez Spółkę w Tunezji przeznaczonej do sprzedaży zagranicznej. Zawarto je na okres pięciu lat, zaś mechanizm cenowy jest konkurencyjny wobec cen uzyskiwanych przez tunezyjską spółkę od innych nabywców ropy naftowej wydobywanej w Tunezji. Korzyści dla Spółki obejmują regularny odbiór ropy przez dużego renomowanego nabywcę.

## **Rumunia**

Spółka nabyła udział w Koncesji Satu Mare w czerwcu 2013 roku w ramach Nabycia Winstar.

KMG International N.V. („KMG”), wcześniej Rompetrol Group N.V., i NAMR zawarły we wrześniu 2003 roku Umowę Koncesji Satu Mare, zgodnie z którą KMG przyznano prawo do poszukiwania węglowodorów w obrębie bloku EIV 5-Satu Mare. Umowa Koncesji Satu Mare weszła w życie po publikacji w rumuńskim Dzienniku Urzędowym we wrześniu 2004 roku i obowiązuje przez okres 30 lat od tej daty, kończący się we wrześniu 2034 roku. Koncesja Satu Mare wygasa automatycznie w przypadku, gdy udziałowcy w Koncesji Satu Mare nie dokonają odkrycia o charakterze komercyjnym przed końcem drugiego etapu prac poszukiwawczych. Następnie Umowa Koncesji Satu Mare została przez KMG przekształcona w jej podmiot w pełni zależny OEBS.

W kwietniu 2008 roku Winstar Rumunia zawarła transakcję joint venture z OEBS, zgodnie z którą po spełnieniu określonych warunków Winstar Rumunia mogła uzyskać do 60% udziału w Koncesji Satu Mare. W marcu 2009 roku OEBS po uzyskaniu zgody NAMR dokonała cesji początkowego 25% udziału w Koncesji Satu Mare na rzecz Winstar Rumunia. W III kwartale 2013 roku, po spełnieniu przez Winstar Rumunia warunków zawieszających drugą cesję i wydaniu zgody na taką cesję przez NAMR, OEBS dokonała cesji kolejnego 35% udziału w Koncesji Satu Mare na rzecz Winstar Rumunia. Winstar Rumunia obecnie posiada 60%, a OEBS 40% udział w Koncesji Satu Mare.

W lipcu 2013 roku NAMR zatwierdziła zakończenie realizacji pierwszego etapu zobowiązań do prac poszukiwawczych zgodnie z Umową Koncesji Satu Mare. Winstar Rumunia wykonała 100% pierwszego etapu uzgodnionego programu prac obejmującego ponowne przetworzenie ok. 1.075 km danych sejsmicznych 2D, pozyskanie 80 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D oraz wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych – Madaras 109 i Moftinu 1000.

W związku z pomyślną realizacją pierwszego etapu prac, Winstar Rumunia zdecydowała w listopadzie 2012 roku o podjęciu drugiego etapu prac poszukiwawczych (a tym samym udziałowcy w Koncesji Satu Mare przez pewien okres realizowali jednocześnie prace poszukiwawcze w ramach pierwszego i drugiego etapu). Jesienią 2012 roku udziałowcom w Koncesji Satu Mare udało się uzyskać przedłużenie terminu etapu 2 prac poszukiwawczych z września 2013 roku na maj 2015 roku z jednoczesną zmianą niektórych zobowiązań do prac w ramach Etapu 2. Zmienione zobowiązania do minimalnych prac w ramach etapu 2 obejmowały: (i) analizę danych pozyskanych w ramach etapu 1, zintegrowaną ponowną interpretację danych geologicznych i geofizycznych i danych z odwiertów oraz projekt pozyskania danych sejsmicznych 3D; (ii) pozyskanie 180 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D, przetworzenie i zintegrowaną ponowną interpretację danych oraz wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych. Zgodnie z postanowieniami Umowy Koncesji Satu Mare, Spółka odpowiadała za 100% kosztów realizacji zobowiązań do minimalnych prac w ramach Etapu 2. Pozyskiwanie danych sejsmicznych zakończono w

październiku 2014 roku, zaś przetwarzanie i interpretowanie wykonanywano w 2014 i 2015 r. W listopadzie i grudniu 2014 roku wykonano dwa odwierty. Ich zbrojenie i testowanie były prowadzone od końca lutego 2015 roku do kwietnia 2015 r.

Odwierty Moftinu-1001 i 1002bis oraz 180 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D pozyskanych na obszarze Santau w 2014 roku stanowią wypełnienie wszystkich wymogów w zakresie wykonania prac w ramach Etapu 2. Dało to Winstar Rumunia prawo podjęcia z NAMR wyłącznych negocjacji w sprawie przedłużenia Koncesji Satu Mare na trzeci okres poszukiwawczy wraz z wymogami w zakresie wykonania prac. Zgodnie z warunkami przedłużenia Etapu 3, zatwierdzonego 28 października 2016 roku, zobowiązania do prac obejmują wykonanie dwóch odwiertów oraz – do wyboru przez Spółkę – pozyskanie nowych danych sejsmicznych 3D dla 120 km<sup>2</sup> lub wykonanie trzeciego odwiertu. Dwa odwierty muszą być wykonane odpowiednio na głębokość co najmniej 1 000 i 1 600 metrów, a w przypadku zdecydowania się na trzeci, ma on mieć głębokość 2 000 m. Przedłużenie Etapu 3 obowiązuje przez okres trzech lat i wygasa 28 października 2019 roku.

### Satu Mare

Koncesja Satu Mare to duży blok koncesyjny o powierzchni 729.000 akrów brutto usytuowany w północno-zachodniej Rumunii przy granicy z Węgrami i Ukrainą. Podstawowe warunki finansowe Umowy Koncesji Satu Mare przedstawia poniższa tabela:

#### **Podsumowanie warunków podatkowych dla koncesji Satu Mare**

<b>Etap 1 okresu poszukiwawczego</b>	Status:	zakończony
<b>Etap 2 okresu poszukiwawczego</b>	Status:	zakończony
<b>Etap 3 okresu poszukiwawczego</b>	Status:	zaaprobowany
	Termin wygaśnięcia:	28 października 2019
<b>Termin wygaśnięcia koncesji</b>		wrzesień 2034 r.
<b>Prace objęte zobowiązaniem – do wykonania</b>		Dwa odwierty, plus - do wyboru przez Spółkę – 120 km <sup>2</sup> sesjsmiki 3D lub trzeci odwiert
<b>Opłaty koncesyjne (royalties)</b>		3,5%-13,5%
<b>Podatek dochodowy - stawka</b>		16%

### Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania

We wrześniu i październiku 2014 roku Winstar Rumunia pozyskała 180 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D na obszarze Santau.

Na początku listopada 2014 roku rozpoczęto prace nad odwiertem Moftinu-1001, który dnia 28 listopada 2014 roku osiągnął docelową głębokość 1.463 metrów. Pomiary wykazały trzy strefy pochodzące z okresu pliocenu i miocenu z gazem potencjalnie opłacalnym do wydobycia o łącznej miąższości 17 metrów. Jego złoża zalegają na głębokości ok. 730-900 metrów. Piaskowce te charakteryzuje doskonała porowatość zawierająca się w przedziale od 24 proc. do 36 proc. Odwiert natrafił także na trzy dodatkowe strefy na głębokości od 500 do 600 metrów, o łącznej grubości piaskowców wynoszącej 23 metry. Formacje z pliocenu i miocenu zostały przetestowane w kwietniu 2015 r. dając maksymalny przyrwył na poziomie 7,4 MMcf/d oraz 19 bbl/d kondensatu przy ciśnieniu głowicowym wynoszącym 813 psi.

W grudniu 2014 roku wykonano odwiert Moftinu-1002bis, który osiągnął głębokość 2.083 metrów. Pomiary wykonane na nieorurowanym odcinku otworu, zapis parametrów płuczki i/lub próbki okrucowe wskazują na zaleganie w ramach siedmiu piaskowców z kenozoiku skały o łącznej miąższości 90,5 metra, nasyconej węglowodorami, oraz 22-metrowej warstwy potencjalnie nadającej się do wydobycia. Możliwe do pozyskania profilowania elektrycznego były jedynie trzy niższe strefy, co wynikało z licznych problemów ze stabilizacją otworu, skutkujących obsypami i rozmyciem ścian otworu. Cztery piaskowce z

miocenu były testowane w kwietniu 2015 r. W odwiercie przez 30 min. utrzymywał się przyptyw średnio na poziomie ok. 2,8 MMcf/d, po czym w trakcie następnych dwóch godzin obniżył się do 245 Mcf/d. Chociaż jakość pozyskanych badań nie była zadowalająca, to test potwierdził istnienie ruchomych węglowodorów.

Po rekonstrukcji i testach złożowych przeprowadzonych w ramach prac wykonanych jeszcze przed wypadkiem na Moftinu-1001, w listopadzie 2017 r. Spółka ponownie otworzyła odwiert Moftinu-1000. Rekonstrukcja obejmowała zabiegi cementowania i ponownej perforacji stref produkcyjnych. W testach przyptywu w odwiercie Moftinu-1000 z 2013 r. odnotowano wynik 1,24 mln stóp sześć. na dzień („MMcf/d’), co stanowiło dla Spółki przesłankę, aby uznać, że zastane perforacje były słabej jakości i ograniczały moc produkcyjną odwiertów. Dzięki rekonstrukcji uzyskano w testach nową wartość przyptywu wynoszącą 1,96 MMcf/d, co stanowi wzrost o 57% wobec wyników testów z 2013 r.

Następnie w grudniu 2017 r. Spółka ponownie otworzyła odwiert Moftinu-1001 w celu przeprowadzenia testów i przygotowania produkcji, kiedy nastąpił incydent związany z utratą kontroli nad odwiertem. Jak wspomniano powyżej, kontrolę nad odwiertem przywrócono dnia 7 stycznia 2018 r. Następnie odwiert zaczopowano i opuszczono. Spółka przygotowuje się do wykonania odwiertu zastępczego Moftinu-1007.

#### Infrastruktura, przesył i sprzedaż

Serinus prowadzi budowę stacji gazowej o przepustowości 15 MMcf/d oraz podłączenie produkcji z odwiertów Moftinu 1007 i Moftinu 1000 do gazociągu Transgaz nie później niż na początku 2018 roku. Gaz ziemny będzie sprzedawany na rzecz Transgaz S.A, rumuńskiego narodowego przedsiębiorstwa dystrybucji i sprzedaży gazu. Transgaz posiada sieć przesyłową przebiegającą przez Satu Mare, a Spółka pozostaje z Transgaz w kontakcie w zakresie ustalania parametrów operacyjnych i konstrukcyjnych.

#### Istotne umowy

##### (a) Umowa Koncesji Satu Mare

Umowę Koncesji Satu Mare zawarły początkowo KMG (jako wykonawca) i NAMR w 2003 roku. Winstar Rumunia stała się stroną Umowy Koncesji Satu Mare w 2008 roku, gdyż warunkiem zawieszającym Umowę Farm Out Satu Mare była zgoda władz rumuńskich na cesję udziału w Umowie Koncesji Satu Mare na rzecz Winstar Rumunia zgodnie z warunkami Umowy Farm Out Satu Mare. W Umowie Koncesji Satu Mare wykonawcy lub wykonawcom przyznano prawo do prowadzenia poszukiwań i wydobywania węglowodorów na terenie koncesji Satu Mare pod warunkiem spełnienia przez wykonawcę lub wykonawców określonych zobowiązań w zakresie prac w dwóch etapach:

- |         |                                                                                                                                             |
|---------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Etap 1: | Ponowne przetworzenie dostępnych danych sejsmicznych, pozyskanie nowych danych sejsmicznych oraz wykonanie jednego odwiertu poszukiwawczego |
| Etap 2: | Pozyskanie nowych danych sejsmicznych i wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych.                                                          |

Wszystkie wymogi w ramach Etapu 1 i Etapu 2 zrealizowano, a Serinus negocjował z NAMR Etap 3 poszukiwawczy, który trwa 3 lata począwszy od dnia 28 października 2016 roku i obejmuje zobowiązanie do wykonania dwóch odwiertów oraz – do wyboru przez Spółkę – pozyskanie nowych danych sejsmicznych 3D dla 120 km<sup>2</sup> lub wykonanie trzeciego odwiertu.

W przypadku odkrycia złóż dostępnych do komercyjnego wydobywania, zgodnie z Umową Koncesji Satu Mare Winstar Rumunia może złożyć wniosek i podjąć negocjacje w sprawie koncesji wydobywczej z zastrzeżeniem odpowiedniego stanu całej koncesji.

#### (b) Umowa Farm Out Satu Mare

W kwietniu 2008 roku Winstar Rumunia zawarła z OEBS Umowę Farm Out Satu Mare, której najważniejsze postanowienia opisano poniżej:

- Winstar Rumunia będzie operatorem i będzie w pełni finansować i realizować wszystkie wymogi w ramach Etapu 1 prac poszukiwawczych zgodnie z Umową Koncesji Satu Mare. Realizując takie wymogi Winstar Rumunia uzyska 60% udziału w prawie użytkowania górniczego do całej koncesji Satu Mare.
- Winstar Rumunia przysługuje prawo podjęcia Etapu 2 prac poszukiwawczych oraz pełnego finansowania i realizacji wszystkich powiązanych wymogów do prowadzenia prac. Po realizacji tego zobowiązania nastąpi utrzymanie całego obszaru koncesji Satu Mare, w której Winstar Rumunia posiadać będzie 60% udział, a OEBS pozostałe 40%. W przypadku gdy Winstar Rumunia nie zadecyduje o realizacji Etapu 2, zachowa 60% udział w ewentualnych odkryciach w ramach etapu pierwszego, zaś pozostały obszar zostanie zwolniony.

Winstar Rumunia wypełniła zobowiązania do prac z Etapu 1 i Etapu 2 i wystąpiła o zatwierdzenie poszukiwawczego Etapu 3 prac, który zatwierdzono z dniem 28 października 2016 roku i który wygasa po upływie okresu trzech lat z dniem 28 października 2019 roku. OEBS, posiadacz pozostałych 40% udziałów, uznał, że nie jest w stanie uczestniczyć w kolejnych etapach prac przypisanych do koncesji. Jednak znajduje się on obecnie w sporze podatkowym z władzami Rumunii, w wyniku którego nastąpiło zapobiegawcze zajęcie udziałów partnera w Rumunii. Zgodnie z warunkami zapobiegawczego zajęcia przez rumuńskie organy podatkowe, posiadacz pozostałych 40% udziałów w koncesji Satu Mare ma ograniczone prawo do przeniesienia udziałów, jeżeli nie uzyska zezwolenia rumuńskich organów podatkowych. W lutym 2017 r. Spółka przekazała OEBS wezwanie z związku z naruszeniem przez OEBS umowy poprzez niewniesienie należnej zapłaty w gotówce. Zgodnie z umową JOA, OEBS zobowiązana jest do podjęcia wszystkich czynności niezbędnych dla skutecznego przeniesienia należących do OEBS udziałów na rzecz Spółki. Dotychczas OEBS nie wykonała tego zobowiązania.

#### **Inne aktywa**

Winstar posiadała wcześniej udział w prawie użytkowania górniczego do niewielkiej koncesji w Sturgeon Lake, Prowincja Alberta, Kanada. Prawa do korzystania z zasobów mineralnych wygasły w 2013 roku, ale Spółka nadal posiada prawa dostępu na powierzchni oraz niewielką infrastrukturę. Spółka wystawiła również gwarancję na sumę 1,4 mln CAD na rzecz władz Alberta w związku ze zobowiązaniami w zakresie likwidacji odwiertów. W 2017 roku Serinus nie prowadził programu likwidacji. Ponieważ cały proces likwidacji został zakończony, władze Alberta zwróciły gwarancję.

#### **Ukraina**

W lutym 2016 r. Spółka sprzedała wszystkie z 70% posiadanych przez nią akcji spółki KUBGAS Holdings na rzecz firmy Resano za 32,8 mln USD, w czym zawarta jest korekta kapitału obrotowego i rozliczenia wewnątrzfirmowe. Ten 70% udział w KUBGAS Holdings stanowił całość udziałów Serinusa w Aktywach na Ukrainie i w efekcie Spółka nie posiada już żadnych udziałów lub aktywów na Ukrainie.

#### **Produkcja**

Średnia produkcja przypadająca na udziały operacyjne Spółki (przed opłatami koncesyjnymi - royalties) z kontynuowanej działalności w 2017 roku wynosiła 376 boe/d.

W poniższej tabeli przedstawiono produkcję przypadającą na udziały operacyjne Spółki oraz zrealizowane ceny sprzedaży z kontynuowanej działalności w 2017 roku w porównaniu z 2016 rokiem.

	rok zakończony 31 grudnia	
	2017	2016
Średnia produkcja dzienna		
Ropa Crude (bbl/d)	279	853
Gaz ziemny (Mcf/d)	581	1 628
Razem boe/d	376	1 124
Ropa Crude (USD/bbl)	USD 51,48	USD 42,10
Gaz ziemny (USD/Mcf)	6,25	4,71
Średnia cena (USD/boe)	USD 47,88	USD 38,75

### Specjalistyczne umiejętności i wiedza

Kierownictwo Spółki posiada bogatą wiedzę we wszystkich dyscyplinach zawodowych, niezbędne do skutecznego opracowywania zróżnicowanego portfela aktywów naftowych i gazowych i zarządzania nim. Specjalistyczne umiejętności i wiedza kierownictwa to:

- potwierdzone osiągnięcia w zakresie realizacji wartości dla akcjonariuszy w segmencie poszukiwań i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego (*upstream*), włączając w to pozyskiwanie możliwości i realizację programów poszukiwawczych oraz zwiększanie produkcji ropy i gazu, stosowanie nowoczesnych technologii w dostępnych aktywach, a także organizowanie odpowiedniego finansowania w celu zapewnienia środków na realizację koniecznych zobowiązań inwestycyjnych;
- doświadczenia w obu Amerykach, Europie, na Bliskim Wschodzie, w Azji Południowo-Wschodniej i w Afryce, a także rozbudowana sieć kontaktów w sektorze naftowym i gazowym na całym świecie, która może posłużyć eksploatacji obecnych aktywów oraz poszukiwaniu nowych możliwości skutecznego rozwoju;
- umiejętność sprawnego przeprowadzania transakcji, począwszy od wstępnego określenia zakresu transakcji, poprzez szczegółowe badanie *due diligence*, do doprowadzenia do zawarcia umowy; oraz
- wysoce efektywna ocena możliwości, zapewniająca optymalizację i przyspieszenie planów rozwoju i wydobycia, jak również efektywne wykorzystanie pracowników oraz zasobów technicznych i finansowych.

Kierownictwo Serinus stoi na stanowisku, że doświadczenie jego zespołu zarządzającego w połączeniu ze skuteczną oceną możliwości, umiejętnościami w zakresie przeprowadzania transakcji, skupianiem się na efektywnej alokacji kapitału oraz profesjonalizmem zespołu technicznego będą nadal kluczowymi czynnikami dla osiągnięcia wyznaczonych celów strategicznych.

### Warunki konkurencji

Spółki prowadzące działalność w branży naftowej muszą zarządzać rodzajami ryzyka, które leżą poza bezpośrednią kontrolą personelu spółki. Te rodzaje ryzyka obejmują ryzyko związane z poszukiwaniem, infrastrukturą transportową (w tym dostępem), szkodami dla środowiska naturalnego, wahaniami cen towarów, kursów wymiany walutowej i stóp procentowych, zmianami w przepisach prawnych, ich stosowaniu i zasadzaniu, zmianami uwarunkowań politycznych oraz kwestiami geopolitycznymi.

Spółka musi czasem konkurować o nabywanie rezerw, koncesje poszukiwawcze, licencje i koncesje, a także o wykwalifikowany personel branży z dużą liczbą innych spółek z branży naftowo-gazowej, z których wiele posiada znacząco większe zasoby finansowe niż Spółka. Konkurentami Spółki są duże zintegrowane podmioty z sektora ropy naftowej i gazu, naftowo-gazowe spółki państwowe, wiele niezależnych spółek i trustów z tej branży, a także indywidualni producenci i operatorzy.

Spółka stoi na stanowisku, że następujące czynniki przyczynią się do maksymalizacji sukcesu i przychodów Spółki w przyszłości.

### ***Zróznicowana baza aktywów***

Kierownictwo Spółki jest zdania, że zróznicowana baza aktywów Spółki pozwoli w przyszłości maksymalizować przychody Spółki oraz zminimalizować ryzyko związane z poszukiwaniem i wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego. Spółka dodatkowo ogranicza ryzyko dzięki posiadaniu aktywów w wielu krajach, co zmniejsza jej zależność od danej jurysdykcji w zakresie potencjału rozwoju.

Na koniec 2017 roku Spółka prowadziła wydobywanie wyłącznie w Tunezji. Cała produkcja Spółki będzie realizowana w Tunezji do czasu, gdy odkrycie gazu Moftinu w Rumunii zostanie wdrożone do produkcji pod koniec II kwartału 2018 roku.

W ramach Aktywów w Tunezji i Aktywów w Rumunii istnieje szereg perspektywicznych obiektów poszukiwawczych, ocennych i uzupełniających, co zapewnia Spółce możliwość elastycznego kierowania nakładów kapitałowych do lokalizacji aktualnie najbardziej obiecujących pod względem zwrotu z inwestycji.

### ***Zaangażowanie w transakcje***

Członkowie Kierownictwa Spółki dzięki swym rozległym osobistym kontaktom w branży mają dostęp do nowych możliwości związanych z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą. Ponadto, rozległa sieć biznesowa KI na rynkach rozwijających się oraz w Europie Środkowo-Wschodniej jest dla Spółki kolejnym potencjalnym źródłem nowych możliwości inwestycyjnych.

Kierownictwo Spółki jest zdania, że zakres potencjalnych transakcji dostępnych dla członków Kierownictwa i Dyrektorów Serinus - zlokalizowanych w Kanadzie, Londynie i Europie - zapewni Spółce stały dopływ atrakcyjnych możliwości inwestycyjnych.

### ***Elastyczne finansowanie***

Kierownictwo Serinus dąży do zapewnienia optymalnej struktury finansowania działalności operacyjnej Spółki, a w szczególności jej zobowiązań inwestycyjnych. Główne źródła finansowania Spółki obejmowały dotychczas i prawdopodobnie nadal obejmować będą instrumenty kapitałowe i dłużne. Spółka może również rozważyć wykorzystanie alternatywnych źródeł finansowania, jak umowy typu farm-out. Na dzień 31 grudnia 2017 roku Spółka posiadała zadłużenie w łącznej kwocie 25,4 mln USD, w całości stanowiące zadłużenie wobec EBOR w ramach Kredytu EBOR dla Tunezji.

### ***Wykorzystanie wiedzy specjalistycznej***

Spółka będzie w dalszym ciągu wykorzystywała specjalistyczną wiedzę techniczną swojego doświadczanego zespołu przy wdrażaniu rozwiązań w zakresie optymalizacji i przyspieszenia wydobywania w oparciu o najlepsze dostępne i efektywne kosztowo technologie.

### ***Dywersyfikacja portfela***

Spółka będzie kontynuowała ocenę międzynarodowych możliwości związanych z wydobywaniem ropy naftowej i gazu oraz będzie koncentrowała się na utrzymywaniu dobrze zbilansowanego portfela projektów związanych z działalnością poszukiwawczą i zagospodarowaniem złóż.

Kierownictwo Spółki stoi na stanowisku, że powyższe przewagi konkurencyjne pozwolą Spółce wykorzystać nowe możliwości oraz osiągnąć wyznaczone cele strategiczne. Przedstawione powyżej informacje dotyczące przewag konkurencyjnych Serinus zostały sporządzone przez kierownictwo Serinus i nie są oparte na żadnych raportach zewnętrznych ani innych źródłach, które stanowiłyby podstawę oświadczeń złożonych przez Spółkę odnośnie do jej pozycji w zakresie konkurencji.

### Cykle

Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego podlegają okresowo dużym wahaniom. Długotrwały wzrost lub spadek cen ropy i gazu może mieć istotny wpływ na Spółkę. Istnieje silna współzależność pomiędzy cenami energii a dostępem do sprzętu i personelu. Wysokie ceny surowców mają również wpływ na strukturę kosztową usług, co może mieć wpływ na zdolność Spółki do realizacji celów w zakresie wierceń, uruchomień wydobycia i sprzętu. Ponadto, warunki pogodowe są nieprzewidywalne i mogą spowodować opóźnienia we wdrażaniu i finalizacji projektów w terenie.

Z uwagi między innymi na wyżej wspomniane wahania cen ropy i gazu, działalność w branży naftowej i gazowej jest ze swej natury cykliczna. Ponadto mogą wystąpić również sezonowe zakłócenia wierceń i uzbrajania odwiertów, lecz są one przewidywane i uwzględniane w procesie ustalania budżetu i opracowywania prognoz. Niska temperatura i obfite opady śniegu oraz duża grząskość gruntu mogą powodować opóźnienia w planowanych działaniach w Rumunii. Występujące w Tunezji burze piaskowe oraz duże rozpiętości temperatury mogą utrudniać prowadzenie działalności i zwiększać jej koszty.

### Pracownicy

Biuro	Liczba pracowników na dzień 31 grudnia 2017 roku
Calgary	12
Warszawa	1
Tunezja	74
Rumunia	3

### Działalność zagraniczna

Od czasu zbycia aktywów na Ukrainie w lutym 2016 roku Spółka jest uzależniona od przepływów pieniężnych generowanych przez jej aktywa w Tunezji jako jedyne źródła przepływów pieniężnych generowanych w ramach działalności międzynarodowej. Spółka planuje wykorzystać wpływy z Oferty na sfinansowanie Projektu Zagospodarowania Gazu Moftinu w Rumunii, co pomoże w dywersyfikacji przepływów pieniężnych. Zgodnie z przewidywaniami, produkcja z pola Moftinu zostanie uruchomiona pod koniec II kwartału 2018 roku.

### Reorganizacja w obrębie korporacji

Spółka przygotowuje obecnie reorganizację w obrębie korporacji, która będzie podlegać ostatecznemu zatwierdzeniu przez Radę Dyrektorów. Zgodnie z propozycją składa się z następujących działań:

1. W dniu 1 stycznia 2018 r. Spółka połączyła się ze swoim podmiotem zależnym (w 100%) – Winstar i kontynuuje działalność jako jedna spółka, zgodnie z artykułem 184 ust. 1 ABCA;
2. W marcu lub kwietniu 2018 r. Spółka zamierza utworzyć nową spółkę w pełni zależną („**Nowa Spółka**”) zgodnie z przepisami ABCA i dokona przeniesienia na rzecz Nowej Spółki całości swoich praw, tytułów i udziałów w odniesieniu do pracowników Serinus w Kanadzie i wynajmu kanadyjskiego biura;
3. W marcu lub kwietniu 2018 r. Spółka zamierza wystąpić z wnioskiem o zatwierdzenie przez organy regulacyjne kontynuacji działalności Serinus po przeniesieniu z terytorium obowiązywania prawa prowincji Alberta na terytorium obowiązywania prawa Jersey na Wyspach Normandzkich



(„Kontynuacja”). W dniu wejścia Kontynuacji w życie Spółka dokona zmiany swojej firmy na Serinus Energy Plc;

4. Wkrótce po Kontynuacji Serinus Energy Plc zamiera złożyć wniosek w trybie uproszczonym w sprawie notowania akcji Spółki na rynku Alternative Investment Market („AIM”) prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange oraz;
5. Po zakończeniu sprawy notowań na AIM, Serinus Energy Plc zamierza złożyć wniosek w sprawie dobrowolnego wycofania akcji spółki z obrotu na giełdzie TSX.

## CZYNNIKI RYZYKA

**W ocenie kierownictwa Spółki opisane niżej czynniki ryzyka, na dzień niniejszego RFI, stanowią istotne czynniki ryzyka dotyczące otoczenia rynkowego Spółki i działalności Spółki. Zamieszczony poniżej opis czynników ryzyka nie jest wyczerpujący i nie stanowi podsumowania wszystkich ryzyk mogących dotyczyć Spółki. Inne czynniki ryzyka i niepewności, nieznane Spółce na dzień niniejszego RFI lub uważane przez nią za nieistotne w dniu niniejszego RFI, mogą również mieć niekorzystny wpływ na jej działalność. Nagłówki: „Ryzyko związane z działalnością Spółki”, „Ryzyko związane z otoczeniem rynkowym Spółki” oraz „Ryzyko związane z posiadaniem Akcji Zwykłych”, użyte w poniższym opisie czynników ryzyka, zostały zamieszczone wyłącznie dla celów redakcyjnych.**

### **Ryzyko związane z działalnością Spółki**

#### ***Ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą, zagospodarowaniem złóż i wydobywaniem***

Spółka prowadzi działalność w branży naftowo-gazowej. Działalność w tym sektorze jest obarczona wieloma czynnikami ryzyka, których nawet połączenie doświadczenia, wiedzy i wnikliwej oceny może nie być w stanie wyeliminować. W dłuższej perspektywie sukces komercyjny Spółki, czyli zdolność do generowania dodatnich przychodów netto, będzie uzależniony od jej zdolności od zlokalizowania, pozyskania, zagospodarowania i prowadzenia na skalę komercyjną wydobywania rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego.

W szczególności, przyszła wartość przedsiębiorstwa Spółki jest uzależniona od pomyślnego wyniku działalności Spółki, której zasadniczym celem jest dalsze prowadzenie działań poszukiwawczych, rozpoznanie i zagospodarowanie aktywów Spółki w Tunezji i Rumunii.

W Tunezji sektor ropy naftowej i gazu podlega regulacji ze strony narodowego koncernu naftowego ETAP. Jednocześnie ETAP jest właścicielem 55% udziału w prawie użytkowania górniczego na terenie koncesji Sabria oraz przysługuje mu prawo odkupu 50% udziału w koncesji Chouech Es Saida po osiągnięciu łącznego wydobywania z koncesji na poziomie 6,5 MMbbl, co może prowadzić do konfliktu interesu w związku z jego podwójną rolą jako regulatora i partnera posiadającego udział w prawie użytkowania górniczego. Szczegółowe prawa i obowiązki Spółki określają postanowienia Umów Koncesji w Tunezji. Utrzymanie koncesji nie wymaga realizacji żadnych zobowiązań do wykonania prac ani też poniesienia obowiązkowych nakładów inwestycyjnych.

Na dzień niniejszego RFI z aktywami Spółki w Rumunii związane są potwierdzone i prawdopodobne rezerwy, które wcześniej klasyfikowano jako zasoby warunkowe. Obecnie w Rumunii Spółka ma prawo prowadzić działania poszukiwawcze oraz – po spełnieniu określonych warunków – wydobyć ropy naftowej i gazu ziemnego, po ich ewentualnym odkryciu.

Prawa i obowiązki Serinus w Rumunii reguluje Umowa Koncesji Satu Mare, wspólna umowa operacyjna pomiędzy Spółką a OEBS oraz Umowa Farm Out Satu Mare. Etap 2 prac poszukiwawczych w ramach Umowy Koncesji Satu Mare został zakończony OEBS, posiadacz pozostałych 40% udziałów, uznał, że nie jest w stanie uczestniczyć w kolejnych etapach prac przypisanych do koncesji. Jednak znajduje się on

obecnie w sporze podatkowym z władzami Rumunii, w wyniku którego nastąpiło zapobiegawcze zajęcie udziałów partnera w Rumunii. Zgodnie z warunkami zapobiegawczego zajęcia przez rumuńskie organy podatkowe, posiadacz pozostałych 40% udziałów w koncesji Satu Mare ma ograniczone prawo do przeniesienia udziałów, jeżeli nie uzyska zezwolenia rumuńskich organów podatkowych. W lutym 2017 r. Spółka przekazała OEBS wezwanie z związku z naruszeniem przez OEBS umowy poprzez niewniesienie należnej zapłaty w gotówce. Zgodnie z umową JOA, OEBS zobowiązana jest do podjęcia wszystkich czynności niezbędnych dla skutecznego przeniesienia należących do OEBS udziałów na rzecz Spółki. Dotychczas OEBS nie wykonała tego zobowiązania. Zobacz punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*”.

Działania poszukiwawcze, rozpoznanie i zagospodarowywanie oraz eksploatacja rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego opierają się na przypuszczeniach i są obarczone poważnym ryzykiem. W dłuższej perspektywie, sukces komercyjny Spółki będzie uzależniony od jej zdolności od zlokalizowania, pozyskania, zagospodarowania i prowadzenia na skalę komercyjną wydobywania rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach aktywów Spółki w Tunezji i Rumunii oraz w innych krajach, w których może ona pozyskać aktywa.

Spółka musi stale poszukiwać, zagospodarowywać lub pozyskiwać nowe rezerwy, by zastępować istniejące rezerwy, wyczerpujące się w miarę wydobywania. Przyszły wzrost rezerw Spółki zależeć będzie nie tylko od zdolności Spółki do prowadzenia działalności poszukiwawczej i zagospodarowania jej obecnych aktywów w Tunezji i Rumunii, ale również od jej zdolności do wyboru i pozyskania nowych aktywów. Z wielu powodów Spółka może nie mieć możliwości wyszukania lub przejęcia rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego, bądź ich zagospodarowania dla potrzeb komercyjnie opłacalnej produkcji. Na przykład Spółka może nie być w stanie wynegocjować komercyjnie zasadnych warunków nabycia, poszukiwania, zagospodarowania i wydobywania z aktywów. Takie czynniki, jak niekorzystne warunki pogodowe, klęski żywiołowe, niedobór sprzętu lub usług, opóźnienia w zamówieniach, bądź trudności wynikające z politycznych, środowiskowych lub innych warunków występujących na obszarach, gdzie umiejscowione są rezerwy lub przez które przebiega transport produktów Spółki, mogą zwiększać koszty i powodować nieekonomiczność zagospodarowania potencjalnych rezerw. Bez skutecznego dalszego zagospodarowania, poszukiwania i nabywania złóż, rezerwy Spółki, jej poziom wydobywania i przychodów nie wzrosną, zaś istniejące rezerwy Spółki będą się z czasem kurczyć, w miarę wyczerpywania się rezerw wskutek wydobywania. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka odkryje, nabędzie i dokona zagospodarowania kolejnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na skalę komercyjną.

Przyszłe poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego mogą wymagać podejmowania nierentownych działań, nie tylko w przypadku odwiertów negatywnych, ale także odwiertów wydobywczych, które jednak nie będą generować wystarczających przychodów, tak aby po odliczeniu kosztów, w tym kosztów wykonania odwiertów oraz kosztów operacyjnych, możliwe było osiągnięcie zysku. Uzbrojenie odwiertu nie gwarantuje uzyskania zysku z takiej inwestycji, ani odzyskania kosztów wykonania odwiertu, jego uzbrojenia i kosztów operacyjnych. Oprócz tego, zagrożenia związane z wierceniami lub szkodami środowiskowymi mogą znacznie zwiększyć koszty działalności, a uwarunkowania panujące w miejscu prowadzenia działań mogą niekorzystnie wpłynąć na wydobywanie z odwiertów produkcyjnych. Do uwarunkowań tych należą: opóźnienia w uzyskiwaniu zezwoleń i zgód rządowych, ograniczenie wydobywania z poszczególnych odwiertów z uwagi na ekstremalne warunki pogodowe, niewystarczającą pojemność składowania lub przepustowość przesyłu oraz inne warunki geologiczne lub mechaniczne.

Aktywa Spółki w Tunezji obejmują czynne instalacje wydobywcze gazu ziemnego i kondensatu. Działalność w zakresie wydobywczym jest obarczona szeregiem ryzyk towarzyszących zwykle takiemu wydobywaniu gazu, ropy naftowej i kondensatu, w tym m.in. ryzykiem napotkania niespodziewanych formacji lub ciśnień, przedwczesnego wyczerpywania się złóż oraz przedostania się wód do formacji produkcyjnych. Chociaż staranny nadzór nad odwiertami i ich skuteczną obsługą eksploatacyjno-ruchową mogą w dłuższej perspektywie czasu przyczynić się do zmaksymalizowania poziomu wydobywania, to nie da się wyeliminować opóźnień w wydobywaniu i spadku jego poziomu, spowodowanych zwykłymi warunkami operacyjnymi, i można oczekiwać, że będzie to w różnym stopniu niekorzystnie wpływać na poziom przychodów oraz przepływów pieniężnych. Ponadto Spółka może być zmuszona do zmniejszenia lub wstrzymania wydobywania w jednym lub kilku punktach wydobywania gazu ziemnego ze względu na ograniczenia w przepustowości infrastruktury przesyłowej i magazynowej, co może mieć również niekorzystny wpływ na poziom przychodów i przepływów środków pieniężnych. Straty wynikające z

wystąpienia któregokolwiek z omawianych czynników ryzyka mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na przyszłe wyniki działalności, płynność oraz sytuację finansową Spółki, a tym samym niekorzystnie wpłynąć na cenę Akcji Zwykłych.

### **Przestoje w pracy i spory pracownicze**

Zdolność wykonawców i usługodawców Spółki do zarządzania własnym personelem może być ograniczana przez funkcjonowanie zakładowych związków zawodowych. W przypadku znaczącego sporu pomiędzy wykonawcami lub usługodawcami a ich pracownikami zrzeszonymi w związkach zawodowych, może nastąpić przerwa lub wstrzymanie działalności Spółki, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności lub sytuację finansową Spółki.

W II kwartale 2012 roku Winstar Tunezja była przedmiotem trzech strajków trwających łącznie 11 dni, które spowodowały przestoje w wydobywaniu na terenie koncesji Chouech Es Saida, Ech Chouech i Sanrhar. Akcje te zorganizowane przez lokalny związek zawodowy nie ograniczały się do Winstar, ale objęły wszystkie sektory społeczno-gospodarcze w Tunezji. Strajki zasadniczo dotyczyły żądań pracowników kontraktowych i stażystów domagających się pełnoetatowego zatrudnienia w Winstar Tunezja. Winstar Tunezja wynegocjowała układ ze swoimi regionalnymi pracownikami i odpowiednimi związkami, lecz w I kwartale 2013 roku była przedmiotem kolejnych sporów pracowniczych i przestojów w wydobywaniu, wskutek których wydobywanie zawieszono łącznie na okres 26 dni. Produkcja na polu Sabria została wstrzymana na dwa miesiące, począwszy od końca maja 2015 r., ze względu na protesty skierowane przeciw władzom. Na początku 2017 roku Spółka odczuła skutki dwóch strajków, które doprowadziły do zamknięcia obiektów produkcyjnych na polu Chouech Es Saida (ostatecznie z dniem 28 lutego 2017 roku), zaś na dzień niniejszego RFI koncesja dla tego pola nadal jest zamknięta. Zobacz również punkt „Czynniki ryzyka – Ryzyko związane z działalnością Spółki – Niestabilność polityczna i geopolityczna w Tunezji”.

Brak regularnej wypłaty pełnych wynagrodzeń oraz brak ogólnego dostosowania poziomu wynagrodzeń i świadczeń do szybko zmieniających się kosztów utrzymania w przeszłości prowadził i w przyszłości prowadzić może do akcji pracowniczych i rozruchów społecznych. Akcje pracownicze i rozruchy społeczne mogą mieć konsekwencje polityczne, społeczne i gospodarcze, jak wzrost poparcia dla wzmocnienia centralizacji władzy, wzrost nacjonalizmu, w tym postulaty ograniczenia zagranicznej własności lokalnych przedsiębiorstw, jak też akty przemocy. Takie zdarzenia mogą ograniczać działalność Spółki i prowadzić do utraty przychodów, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na zdolność Spółki do skutecznego prowadzenia jej działalności.

### **Ryzyko odwiertu negatywnego**

Na wielu obszarach, w których Spółka prowadzi działalność poszukiwawczą, występują liczne obiekty poszukiwawcze, mogące prowadzić do odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego. W przypadku, gdy Spółka rozpocznie prace wiertnicze w danym obszarze geograficznym, ale nie odkryje komercyjnej ilości ropy naftowej ani gazu ziemnego („**odwiert negatywny**” – ang. *dry well*), może to prowadzić do obniżenia oceny potencjalnej wartości koncesji lub danej umowy o podziale wpływów z wydobywania, jak też ewentualnie innych koncesji lub umów o podziale wpływów z wydobywania w tym samym basenie geologicznym, zaś Spółka może wówczas stwierdzić, że sukces działalności poszukiwawczej w przypadku pozostałych obiektów poszukiwawczych na danym obszarze geograficznym jest dużo mniej prawdopodobny, co może obniżyć wartość aktywów Spółki. W takim przypadku, po realizacji minimalnych zobowiązań do prowadzenia prac, określonych dla danej koncesji lub w umowie o podziale wpływów z wydobywania, Spółka może zrzec się swojego udziału w danej koncesji lub umowie o podziale wpływów z wydobywania, a wówczas nie będzie posiadać żadnych dalszych praw do działalności poszukiwawczej, mimo ewentualnej identyfikacji pewnej liczby dodatkowych obiektów poszukiwawczych.

Odwiert negatywny może również mieć niekorzystny wpływ na cenę akcji zwykłych Spółki, wskutek czego dodatkowe finansowanie niezbędne do pokrycia kosztów dalszych prac poszukiwawczych Spółki może nie być dostępne, bądź też może być ono dostępne na niekorzystnych warunkach. W przypadku odwiertu negatywnego, Spółka może również nie być w stanie odzyskać kosztów poniesionych na wykonanie danego odwiertu, ani uzyskać zwrot ze swojej inwestycji, co może powodować konieczność odpisania

kosztów na działalność poszukiwawczą. Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

### ***Ryzyko płynności***

Ryzyko płynności oznacza ryzyko braku możliwości terminowego regulowania przez Serinus jej zobowiązań finansowych. Aktywa w Rumunii nie dają jeszcze produkcji, a na dzień niniejszego RFI nie wygenerowano z nich żadnych dochodów. Spółka posiada na dzień 31 grudnia 2017 roku ujemny skonsolidowany kapitał obrotowy w wysokości 6,3 mln USD (na dzień 31 grudnia 2016 roku – 38,2 mln USD), w tym środki pieniężne i inne aktywa pieniężne w kwocie 7,3 mln USD (na dzień 31 grudnia 2016 roku – 4,3 mln USD). W lutym 2017 r. podniesiono kapitał akcyjny Spółki o kwotę 25,2 mln CAD, co umożliwi Spółce podjęcie realizacji projektu zagospodarowania pola Moftinu obejmującego budowę stacji gazowej o przepustowości 15 MMcf/d i podłączenie dwóch istniejących odwiertów, przy czym odwiert Moftinu-1007 ma obecnie zastąpić odwiert Moftinu-1001.

Spółka ostatnio finansuje swoje nakłady kapitałowe, w tym prace poszukiwawcze i zagospodarowanie złóż, głównie w postaci finansowania kapitałowego i dłużnego. Działalność Spółki wymaga w przewidywalnej przyszłości nakładów kapitałowych na pozyskanie, prace poszukiwawcze, zagospodarowanie i eksploatację rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w chwili obecnej i w przyszłości. Spółka może potrzebować dodatkowych środków finansowych na realizację działań obejmujących pozyskiwanie, poszukiwanie i zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a takie planowane nakłady kapitałowe zamierza finansować poprzez umowy typu farm-out i z przepływów środków pieniężnych z działalności operacyjnej, a w dłuższej perspektywie – w postaci nowego finansowania dłużnego i/lub kapitałowego. Nie ma żadnej gwarancji, że w dłuższej perspektywie Spółka utrzyma rentowność, bądź dodatnie przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej.

Nie ma również pewności, że nowe finansowanie dłużne lub kapitałowe będzie dostępne, lub wystarczające do zaspokojenia zapotrzebowania Spółki na nakłady kapitałowe w dłuższej perspektywie, a nawet jeśli finansowanie dłużne lub kapitałowe okaże się dostępne, to że zostaną uzyskane na warunkach rynkowych akceptowalnych dla Spółki. Zdolność Spółki do uzyskania przyszłego finansowania, jak też także ogólnie koszt finansowania, zależą od wielu czynników, w tym ogólnie od warunków gospodarczych i warunków na rynkach kapitałowych, od ogólnego zaufania inwestorów do sektora ropy naftowej i gazu ziemnego, a w szczególności w krajach, w których Spółka prowadzi działalność, od wyników działalności Spółki oraz od zmian regulacyjnych i politycznych. Ponadto poziom zadłużenia Spółki może okresowo ograniczać możliwości pozyskania przez Spółkę dodatkowego finansowania w przyszłości i może narażać Spółkę na bardziej rygorystyczne klauzule finansowania.

W przypadku pozyskania dodatkowych środków poprzez emisję Akcji Zwykłych lub papierów wartościowych zamiennych lub wymiennych na Akcje Zwykłe, może nastąpić rozproszenie obecnego akcjonariatu Spółki. Chociaż KI, największy akcjonariusz Serinus, tradycyjnie zapewniał Spółce różne źródła finansowania, w tym poprzez nabycie zamiennych instrumentów dłużnych (później zamienianych na Akcje Zwykłe), zapisy na Akcje Zwykłe i udzielanie pożyczek, to KI nie jest zobowiązany do zapewnienia dalszego finansowania, w związku z czym nie ma żadnej gwarancji, że KI w przyszłości zapewni finansowanie. W przypadku, gdy KI zapewni dalsze finansowanie w postaci instrumentów kapitałowych, bądź instrumentów zamiennych lub wymiennych na instrumenty kapitałowe, spowoduje to zwiększenie poziomu udziałów kapitałowych KI w Spółce. Ponadto w przypadku zamiany Kredytu Zamiennego w ramach Kredytu EBOR w Tunezji na akcje zwykłe, nastąpi rozwodnienie obecnego akcjonariatu posiadającego Akcje Zwykłe.

Niepowodzenia Spółki w zawieraniu umów typu farm-out, zmniejszających jej udział w danych aktywach, mogą oznaczać, że w przypadku danych aktywów Spółka podejmować będzie wyższe ryzyko działalności poszukiwawczej i zagospodarowania złóż (a stąd również ryzyko finansowe), co może uniemożliwić Spółce wykorzystanie innych możliwości w zakresie działalności poszukiwawczej i zagospodarowania złóż. Chociaż Spółka i kierownictwo wyższego szczebla Spółki ma doświadczenie w zawieraniu umów typu farm-out, nie ma żadnej gwarancji, że Spółce uda się w przyszłości zawrzeć umowy typu farm-out zmniejszające jej udział w aktywach.

Wykonanie zobowiązań umownych dotyczących prac, przewidzianych w zawartej przez Spółkę Umowie Koncesji Satu Mare, pociągnie za sobą koszty. Potrzebne mogą być także dodatkowe fundusze na pokrycie dalszych nakładów kapitałowych. Faktyczne nakłady mogą przekroczyć nakłady planowane i mogą wymagać dodatkowego kapitału ze strony Spółki. Działalność Spółki jest ze swej natury obciążona ryzykiem, a wyników przyszłych działań poszukiwawczych i w zakresie zagospodarowania nie da się określić na obecnym etapie. Jeżeli prowadzone w Rumunii odwierty poszukiwawcze zakończą się pomyślnie i zostaną odkryte złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego, wówczas będą wymagane dodatkowe nakłady, aby ustalić zasięg występowania oraz jakość nowo odkrytych rezerw i podjąć ich zagospodarowanie i wydobywanie. Charakter i rodzaj wymaganych prac, a tym samym wysokość przyszłych kosztów związanych z ich wykonaniem, będą w dużej mierze zależały od rozmiarów i charakterystyki nowo odkrytych rezerw. Czynnikiem tych nie sposób przewidzieć przed zakończeniem wierceń poszukiwawczych. Ponadto, jeśli wiercenia poszukiwawcze zakończą się odkryciem, które Spółka uzna za komercyjne, wówczas - do uruchomienia wydobywania oraz do transportu ropy naftowej lub gazu do odbiorcy - niezbędne będą urządzenia i instalacje produkcyjne. Także i w tym przypadku istnieje wiele czynników, które wpływają na rodzaj i lokalizację wymaganych instalacji wydobywczych. Czynnikiem tych nie da się przewidzieć przed odkryciem złóż. Może być również odwrotnie: wykonanie odwiertu negatywnego może skutkować decyzją Spółki o niekontynuowaniu prac na danym obszarze oraz przeznaczeniu przewidzianych środków na inne przedsięwzięcie. Planowanie działalności Spółki polega zatem na alokowaniu środków na pokrycie planowanych nakładów związanych z każdym z posiadanych aktywów, jednak z uwzględnieniem możliwości zmiany alokacji środków w miarę uzyskiwania dalszych informacji, których dostarczają wyniki prowadzonych wierceń.

Czasowy lub zupełny brak dostępności wystarczającego dodatkowego kapitału lub niepozyskanie wystarczających środków finansowych, w wyniku odłożenia planowanych nakładów i/lub sprzedaży aktywów dla potrzeb finansowania działalności operacyjnej i planowanych nakładów kapitałowych, może mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności lub potencjał przyszłego wzrostu aktywów Spółki, może zmusić Spółkę do odłożenia działań poszukiwawczych, oceny i zagospodarowania aktywów, które mogłyby przynosić dochody, powodować utratę udziału Spółki w aktywach, utratę możliwości nabyć, nadmierną ekspozycję w odniesieniu do niektórych aktywów, ograniczenie lub zaprzestanie działalności operacyjnej Spółki.

### ***Ryzyko w zakresie bezpieczeństwa i higieny oraz ochrony środowiska***

Zagospodarowywanie zasobów i rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego dla potrzeb komercyjnego wydobywania wiąże się z wysokim poziomem ryzyka. Prowadzone przez Spółkę wiercenia, działalność poszukiwawcza i wydobywcza oraz powiązane działania podlegają wszystkim czynnikom ryzyka typowym dla tej branży. Takie zagrożenia i ryzyka to, między innymi, możliwość natrafienia na nietypowe lub niespodziewane formacje skalne lub ciśnienie geologiczne, niepewność geologiczna, ruchy sejsmiczne, erupcje, wyciek ropy naftowej, niekontrolowany wpływ ropy naftowej, gazu ziemnego lub cieczy z odwiertu, eksplozja, pożar, niewłaściwy montaż lub obsługa sprzętu oraz uszkodzenie lub awaria sprzętu.

W przypadku wystąpienia takiego zdarzenia, może ono powodować szkody w środowisku naturalnym, uszkodzenie ciała lub utratę życia, a także niemożność wydobywania ropy naftowej lub gazu ziemnego na skalę komercyjną. Może również powodować znaczne opóźnienia w realizacji programu wierceń, częściowe lub całkowite wstrzymanie działalności operacyjnej, znaczne uszkodzenia sprzętu Spółki i urządzeń należących do osób trzecich oraz roszczenia wobec Spółki z powodu uszkodzeń ciała i utraty życia. Zdarzenia takie mogą również powodować powstanie ryzyka dla niektórych, bądź wszystkich koncesji Spółki lub jej umów o podziale wpływów z wydobywania, dzięki którym Spółka może prowadzić wydobywanie, a także mogą powodować poniesienie przez Spółkę znacznych kosztów roszczeń z tytułu odpowiedzialności cywilnej, istotnych opłat karnych, jak również ewentualnych sankcji karnych wobec Spółki i/lub jej pracowników. W przypadku wystąpienia takich zdarzeń, Spółka może być również zmuszona do ograniczenia lub wycofania się z danej działalności.

Chociaż Spółka posiada ubezpieczenie obejmujące wiele z powyższych ryzyk, to wystąpienie wyżej wspomnianego zdarzenia może mieć istotny i niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

### **Ryzyko polityczne, społeczne i gospodarcze**

Obecna działalność Spółki w zakresie poszukiwań i zagospodarowywania złóż jest zlokalizowana na terytorium Tunezji i Rumunii. W związku z tym Spółka funkcjonuje w szeregu różnych systemów politycznych, społecznych, gospodarczych, regulacyjnych i podatkowych, podlegających znacznym i czasami szybkim zmianom, które mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności oraz sytuację finansową Spółki. W tych krajach ryzyko polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze jest wyższe niż na rynkach bardziej rozwiniętych. W związku z tym inwestorzy powinni ze szczególną starannością oceniać ryzyka związane z inwestycją w Spółkę i muszą samodzielnie podjąć decyzję, czy w świetle tych ryzyk ich inwestycja jest odpowiednia. Ogólnie, inwestycje na rynkach wschodzących i rozwijających się są odpowiednie wyłącznie dla doświadczonych inwestorów, którzy w pełni rozumieją znaczenie występujących ryzyk.

Spółka prowadzi działalność w obszarach, gdzie narażona jest na ponadprzeciętne ryzyko niekorzystnych działań władz państwowych (w szczególności w Tunezji), włączając w to bezpośrednie lub skuteczne wywłaszczenie bądź nacjonalizację majątku, również w krajach, których rząd wcześniej dokonywał wywłaszczenia majątku innych spółek zlokalizowanych w jego jurysdykcji, bądź członkowie rządu publicznie wysuwali propozycje podjęcia takich działań. W niektórych krajach ropę naftową i gaz ziemny uważa się za zasoby strategiczne. Rządy takich krajów mogą podejmować decyzje o niehonorowaniu wcześniejszych porozumień, jeżeli uznają, że nie leżą one już w interesie narodowym. Rządy mogą również wprowadzać kontrolę eksportu towarów uważanych za strategiczne (jak ropa naftowa czy gaz ziemny), bądź nakładać ograniczenia na zagraniczną własność lub korzystanie z aktywów strategicznych. Wywłaszczenie majątku, renegegowanie lub unieważnienie istniejących umów, najmu lub zezwoleń przez rządy krajów, w których Spółka prowadzi działalność, w szczególności w Tunezji, mogłyby mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności oraz sytuację finansową Spółki.

Ryzyka związane z niestabilnością polityczną i społeczną mają, między innymi, następujące konsekwencje:

- ryzyko wojny, ataków terrorystycznych lub powstańczych, zamieszek lokalnych, działań partyzanckich, represji wojskowych, rozruchów cywilnych i przestępczości;
- wysoki poziom korupcji we władzach i w działalności gospodarczej, a także inna działalność przestępcza;
- niestabilność zatrudnienia;
- zmiany w polityce władz lub regulacjach;
- śmierć lub niedyspozycja przywódców politycznych, bądź zmiana partii rządzącej;
- niewykonalność praw umownych;
- ograniczenia importowe i eksportowe;
- zamrożenie funduszy i zasobów gospodarczych; oraz
- niekorzystne zmiany prawa (powszechnie stosowanego, bądź innego) lub jego interpretacji.

Wskaźniki gospodarek Tunezji i Rumunii takie jak: produkt krajowy brutto, wskaźnik reinwestowania kapitału, inflacja, zasoby finansowe oraz bilans płatniczy, mogą być mniej korzystne niż wskaźniki gospodarek krajów rozwiniętych. Gospodarki te mogą być w znacznym stopniu uzależnione od określonej gałęzi przemysłu, jak działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, lub od zagranicznego kapitału i mogą być bardziej podatne na wpływ wydarzeń na arenie dyplomatycznej, nałożenie sankcji ekonomicznych na dany kraj lub kraje, zmiany w przyjętych formach

handlu międzynarodowego, bariery handlowe oraz inne środki o charakterze protekcjonistycznym lub odwetowym. Działania takie mogą poważnie wpłynąć na realizowane ceny surowców, ograniczyć możliwości Spółki w zakresie transferu aktywów lub dochodu Spółki, bądź w inny sposób wpłynąć na działalność Spółki. Na działalność Spółki wpływ może mieć również niestabilność gospodarcza i fiskalna charakteryzująca kraje, w których prowadzi ona działalność. Niestabilność gospodarcza i finansowa może narażać Spółkę na następujące czynniki ryzyka:

- sankcje gospodarcze lub inne sankcje nakładane przez inne kraje lub organy międzynarodowe;
- zmiany w polityce podatkowej, orzecznictwie lub interpretacjach (w tym nowe lub podwyższone podatki lub opłaty koncesyjne - royality, bądź wprowadzenie podatku od zysków nadzwyczajnych);
- skrajne wahania kursów wymiany walut lub wysoka inflacja;
- ograniczenia wymiany walut lub kontrola walutowa;
- zakaz lub znaczne ograniczenia inwestycji zagranicznych na rynkach kapitałowych lub w niektórych sektorach;
- dewaluacja waluty krajowej; oraz
- regulacje rządowe, preferujące wykonawców krajowych lub wymagające udzielania im zamówień, bądź zobowiązujące wykonawców zagranicznych do zatrudniania obywateli konkretnej jurysdykcji lub do pozyskiwania w niej dostaw.

Spółka planuje działalność i zobowiązania w zakresie poszukiwania i zagospodarowania złóż w oparciu o ocenę otoczenia regulacyjnego w danym kraju na dzień planowania takich działań. Późniejsze zmiany w otoczeniu regulacyjnym lub sposobie interpretacji lub wdrażania wymogów regulacyjnych mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na zdolność Spółki do prowadzenia zaplanowanych działań w zakresie poszukiwania i zagospodarowania złóż i mogą powodować ich nieekonomiczność.

W przypadku wystąpienia ryzyka geopolitycznego, społecznego lub gospodarczego, związanego z działalnością w regionach i krajach, w których Spółka prowadzi działalność, może ono mieć wpływ na zdolność Spółki do zarządzania aktywami, bądź utrzymania w nich udziału, oraz ryzyka te mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na rentowność, możliwość finansowania i – w skrajnych przypadkach – opłacalność poszczególnych aktywów. Niektóre z tych ryzyk zostały omówione szczegółowo w niniejszym RFI. Chociaż aktywa Spółki są geograficznie zdywersyfikowane na dwa kraje, to tylko w ramach działalności w Tunezji Spółka prowadzi obecnie wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego, generując przychody. W związku z tym każdy z tych czynników i im podobnych może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności lub sytuację finansową Spółki, szczególnie jeśli w istotnym stopniu zmniejszą lub ograniczą one zdolność Spółki do wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego w Tunezji.

### ***Niestabilność polityczna i geopolityczna w Tunezji***

W czasie roku 2011 Tunezja doświadczyła okresu niepokoju politycznych i demonstracji, które doprowadziły do ustąpienia sprawującego przez 23 lata władzę prezydenta. W wyniku zwołano Zgromadzenie Konstytucyjne, któremu powierzono obowiązek przygotowania nowej konstytucji a także wyznaczenia nowego rządu, który miał sprawować władzę do czasu ratyfikacji nowej konstytucji i przeprowadzenia demokratycznych wyborów. Okres przejściowy naznaczyły konflikty polityczne, niestabilność i zamachy. Nowa konstytucja została przyjęta przez Tunezyjskie Zgromadzenie Narodowe w dniu 27 stycznia 2014 r.

Wybory parlamentarne odbyły się 26 października 2014 r. i zakończyły zwycięstwem świeckiej partii Nidaa Tounes, która zdobyła najwięcej, bo 89 miejsc w parlamencie. Islamistyczna partia Ennahda z 69

miejscami była druga. Zmiana rządu przebiegała w spokoju. 23 listopada 2014 r. odbyły się w kraju wybory prezydenckie. Pierwsza tura nie wyłoniła zwycięzcy, co spowodowało konieczność organizacji drugiej tury w dniu 21 grudnia 2014 r., po której Al-Badži Ka'id as-Sibsi, kandydat z ramienia Nidaa Tounes (*Wezwanie Tunezji*), został wybrany na prezydenta.

Aczkolwiek Tunezja przeszła „arabską wiosną” lepiej, niż wiele innych krajów Bliskiego Wschodu, to nadal utrzymuje się polityczny niepokój i nie jest możliwe określenie, czy i kiedy sytuacja się unormuje.

Nie jest możliwym uprzednie określenie, jaki skutek przyniosą te środki. O ile protesty z maja 2015 roku, w wyniku których zostało wyłączone pole Sabria, w głównej mierze bezpośrednio oddziaływały na Spółkę, to zwiększenie środków bezpieczeństwa, stan wyjątkowy i strajki pośrednio wpływają na działalność Spółki, poprzez uniemożliwianie dostarczenia ropy do punktu sprzedaży, czy też przemieszczania personelu operacyjnego lub sprzętu (w tym kontrahentów) na miejsca prowadzenia prac. Możliwymi konsekwencjami dalszych niepokojów mogą być przyszłe ograniczania lub wstrzymywanie działalności operacyjnej. Kierownictwo współpracowało i będzie kontynuować współpracę z Gwardią Narodową, aby zapewnić najlepszą ochronę i bezpieczeństwo załogi, pól i infrastruktury.

W 2017 r. Spółka odnotowała przerwy w pracy, które powodowały zamknięcie pola Chouech Es Saida, a także protesty społeczne, skutkujące zamknięciem pola Sabria w okresie od 22 maja 2017 r. do 6 września 2017 r. Istnieje ryzyko wznowienia protestów, co może prowadzić do zamknięcia pola Sabria.

#### ***Partnerzy strategiczni i w projektach joint venture***

Spółka korzystała i będzie w przyszłości korzystać z partnerstwa lub projektów joint venture ze spółkami lokalnymi i międzynarodowymi, poprzez które prowadzi się działalność poszukiwawczą, zagospodarowanie złóż i działalność operacyjną w ramach poszczególnych aktywów. Korzyści obejmują możliwość wyszukania i zabezpieczenia nowych możliwości, wykorzystanie znajomości rynków ze strony partnerów lokalnych oraz ich kontaktów (w szczególności w krajach lub regionach, w których Spółka nie prowadziła wcześniej działalności bądź prowadziła ograniczoną działalność), częściowe obniżenie ryzyka finansowego, związanego z działalnością poszukiwawczą i zagospodarowywaniem aktywów naftowo-gazowych, poprzez umowy typu farm-out i podobne porozumienia, a także uzgodnienie poziomu udziałów. Pogorszenie stosunków lub spory z obecnymi partnerami, bądź niemożność znalezienia odpowiednich partnerów może mieć niekorzystny wpływ na obecną działalność Spółki lub wpływać na jej zdolność do rozwoju prowadzonej działalności.

Poprzez swój pośredni podmiot zależny w 100% Winstar Rumunia, Spółka posiada obecnie 60% udział w Koncesji Satu Mare. OEBS, posiadacz pozostałych 40% udziałów, uznał, że nie jest w stanie uczestniczyć w kolejnych etapach prac przypisanych do koncesji. Jednak znajduje się on obecnie w sporze prawnym z władzami Rumunii, w wyniku którego nastąpiło zapobiegawcze zajęcie udziałów partnera w Rumunii. Zgodnie z warunkami zapobiegawczego zajęcia przez rumuńskie organy podatkowe, posiadacz pozostałych 40% udziałów w koncesji Satu Mare ma ograniczone prawo do przeniesienia udziałów, jeżeli nie uzyska zezwolenia rumuńskich organów podatkowych. W lutym 2017 r. Spółka przekazała OEBS wezwanie z związku z naruszeniem przez OEBS umowy poprzez niewniesienie należnej zapłaty w gotówce. Zgodnie z umową JOA, OEBS zobowiązana jest do podjęcia wszystkich czynności niezbędnych dla skutecznego przeniesienia należących do OEBS udziałów na rzecz Spółki. Dotychczas OEBS nie wykonała tego zobowiązania.

#### ***Szacowanie rezerw i zasobów***

Podane w Raporcie RPS i w niniejszym RFI ilości rezerw i zasobów w ramach aktywów posiadanych przez Spółkę są wyłącznie eksperckim oszacowaniem ilości takich rezerw i zasobów ze strony RPS. Szacunkowa ocena ilości rezerw i zasobów jest z natury przybliżona, zaś dokładność szacunków zależy od wiarygodności dostępnych danych, interpretacji inżynierskich i geologicznych, ocen, prognoz wydobycia, kapitału na działalność i zagospodarowanie oraz innej niepewności towarzyszącej szacowaniu ilości ropy naftowej i gazu ziemnego dostępnych do wydobycia. W efekcie nie ma żadnej gwarancji, że możliwe będzie wydobycie szacowanej ilości i jakości ropy naftowej i gazu ziemnego, zgodnie z informacjami opublikowanymi w Raporcie RPS i w niniejszym RFI.



Podane ilości węglowodorów to dane szacunkowe, opierające się na profesjonalnej ocenie i podlegające dalszym zmianom – zwiększeniom lub zmniejszeniom – ze względu na przyszłą działalność lub pojawienie się dodatkowych informacji. Raporty RPS przygotowała RPS – zewnętrzna spółka inżynierska, specjalizująca się w ocenie aktywów naftowo-gazowych. RPS przygotowała Raport RPS zgodnie z definicjami i wytycznymi zawartymi w Wytycznych COGE dotyczących rezerw. Wytyczne COGE przewidują, że zasoby warunkowe – choć już odkryte – są z zasady niepewne co do ich domniemanej ilości, zaś zasoby perspektywiczne mają charakter spekulacyjny, co do ich domniemanej obecności (tj. nie zostały jeszcze odkryte) i niepewny, co do ich domniemanej ilości.

Choć Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy działania poszukiwawcze i badawcze doprowadzą do odkrycia nowych rezerw, to w przypadku ich powodzenia Spółka będzie miała możliwość rozpoczęcia wydobywania ropy naftowej i gazu z nowo odkrytych rezerw. Jeżeli nastąpi rozpoczęcie prac wydobywczych, rzeczywista ilość wydobywanej przez Spółkę ropy naftowej i gazu ziemnego, jej przychody, nakłady na rozwój i działalność operacyjną, związane z szacowanymi rezerwami i zasobami, mogą się różnić od wartości szacunkowych. Ponadto, szacowana wartość przyszłych przychodów netto, zgodnie z informacjami opublikowanymi w Raporcie RPS i w niniejszym RFI, zależy od szacunków przyszłych cen ropy naftowej i gazu ziemnego, kapitału oraz kosztów operacyjnych. Rozbieżności pomiędzy szacunkami a rzeczywistymi kosztami mogą być znaczne. Same szacunki podlegają zmianom wynikającym ze zmiany uwarunkowań ekonomicznych panujących w danym czasie, a także zmian w przyszłych budżetach i planach działalności.

### ***Przestrzeżenie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych***

W większości krajów, również w Tunezji i Rumunii, gdzie Spółka obecnie prowadzi działalność, wszystkie etapy działań poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego podlegają regulacjom na szczeblu rządowym, bezpośrednio lub za pośrednictwem agencji lub narodowych koncernów naftowych. Obszar regulacji obejmuje: zezwolenia i ograniczenia dotyczące działalności poszukiwawczej i wydobywczej, podatki od wydobywania i należności koncesyjne (ang. *royalties*), mechanizmy kontroli cen, mechanizmy kontroli eksportu, wyłączenie i zrzeczenie, marketing, wycenę, transport i magazynowanie ropy i gazu, ochronę środowiska naturalnego oraz zasady bezpieczeństwa i higieny pracy. Regulacje obowiązujące Spółkę wywodzą się zarówno z krajowych, jak i lokalnych przepisów prawa oraz z umów o podziale wpływów z wydobywania i umów koncesyjnych, regulujących udziały Spółki w prawie użytkowania górnictwa. W związku z tym Spółka może sprawować ograniczoną kontrolę nad charakterem i harmonogramem działań poszukiwawczych i zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w których Spółka posiada bądź planuje objąć udziały. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka nie poniesie w przyszłości kosztów demontażu i usunięcia aktywów, ponieważ władze samorządowe lub państwowe mogą wymagać przeprowadzenia demontażu i usunięcia aktywów w okolicznościach, gdy nie ma takowego jednoznacznie określonego obowiązku, a zwłaszcza gdy w rachubę wchodzi przyszłe wznowienie koncesji.

W krajach, w których Spółka prowadzi działalność, m.in. w Tunezji i Rumunii, państwo jest co do zasady właścicielem surowców mineralnych i sprawuje kontrolę nad poszukiwaniem i wydobywaniem rezerw węglowodorów (a w przypadku pola Sabria w Tunezji uczestniczy w tych pracach). Tym samym, rządy państw-gospodarzy mogą wywierać istotny wpływ na działalność Spółki poprzez opłaty koncesyjne (*royalties*), podatki od eksportu oraz regulacje dotyczące eksportu, dopłaty, podatki od wartości dodanej, premie wydobywcze oraz innego rodzaju obciążenia. Ponadto, przeniesienie udziałów w prawie użytkowania górnictwa wymaga zazwyczaj zezwolenia rządu, który może je opóźnić lub w inny sposób utrudnić jego przeprowadzenie, a także nałożyć na Spółkę obowiązek przeprowadzenia określonego minimum prac w określonym terminie. W przyszłości Spółka może rozszerzyć swoją działalność na inne państwa, w których istnieć mogą podobne uwarunkowania.

Spółka może potrzebować koncesji lub zezwoleń od różnych organów na prowadzenie planowanych działań poszukiwawczych, zagospodarowanie złóż oraz działalność wydobywczą. Nie ma pewności, że posiadane przez Spółkę koncesje i zezwolenia nie wygasną, lub nie zostaną cofnięte w przypadku niespełnienia przez Spółkę warunków tych koncesji lub zezwoleń, albo w przypadku zmiany przepisów prawa lub ich interpretacji. Zakończenie kontraktów lub koncesji Spółki, na mocy których przyznano jej prawa dotyczące obszarów koncesji, miałyby istotny niekorzystny wpływ na Spółkę, w tym na jej sytuację

finansową. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka będzie w stanie uzyskać wszystkie niezbędne koncesje i zezwolenia w odpowiednim czasie

Mimo że Spółka jest zdania, iż zarówno ona jak i jej podmioty zależne utrzymują dobre relacje z obecnymi rządami wszystkich państw, w których posiadają aktywa, nie ma pewności, że działania obecnych lub przyszłych rządów w tych krajach lub rządów w innych krajach, w których Spółka może podjąć działalność w przyszłości, nie będą miały istotnego niekorzystnego wpływu na działalność lub sytuację finansową Spółki, a co z tym się wiąże, cenę Akcji Zwyczajnych.

### **Ryzyko kursowe i transakcje zabezpieczające**

Charakter działalności Spółki naraża ją na wahania kursów wymiany walut. Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego na rynkach światowych podawane są w dolarach amerykańskich, zaś wahania kursów wymiany dolara amerykańskiego na inne waluty, w których Spółka prowadzi działalność, mogą mieć pozytywny lub negatywny wpływ na ceny otrzymywane przez Spółkę. Wahania kursów wymiany walut mają wpływ na podawaną wartość rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego i/lub przychody z wydobycia. Na dzień 31 grudnia 2017 roku Spółka była narażona na ryzyko wynikające głównie z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego, dinara tunezyjskiego i leja rumuńskiego. Poniższa tabela zawiera zestawienie ryzyka kursowego Spółki dla poszczególnych walut:

	31 grudnia 2017 r.			31 grudnia 2016 r.		
	CAD	LEU	TND	CAD	LEU	TND
Środki pieniężne i ekwiwalenty	4.130	1.591	12	113	58	1.505
Należności	82	5.814	2.704	136	801	1.497
Należności podatkowe	-	3	2.852	-	3	5.959
Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	1.378	-	-	1.462	-	-
Czynne rozliczenia międzyokresowe	43	171	328	-92	93	410
Zobowiązania	(153)	(10.371)	(6.956)	(153)	(508)	(6.004)
Ekspozycja na ryzyko kursowe netto	5.480	(2.792)	(1.060)	1.466	447	3.367
Wartość w USD wg kursu wymiany na koniec okresu	4.368	(718)	(427)	1.092	104	1.458

Biorąc po uwagę ekspozycję netto na ryzyko kursowe walut na koniec okresu, w przypadku umocnienia się lub osłabienia tych walut o 10% w relacji do dolara amerykańskiego (przy założeniu, że inne czynniki pozostają bez zmiany), wynik netto po podatkowaniu spadłby lub wzrósłby o ok. 0,3 mln USD (w 2016 roku: 0,3 mln USD).

Czynniki ekonomiczne wpływające na przepływy pieniężne Spółki dla potrzeb działalności operacyjnej i działalności inwestycyjnej, zgodnie ze skonsolidowanym sprawozdaniem z przepływów pieniężnych Spółki, zawierają wahania kursów wymiany walut. Dotychczas Spółka pozyskiwała fundusze kapitałowe denominowane w dolarach kanadyjskich oraz polskich złotych, jednak wydatki na poszukiwanie i zagospodarowanie złóż ponoszone są głównie w dolarach amerykańskich rumuńskich lejach i euro, a więc kursy walut miały ciągły wpływ na przepływy pieniężne Spółki. Wskutek wahań kursów wymiany dolara amerykańskiego, dolara kanadyjskiego, leja rumuńskiego i dinara tunezyjskiego, za rok zakończony dnia 31 grudnia 2017 roku niezrealizowane ujemne różnice kursowe wyniosły 0,01 mln USD (w 2016 roku – ujemne różnice kursowe na poziomie 0,4 mln USD).

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań cen ropy i gazu ziemnego w Tunezji. Spółka może okresowo zawierać umowy określające stałą cenę wydobywanej ropy naftowej i gazu ziemnego w celu zabezpieczenia ryzyka strat w poziomie przychodów w przypadku spadku cen towarów, przy czym w przypadku wzrostu cen towarów powyżej progu określonego w takich umowach, Spółka nie będzie mogła skorzystać z takiego wzrostu.

Na dzień niniejszego RFI, Spółka nie jest stroną umów dotyczących zabezpieczenia transakcji towarowych i nie była stroną takich umów w ciągu ostatnich 3 lat.

## **Ryzyko kredytowe**

Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne Spółki, a także środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania utrzymywane są w dużych instytucjach finansowych. Kierownictwo Spółki monitoruje ryzyko kredytowe poprzez weryfikację zdolności kredytowej tych instytucji finansowych.

Na salda należności Spółki składają się kwoty należne od partnerów joint venture, które - jak się zakłada - zostaną rozliczone z przyszłymi nakładami inwestycyjnymi, należności z tytułu sprzedaży produktów w Tunezji, należności z tytułu podatków od towarów podlegających zwrotowi przez kanadyjski rząd federalny, a także odsetki od depozytów pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania, dla których ryzyko kredytowe oceniane jest jako niskie, ponieważ środki zdeponowano w wiodących instytucjach finansowych.

Kierownictwo nie wprowadziło formalnej polityki kredytowej w zakresie kredytów, jednakże poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe jest monitorowany indywidualnie i na bieżąco w odniesieniu do wszystkich istotnych klientów.

Maksymalny poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe przedstawia wartość bilansowa poszczególnych aktywów finansowych w bilansie.

## **Zobowiązania w zakresie zrzeczenia się przewidziane w odpowiednich przepisach prawa i kluczowych umowach**

Zgodnie z praktyką międzynarodową, umowy koncesyjne i umowy o podziale wpływów zawarte przez Spółkę zawierają, a umowy, które Spółka może zawrzeć w przyszłości, mogą zawierać pewne postanowienia dotyczące zrzeczenia się, które mają być spełnione z chwilą rozpoczęcia kolejnych faz poszukiwań i wystąpienia pewnych zdarzeń. Łącznie doprowadzą one do znacznego zmniejszenia obszaru, na którym Spółka będzie prowadzić poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, o ile nie zostaną one w jakiś inny sposób zrekompensowane. W zależności od wielkości obszaru i jego lokalizacji, takie zrzeczenie się może wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na wyniki działalności oraz perspektywy Spółki. Przyszłe rezerwy oraz wydobyte ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę, a przez to i jej przyszłe przepływy pieniężne i zyski, są uzależnione od zdolności Spółki do odkrycia i eksploatacji rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach posiadanych aktywów. Ponadto, Spółka może być zobowiązana do spełnienia pewnych warunków dotyczących likwidacji odwiertów i rekultywacji gruntów, których się zrzeknie.

- Poza przysługującym ETAP prawem odkupu udziału w koncesji Chouech Es Saida (ETAP może odkupić 50% udziału w prawie użytkowania górniczego netto (po opłatach eksploatacyjnych) po osiągnięciu łącznej produkcji ropy naftowej brutto na poziomie 6,5 mln bbl), Aktywa w Tunezji nie są przedmiotem żadnych zobowiązań dotyczących zrzeczenia się.
- W Rumunii zachowanie koncesji Satu Mare uwarunkowane jest wykonaniem prac objętych zobowiązaniem w ramach Etapu 3 okresu poszukiwawczego do dnia 28 października 2019 roku.

## **Znaczenie kluczowego personelu kierowniczego**

Sukces Spółki jest w dużej mierze zależny od jej kluczowego personelu, do którego należą członkowie kadry kierowniczej wyższego szczebla i inni ważniejsi pracownicy. Wkład tych osób w działalność Spółki będzie odgrywać istotną rolę. Zdolność Spółki do utrzymania swojej pozycji konkurencyjnej i wdrażania strategii biznesowej zależy w dużej mierze od usług kadry kierowniczej i personelu technicznego Spółki. Ze względu na niewielką liczbę profesjonalistów w branży naftowo-gazowej, istnieje ostra konkurencja o członków kadry kierowniczej wyższego szczebla i personel techniczny posiadający odpowiednią wiedzę i znajomość najlepszych międzynarodowych praktyk, co może wpływać na zdolność Spółki do utrzymania obecnych członków kadry kierowniczej i personelu technicznego oraz do pozyskania dodatkowego wykwalifikowanego personelu. Utrata lub niezdolność do pozyskania i utrzymania dodatkowych członków kadry kierowniczej wyższego szczebla i personelu technicznego może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową, wyniki działalności i perspektywy rozwoju Spółki. Nie ma pewności,

że Spółka nadal będzie w stanie pozyskiwać i utrzymać wszystkich pracowników, niezbędnych dla rozwoju i prowadzenia działalności przez Spółkę.

### ***Niepewność w zakresie interpretacji i stosowania zagranicznych przepisów i regulacji***

Spółka prowadzi działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż w krajach o różnych systemach prawnych. Przepisy, regulacje i zasady prawne mogą się różnić zarówno w zakresie prawa materialnego, jak kwestiach proceduralnych i egzekucyjnych. Uprawnienia Spółki w zakresie wydobycia i poszukiwań, a także kontrakty ich dotyczące, podlegają odpowiednim przepisom prawa krajowego lub lokalnego oraz jurysdykcji kraju będącego miejscem prowadzenia działalności. Oznacza to, że zdolność Spółki do wykonywania lub wyegzekwowania jej praw i zobowiązań może być różna w różnych krajach.

Ponadto jurysdykcje, w których działa Spółka i jej podmioty zależne, mogą mieć mniej rozwinięty system prawny niż gospodarki bardziej dojrzałe, z czym mogą się wiązać następujące ryzyka:

- większe trudności w uzyskaniu skutecznego odszkodowania w sądzie przedmiotowej jurysdykcji, czy to w związku z naruszeniem przepisów prawa, czy sporu dotyczącego tytułu własności;
- większa uznaniowość ze strony organów administracji rządowej;
- niepewność co do konstytucyjności, ważności lub wykonalności przepisów, zwłaszcza gdy te zasady i przepisy są wynikiem ostatnich zmian legislacyjnych lub zostały niedawno wprowadzone;
- brak wytycznych w orzecznictwie lub wytycznych administracyjnych co do interpretacji właściwych zasad i przepisów, zwłaszcza gdy te zasady i przepisy są wynikiem ostatnich zmian legislacyjnych lub zostały niedawno wprowadzone;
- postanowienia przepisów i regulacji sformułowane niejednoznacznie lub niekonkretnie, co prowadzi do trudności we wdrażaniu lub interpretacji;
- brak wzajemnej spójności lub występowanie sprzeczności pomiędzy różnymi ustawami, regulacjami, rozporządzeniami, nakazami i uchwałami;
- upolitycznienie sądów;
- względny brak doświadczenia judykatury i sądów w takich sprawach lub nadmierny formalizm judykatury; oraz
- korupcja w wymiarze sprawiedliwości.

Egzekwowanie przepisów w niektórych jurysdykcjach, w których Spółka i jej podmioty zależne prowadzą działalność, może zależeć od interpretacji przyjętej w odniesieniu do takich przepisów przez odpowiednie organy władzy lokalnej. Jednocześnie organy takie mogą przyjąć w odniesieniu do danego aspektu prawa lokalnego interpretację różniącą się od porady prawnej, jaką otrzymała Spółka. Działania organów administracji państwowej mogą ujemnie wpływać na kontrakty, przedsięwzięcia joint venture, licencje, wnioski o udzielenie licencji lub inne umowy Spółki oraz na skuteczność i egzekwowalność takich umów w danej jurysdykcji. Uzyskanie skutecznego odszkodowania w sądzie takiej jurysdykcji, czy to w związku z naruszeniem przepisów prawa, czy to w związku ze sporem dotyczącym tytułu własności, może być utrudnione. W pewnych jurysdykcjach obowiązki miejscowych firm, agend i urzędów państwowych, jak również systemu sądowniczego, w zakresie przestrzegania wymogów prawnych i wynegocjowanych umów mogą być bardziej niepewne, zaś przepisy i regulacje mogą ulegać zmianom lub być uchylone; odszkodowanie może być niepewne lub opóźnione.

Ogólnie, w przypadku gdy Spółka zaangażuje się w spór celem obrony lub wyegzekwowania swych praw lub zobowiązań, spór taki lub dotyczące go postępowanie sądowe mogą być kosztowne i długotrwałe, a

wynik wysoce niepewny. Nawet jeśli Spółka ostatecznie wygra sprawę, dany spór i postępowanie sądowe może nadal mieć istotne niekorzystne skutki dla Spółki i jej działalności.

### Tunezja

W 2011 roku w Tunezji wybuchły zamieszki i demonstracje polityczne, wskutek których poprzedni prezydent ustąpił po 23 latach sprawowania urzędu. Powołano Zgromadzenie Konstytucyjne, które miało przygotować nową konstytucję i powołać nowy rząd na okres do momentu ratyfikowania nowej konstytucji i przeprowadzenia demokratycznych wyborów. W tym okresie trwały walki polityczne, występowała niestabilność i miały miejsce zamachy. Nowa konstytucja została przyjęta 27 stycznia 2014 roku przez Zgromadzenie Narodowe Tunezji.

Konstytucja jest owocem kompromisu pomiędzy islamską partią Ennahdha a siłami opozycyjnymi. Przewiduje ona podwójną władzę wykonawczą, określa ograniczoną rolę islamu i po raz pierwszy w historii prawnej świata arabskiego wprowadza równość i parytet kobiet i mężczyzn. Jako nadrzędny akt prawny państwa, konstytucja ma pierwszeństwo przed ustawami, a nawet traktatami międzynarodowymi. W przypadku kolizji pomiędzy istniejącym prawodawstwem a nową konstytucją, pierwszeństwo ma konstytucja. Obowiązujące przepisy prawa tunezyjskiego, które regulują działalność grupy Serinus w Tunezji, nadal mają zastosowanie, jeśli nie są sprzeczne z przepisami nowej konstytucji.

### Rumunia

Rumunia jako państwo członkowskie Unii Europejskiej podjęła weryfikację warunków poszerzenia koncesji wydobywczych przyznanych przez NAMR w 2011 roku w całej branży naftowej w Rumunii, w tym w odniesieniu do partnera Spółki – Rompetrol S.A. Procedura prawna z udziałem Trybunału Obrachunkowego – urzędu sprawującego kontrolę nad administracją oraz NAMR jest obecnie w toku. Ryzyka związanego z ważnością przedłużenia koncesji nie uważa się za istotne.

Rumuński system prawny wywodzi się z kodeksu napoleońskiego. Sądownictwo jest niezawisłe, zaś zasady funkcjonowania i strukturę organizacyjną rumuńskiego wymiaru sprawiedliwości określa rumuńska konstytucja oraz ustawa nr 304/2004 w sprawie organizacji wymiaru sprawiedliwości. Orzeczenia zapadają z ramienia prawa w następujących sądach: Sąd Najwyższy i Kasacyjny, sądy apelacyjne, trybunały, trybunały specjalne, sądy wojskowe oraz sądy pierwszej instancji. Władzę sądowniczą sprawują sądy w ramach hierarchii organizacyjnej, której najwyższym szczeblem jest Sąd Najwyższy i Kasacyjny.

Postępowania sądowe prowadzone przy otwartych drzwiach z wyjątkami przewidzianymi przepisami prawa. Rumuński system sądowniczy pozostaje pod silnym wpływem Francji. Wszystkich sędziów mianuje prezydent na wniosek Najwyższej Rady Sądowniczej. Ministerstwo Sprawiedliwości reprezentuje „ogólny interes społeczny” i broni rządów prawa oraz praw i wolności obywatelskich. Ministerstwo sprawuje swe kompetencje za pośrednictwem niezależnych, bezstronnych prokuratorów, którzy funkcjonują w ramach hierarchii organizacyjnej pod przewodnictwem Prokuratora Generalnego.

Rumuński Trybunał Konstytucyjny jest gwarantem nadrzędności konstytucji. Rumuński Trybunał Konstytucyjny jest jedynym konstytucyjnym organem sądowniczym w Rumunii i jest niezawisły od innych władz państwowych. Jego funkcjonowanie reguluje wyłącznie konstytucja oraz ustawa nr 47/1992 w sprawie organizacji i funkcjonowania Trybunału Konstytucyjnego. W skład Trybunału wchodzi 9 sędziów powoływanych na dziewięcioletnią kadencję, której nie można przedłużyć ani odnowić.

Podsumowując, tak w Tunezji czy Rumunii, jak i w innym kraju, w przypadku, gdy Spółka zaangażuje się w spór celem obrony lub wyegzekwowania swych praw lub zobowiązań, spór taki lub dotyczące go postępowanie sądowe mogą być kosztowne i długotrwałe, a wynik wysoce niepewny. Nawet jeśli Spółka ostatecznie wygra sprawę, dany spór i postępowanie sądowe może nadal mieć istotne niekorzystne skutki dla Spółki i jej działalności.

### **Brak osiągnięcia oczekiwanych korzyści z przejęć i sprzedaży**

Spółka dokonywała i zamierza w toku zwykłego zarządu dokonywać przejęć i sprzedaży podmiotów oraz aktywów. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółce uda się z powodzeniem zrealizować oczekiwane korzyści z jakiegokolwiek przejęcia lub zbycia. Nakład kosztów i czasu konieczny do realizacji oczekiwanych korzyści z planowanych przejęć i sprzedaży może przewyższać korzyści, mogące rzeczywiście zostać zrealizowane przez Spółkę, i odrywać uwagę Spółki od innych dostępnych zasobów, w które można się zaangażować w innych miejscach z większą korzyścią. Integracja przejmowanych spółek może wymagać dużego wysiłku pod względem zarządzania, czasu oraz środków i może odrywać uwagę zarządu od innych strategicznych możliwości i kwestii operacyjnych.

Chociaż Spółka przeprowadza zgodnie z praktyką branżową audyt (ang. *due diligence*) aktywów przed ich pozyskaniem, to analizy takie są z definicji niepełne. Przeprowadzenie pełnej analizy każdego obszaru w ramach danego nabycia jest, co do zasady, niemożliwe. Zazwyczaj Spółka koncentruje swoją uwagę na obszarach o wyższej wartości, pozostawiając jedynie wyrywkowo. Jednak nawet gruntowna analiza wszystkich koncesji i dokumentacji niekoniecznie musi wykazać wszystkie istniejące lub potencjalne problemy z nimi związane, jak również nie pozwoli nabywcy na wystarczające zapoznanie się z tymi aktywami, pozwalające w pełni rozpoznać ich braki i potencjał. Nie każdy z odwiertów może zostać poddany kontroli, a problemy strukturalne i środowiskowe, takie jak zanieczyszczenie wód gruntowych, nie są łatwe do wykrycia nawet w drodze inspekcji. W związku z mogącymi nastąpić w przyszłości nabyciami, Spółka może być zmuszona do przyjęcia na siebie zobowiązań, w tym zobowiązań związanych z ochroną środowiska, i może nabywać udziały w koncesjach „w ich aktualnym stanie”. O tego rodzaju zobowiązaniach, o ile będą istniały, Spółka uzyska informacje w wyniku przeprowadzonych badań *due diligence*. Zobowiązania te wpłyną na uzgodnioną cenę nabycia lub odpowiednio ją skorygują. Ponadto, konkurencja przy nabywaniu perspektywicznych aktywów jest wyjątkowo intensywna, co może zwiększyć koszty każdego potencjalnego nabycia.

Istnieje ostra konkurencja o nabycie perspektywicznych aktywów, co może zwiększać koszty potencjalnego nabycia. W przeszłości Spółka prowadziła działalność w zakresie prac poszukiwawczych i zagospodarowania złóż głównie na Ukrainie, w Tunezji, Rumunii, Brunei i Syrii. Ograniczona obecność Spółki w innych regionach może ograniczać jej zdolność do wyszukania i nabycia koncesji w innych regionach geograficznych.

Zobacz także punkt „Czynniki ryzyka – Serinus może nie uzyskać spodziewanych korzyści”.

### **Zobowiązania w zakresie demontażu i usunięcia aktywów**

Spółka, w ramach swoich udziałów koncesyjnych i udziałów w umowach o podziale wpływów z wydobywania, podjęła pewne zobowiązania dotyczące demontażu i usunięcia swoich aktywów, w tym powiązanej z nimi infrastruktury, i spodziewa się podjąć dodatkowe zobowiązania dotyczące demontażu i usunięcia aktywów w swojej przyszłej działalności. Zobowiązania takie wynikają z wymogów prawnych i regulacyjnych dotyczących zakończenia eksploatacji odwiertów i infrastruktury produkcyjnej, przy czym Spółka jest zobowiązana do utworzenia rezerw i/lub zabezpieczenia kosztów demontażu i usunięcia aktywów. Każdy istotny wzrost faktycznych lub szacunkowych kosztów demontażu i usunięcia aktywów ponoszonych przez Spółkę może mieć niekorzystny wpływ na wyniki działalności i sytuację finansową Spółki.

### **Tytuł prawny do obszarów koncesji**

Niezależnie od podjęcia przez Spółkę badania typu *due diligence*, tytuł prawny może okazać się dotknięty wadami, które wpłyną na umowy o podziale wpływów z wydobywania, umowy koncesyjne lub inne dokumenty prawne dotyczące koncesji Spółki, gdzie prowadzona jest działalność wydobywcza, i które tym samym mogą niekorzystnie wpłynąć na Spółkę. Nie ma żadnej gwarancji, że nie zostanie wykryta nieprzewidziana wada w tytule prawnym, albo że nie zajdą zmiany przepisów prawa lub ich interpretacji lub też wydarzenia polityczne, które uniemożliwią lub przeszkodzą w dochodzeniu przez Spółkę roszczeń dotyczących posiadanych obszarów koncesji, co może w istotny niekorzystny sposób wpłynąć na Spółkę, w tym zmniejszyć poziom przychodów Spółki.

## **Przestępczość i korupcja w administracji rządowej lub gospodarce**

Spółka prowadzi działalność gospodarczą w krajach lub regionach charakteryzujących się wysoką przestępczością i wysokim poziomem korupcji w administracji rządowej lub gospodarce.

Spółka zobowiązana jest przestrzegać obowiązujących przepisów prawa antykorupcyjnego, w tym kanadyjskiej Ustawy w sprawie przeciwdziałania korupcji zagranicznych urzędników publicznych (ang. *Corruption of Foreign Public Officials Act*), jak również przepisów krajowych we wszystkich krajach, w których Spółka prowadzi działalność. Należą do nich między innymi przepisy dotyczące monitorowania transakcji finansowych i określenia zasad zapobiegania i ścigania przestępstw korupcyjnych, w tym szereg restrykcji i zabezpieczeń. Jednocześnie nie ma żadnej gwarancji, że takie przepisy będą skuteczne w wykrywaniu i zapobieganiu praniu pieniędzy i korupcji.

Niepowodzenie dalszych wysiłków rządów krajów, w których Spółka prowadzi działalność, na rzecz zwalczania korupcji bądź postrzegania ryzyka korupcji, może mieć istotny niekorzystny wpływ na gospodarkę krajową. Wszelkie oskarżenia o korupcję w takich krajach lub dowody na pranie pieniędzy mogą mieć niekorzystny wpływ na zdolność tych krajów do pozyskania inwestycji zagranicznych, a tym samym mogą mieć niekorzystny wpływ na ich gospodarkę, co z kolei może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, jej wyniki, sytuację finansową i perspektywy rozwoju Spółki.

Spółka wdrożyła wewnętrzny Kodeks Prowadzenia Działalności i Etyki (ang. *Code of Business Conduct and Ethics*), którego muszą przestrzegać jej dyrektorzy, członkowie kadry kierowniczej wyższego szczebla i pracownicy. Ustalenie faktów świadczących przeciwko Spółce, jej dyrektorom, członkom kadry kierowniczej wyższego szczebla lub pracownikom, bądź ich uczestnictwo w praktykach korupcyjnych lub innych bezprawnych działaniach, mogłoby skutkować nałożeniem sankcji karnych lub cywilnych, w tym wysokich kar pieniężnych na Spółkę, jej dyrektorów, członków kadry kierowniczej wyższego szczebla lub pracowników. Jakiegokolwiek śledztwo lub zarzuty wniesione przeciwko Spółce, jej dyrektorom, członkom kadry kierowniczej wyższego szczebla lub pracownikom, lub ustalenie uczestnictwa takich osób w praktykach korupcyjnych lub innych bezprawnych działaniach, mogłoby znacznie zaszkodzić reputacji Spółki oraz w istotnym stopniu ograniczyć jej zdolność do prowadzenia działalności gospodarczej, w tym wyrzucić skutek na prawa Spółki, przysługujące jej na podstawie posiadanych przez nią koncesji dotyczących ropy naftowej i gazu ziemnego bądź umów o podziale wpływów z wydobycia, lub doprowadzić do utraty kluczowego personelu, a także wyrzucić istotny niekorzystny wpływ na jej sytuację finansową i wyniki działalności. Ponadto, fakt zarzucanego lub faktycznego uczestnictwa w praktykach korupcyjnych lub innych bezprawnych działaniach przez operatorów koncesji lub licencji naftowo-gazowych Spółki bądź umów o podziale wpływów z wydobycia, wspólników joint venture Spółki lub inne podmioty, z którymi Spółka prowadzi współpracę gospodarczą, mogłoby również znacznie zaszkodzić reputacji Spółki i jej działalności gospodarczej oraz wyrzucić istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

## **Zarządzanie rozwojem**

Spółka nie ma długiej historii działalności w obecnej formie, w tym pod kątem wielkości i obecności geograficznej, a jej zdolność do zarządzania obecną działalnością i jej przyszłym rozwojem zależy od szeregu czynników, w tym od zdolności Spółki do:

- skutecznego rozwijania własnych systemów zarządczych, operacyjnych i finansowych oraz kontroli w obliczu rosnącej złożoności, zakresu i obszaru geograficznego działalności Spółki;
- zatrudniania, szkolenia i utrzymania wykwalifikowanych pracowników w celu zarządzania i prowadzenia rozwijającej się działalności Spółki;
- precyzyjnego określania i oceny obowiązków i zobowiązań - umownych, finansowych, regulacyjnych, w zakresie ochrony środowiska itp. - związanych z międzynarodowymi nabyciami i inwestycjami Spółki;

- wdrażania nadzoru finansowego i wewnętrznej kontroli ryzyka finansowego oraz innych zasad kontroli w zakresie nabyć i inwestycji Spółki oraz zapewnienia terminowego sporządzania sprawozdań finansowych, zgodnie z polityką rachunkową Spółki i jej zasadami kontroli;
- precyzyjnej oceny dynamiki rynku, zmian demograficznych, potencjału rozwoju oraz otoczenia konkurencyjnego;
- skutecznego określania, oceny i zarządzania ryzykiem i niepewnością przy wejściu na nowe rynki i nabywaniu nowych spółek w oparciu o badanie due diligence i inne procesy, w szczególności w obliczu podwyższonego poziomu ryzyka na rynkach wschodzących; oraz
- utrzymania i pozyskania niezbędnych zezwoleń, koncesji, częstotliwości i zgód władz i agencji rządowych i regulacyjnych.

Niezdolność Spółki do kontrolowania swojego rozwoju może skutkować jej niezdolnością do realizacji korzyści oczekiwanych w przypadku takiego rozwoju i może wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na jej przedsiębiorstwo, działalność oraz dalszy potencjalny rozwój.

#### ***Możliwość przeprowadzenia inwestycji***

Obecna oraz przyszła działalność Spółki jest uzależniona od zgód wydawanych przez organy administracji rządowej, wskutek czego Spółka ma ograniczoną kontrolę nad charakterem i terminami udzielenia takich zgód na prowadzenie poszukiwań, zagospodarowanie i eksploatację koncesji naftowo-gazowych bądź umów o podziale wpływów z wydobywania.

Udziały Spółki w koncesjach naftowo-gazowych i innych umowach w zakresie prowadzenia poszukiwań i zagospodarowania aktywów, które administracja rządowa lub organy administracji publicznej przyznały lub zawarły, podlegają określonym wymogom i nakładają obowiązki w zakresie wypełniania pewnych zobowiązań. Jeśli Spółka nie spełni tych wymogów oraz zobowiązań i dojdzie do istotnego naruszenia powyższych umów, umowy te, w pewnych okolicznościach, mogą ulec rozwiązaniu. Rozwiązanie jakiegokolwiek umowy Spółki, na podstawie której udzielono jej praw do koncesji, wywarłoby istotny niekorzystny wpływ na Spółkę, w tym na jej sytuację finansową.

#### ***Istotna rola zewnętrznych operatorów***

W sektorze naftowo-gazowym typową praktyką jest tworzenie przedsięwzięć partnerskich lub joint venture, w ramach których spółki prowadzą poszukiwania, zagospodarowanie i eksploatację poszczególnych aktywów. W takich przypadkach w ramach partnerstwa czy joint venture wszystkie strony danej umowy uzgadniają i wyznaczają jedną ze spółek, która zarządza czy „prowadzi” partnerstwo czy joint venture. Operator stanowi pierwszy punkt kontaktowy dla narodowego koncernu naftowego lub rządu i odpowiada zwykle za realizację prac w terenie, czyli zawiera umowy z różnymi podwykonawcami, którzy dostarczają sprzęt do wierceń i inne urządzenia oraz usługi niezbędne do prowadzenia poszukiwań i wydobywania, a ponadto odpowiada za decyzje dotyczące harmonogramu i wysokości nakładów kapitałowych, dobór technologii oraz politykę zarządzania ryzykiem i politykę zgodności. Ponadto operator odpowiada zwykle za przekazywanie pozostałym partnerom informacji operacyjnych, finansowych i innych informacji dotyczących danych aktywów.

Spółka jest obecnie operatorem wszystkich swoich aktywów.

W stopniu, w jakim Spółka lub jej dana spółka zależna nie jest operatorem jej aktualnych lub potencjalnych przyszłych aktywów, Spółka będzie uzależniona od kompetencji, wiedzy, ocen i zasobów finansowych operatora, pod warunkiem przestrzegania przez operatora warunków konkretnych postanowień umownych, i – w zależności od postanowień umowy – Spółka może mieć ograniczoną zdolność wywierania wpływu na działalność operacyjną w ramach danych aktywów lub powiązane z nią koszty, bądź możliwość kontrolowania jakości otrzymywanych informacji dotyczących takich aktywów, co



może mieć niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju i wyniki finansowe Spółki. Ponadto, spółki w partnerstwie mogą ponosić wspólną proporcjonalną do ich udziału odpowiedzialność z tytułu ewentualnych roszczeń i zobowiązań, które mogą powstać w wyniku prowadzenia przez operatora działalności dla partnerstwa. W przypadku zobowiązań podjętych przez operatora, Spółka może odpowiadać za proporcjonalną część takich zobowiązań. Działania i decyzje podejmowane przez operatora, zaniechanie bądź brak działania operatora oraz podjęcie zobowiązań przez operatora, mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju i wyniki finansowe Spółki, a w efekcie potencjalnie prowadzić do strat z danych aktywów.

### ***Kowenanty finansowe***

Zarówno do Kredytu Głównego, jak i Kredytu Zamiennego EBOR ma zastosowanie szeroki zakres oświadczeń i zobowiązań ze strony Serinus jako kredytobiorcy, w tym kowenanty finansowe dotyczące wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia oraz wskaźnika zadłużenia finansowego do EBITDA.

Chociaż na dzień niniejszego dokumentu Spółka spełnia wymogi kowenantów określonych dla Kredytu Głównego i Kredytu Zamiennego, bądź uzyskał zwolnienia w przypadkach, kiedy takie kowenanty zostały lub zostaną naruszone, włączając w to kowenanty finansowe, to nie ma żadnej gwarancji, że okoliczności się nie zmienią, a takie zmiany mogą powodować w przyszłości naruszenie kowenantów przez Spółkę, co może prowadzić do przyspieszenia spłaty zadłużenia. Spółka może nie dysponować wystarczającymi środkami pieniężnymi lub aktywami dla potrzeb wywiązania się ze swoich zobowiązań płatniczych w przypadku przyspieszenia spłaty zadłużenia, a nawet jeśli byłaby w stanie zrefinansować zadłużenie w przypadku naruszenia kowenantów, to warunki nowych umów dotyczących zadłużenia mogą być mniej korzystne dla Serinus. Ponadto niedopełnienie kowenantów może prowadzić do utraty przez Spółkę kluczowych aktywów i/lub udziałów w Winstar Holandia, Winstar Tunezja i Winstar Rumunia, które zastawiono jako zabezpieczenie takiego zadłużenia.

Powyższe zdarzenia mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

### **Ryzyka związane z otoczeniem rynkowym Spółki**

#### ***Konkurencja***

Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest działalnością wysoce konkurencyjną na wszystkich jej etapach i obciążoną istotnym ryzykiem. Spółka konkuruje z wieloma podmiotami w poszukiwaniu i pozyskiwaniu obszarów koncesji oraz w sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego. Konkurentami Spółki są w szczególności spółki naftowo-gazowe, które dysponują znacznie większymi środkami finansowymi, personelem oraz zapleczem niż Spółka. Zdolność Spółki do zwiększenia rozmiaru eksploatowanych rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego będzie uzależniona nie tylko od jej umiejętności w zakresie prowadzenia prac poszukiwawczych i zagospodarowania obecnie posiadanych aktywów, ale także od tego, czy uda jej się pozyskać stosowne aktywa produkcyjne lub obiekty poszukiwawcze w celu wykonania odwiertów poszukiwawczych. Niezdolność Spółki do skutecznego konkurowania o nabycie nowych aktywów z branży ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć istotny niekorzystny wpływ na cenę Akcji Zwykłych.

Czynniki mające istotne znaczenie dla umocnienia pozycji konkurencyjnej na rynku dystrybucji i sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego obejmują bliskość i dostępność odpowiedniej infrastruktury transportowej, ceny transportu oraz niezawodność dostawców.

W przyszłości może się zaostrzyć konkurencja o koncesje poszukiwawcze i wydobywcze oraz inne możliwości inwestycji lub nabyć w regionie. Może to powodować zwiększenie się kosztów prowadzenia działalności Spółki i ograniczać dostępne możliwości rozwoju. Niezdolność Spółki do skutecznego konkurowania może mieć niekorzystny wpływ na wyniki operacyjne i sytuację finansową Spółki.

## **Tendencje w sektorze**

Działalność Spółki, wyniki jej działalności operacyjnej, sytuacja finansowa oraz przyszły rozwój są w znacznej mierze uzależnione od cen ropy naftowej. Na cenę ropy naftowej ma wpływ stan światowej gospodarki, a także, w dużym stopniu, umiejętność członków Organizacji Państw Eksporterów Ropy Naftowej („OPEC”) lub innych głównych producentów ropy naftowej dostosowania podaży ropy do światowego popytu. Historycznie, wpływ na ceny ropy miały i mają również wydarzenia polityczne, powodujące zakłócenia w dostawach ropy naftowej, a także groźba zakłóceń lub faktyczne zakłócenia spowodowane wydarzeniami w danym regionie.

Istotny wpływ na sektor naftowo-gazowy ma zmienność cen surowców. W okresach wyższej cen, producenci mogą generować przepływy pieniężne wystarczające do aktywnego prowadzenia programów poszukiwawczych, bez konieczności pozyskiwania zewnętrznego finansowania. Wyższe ceny surowców często przekładają się na większą liczbę zleceń dla dostawców usług, powodując wzrost kosztów usług. Koszty pozyskania poszukiwawczo-rozpoznawczych projektów naftowo-gazowych oraz produkcyjnych aktywów mogą ulec podwyższeniu w takich okresach. W okresach niższej cen, ceny pozyskania spadają, podobnie jak generowane wewnętrznie środki na działalność poszukiwawczą i zagospodarowanie złóż. W okresach niższego popytu, ceny usług dostawców także ulegają obniżeniu.

Zmian, jakim będą podlegać ceny ropy naftowej i gazu ziemnego w przyszłości, nie można przewidzieć. Każdy znaczący spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć istotny niekorzystny wpływ na przychody Spółki, dochód z działalności operacyjnej, przepływy pieniężne oraz zdolność kredytową i może wymagać obniżenia wartości księgowej posiadanych przez Spółkę aktywów, planowanego poziomu nakładów na poszukiwanie i zagospodarowanie złóż oraz poziomu rezerw. Nie ma pewności, że ceny surowców utrzymają się na poziomie, który zapewni rentowność działalności Spółki.

Każdy istotny spadek cen ropy naftowej lub gazu ziemnego może wymagać od Spółki dokonania odpisu skapitalizowanych kosztów niektórych posiadanych przez nią aktywów naftowo-gazowych. Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, skapitalizowane koszty netto aktywów naftowo-gazowych nie mogą przekroczyć pewnego „górnego limitu”, który ustala się częściowo w oparciu o szacowane przyszłe przepływy pieniężne z rezerw. Jeżeli skapitalizowane koszty netto przewyższą ten limit, Spółka musi pokryć taką nadwyżkę z zysków. Przy spadku cen ropy naftowej i gazu ziemnego, skapitalizowane koszty netto Spółki mogą zbliżyć się lub przekroczyć limit kosztów, powodując tym samym odpis z zysków. Wprawdzie sam odpis nie ma bezpośredniego wpływu na przepływy pieniężne, jednak pomniejszenie zysków mogłoby się spotkać z negatywnym odbiorem na rynku, tym samym niekorzystnie wpływając na cenę Akcji Zwykłych, lub ograniczyć możliwości zaciągnięcia przez Spółkę kredytu lub wywiązania się ze zobowiązań wynikających z przyszłych umów kredytowych lub innych instrumentów dłużnych. W roku 2014 i 2015 w związku takimi „górnymi limitami” Spółka zaksięgowała odpisy na utratę wartości Aktywów w Tunezji.

Ponadto tendencją w skali międzynarodowej jest taka zmiana przepisów prawa ochrony środowiska, która prowadzić będzie do surowszych norm i ich egzekwowania, podwyższenia kar i odpowiedzialności oraz potencjalnego wzrostu nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych. Spółka może podlegać nowym szeroko zakrojonym przepisom, regulacjom lub nadzorowi, bądź też być zobowiązana do bardziej rygorystycznego stosowania istniejących regulacji w zakresie wierceń, zwłaszcza w obszarach szczególnie chronionych i/lub dotychczas niedostępnych dla prac wiertniczych.

W dłuższej perspektywie na zdolność Spółki do prowadzenia prac poszukiwawczych mogą mieć wpływ takie zaostrzone regulacje, zaś warunki koncesji i zezwoleń mogą obejmować bardziej rygorystyczne wymogi w zakresie ochrony środowiska i/lub bezpieczeństwa i higieny. Pozyskanie koncesji poszukiwawczych, na zagospodarowanie złóż i wydobywanie, umów o podziale wpływów z wydobywania lub kontraktów w sprawie podziału wpływów z wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego może być trudniejsze bądź doznawać opóźnień ze względu na prowadzone przez władze państwowe, regionalne lub lokalne konsultacje, udzielane zgody lub inne czynniki bądź wymogi.

Ponadto Spółka może być zobowiązana do poniesienia dodatkowych nakładów, bądź do najmu lub nabycia dodatkowych urządzeń w celu przestrzegania nowych regulacji dotyczących działalności

operacyjnej, ochrony środowiska i/lub bezpieczeństwa i higieny. Skutkiem takich regulacji lub wymogów może być ograniczenie długofalowego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę oraz ograniczenie kontroli Spółki nad charakterem i harmonogramem jej działalności poszukiwawczej, oceny i zagospodarowania złóż, wydobycia i innych działań, jak też może to mieć istotny niekorzystny wpływ na ogólną zdolność Spółki do podjęcia takich działań, również w konsekwencji znacznych opóźnień lub istotnego zwiększenia kosztów. Takie dodatkowe koszty, przerwy i opóźnienia mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

Nieprzestrzeganie przez Spółkę obowiązujących wymogów prawnych lub uznanych norm międzynarodowych może prowadzić do powstania istotnych zobowiązań.

### ***Międzynarodowe ryzyko ekonomiczne***

Wskaźniki gospodarek rynków rozwijających się, w tym Tunezji i Rumunii, takie jak: produkt krajowy brutto, wskaźnik reinwestowania kapitału, inflacja, zasoby finansowe oraz bilans płatniczy, mogą być mniej korzystne niż wskaźniki gospodarek krajów rozwiniętych. Gospodarki te mogą być w znacznym stopniu uzależnione od określonej gałęzi przemysłu lub zagranicznego kapitału, i mogą być bardziej podatne na wpływ wydarzeń na arenie dyplomatycznej, nałożenie sankcji ekonomicznych na dany kraj lub kraje, zmiany w przyjętych formach handlu międzynarodowego, bariery handlowe oraz inne środki o charakterze protekcjonistycznym lub odwetowym. Możliwość inwestowania lub zwrot z inwestycji na takich rynkach mogą podlegać negatywnym wpływom działań rządowych, takich jak nakładanie ograniczeń w przepływie kapitału, upaństwowienie spółek lub poszczególnych gałęzi przemysłu, wyłączenie aktywów lub nałożenie podatków o charakterze szykanującym. Ponadto, rządy niektórych krajów mogą zabraniać lub nakładać ograniczenia dotyczące dokonywania inwestycji przez podmioty zagraniczne w ich rynki kapitałowe lub określone gałęzie przemysłu. Działania takie mogą poważnie wpłynąć na ceny papierów wartościowych, ograniczyć możliwości Spółki w zakresie transferu aktywów lub dochodu Spółki, bądź w inny sposób niekorzystnie wpłynąć na działalność Spółki. Do pozostałych czynników ryzyka, typowych dla rynków wschodzących, należy zaliczyć: ograniczenia dewizowe, trudności z ustalaniem cen papierów wartościowych, niewywiązywanie się z warunków emisji zagranicznych skarbowych papierów wartościowych, trudności z wykonalnością korzystnych orzeczeń w sądach zagranicznych oraz brak stabilności politycznej i społecznej.

### ***Czynniki ryzyka dotyczące środowiska naturalnego***

Działalność w sektorze naftowo-gazowniczym wiąże się, na każdym etapie, z ryzykiem i zagrożeniem dla środowiska naturalnego i może być objęta regulacjami dotyczącymi ochrony środowiska, zgodnie z właściwymi miejscowymi przepisami prawa, obowiązującymi w miejscu prowadzenia działalności. Prawo ochrony środowiska obowiązujące w krajach, w których Spółka lub jej podmioty zależne prowadzą lub - zgodnie z obecnymi przewidywaniami - mogłyby prowadzić działalność przewiduje, między innymi, ograniczenia i zakazy dotyczące emisji, uwolnienia oraz wycieków substancji wytwarzanych w związku z działalnością naftowo-gazowniczą. Przepisy te wymagają zazwyczaj, aby odwierty i miejsca prowadzenia prac wydobywczych były eksploatowane, utrzymywane, likwidowane i rekultywowane w sposób określony przez odpowiednie organy regulacyjne. Przestrzeganie tego rodzaju przepisów może wiązać się z koniecznością poniesienia znaczących nakładów, a naruszenie tych przepisów może skutkować koniecznością zapłacenia grzywien lub kar, których wysokość może być w niektórych przypadkach znaczna. Tendencją w skali międzynarodowej jest taka zmiana przepisów prawa ochrony środowiska, która prowadzi do surowszych norm i ich egzekwowania, podwyższenia kar i odpowiedzialności oraz potencjalnego wzrostu nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych. Uwalnianie ropy naftowej, gazu ziemnego lub innych zanieczyszczeń do powietrza, gleby lub wody, może powodować odpowiedzialność Spółki wobec rządów i stron trzecich oraz wymagać od Spółki poniesienia kosztów usunięcia skutków takiego wycieku. W opinii Spółki przestrzega ona regulacji środowiskowych obecnie obowiązujących w krajach, w których prowadzi działalność, i nie posiada informacji oraz nie została powiadomiona o istotnym naruszeniu takich regulacji. Jednakże nie ma pewności, że odmienna interpretacja lub sposób egzekwowania przestrzegania przepisów w zakresie ochrony środowiska w poszczególnych jurysdykcjach, w których działa Spółka, nie doprowadzi do ograniczenia wydobycia lub znaczącego wzrostu kosztów wydobycia, zagospodarowywania lub działalności poszukiwawczej, bądź w inny sposób nie wpłynie niekorzystnie na sytuację finansową, wyniki działalności lub przyszły potencjalny wzrost aktywów Spółki.

Spółka prowadzi również działalność w Tunezji. Obowiązujący aktualnie w Tunezji system prawny i instytucjonalny w zakresie ochrony środowiska jest korzystniejszy w porównaniu ze standardami europejskimi. Władze Tunezji odpowiedzialne za ochronę środowiska dokonały postępów w pracy nad nowymi normami środowiskowymi oraz systemem przeciwdziałania zanieczyszczeniom obejmującym regulacje gospodarcze i ekologiczne, bodźce rynkowe, pogłębiony monitoring oraz zawieranie umów wynegocjowanych pomiędzy przemysłem a rządem. Strategia władz ma dwa cele – oczyszczenie historycznie silnie zanieczyszczonych obszarów, głównie największych aglomeracji i ośrodków przemysłowych, oraz promocja „czystego” rozwoju przemysłu o akceptowalnym wpływie na środowisko. Tunezja przestrzega postanowień Protokołu z Kioto zgodnie z Ustawą nr 2002-55 z dnia 19 czerwca 2002 roku.

Rumunia dokonała postępów w dziedzinie prawa ochrony środowiska zarówno przed, jak i po przystąpieniu do Unii Europejskiej (z dniem 1 stycznia 2007 roku). Oprócz ogólnych regulacji i zasad dotyczących ochrony środowiska, obowiązujące przepisy prawa regulują następujące obszary prawa środowiskowego: jakość powietrza, wody i gleby, kontrola zanieczyszczeń i zarządzanie ryzykiem, etykiety ekologiczne, zarządzanie i składowanie odpadów i materiałów niebezpiecznych, hałas, bioróżnorodność, biobezpieczeństwo i ochrona, zanieczyszczenia atmosfery, zmiany klimatyczne.

### **Czynniki pogodowe**

Niekorzystne warunki pogodowe mogą powodować opóźnienia i zwiększać koszty związane z planowanymi przez Spółkę programami nakładów kapitałowych, takimi jak wykonywanie odwiertów poszukiwawczych i produkcyjnych, zbrojenie odwiertów, budowa stacji przetwórczych i rurociągów oraz pozyskiwanie danych sejsmicznych. Niska temperatura i obfite opady śniegu oraz duża grząskość gruntu mogą powodować opóźnienia w planowanych działaniach w Rumunii. Występujące w Tunezji burze piaskowe oraz duże rozpiętości temperatury mogą utrudniać prowadzenie działalności i zwiększać jej koszty.

### **Ceny, rynek i sprzedaż**

Na możliwości sprzedaży oraz ceny ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż pozyskanych lub odkrytych przez Spółkę wpływ mają liczne czynniki pozostające poza kontrolą Spółki. W Tunezji wydobycie gazu, zwłaszcza w południowej części kraju, ogranicza brak dostępnych gazociągów umożliwiających przesył gazu do elektrowni na północy i w centrum kraju bądź do gazociągu TransMed umożliwiającego eksport gazu. W Rumunii, gdzie Spółka nie prowadzi obecnie wydobycia ropy naftowej ani gazu ziemnego, możliwości przyszłej sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę będą uzależnione od nabycia wystarczającej przepustowości w gazociągach dostarczających ropę naftową i gaz ziemny na rynki sprzedaży. Dostępność przepustowości w gazociągach dla nowych klientów uzależniona jest przede wszystkim od wielkości nabytej przepustowości oraz od czasu, na jaki zostały zawarte umowy pomiędzy operatorem gazociągów a istniejącymi klientami. Wpływ na działalność Spółki mogą mieć także czynniki takie jak:

- niepewność co do możliwości zrealizowania dostaw, związana z odległością eksploatowanych rezerw od infrastruktury przesyłowej oraz stacji przetwarzania,
- sankcje ekonomiczne i inne sankcje, wprowadzające między innymi zakaz eksportu ropy naftowej i produktów naftowych pochodzących z krajów, w których działa Spółka;
- problemy związane z eksploatacją takich rurociągów i stacji, jak również
- szeroki zakres regulacji rządowych w zakresie cen, podatków, opłat koncesyjnych (ang. *royalty*), dzierżawy gruntu, dopuszczalnego wydobycia, eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w zakresie wielu innych aspektów działalności w sektorze naftowo-gazowym. Na ceny surowców może także wpłynąć rozwój alternatywnych paliw i źródeł energii.

Rentowność i przyszły rozwój Spółki oraz wartość księgową posiadanych przez nią aktywów naftowo-gazowych są w znaczącym stopniu uzależnione od aktualnych cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Zdolność Spółki do pozyskania dodatkowego kapitału na korzystnych warunkach jest także w znacznej mierze uzależniona od cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego podlegają dużym wahaniom w reakcji na stosunkowo nieznaczne zmiany podaży i popytu na te surowce, niepewność rynku oraz szereg innych czynników, na które Spółka nie ma wpływu. Do czynników tych należą także globalne uwarunkowania ekonomiczne, działania podejmowane przez OPEC, regulacje rządowe, uwarunkowania polityczne na Bliskim Wschodzie i w innych regionach, dostawy ropy naftowej i gazu ziemnego z zagranicy, ceny importowe oraz dostępność źródeł paliw alternatywnych, w tym niekonwencjonalnych zasobów ropy naftowej i naturalnych akumulacji gazu ziemnego. Zarówno konflikty, jak i procesy pokojowe zachodzące w różnych regionach świata, gdzie wydobywa się znaczące ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, mogą mieć istotny wpływ na ceny ropy naftowej i gazu ziemnego.

Każdy istotny spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego miałby niekorzystny wpływ na przychody, zysk operacyjny, przepływy pieniężne i zdolność kredytową Spółki i może wymagać obniżenia wartości księgowej aktywów Spółki, planowanego poziomu wydatków na działalność poszukiwawczą i zagospodarowanie złóż oraz poziomu rezerw Spółki. Nie ma żadnej gwarancji, że ceny towarów utrzymają się na poziomie umożliwiającym Spółce prowadzenie rentownej działalności.

Każdy znaczący spadek cen ropy naftowej i/lub gazu ziemnego może również powodować konieczność dokonania przez Spółkę odpisu skapitalizowanych kosztów niektórych aktywów naftowo-gazowych. Wprawdzie sam odpis nie ma bezpośredniego wpływu na przepływy pieniężne, jednak pomniejszenie zysków mogłoby się spotkać z negatywnym odbiorem na rynku, tym samym niekorzystnie wpływając na cenę Akcji Zwykłych, lub ograniczyć możliwości zaciągnięcia przez Spółkę kredytu lub wywiązania się ze zobowiązań wynikających z przyszłych umów kredytowych lub innych instrumentów dłużnych.

### ***Dostępność sprzętu i usług***

Działalność w zakresie poszukiwania i zagospodarowywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest uzależniona od dostępności specjalistycznego sprzętu wiertniczego oraz innego rodzaju urządzeń, a także usług wykonawców zewnętrznych w zakresie dostarczenia takiego sprzętu i wyspecjalizowanych usług związanych z wierceniem, opróbkowaniem, zbrojeniem i eksploatacją odwiertów ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonach prowadzenia takiej działalności. Ograniczona dostępność sprzętu i usług lub trudności w ich pozyskaniu mogą wpływać na dostępność i/lub koszt takiego sprzętu i usług dla Spółki, i mogą opóźnić prace badawcze i zagospodarowanie złóż lub zwiększać koszty działalności Spółki w zakresie poszukiwania, zagospodarowywania złóż i wydobycia.

Ograniczona dostępność i wyższe ceny mogą w szczególności wynikać ze znacznej intensyfikacji działalności poszukiwawczej i zagospodarowywania złóż w danym regionie, co z kolei może wynikać z rosnących lub stale wysokich cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Na obszarach, na których Spółka prowadzi działalność, może występować duże zapotrzebowanie na urządzenia wiertnicze oraz innego rodzaju sprzęt i usługi, przy czym zapotrzebowanie na nie może rosnąć i spadać z upływem czasu, w zależności od ogólnego poziomu aktywności w branży. Niezdolność terminowego zabezpieczenia przez Spółkę niezbędnego sprzętu i usług może opóźniać, ograniczać lub obniżać rentowność i opłacalność działalności Spółki i niekorzystnie wpłynąć na działalność, wyniki działalności operacyjnej lub sytuację finansową Spółki.

### ***Nowa technologia***

Sektor ropy naftowej i gazu ziemnego charakteryzuje szybki i znaczny rozwój technologiczny oraz wprowadzanie nowych produktów i usług korzystających z nowych technologii. Inne spółki naftowo-gazowe mogą posiadać większe zasoby finansowe, techniczne i kadrowe, umożliwiające im wykorzystanie postępu technologicznego, a w przyszłości pozwalające im na wdrożenie nowych technologii wcześniej niż Spółka lub w okolicznościach, w których Spółka nie będzie do tego zdolna. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka będzie w stanie reagować na taką presję konkurencyjną i wdrażać takie technologie w odpowiednim czasie i przy akceptowalnym poziomie kosztów. Poszczególne technologie stosowane obecnie przez Spółkę lub wdrażane w przyszłości mogą stać się przestarzałe. W przypadku,

gdy Spółka nie będzie w stanie wykorzystać najbardziej zaawansowanej, dostępnej komercyjnie technologii, może to mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową, wyniki działalności i perspektywy rozwoju Spółki.

### **Ubezpieczenie**

Z poszukiwaniem, zagospodarowywaniem i eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego wiąże się czynniki ryzyka i zagrożenia, związane zazwyczaj z tego rodzaju działalnością, do których należą zagrożenia: pożarem, eksplozją, niekontrolowaną erupcją, uwolnieniem lub wyciekami gazu, a każde z tych zdarzeń może spowodować poważne uszkodzenia odwiertów ropy naftowej i gazu ziemnego, urządzeń produkcyjnych oraz innego rodzaju majątku, szkody w środowisku naturalnym lub szkody osobowe. Udział Spółki w poszukiwaniu i zagospodarowywaniu aktywów naftowo-gazowych może narazić ją na odpowiedzialność z tytułu zanieczyszczenia środowiska, niekontrolowanej erupcji, szkód majątkowych, szkód osobowych lub innego rodzaju podobnych zdarzeń. Wszystkie obszary ryzyka mogą być objęte różnymi formami ubezpieczenia, w tym ubezpieczeniem mienia (ang. *property insurance*) od fizycznych szkód w aktywach, całościowym ubezpieczeniem cywilnym (ang. *comprehensive general liability*) od szkód wyrządzonych osobom trzecim, w tym uszkodzeń ciała i utraty życia, a także ubezpieczeniem odwiertów (ang. *control-of-well*) od szkód wynikających z erupcji, pożaru lub wybuchu w trakcie wykonywania odwiertu. Decyzja co do zakresu wykupywanego ubezpieczenia uzależniona będzie od bieżącej oceny kosztów składek ubezpieczenia w stosunku do ryzyka wystąpienia szkody i wymiaru potencjalnej odpowiedzialności finansowej.

Spółka, poprzez swoje spółki zależne (pośrednio, w 100%) jest operatorem dla swoich aktywów w Tunezji i Rumunii, i pozyskuje w miarę potrzeb ubezpieczenia działalności, która będzie tam prowadzona. W celu zabezpieczenia tych ryzyk Spółka zawiera umowy ubezpieczenia, zgodne ze standardami branżowymi, po przeanalizowaniu porad udzielanych przez brokerów ubezpieczeniowych. Jest jednak możliwe, iż suma ubezpieczenia jest ograniczona i może nie wystarczyć na pokrycie odpowiedzialności w pełnej wysokości. Ponadto, niektóre ryzyka mogą nie być objęte ubezpieczeniem, w tym w pewnych okolicznościach wskutek decyzji Spółki o nieobejmowaniu określonych ryzyk ochroną ubezpieczeniową z uwagi na wysokie stawki składek ubezpieczeniowych, lub z innych powodów. Spółka nie posiada ubezpieczenia od wywłaszczenia lub konfiskaty majątku przez rząd, niehonorowania lub unieważnienia kontraktów przez rząd, bezzasadnego wykorzystania gwarancji lub akredytywy, przerw w prowadzeniu działalności gospodarczej, braku wymienialności waluty obcej lub braku możliwości repatriacji środków finansowych bądź podobnych rodzajów ryzyka politycznego w obszarach, na których Spółka prowadzi działalność. Pokrycie szkód przez Spółkę z tytułu nieubezpieczonej odpowiedzialności może zmniejszyć środki finansowe, którymi dysponuje Spółka. Wystąpienie istotnego zdarzenia, od którego Spółka nie jest w pełni ubezpieczona, lub niewypłacalność ubezpieczyciela zapewniającego ochronę przed takim zdarzeniem, może mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności operacyjnej oraz perspektywy rozwoju Spółki.

### **Globalne rynki kapitałowe**

Zawirowania, jakie wystąpiły w kilku ostatnich latach na międzynarodowych i krajowych rynkach kapitałowych, spowodowały spadek płynności i wzrost premii za ryzyko kredytowe dla niektórych uczestników rynku i doprowadziły do spadku dostępności finansowania. Spółki prowadzące działalność w krajach rynków wschodzących mogą być szczególnie narażone na takie zawirowania i spadki dostępności kredytu lub wzrosty kosztów finansowania, co w ich przypadku może powodować powstanie trudności finansowych. Ponadto istotny wpływ na dostępność kredytu dla podmiotów działających na rynkach wschodzących i rozwijających się ma poziom zaufania inwestorów do takich rynków w całości, w związku z czym wszelkie czynniki wpływające na zaufanie rynków (na przykład spadek ratingu kredytowego, interwencje państwa lub banku centralnego na danym rynku bądź akty terrorystyczne i konflikty) mogą mieć wpływ na cenę lub dostępność finansowania dla podmiotów na każdym z tych rynków.

Problemy finansowe występujące poza terytorium krajów o gospodarce wschodzącej lub rozwijającej się, bądź też wzrost postrzeganego ryzyka związanego z inwestycjami w takiej gospodarce, mogą ograniczać inwestycje zagraniczne i wywierać niekorzystny wpływ na gospodarkę tych krajów (w tym między innymi

krajów, w których Spółka prowadzi działalność). Powiązania pomiędzy działalnością gospodarczą na różnych rynkach i w różnych sektorach są złożone i zależą nie tylko od czynników bezpośrednich, jak bilans handlowy i obrotów kapitałowych pomiędzy krajami, ale również od krajowej polityki pieniężnej, fiskalnej i innej reakcji politycznej na warunki makroekonomiczne.

### ***Niespodziewane przerwy***

Problemy mechaniczne, wypadki, wycieki lub inne zdarzenia w rurociągach lub infrastrukturze Spółki mogą powodować niespodziewane przerwy produkcji w obiektach Spółki. Rozruchy polityczne również mogą powodować przerwy w wydobywaniu. Nieplanowane przerwy w wydobywaniu w obiektach Spółki lub szkody środowiskowe wynikające z uwolnienia zanieczyszczeń w obiektach Spółki mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wydobywanie, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

### ***Spory***

Podobnie jak każda branża, przemysł naftowy może być adresatem roszczeń zgłaszanych co pewien czas w sposób uzasadniony bądź też bezzasadny. Koszty obrony i ugody mogą być znaczące, nawet w przypadku roszczeń bezzasadnych. Ze względu na zasadniczą niepewność związaną z przebiegiem sporu, nie ma żadnej gwarancji, że dane działania prawne nie będą miały istotnego niekorzystnego wpływu na sytuację finansową, wyniki lub działalność Spółki. Na działalność Spółki istotny niekorzystny wpływ może mieć fakt stwierdzenia, że Spółka i/lub jej pracownicy lub przedstawiciele nie zachowali należytej staranności lub nie wykonywali swoich uprawnień lub kompetencji z zachowaniem wszelkiej ostrożności i w odpowiedni sposób zgodnie z przyjętymi normami. Ponadto niepoehlebne nagłośnienie takich roszczeń może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Spółki.

### ***Ryzyka związane z posiadaniem Akcji Zwykłych***

#### ***Kontrolujący Akcjonariusz posiada znaczną kontrolę nad działalnością Spółki***

Na dzień niniejszego RFI 78.602.655 Akcji Zwykłych stanowiących około 52,17% Akcji Zwykłych Spółki znajduje się w posiadaniu KI. Dwóch dyrektorów Spółki, Łukasz Rędziniak i Dominik Libicki, zasiada w zarządzie KI.

Posiadany przez KI udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia KI kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, KI posiada wystarczającą liczbę głosów, aby między innymi opóźnić, utrudnić lub uniemożliwić zmianę kontroli nad Spółką, która mogłaby być korzystna dla akcjonariuszy Spółki, a także może stanowić barierę dla potencjalnych ofert przejęcia Spółki lub ograniczyć kwotę, jaką inwestorzy byliby skłonni zapłacić za Akcje Zwykłe.

#### ***Sprzedaż Akcji Zwykłych przez jednego lub kilku kontrolujących i znaczących Akcjonariuszy mogłaby wywrzeć niekorzystny wpływ na cenę Akcji Zwykłych***

W przypadku sprzedaży znacznej liczby Akcji Zwykłych na rynku lub w razie zaistnienia podejrzenia, że taka sprzedaż może nastąpić, cena rynkowa Akcji Zwykłych może spaść. Taka sprzedaż lub potencjalna sprzedaż może utrudnić Spółce pozyskanie kapitału w drodze przyszłych ofert sprzedaży Akcji Zwykłych, w terminie i za cenę, które Spółka uważa za stosowne.

Spółka nie może zagwarantować, że KI nie sprzeda żadnych posiadanych przez siebie Akcji będących przedmiotem obrotu na rynku regulowanym. Sprzedaż przez KI znacznej liczby Akcji lub możliwość takiej sprzedaży może skutkować obniżeniem ceny Akcji Zwykłych i zmniejszyć zdolność Spółki do pozyskiwania kapitału w drodze przyszłych ofert sprzedaży Akcji Zwykłych.

#### ***Rozwodnienie w wyniku pozyskiwania finansowania lub przejęć***

Statut Spółki zezwala na emitowanie nieograniczonej liczby Akcji Zwykłych i nieograniczonej liczby Akcji Uprzywilejowanych, w seriach, za wynagrodzeniem i na warunkach ustalanych każdorazowo przez Radę

Dyrektorów, często bez konieczności uzyskania zgody Akcjonariuszy. Ponadto, na dzień niniejszego RFI, istnieje możliwość wyemitowania 9.172.000 Akcji Zwykłych w związku z wykonaniem istniejących opcji na akcje Spółki, po cenach od 0,30 CAD za Akcję Zwykłą do 4,11 USD za Akcję Zwykłą. Spółka może także emitować Akcje Zwykłe w celu finansowania przyszłych przejęć i innych projektów. Spółka nie jest w stanie przewidzieć wielkości przyszłych emisji Akcji Zwykłych ani skutków, które przyszłe emisje i sprzedaż Akcji Zwykłych mogą wywierać na cenę rynkową Akcji Zwykłych. Emisje znaczącej liczby dodatkowych Akcji Zwykłych czy wrażenie, że do takiej emisji mogłoby dojść, mogą w niekorzystny sposób kształtować ceny Akcji Zwykłych na rynku. W przypadku zwiększenia kapitału zakładowego Spółki i emisji nowych Akcji Zwykłych w zamian za gotówkę, obecnym akcjonariuszom posiadającym Akcje Zwykłe zgodnie z dokumentami statutowymi Spółki i obowiązującym prawem kanadyjskim nie przysługuje prawo poboru ani podobne prawo do takich Akcji Zwykłych w celu utrzymania ich proporcjonalnego udziału w Spółce. Wraz z dodatkowymi emisjami Akcji Zwykłych prawa głosów dotychczasowych inwestorów ulegać będą rozwodnieniu, które może dotyczyć także zysków na Akcję Zwykłą.

## OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE

### Rezerwy

Zgodnie z wymogami określonymi w Zarządzeniu Krajowym NI 51-101 firma RPS – niezależny kwalifikowany ewaluator rezerw i audytor – sporządziła raport pt. „Oszacowanie tunezyjskich rezerw” (ang. *Evaluation of Tunisian Reserves*) oraz raport pt. „Raport niezależnego kwalifikowanego ewaluatora rezerw z oszacowania zasobów (zasoby w Rumunii) na dzień 31 grudnia 2017 r.” (ang. *Report on Resource Estimate by Independent Qualified Reserves Evaluator (Romania Resources) as at 31<sup>st</sup> December, 2017*) datowany na 29 marca 2018 roku („Raport RPS”).

Wszystkie dane przekazane RPS przez Spółkę w związku z przygotowaniem Raportu RPS przyjęto zgodnie ze stanem przedstawionym. Raport RPS przygotowano zgodnie z definicjami i wytycznymi zawartymi w Wytycznych COGE oraz zgodnie z wymogami NI 51-101, które między innymi wprowadziło dla spółek naftowo-gazowych system ciągłego składania informacji oraz określiło standardowe wymogi sprawozdawcze i informacyjne dla spółek zajmujących się poszukiwaniem i wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, będących raportującymi emitentami. NI 51-101 zobowiązuje emitentów składających informacje do stosowania Wytycznych COGE, które mogą ulegać zmianom.

Raport RPS przedstawia ocenę na dzień 31 grudnia 2017 roku:

- rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasobów warunkowych spółki Winstar Tunezja, w tym pól Sabria, Sanrhar, Chouech Es Saida i Ech Chouech; oraz
- rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego oraz zasobów warunkowych Winstar Rumunia, w szczególności w ramach pola Motfinu na terenie koncesji Satu Mare.

Sporządzając Raport RPS, firma RPS oparła się na określonych informacjach i danych przekazanych przez Spółkę w zakresie udziałów właścicielskich, wydobywania gazu, kosztów historycznych działalności operacyjnej i zagospodarowania, cen produktów, umów dotyczących bieżącej i przyszłej działalności operacyjnej, sprzedaży wydobywania oraz innych odpowiednich danych na dzień 31 grudnia 2017 roku.

Wszystkie informacje zaczerpnięte z Raportu RPS i opublikowane w niniejszym RFI zostały zweryfikowane i zatwierdzone przez RPS.

**W Załączniku A do niniejszego RFI przedstawiono „Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie”. Formularz 51-101F2 „Raport niezależnego ewaluatora rezerw” przygotowany przez RPS oraz formularz 51-101F3 „Raport Kierownictwa nt. ujawnionych informacji dot. ropy i gazu”, sporządzone zgodnie z wymogami Zarządzenia Krajowego NI 51-101, załączono do niniejszego RFI, odpowiednio w Załączniku B i Załączniku C.**



## DYWIDENDY

Spółka nie ogłosiła ani nie wypłaciła dywidendy w ciągu trzech ostatnich lat obrotowych, a także nie przewiduje ogłoszenia ani wypłaty dywidendy od Akcji Zwykłych w najbliższej przyszłości. Wszelkie decyzje o wypłacie dywidendy podejmie Rada Dyrektorów na podstawie dochodów Spółki, potrzeb finansowych oraz innych warunków występujących w danym momencie w przyszłości.

Statut Spółki nie przewiduje żadnych ograniczeń w zakresie ogłaszania i wypłaty dywidendy przez Spółkę. Na podstawie ABCA, Regulaminy Spółki przewidują, że Rada Dyrektorów nie może ogłaszać, a Spółka nie może wypłacać dywidendy, jeżeli zachodzą uzasadnione przesłanki wskazujące, że Spółka nie jest lub po wypłacie dywidendy nie będzie w stanie wykonywać swoich zobowiązań w terminie ich wymagalności, lub że wartość rynkowa aktywów Spółki po wypłacie takiej dywidendy będzie niższa niż łączna wartość jej zobowiązań i kapitału przypadającego na akcje wszystkich rodzajów.

## OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ

Zgodnie ze Statutem, Spółka może emitować nieograniczoną liczbę Akcji Zwykłych i nieograniczoną liczbę akcji uprzywilejowanych, w seriach. Na dzień 31 grudnia 2017 roku istniało 150.652.138 Akcji Zwykłych i nie istniały żadne akcje uprzywilejowane Spółki.

### Akcje Zwykłe

Posiadaczom Akcji Zwykłych przysługuje prawo do otrzymywania informacji o wszystkich Zgromadzeniach Akcjonariuszy Spółki i uczestnictwa w nich oraz wykonywania po jednym głose z każdej posiadanej Akcji Zwykłej na Zgromadzeniach Akcjonariuszy Spółki, a także we wszystkich innych sprawach poddanych pod głosowanie przez Akcjonariuszy Spółki. Posiadaczom Akcji Zwykłych przysługuje prawo do otrzymywania: (a) dywidendy, w przypadku jej uchwalenia przez Radę Dyrektorów, z tytułu Akcji Zwykłych ze środków Spółki odpowiednio przeznaczonych na wypłatę dywidendy, której kwota może być określona przez Radę Dyrektorów wedle jej wyłącznego uznania oraz (b) uczestniczenia, proporcjonalnie do liczby posiadanych Akcji Zwykłych, w podziale majątku i aktywów Spółki pozostałych po jej rozwiązaniu, likwidacji lub zakończeniu działalności, z zastrzeżeniem praw wynikających z Akcji Uprzywilejowanych w stosunku do Akcji Zwykłych.

### Akcje uprzywilejowane

Akcje uprzywilejowane mogą być emitowane w seriach, z którymi związane są prawa, przywileje, ograniczenia i warunki określone każdorazowo przed ich emisją przez Radę Dyrektorów. Wszystkie serie akcji uprzywilejowanych korzystają z pierwszeństwa w wypłacie dywidendy przed wszystkimi pozostałymi akcjami Spółki, a w przypadku zakończenia działalności lub likwidacji, uprawniają do aktywów i składników mienia Spółki zastrzeżonych dla posiadaczy akcji uprzywilejowanych.

Zgodnie ze Statutem Spółki (ang. *Articles*), warunki emisji akcji uprzywilejowanych przez Spółkę określa Rada Dyrektorów, która może w drodze uchwały ustalić przed emisją oznaczenie, uprzywilejowanie, uprawnienia, ograniczenia i inne warunki emisji Akcji Uprzywilejowanych poszczególnych serii, w tym cenę i warunki ich ewentualnego umorzenia.

## RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

### Kurs akcji i wielkość obrotów

Akcje Zwykłe Spółki znajdują się w obrocie na giełdzie TSX i GPW. W poniższej tabeli przedstawiono informacje na temat obrotów Akcjami Zwykłymi na TSX i GPW w ujęciu miesięcznym, za każdy miesiąc ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki oraz za każdy miesiąc lub część miesiąca do dnia niniejszego RFI:

	Kurs zamknięcia na GPW (w PLN)		Kurs zamknięcia na TSX (w CAD)		Średnia wielkość obrotów na sesję		
	Najwyższy	Najniższy	Najwyższy	Najniższy	GPW	TSX	Razem
<b>2018</b>							
marzec	1,06	0,97•	0,35•	0,35•	•90.147	•6.162	•96.309
luty	1,16	1,05	0,38	0,33	118.072	15.243	133.316
styczeń	1,30	1,02	0,43	0,33	465.998	15.885	481.883
<b>2017</b>							
grudzień	1,14	0,97	0,35	0,32	167.386	16.276	183.662
listopad	1,21	1,08	0,41	0,35	132.333	3.903	136.236
październik	1,23	1,11	0,38	0,31	106.924	11.885	118.809
wrzesień	1,26	1,11	0,37	0,33	198.065	7.957	206.022
sierpień	1,14	1,02	0,38	0,30	10.501	4.909	114.409
lipiec	1,12	1,03	0,34	0,26	26.502	3.157	29.659
czerwiec	1,16	1,05	0,37	0,29	72.744	2.852	75.595
maj	1,23	1,03	0,39	0,30	347.318	4.666	351.984
kwiecień	1,29	1,09	0,40	0,38	293.350	3.893	297.243
marzec	1,55	1,27	0,51	0,43	209.346	7.853	217.199
luty	1,68	1,41	0,50	0,40	229.290	17.495	246.785
styczeń	1,88	1,38	0,57	0,40	321.278	1.306	322.584

Informacje dotyczące opcji na nabycie akcji zwykłych Serinus – zobacz zbadane przez biegłego rewidenta Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za 2017 r., nota dotycząca kapitału zakładowego – dokument ten stanowi integralną część niniejszego RFI poprzez odniesienie i jest dostępny w systemie SEDAR na stronie [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICTWA

Ogólną kontrolę nad zarządzaniem działalnością Spółki pełni Rada Dyrektorów oraz Prezes i Dyrektor Generalny (CEO) Spółki, któremu Rada Dyrektorów powierzyła bieżące zarządzanie Spółką, z wyjątkiem spraw zastrzeżonych do wyłącznej kompetencji Rady Dyrektorów przez przepisy ABCA. Prezes i Dyrektor Generalny jest wspierany przez kierownictwo wyższego szczebla w wykonywaniu bieżącego zarządzania Spółką.

### Imię i nazwisko, obowiązki zawodowe i posiadane papiery wartościowe

Poniższa tabela zawiera imię i nazwisko, miejscowość / kraj rezydencji, stanowisko, datę powołania, główne obowiązki zawodowe oraz główne obowiązki zawodowe w ciągu ostatnich pięciu lat każdego z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla Spółki na dzień niniejszego RFI. Każdy z Dyrektorów został wybrany lub powołany do sprawowania funkcji do czasu kolejnego Zwyczajnego Zgromadzenia Akcjonariuszy lub do momentu wyboru lub powołania następcy, z zastrzeżeniem postanowień Statutu i Regulaminów Spółki (ang. *Articles & By-Laws*). Spółka posiada dwóch członków kierownictwa wyższego szczebla („Członkowie Kierownictwa Wyższego Szczebla”) zatrudnionych w Londynie i Calgary. Każdy z Członków Kierownictwa Wyższego Szczebla na bieżąco bierze czynny udział w działalności Spółki. Nie wyznaczono określonego terminu kadencji Członków Kierownictwa Wyższego Szczebla. Z zastrzeżeniem warunków i postanowień umów o pracę, Rada Dyrektorów może w każdej chwili rozwiązać stosunek pracy z Członkiem Kierownictwa Wyższego Szczebla.

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Miejscowość / kraj rezydencji</b>	<b>Stanowisko w Spółce</b>	<b>Data powołania</b>	<b>Główne obowiązki zawodowe</b>
Łukasz Rędziniak <sup>(2)</sup>	Warszawa, Polska	Dyrektor	16 marca 2016 r.	General Counsel i Członek Zarządu w Kulczyk Investments S.A. Zanim w styczniu 2013 r. podjął pracę w Grupie Kulczyk, Łukasz Rędziniak był partnerem zarządzającym w firmie prawniczej T. Studnicki K. Pleszka Z Cwiakalski J. Górski Sp. K., w latach 2007-2009 Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Sprawiedliwości RP.
Jeffrey Auld	Londyn, Wielka Brytania	Prezes i Dyrektor Generalny (CEO), Dyrektor	1 września 2016 r.	Pan Auld posiada wieloletnie doświadczenia w branży ropy naftowej i gazu ziemnego zarówno na stanowiskach kierowniczych w spółkach branży, jak i w bankowości inwestycyjnej. Karierę rozpoczynał w Kanadzie, po czym przeniósł się do Wielkiej Brytanii. Był Menadżerem Handlowym ds. Nowych Przedsięwzięć w spółce Premier Oil plc. Następnie pracował w Goldman, Sachs & Co. Później piastował stanowisko wiceprezesa w spółce PetroKazakhstan Inc., którą sprzedano CNPC za kwotę 4,2 mld USD. Następnie kierował działem inwestycji w branżę energetyczną w spółce Canaccord Genuity, a ostatnio szefował działowi EMEA Oil and Gas w spółce Macquarie Capital. Posiada licencjat z ekonomii i politologii z University of Calgary oraz stopień MBA z wyróżnieniem z Imperial College London.
Evgenij Iorich <sup>(1)(2)</sup>	Zug, Szwajcaria	Dyrektor	24 czerwca 2013 r.	Pan Iorich jest Zarządzającym Portfelem Aktywów w Pala Investments – spółce inwestycji strategicznych zajmującej się inwestycjami i tworzeniem wartości w sektorze wydobywczym na rynkach rozwiniętych i wschodzących. Evgenij Iorich pracuje w Pala Investments of 2006 r. i posiada doświadczenia inwestycyjne w zakresie ropy naftowej i gazu, metali nieszlachetnych i towarów masowych. Wcześniej od 2004 r. do 2006 r. Evgenij Iorich był menadżerem finansowym w rosyjskiej spółce z branży metalurgicznej i wydobywczej Mechel OAO, gdzie odpowiadał za całość obszaru budżetowania, prognoz i modeli finansowych. Evgenij Iorich jest absolwentem Uniwersytetu w Zurychu, gdzie uzyskał stopień Master of Arts.
Dawid Jakubowicz	Warszawa, Polska	Dyrektor	7 marca 2018 r.	Pan Jakubowicz jest Dyrektorem ds. Zarządzania Portfelem w Kulczyk Investments SA, Z Grupą Kulczyk Investments związany jest od 2010 r. W latach 2010-2012 pełnił funkcję Kontrolera ds. Grupy oraz Managera ds. Controllingu w spółkach portfelowych Grupy. Jest absolwentem Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu. Posiada również dyplom MBA Uniwersytetu Ekonomicznego w Poznaniu oraz Uniwersytetu Stanowego w Georgii (USA).

Dominik Libicki <sup>(3)</sup>	Warszawa, Polska	Dyrektor	1 września 2016 r.	Pan Libicki jest Chief Investment Officer i członek zarządu spółki Kulczyk Investments S.A. W latach 2001-2015 był Prezesem Zarządu Cyfrowy Polsat S.A., największej grupy medialnej i telekomunikacyjnej w Polsce. Był również Wiceprezesem Zarządu Polkomtel oraz członkiem Rady Nadzorczej telewizji Polsat. W latach 2005-2008 (Zastępca Przewodniczącego w latach 2006-2008) był członkiem Rady Nadzorczej Polskiej Telefonii Cyfrowej (operator sieci telefonii komórkowej Era, obecnie T-Mobile)..
Jim Causgrove <sup>(1)(3)</sup>	Calgary, Alberta, Kanada	Dyrektor	28 września 2017 r.	Pan Causgrove jest profesjonalnym menedżerem w zakresie sektora naftowo-gazowego i posiada ponad 35-letnie doświadczenie zawodowe. Z dniem 14 listopada 2017 r. objął stanowisko Chief Operating Officer w Harvest Operation Corporation. Od 1979 r. pracował najpierw dla Chevron Corporation, a następnie dla Pengrowth Energy Corporation.
Eleanor Barker <sup>(1)(2)(3)</sup>	Toronto, Ontario, Kanada	Dyrektor	31 maja 2017 r.	Od 2007 r. Pprezes Barker Oil Strategies. W latach 2014-2017 dyrektor w Sterling Resources Ltd. W latach 2012–2014 pełniła rolę analityka rynku ropy naftowej w Toll Cross Securities Inc.
Tracy Heck	Calgary, Alberta, Kanada	Dyrektor Finansowy (CFO)	1 stycznia 2014 r.	Od stycznia 2014 r. na stanowisku Dyrektor Finansowej (CFO) Serinus. Wcześniej , w okresie od czerwca 2012 r. do stycznia 2014 r. Kierownik Finansowy Spółki.
Calvin Brackman	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii	17 marca 2017 r.	Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii w Spółce od marca 2017 r. Dyrektor ds. Relacji Zewnętrznych w okresie od listopada 2016 r. do marca 2017 r. Prezes Brackman Energy Consulting od stycznia 2006 r. do listopada 2016 r.

Uwagi:

- (1) Członek Komitetu Audytu.
- (2) Członek Komitetu ds. Wynagrodzeń i Ładu Korporacyjnego.
- (3) Członek Komitetu ds. Rezerw.

Na dzień niniejszego RFI dyrektorzy i członkowie kierownictwa wyższego szczebla Spółki byli łącznie faktycznymi właścicielami lub kontrolowali, bezpośrednio bądź pośrednio, 78.628.267 Akcji Zwykłych stanowiących około 52,19% wszystkich nierozwodnionych Akcji Zwykłych. Spółka nie dysponuje sama informacjami na temat Akcji Zwykłych w faktycznym posiadaniu (tzw. *beneficially owned*) lub pod bezpośrednią lub pośrednią kontrolą, a więc informacje te zostały przedstawione przez poszczególne osoby.

## **Zakaz prowadzenia obrotu, upadłość, kary i sankcje**

Żaden z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla Spółki:

- (a) nie sprawuje, ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie sprawował, funkcji dyrektora, dyrektora generalnego lub finansowego w spółce, która w czasie sprawowania przez niego funkcji:
  - (i) została objęta zakazem prowadzenia obrotu, zakazem podobnym do zakazu prowadzenia obrotu lub postanowieniem, z mocy którego odmówiono jej prawa skorzystania z jakiegokolwiek zwolnienia na podstawie prawa papierów wartościowych, które zostało wydane w czasie sprawowania przez niego funkcji dyrektora, dyrektora generalnego lub finansowego; lub
  - (ii) została objęta zakazem prowadzenia obrotu, zakazem podobnym do zakazu prowadzenia obrotu lub postanowieniem, z mocy którego odmówiono jej prawa skorzystania z jakiegokolwiek zwolnienia na podstawie prawa papierów wartościowych, które zostało wydane po zaprzestaniu pełnienia przez niego funkcji dyrektora, dyrektora generalnego lub finansowego i które zostało wydane w wyniku zdarzenia mającego miejsce w czasie, gdy pełnił on funkcję dyrektora, dyrektora generalnego lub finansowego.

Żaden z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla bądź akcjonariusz posiadający wystarczającą liczbę papierów wartościowych Spółki umożliwiającą znaczny wpływ na kontrolę nad Spółką:

- (a) nie sprawuje, ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie sprawował, funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych w spółce, która w czasie sprawowania przez niego funkcji lub w ciągu roku od zaprzestania sprawowania przez niego funkcji została postawiona w stan upadłości, złożyła wniosek na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, stała się przedmiotem lub wszczęła jakiegokolwiek postępowanie z wierzycielami, zainicjowała układ lub ugodę z wierzycielami, była przedmiotem zarządu przymusowego, zarządu komisarycznego lub ustanowiono syndyka dla jej majątku; oraz
- (b) w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie został postawiony w stan upadłości, nie złożył wniosku na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, ani nie stał się przedmiotem, ani nie wszczął jakiegokolwiek postępowania, nie zainicjował układu lub ugody z wierzycielami, ani jego majątek nie został objęty zarządem przymusowym lub komisarycznym i nie ustanowiono syndyka dla majątku członka organów zarządzających lub nadzorczych bądź akcjonariusza.

Wobec żadnego dyrektora ani członka kierownictwa wyższego szczebla bądź akcjonariusza posiadającego wystarczającą liczbę papierów wartościowych Spółki umożliwiającą znaczny wpływ na kontrolę nad Spółką:

- (a) nie zostały nałożone żadne kary ani sankcje przez sąd w związku z przepisami prawa dotyczącymi papierów wartościowych lub przez organ nadzoru rynku papierów wartościowych, ani nie zawarł on ugody z organem nadzoru rynku papierów wartościowych; oraz
- (b) nie zostały nałożone przez sąd lub organ nadzoru żadne kary ani sankcje, które mogłyby zostać uznane za istotne przez racjonalnego inwestora przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnej.

## Konflikt interesów

Na dzień niniejszego RFI, KI posiada 52,17% wyemitowanych Akcji Zwykłych Spółki, a trzech dyrektorów Spółki (Łukasz Rędziniak, Dawid Jakubowicz i Dominik Libicki) sprawuje stanowiska kierownicze wyższego szczebla w KI. Działalność KI jest zróżnicowana i obejmuje inwestycje w spółki surowcowe poza Serinus, w związku z czym istnieje możliwość powstania konfliktu interesów.

## INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU

Zgodnie z Zarządzeniem Krajowym NI 52-110 „Komitety Audytu” („Zarządzenie Krajowe 52-110”), Spółka określiła regulamin pracy Komitetu Audytu obejmujący następujące kwestie: (a) procedura powołania zewnętrznego audytora i zarekomendowanie jego wynagrodzenia; (b) nadzór nad pracą audytora zewnętrznego; (c) wstępne zatwierdzenie usług niezwiązanych z badaniem sprawozdań finansowych; (d) przegląd sprawozdania finansowego, omówienia i analizy sytuacji finansowej i części finansowych innych raportów urzędowych wymagających zatwierdzenia Rady Dyrektorów; (e) procedura udzielania odpowiedzi na skargi dotyczące księgowości, wewnętrznych kontroli księgowych czy kwestii audytorskich oraz procedury dotyczące poufnego, anonimowego przekazywania przez pracowników niepokojących informacji dotyczących wątpliwych kwestii księgowych i audytorskich; oraz (f) rewizja polityki zatrudniania Spółki w stosunku do obecnych i byłych pracowników oraz partnerów obecnego lub byłego zewnętrznego audytora Spółki. Regulamin Komitetu Audytu został załączony do niniejszego RFI jako Załącznik D.

### *Skład Komitetu Audytu*

W skład Komitetu Audytu wchodzi obecnie: Eleanor Barker, Evgenij Iorich i James Causgrove. Pani Barker pełni rolę przewodniczącego Komitetu Audytu. Każdy z jego członków jest „biegły w kwestiach finansowych” i jest „ekspertem finansowym” zgodnie z definicją tych terminów w punkcie 1.6 formularza Zarządzenia Krajowego 52-110. Wszyscy członkowie Komitetu są niezależnymi dyrektorami, zgodnie z definicją „niezależności” zawartą w formularzu Zarządzenia Krajowego 52-110.

### *Podleganie określonym wyłączeniom*

Od rozpoczęcia ostatniego roku obrotowego Spółki, Spółka nie podlegała wyłączeniom określonym w pkt. 2.4 (*Usługi niezwiązane z badaniem sprawozdań finansowych de minimis*), pkt. 3.2 (*Pierwotne oferty publiczne*), pkt. 3.3(2) (*Spółki kontrolowane*), pkt. 3.4 (*Wydarzenia poza kontrolą wspólników*), pkt. 3.5 (*Śmierć, inwalidztwo lub rezygnacja ze stanowiska członka Komitetu Audytu*), pkt. 3.6 (*Tymczasowe wyłączenia z tytułu ograniczonych czy wyjątkowych okoliczności*) czy pkt. 3.8 (*Nabycie umiejętności zarządzania własnymi środkami finansowymi*) ani wyłączeniu całociowemu lub częściowemu wynikającemu z części 8 (*Wyłączenia*) Zarządzenia Krajowego 52-110.

### *Nadzór sprawowany przez Komitet Audytu*

Od rozpoczęcia ostatniego roku obrotowego Spółki wszelkie rekomendacje Komitetu Audytu dotyczące powołania czy wynagradzania zewnętrznego audytora były przyjmowane przez Radę Dyrektorów.

### *Wstępna akceptacja polityki i procedur*

Komitet Audytu dokonuje wstępnej akceptacji w zakresie zlecenia usług niezwiązanych z badaniem sprawozdań finansowych świadczonych przez zewnętrznych audytorów lub ich współpracowników, w tym dotyczące szacowanej wysokości honorariów i potencjalnych kwestii związanych z niezależnością.

#### Honoraria za usługi zewnętrznych audytorów (według kategorii)

<b>Rok obrotowy zakończony z dniem 31 grudnia</b>	<b>2017 r.</b>	<b>2016 r.</b>
Honoraria za badanie sprawozdań finansowych <sup>(1)</sup>	430.721 USD	474.122 USD
Honoraria za usługi związane z badaniem sprawozdań finansowych <sup>(2)</sup>	70.370 USD	97.002 USD
Inne honoraria za usługi podatkowe <sup>(3)</sup>	156.264 USD	197.857 USD
Inne kwoty <sup>(4)</sup>	69.568 USD	- USD

#### Uwagi:

- (1) Honoraria za badanie sprawozdań finansowych obejmują kwoty zapłacone za roczne badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego Spółki wraz z honorariami zapłaconymi audytorom Spółki za przegląd śródrocznej kwartalnej informacji finansowej.
- (2) Honoraria za usługi związane z badaniem sprawozdań finansowych obejmują łączne kwoty za usługi zapewniające i usługi powiązane świadczone przez zewnętrznego audytora emitenta, które są w uzasadnionym zakresie związane z przeglądem sprawozdań finansowych emitenta, a których nie wykazano w ramach honorariów za badanie sprawozdań finansowych.
- (3) Honoraria za usługi podatkowe obejmują kwoty związane z usługami planowania podatkowego i przestrzegania przepisów w zakresie podatku dochodowego i innych podatków.
- (4) Inne kwoty obejmują kwoty zapłacone w związku z notowaniem akcji na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie oraz ogólnym doradztwem księgowym w różnych kwestiach rachunkowych.

### POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE

Spółka nie jest i nie była stroną, zaś majątek Spółki nie jest i nie był przedmiotem postępowania sądowego, objętego wymogami informacyjnymi w ramach niniejszego rozdziału, od początku roku obrotowego zakończonego z dniem 31 grudnia 2017 roku.

### UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH

Zgodnie z najlepszą wiedzą Spółki nie odnotowano zaistnienia jakiegokolwiek istotnego zaangażowania (bezpośredniego lub pośredniego) dyrektorów lub członków kierownictwa wyższego szczebla Serinus, jakichkolwiek akcjonariuszy będących faktycznymi właścicielami lub kontrolującymi, bezpośrednio lub pośrednio, ponad 10% wyemitowanych akcji zwykłych Spółki oraz osób powiązanych lub stowarzyszonych z takimi osobami, w zakresie transakcji zawartych przez Spółkę w ciągu trzech ostatnich lat obrotowych lub w bieżącym roku obrotowym, mających znaczny wpływ lub mogących mieć znaczny wpływ na Spółkę.

### AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU

Agentem transferowym, który prowadzi również rejestr Akcji Zwykłych, jest Computershare Trust Company of Canada z siedzibą w Calgary, prowincja Alberta.

### ISTOTNE UMOWY

Poniżej przedstawiono listę istotnych umów objętych wymogami informacyjnymi Zarządzenia Krajowego 51-102 *Bieżące obowiązki informacyjne* (ang. *Continuous Disclosure Obligations*), zawartych w ciągu ostatniego roku obrotowego i nadal obowiązujących na dzień niniejszego RFI, w podziale na umowy zawarte w zwykłym toku działalności i umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności.

- Umowy zawarte w zwykłym toku działalności obejmują:
  - Umowę z Shell
  - Umowę Koncesji Satu Mare
  - Umowę Farm Out Satu Mare
  - Kontrakt wykonawczy (EPCC) w ramach Projektu Zagospodarowania Gazu Moftinu w Rumunii
- Umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności obejmują:
  - Kredyt EBOR – Tunezja
  - Zmienione umowy kredytowe z EBOR

### **NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW**

KPMG LLP, Chartered Accountants (audytor Spółki) sporządził raport biegłego rewidenta na temat skonsolidowanego bilansu Spółki na dzień 31 grudnia 2017 roku oraz skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych zysków i przepływów środków pieniężnych za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2017 roku, który to raport biegłego rewidenta dotyczy ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki. Na dzień 20 marca 2018 roku KPMG LLP, Chartered Accountants oświadcza, że jest niezależny zgodnie z zasadami etyki zawodowej Instytutu Biegłych Rewidentów Prowincji Alberta (*Institute of Chartered Accountants of Alberta*).

Informacje dotyczące potwierdzonych, prawdopodobnych i możliwych rezerw Spółki w Tunezji i rezerw warunkowych w Rumunii, przedstawione w niniejszym RFI, zostały ocenione przez RPS jako zewnętrznego wykwalifikowanego rzeczoznawcę do oceny rezerw. Według wiedzy Spółki, na dzień niniejszego RFI, odpowiednio wspólnicy, pracownicy i współpracownicy RPS łącznie, bezpośrednio oraz pośrednio posiadają mniej niż 1% Akcji Zwykłych.

### **INFORMACJA DODATKOWA**

Dodatkowe informacje dotyczące Spółki znajdują się na stronie internetowej systemu SEDAR [www.sedar.com](http://www.sedar.com). W szczególności informacje dodatkowe dotyczące wynagrodzenia i zadłużenia dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla, głównych właścicieli Akcji Zwykłych oraz papierów wartościowych, zatwierdzonych do emisji w ramach programów wynagrodzenia w formie instrumentów kapitałowych, znajdują się w Memorandum Informacyjnym Spółki z dnia 28 kwietnia 2017 roku, wydanym w związku z walnym zgromadzeniem akcjonariuszy zwołanym na dzień 31 maja 2017 roku. Dodatkowe informacje finansowe znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki na dzień i za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2017 roku zbadanym przez biegłego rewidenta, jak również w sprawozdaniu kierownictwa w działalności za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2017 r.



## SKRÓTY

bbl	baryłka	bbl/d	baryłek dziennie
boe	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej	boe/d	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej dziennie
Mcf	tysiąc stóp sześciennych	Mcf/d	tysiąc stóp sześciennych dziennie
MMcf	milion stóp sześciennych	MMcf/d	milion stóp sześciennych dziennie
Mcfe	tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu	Mcfe/d	tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
UAH	ukraińska hrywna	Mcm/d	tysiąc metrów sześciennych ekwiwalentu dziennie
CAD	dolar kanadyjski	USD	dolar amerykański

W niektórych przypadkach ilość ropy naftowej i płynnego gazu ziemnego przeliczono na jednostki Mcfe lub MMcfe zgodnie ze współczynnikiem konwersji 1 bbl = 6 Mcf. Ponadto w niektórych przypadkach ilość gazu ziemnego przeliczono na jednostki boe lub Mboe zgodnie z tym samym współczynnikiem.

Współczynnik konwersji, zgodnie z którym 1 boe ropy naftowej lub NGL (płynnego gazu ziemnego) odpowiada 6 Mcf gazu ziemnego, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co niekoniecznie odnosi się do wartości występujących na głowicy.

## WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT

Jeżeli nie określono inaczej, odwołania w niniejszym tekście do „\$” „USD ” lub „dolarów” są odniesieniami do waluty Stanów Zjednoczonych. Odniesienia do „PLN” są odniesieniami do polskiego złotego

	Kurs <b>dolara kanadyjskiego</b> (CAD) do 1,00 USD (Źródło: Bank of Canada)	Kurs <b>polskiego złotego</b> (PLN) do 1,00 USD (Źródło: OFX)
<b>2015</b>		
Na koniec roku	1,3840	3,9011
Średni	1,2787	3,7701
Roczny najwyższy	1,3990	4,0400
Roczny najniższy	1,1728	3,5550
<b>2016</b>		
Na koniec roku	1,3427	4,1793
Średni	1,3248	3,9435
Roczny najwyższy	1,4589	4,2493
Roczny najniższy	1,2544	3,7193
<b>2017</b>		
Na koniec roku	1,2545	3,4808
Średni	1,2986	3,7599
Roczny najwyższy	1,3743	4,2181
Roczny najniższy	1,2128	3,4741



**SERINUS**  
ENERGY

## ZAŁĄCZNIK A

### **OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE (Formularz 51-101F1)**

za rok zakończony 31 grudnia 2017 r.

29 marca 2018 r.

*Niniejszy dokument stanowi tłumaczenie oryginału sporządzonego w języku angielskim. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych obowiązuje wersja angielska.*

## SPIS TREŚCI

<b>CZĘŚĆ 1:</b>	<b>WSTĘP</b> .....	<b>3</b>
<b>CZĘŚĆ 2:</b>	<b>UJAWNIEŃ DANYCH O REZERWACH</b> .....	<b>4</b>
<b>CZĘŚĆ 3:</b>	<b>ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE CEN</b> .....	<b>10</b>
<b>CZĘŚĆ 4:</b>	<b>UZGODNIENIE ZMIAN REZERW I PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO</b> .....	<b>11</b>
<b>CZĘŚĆ 5:</b>	<b>DODATKOWE INFORMACJE NT. DANYCH O REZERWACH</b> .....	<b>12</b>
	Rezerwy niezagospodarowane .....	12
	Istotne czynniki mające wpływ na dane o rezerwach lub niepewność związana z tymi danymi .....	14
	Przyszłe koszty zagospodarowania .....	15
<b>CZĘŚĆ 6:</b>	<b>POZOSTAŁE INFORMACJE NT. ROPY NAFTOWEJ I GAZU</b> .....	<b>16</b>
	Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty .....	16
	Aktywa bez przypisanych rezerw .....	16
	Kontrakty terminowe .....	17
	Perspektywa podatkowa .....	17
	Poniesione koszty .....	17
	Działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż .....	17
	Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji .....	18
	Oszacowania wydobycia .....	19
	Historia wydobycia .....	19
<b>CZĘŚĆ 7:</b>	<b>UJAWNIEŃ DANYCH NT. ZASOBÓW WARUNKOWYCH</b> .....	<b>21</b>
<b>CZĘŚĆ 8:</b>	<b>UWAGI</b> .....	<b>21</b>

## Część 1 – Wstęp

Informacje podane w niniejszym oświadczeniu dotyczą stanu na 31 grudnia 2017 roku, o ile nie zaznaczono inaczej. Datą sporządzenia tych informacji jest 9 marca 2018 roku zarówno w przypadku ewaluacji rezerw tunezyjskich, jak i rumuńskich.

Zgodnie z Zarządzeniem Krajowym 51-101 „Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu” (ang. *National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*) tabele zawarte w niniejszym dokumencie stanowią podsumowanie rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wartości przyszłych przychodów netto Serinus Energy Inc. (zwanej dalej „Spółką”, „Serinus” lub „SEN”), zgodnie z szacunkami RPS Energy (zwanej dalej „RPS”) według stanu na dzień 31 grudnia 2017 roku, w oparciu o raport RPS (zwanym dalej „Raportem RPS”). RPS jest niezależnym kwalifikowanym ewaluatorem i audytorem rezerw.

Raport RPS datowany na 19 marca 2018 r. oszacowuje rezerwy Winstar Tunisia B.V., spółki pośrednio zależnej Serinus (100% udziału). Winstar Tunisia jest właścicielem i operatorem pięciu koncesji i zezwoleń w Tunezji.

Raport RPS z dnia 19 marca 2018 r. oszacowuje zasoby Winstar Satu Mare S.A., spółki pośrednio zależnej Serinus (100% udziału). Winstar Satu Mare jest właścicielem i operatorem koncesji Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii.

**Nie należy zakładać, że oszacowana przez RPS niezdykontowana lub zdyskontowana wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto, przypadających na rezerwy Spółki, stanowi godziwą wartość rynkową tych rezerw. Przedstawione oszacowania dotyczące uzysku i rezerw, odnoszące się do posiadanych przez Spółkę rezerw gazu ziemnego i jego kondensatu, są jedynie oszacowaniami i nie ma gwarancji, że oszacowane wielkości rezerw zostaną wydobyte. Rzeczywiste rezerwy mogą być większe lub mniejsze od przedstawionych oszacowań.**

Sporządzając niniejszy raport, RPS opierała się na określonych faktach i danych przedstawionych przez Spółkę w odniesieniu do udziałów w prawie użytkownika górniczego, wydobycia gazu ziemnego i jego kondensatu, historycznych kosztów prowadzenia działalności i zagospodarowania, cen surowców, umów odnoszących się do obecnej i przyszłej działalności, sprzedaży wydobycia oraz innych stosownych danych. Przygotowując swój raport RPS traktowała wszystkie przedłożone jej informacje i dane jako odpowiednie co do zakresu oraz charakteru, przyjmując je w takiej postaci, w jakiej zostały przedstawione i bez niezależnej weryfikacji. RPS polegała także na oświadczeniach Spółki dotyczących kompletności i poprawności przedstawionych danych, przyjmując również, że pomiędzy datą uzyskania danych do celów niniejszej oceny a datą raportu nie doszło do istotnych zmian w sytuacji posiadanych aktywów, ani też zmiany takie nie są oczekiwane, co mogłoby rzutować na ewaluację zawartą w niniejszym raporcie, jak też że nie pojawiły się nowe dane, które mogłyby skutkować istotnymi zmianami oceny rezerw przedstawionej w niniejszym raporcie.

Ewaluację sporządzono w oparciu o wiedzę RPS na temat ustawodawstwa naftowego, opodatkowania oraz innych obowiązujących regulacji, aktualnie odnoszących się do wspomnianych aktywów.

Niniejsza ewaluacja odzwierciedla pogląd RPS, wypracowany zgodnie ze standardami przedstawionymi w dokumencie *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook Standards* („Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu”), towarzyszą mu jednak powszechnie znane czynniki niepewności, związane z interpretacją danych geologicznych, geofizycznych oraz inżynierskich. Podane wielkości zasobów węglowodorów są oszacowaniami opartymi na profesjonalnych ocenach inżynierskich i mogą w przyszłości podlegać rewizji w górę lub w dół na skutek dalszej działalności lub pojawienia się dodatkowych informacji.

### Nota informacyjna – Przyszłe przychody netto

Estymacje przyszłych przychodów netto z poniższych tabel prezentują godziwą wartość rynkową rezerw. Nie ma pewności, że szacunki dotyczące cen i założenia dotyczące kosztów będą zrealizowane, więc może to skutkować istotnymi odchyleniami. Nie ma gwarancji, że przedstawione szacowane wielkości rezerw ropy, gazu ziemnego i kondensatu będą wydobyte. Rzeczywiste wielkości wydobytej ropy, gazu ziemnego i kondensatu mogą być większe lub mniejsze od przedstawionych oszacowań.

## Część 2 – Ujawnienia danych o rezerwach

Poniższe tabele opracowano na podstawie informacji zawartych w Raporcie RPS według stanu na dzień 31 grudnia 2017 roku. Niektóre liczby w tabelach mogą nie sumować się ze względu na zaokrąglenia.

### Dane dotyczące rezerw

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.1						
		PODSUMOWANIE REZERW ROPY I GAZU ZIEMNEGO wg stanu na 31 grudnia 2017 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY						
KATEGORIA REZERW	REZERWY							
	ROPA LEKKA I ŚREDNIA		ROPA CIĘŻKA		Konwencjonalny gaz ziemny		NGL (gaz-ciecze)	
	brutto (Mbbbl)	netto (Mbbbl)	brutto (Mbbbl)	netto (Mbbbl)	brutto (MMscf)	netto (MMscf)	brutto (Mbbbl)	netto (Mbbbl)
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki)</b>								
<b>POTWIERDZONE</b>								
Zagospodarowane eksploatowane	-	-	-	-	-	-	-	-
Zagospodarowane nieeksploatowane	-	-	-	-	-	-	-	-
Niezagospodarowane	-	-	-	-	6 111	5 666	12,5	12,0
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	-	-	-	-	<b>6 111</b>	<b>5 666</b>	<b>12,5</b>	<b>12,0</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>								
Zagospodarowane	-	-	-	-	8 687	8 049	26,5	25,5
Niezagospodarowane	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ogółem PRAWDOPODOBNE</b>	-	-	-	-	<b>8 687</b>	<b>8 049</b>	<b>26,5</b>	<b>25,5</b>
<b>Ogółem POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	-	-	-	-	<b>14 797</b>	<b>13 715</b>	<b>38,9</b>	<b>37,6</b>
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>								
<b>POTWIERDZONE</b>								
Zagospodarowane eksploatowane	438	385	-	-	1 028	945	-	-
Zagospodarowane nieeksploatowane	692	590	-	-	1 544	1 326	-	-
Niezagospodarowane	802	720	-	-	1 888	1 758	-	-
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>1 932</b>	<b>1 696</b>	-	-	<b>4 459</b>	<b>4 030</b>	-	-
<b>PRAWDOPODOBNE</b>								
Zagospodarowane	1 245	1 067	-	-	2 731	2 372	-	-
Niezagospodarowane	3 799	3 350	-	-	8 939	8 241	-	-
<b>Ogółem PRAWDOPODOBNE</b>	<b>5 043</b>	<b>4 417</b>	-	-	<b>11 670</b>	<b>10 613</b>	-	-
<b>Ogółem POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>6 976</b>	<b>6 113</b>	-	-	<b>16 129</b>	<b>14 642</b>	-	-
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>								
<b>POTWIERDZONE</b>								
Zagospodarowane eksploatowane	438	385	-	-	1 028	945	-	-
Zagospodarowane nieeksploatowane	692	590	-	-	1 544	1 326	-	-
Niezagospodarowane	802	720	-	-	7 998	7 425	12,5	12,0
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>1 932</b>	<b>1 696</b>	-	-	<b>10 570</b>	<b>9 696</b>	<b>12,5</b>	<b>12,0</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>								
Zagospodarowane	1 245	1 067	-	-	2 731	2 372	-	-
Niezagospodarowane	3 799	3 350	-	-	17 626	16 290	26,5	25,5
<b>Ogółem PRAWDOPODOBNE</b>	<b>5 043</b>	<b>4 417</b>	-	-	<b>20 357</b>	<b>18 661</b>	<b>26,5</b>	<b>25,5</b>
<b>Ogółem POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>6 976</b>	<b>6 113</b>	-	-	<b>30 927</b>	<b>28 358</b>	<b>38,9</b>	<b>37,6</b>

Uwaga: Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 9 niniejszego dokumentu.

**WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO**  
**wg stanu na 31 grudnia 2017 r.**  
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

KATEGORIA REZERW	WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO (mln USD)									
	Przed podatkiem dochodowym					Po podatku dochodowym				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
<b>RUMUNIA</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zagospodarowane nieeksploatowane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niezagospodarowane	11,8	10,8	9,9	9,1	8,4	11,8	10,8	9,9	9,1	8,4
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	<b>11,8</b>	<b>10,8</b>	<b>9,9</b>	<b>9,1</b>	<b>8,4</b>	<b>11,8</b>	<b>10,8</b>	<b>9,9</b>	<b>9,1</b>	<b>8,4</b>
Zagospodarowane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niezagospodarowane	44,3	39,5	35,5	32,0	29,1	40,3	35,9	32,2	29,0	26,3
<b>OGÓŁEM PRAWDOPODOBNE</b>	<b>44,3</b>	<b>39,5</b>	<b>35,5</b>	<b>32,0</b>	<b>29,1</b>	<b>40,3</b>	<b>35,9</b>	<b>32,2</b>	<b>29,0</b>	<b>26,3</b>
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>56,2</b>	<b>50,4</b>	<b>45,4</b>	<b>41,2</b>	<b>37,5</b>	<b>52,1</b>	<b>46,7</b>	<b>42,1</b>	<b>38,2</b>	<b>34,7</b>
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	(2,9)	(0,3)	1,4	2,4	3,1	(7,7)	(4,5)	(2,4)	(1,0)	(0,1)
Zagospodarowane nieeksploatowane	(3,7)	2,2	5,2	6,6	7,1	(6,6)	0,1	3,6	5,4	6,2
Niezagospodarowane	23,4	16,0	10,7	6,9	4,2	9,3	6,6	4,3	2,5	1,1
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	<b>16,8</b>	<b>18,0</b>	<b>17,3</b>	<b>15,9</b>	<b>14,3</b>	<b>(4,9)</b>	<b>2,2</b>	<b>5,5</b>	<b>6,9</b>	<b>7,2</b>
Zagospodarowane	16,2	35,8	30,2	23,3	17,9	1,1	25,1	22,3	17,3	13,1
Niezagospodarowane	198,9	123,8	79,2	53,5	37,9	85,2	61,1	39,7	26,5	18,4
<b>OGÓŁEM PRAWDOPODOBNE</b>	<b>215,2</b>	<b>159,6</b>	<b>109,4</b>	<b>76,8</b>	<b>55,8</b>	<b>86,3</b>	<b>86,2</b>	<b>62,0</b>	<b>43,7</b>	<b>31,5</b>
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>231,9</b>	<b>177,6</b>	<b>126,6</b>	<b>92,7</b>	<b>70,1</b>	<b>81,4</b>	<b>88,4</b>	<b>67,5</b>	<b>50,6</b>	<b>38,7</b>
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	(2,9)	(0,3)	1,4	2,4	3,1	(7,7)	(4,5)	(2,4)	(1,0)	(0,1)
Zagospodarowane nieeksploatowane	(3,7)	2,2	5,2	6,6	7,1	(6,6)	0,1	3,6	5,4	6,2
Niezagospodarowane	35,2	26,9	20,7	16,0	12,6	21,1	17,5	14,3	11,6	9,5
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	<b>28,6</b>	<b>28,8</b>	<b>27,2</b>	<b>25,0</b>	<b>22,7</b>	<b>6,9</b>	<b>13,1</b>	<b>15,5</b>	<b>16,0</b>	<b>15,7</b>
Zagospodarowane	16,2	35,8	30,2	23,3	17,9	1,1	25,1	22,3	17,3	13,1
Niezagospodarowane	243,3	163,4	114,7	85,6	67,0	125,5	97,0	71,9	55,5	44,7
<b>OGÓŁEM PRAWDOPODOBNE</b>	<b>259,5</b>	<b>199,2</b>	<b>144,9</b>	<b>108,8</b>	<b>84,9</b>	<b>126,6</b>	<b>122,1</b>	<b>94,2</b>	<b>72,8</b>	<b>57,8</b>
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>288,1</b>	<b>227,9</b>	<b>172,1</b>	<b>133,9</b>	<b>107,6</b>	<b>133,5</b>	<b>135,1</b>	<b>109,7</b>	<b>88,8</b>	<b>73,5</b>

Uwaga: Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 9 niniejszego dokumentu.

PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)  
wg stanu na 31 grudnia 2017 r.  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY

KATEGORIA REZERW	PRZYCHODY (mln USD)	OPLATY KONCESYJNE (ROYALTIES) (mln USD)	POZOSTAŁE PRZYCHODY (mln USD)	KOSZTY OPERACYJNE (mln USD)	KOSZTY ZAGOSPODARO- WANIA (mln USD)	KOSZTY LIKWIDACJI (mln USD)	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM (mln USD)	PODATEK DOCHODOWY (mln USD)	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM (mln USD)
<b>RUMUNIA</b>									
<b>POTWIERDZONE</b>									
Zagospodarowane eksploatowane									
Zagospodarowane nieeksploatowane									
Niezagospodarowane	38,1	2,7		6,9	14,5	2,2	11,8	-	11,8
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	<b>38,1</b>	<b>2,7</b>	<b>-</b>	<b>6,9</b>	<b>14,5</b>	<b>2,2</b>	<b>11,8</b>	<b>-</b>	<b>11,8</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>									
Zagospodarowane									
Niezagospodarowane	57,7	4,2	-	9,0	,1	,1	44,3	4,0	40,3
<b>OGÓŁEM PRAWDOPODOBNE</b>	<b>57,7</b>	<b>4,2</b>	<b>-</b>	<b>9,0</b>	<b>,1</b>	<b>,1</b>	<b>44,3</b>	<b>4,0</b>	<b>40,3</b>
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>95,8</b>	<b>6,9</b>	<b>-</b>	<b>15,9</b>	<b>14,5</b>	<b>2,3</b>	<b>56,2</b>	<b>4,0</b>	<b>52,1</b>
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>									
<b>POTWIERDZONE</b>									
Zagospodarowane eksploatowane	37,0	4,1	-	21,3	1,8	12,8	(2,9)	4,8	(7,7)
Zagospodarowane nieeksploatowane	59,7	8,7	-	24,8	4,2	25,8	(3,7)	2,8	(6,6)
Niezagospodarowane	77,5	7,5	-	17,9	24,9	3,8	23,4	14,1	9,3
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	<b>174,3</b>	<b>20,2</b>	<b>-</b>	<b>64,0</b>	<b>30,9</b>	<b>42,4</b>	<b>16,8</b>	<b>21,7</b>	<b>(4,9)</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>									
Zagospodarowane	142,4	20,2	-	106,8	-	(,8)	16,2	15,1	1,1
Niezagospodarowane	452,1	50,2	-	162,8	23,0	17,1	198,9	113,8	85,2
<b>OGÓŁEM PRAWDOPODOBNE</b>	<b>594,5</b>	<b>70,4</b>	<b>-</b>	<b>269,6</b>	<b>23,0</b>	<b>16,3</b>	<b>215,2</b>	<b>128,9</b>	<b>86,3</b>
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>768,7</b>	<b>90,6</b>	<b>-</b>	<b>333,6</b>	<b>53,9</b>	<b>58,7</b>	<b>231,9</b>	<b>150,6</b>	<b>81,4</b>
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>									
<b>POTWIERDZONE</b>									
Zagospodarowane eksploatowane	37,0	4,1	-	21,3	1,8	12,8	(2,9)	4,8	(7,7)
Zagospodarowane nieeksploatowane	59,7	8,7	-	24,8	4,2	25,8	(3,7)	2,8	(6,6)
Niezagospodarowane	115,5	10,2	-	24,8	39,4	6,0	35,2	14,1	21,1
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	<b>212,3</b>	<b>23,0</b>	<b>-</b>	<b>70,8</b>	<b>45,4</b>	<b>44,6</b>	<b>28,6</b>	<b>21,7</b>	<b>6,9</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>									
Zagospodarowane	142,4	20,2	-	106,8	-	(,8)	16,2	15,1	1,1
Niezagospodarowane	509,8	54,4	-	171,9	23,1	17,2	243,3	117,8	125,5
<b>OGÓŁEM PRAWDOPODOBNE</b>	<b>652,2</b>	<b>74,5</b>	<b>-</b>	<b>278,6</b>	<b>23,1</b>	<b>16,4</b>	<b>259,5</b>	<b>132,9</b>	<b>126,6</b>
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	<b>864,5</b>	<b>97,5</b>	<b>-</b>	<b>349,5</b>	<b>68,4</b>	<b>60,9</b>	<b>288,1</b>	<b>154,6</b>	<b>133,5</b>

Uwaga: Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 9 niniejszego dokumentu.



FORMULARZ 51-101F1	TABELA 2.1.3c-i	
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI wg stanu na 31 grudnia 2017 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY		
KATEGORIA REZERW	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI - PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	
	Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie	
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA Crude (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)	KONWENCJONALNY GAZ ZIEMNY (włączając produkty uboczne, ale bez gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)
	(mln USD)	(mln USD)
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki)</b>		
<b>POTWIERDZONE</b>		
Zagospodarowane eksploatowane	-	-
Zagospodarowane nieeksploatowane	-	-
Niezagospodarowane	-	9,9
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	-	9,9
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	-	35,5
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	-	45,4
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>		
<b>POTWIERDZONE</b>		
Zagospodarowane eksploatowane	1,4	-
Zagospodarowane nieeksploatowane	5,2	-
Niezagospodarowane	10,7	-
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	17,3	-
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	109,4	-
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	126,6	-
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>		
<b>POTWIERDZONE</b>		
Zagospodarowane eksploatowane	1,4	-
Zagospodarowane nieeksploatowane	5,2	-
Niezagospodarowane	10,7	9,9
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	17,3	9,9
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	109,4	35,5
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	126,6	45,4

Uwaga: Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 9 niniejszego dokumentu.

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.3c-ii	
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO (NA BAZIE JEDNOSTKOWEJ) WG RODZAJÓW PRODUKCJI wg stanu na 31 grudnia 2017 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY			
KATEGORIA REZERW	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI - PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie		
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA Crude (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)	KONWENCJONALNY GAZ ZIEMNY (włączając produkty uboczne, ale bez gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)	
	(USD/bbl)	(USD/Mcf)	
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki)</b>			
<b>POTWIERDZONE</b>			
Zagospodarowane eksploatowane	-		
Zagospodarowane nieeksploatowane	-		
Niezagospodarowane	-	1,76	
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	-	1,76	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	-	4,41	
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	-	3,31	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>			
<b>POTWIERDZONE</b>			
Zagospodarowane eksploatowane	3,60		
Zagospodarowane nieeksploatowane	8,79		
Niezagospodarowane	14,87		
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	10,19	-	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	24,76	-	
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	20,72	-	
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>			
<b>POTWIERDZONE</b>			
Zagospodarowane eksploatowane	3,60		
Zagospodarowane nieeksploatowane	8,79		
Niezagospodarowane	14,87		
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE</b>	10,19	-	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	24,76	-	
<b>OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE</b>	20,72	-	

Uwaga: Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 9 niniejszego dokumentu.

#### **Uwagi dot. oszacowania Rezerw i Przyszłych Przychodów Netto:**

1. „Rezerwy brutto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) przed odliczeniem opłat koncesyjnych (*royalties*) i bez uwzględnienia jakichkolwiek udziałów Spółki w opłatach koncesyjnych. „Rezerwy netto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) po odliczeniu zobowiązań dotyczących opłat koncesyjnych, plus udziały Spółki w opłatach koncesyjnych związanych z rezerwami.
2. Rezerwy „potwierdzone” to rezerwy, które można oszacować z wysoką pewnością jako zdatne do wydobywania. Istnieje 90% prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane będą równe oszacowanym lub przewyższą oszacowane rezerwy potwierdzone.
3. Rezerwy „prawdopodobne” to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobywania są niższe niż w przypadku rezerw potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane mogą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych rezerw potwierdzonych plus prawdopodobnych.
4. Rezerwy „zagospodarowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobywania z istniejących odwiertów i za pomocą istniejących urządzeń, lub – jeżeli urządzeń nie zainstalowano – ich instalacja wiązałaby się z niewielkimi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu) w celu uruchomienia wydobywania.
5. Rezerwy „zagospodarowane eksploatowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobywania z uzbrojonych interwałów, które w czasie dokonywania szacunku są otwarte. Rezerwy te mogą być obecnie eksploatowane lub, jeżeli odwierty zostały zamknięte, musiały wcześniej być eksploatowane, a data ponownego uruchomienia wydobywania musi być znana z wystarczająco dużą pewnością.
6. Rezerwy „zagospodarowane nieeksploatowane” to rezerwy, które nie były eksploatowane lub były uprzednio eksploatowane, ale odwierty zostały zamknięte, a data wznowienia wydobywania nie jest znana.
7. Rezerwy „niezagospodarowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobywania ze znanych akumulacji, lecz gdzie przygotowanie rezerw do wydobywania wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Muszą bezwzględnie spełniać wymogi zaklasyfikowania ich do danej kategorii rezerw (potwierdzone, prawdopodobne, możliwe), do której zostały przypisane.
8. „Zasoby warunkowe” definiuje się jako szacowane ilości ropy na dany dzień, które potencjalnie są możliwe do wydobywania ze znanych akumulacji za pomocą istniejącej lub rozwijanej technologii, a które nie są obecnie postrzegane jako nadające się do komercyjnego wydobywania ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Uwarunkowania mogą obejmować czynniki o charakterze ekonomicznym, prawnym, środowiskowym, politycznym i regulacyjnym lub brak rynków. Właściwym jest też klasyfikowanie jako „zasobów warunkowych” szacowanych odkrytych ilości, możliwych do wydobywania, które są związane z projektem w początkowej jego fazie.

### Część 3 – Założenia dotyczące cen

W poniższej tabeli podano szczegóły nt. referencyjnych cen odniesienia wykorzystanych przy ewaluacji aktywów, gdzie wg stanu na 31 grudnia 2017 roku Spółka posiadała rezerwy. Ceny te zostały zawarte w danych o rezerwach zaprezentowanych wcześniej, w Części 2 – *Ujawnienie danych o rezerwach*. Prognozy cenowe pochodzą od RPS – niezależnego kwalifikowanego ewaluatora i audytora rezerw. Prognozy cenowe zakładają utrzymanie w mocy obecnych przepisów i regulacji oraz uwzględniają inflację w odniesieniu do przyszłych kosztów operacyjnych i nakładów kapitałowych. Prognozy cen tunezyjskiej ropy bazują na korelacji historycznej sprzedaży przez Serinusa wydobywanej ropy crude i gazu z cenami sprzedaży ropy Brent i gazu ziemnego. Dla ceny ropy tunezyjskiej zastosowano średnią różnicę minus 1,3 USD/bbl przy wyliczaniu ceny sprzedaży. Przyszłe rumuńskie ceny gazu zostały określone poprzez skorelowanie historycznych cen gazu w Europie i cen ropy Brent, a następnie odniesiono prognozy RPS z 1 stycznia 2018 r. do Brent Crude. Cena gazu została skalibrowana w odniesieniu do projektowanego przez Serinus kontraktu na sprzedaż gazu z Moftinu, zakładającego cenę 65,0 RON za MW-h. Uwzględniono wartość opałową gazu w sprzedaży na poziomie 1100 Btu/scf wg szacunków opartych na modelu symulacyjnym Serinus Energy.

FORMULARZ 51-101F1		Table 3.2						
PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH CEN I STOPY INFLACJI								
PROGNOZOWNE CENY I KOSZTY								
wg stanu na 1 stycznia 2018 r.								
Rok	Ceny odniesienia (benchmark) dla ropy		Tunezja - gaz krajowy			Rumunia - gaz	Stopa inflacji	Kurs wymiany walut
	WTI - Cushing Oklahoma	Brent @ Sollem Voe	Sabria	Chouech / Ech Chouec	Satu Mare			
	USD/bbl	USD/bbl	USD/Mcf	USD/Mcf	USD/Mcf	%/rocznie	USD/CAD	
2018	57,00	62,00	7,24	6,94	6,09	2,0	0,75	
2019	59,00	62,00	7,24	6,94	6,09	2,0	0,78	
2020	62,00	65,00	7,59	7,27	6,39	2,0	0,80	
2021	66,00	69,00	8,06	7,72	6,78	2,0	0,83	
2022	69,50	72,50	8,46	8,11	7,12	2,0	0,85	
2023	73,50	75,50	8,81	8,45	7,41	2,0	0,85	
2024	76,83	78,83	9,20	8,82	7,74	2,0	0,85	
2025	78,41	80,41	9,39	9,00	7,90	2,0	0,85	
2026	80,02	82,02	9,58	9,18	8,05	2,0	0,85	
2027	81,66	83,66	9,77	9,36	8,21	2,0	0,85	
2028	83,33	85,33	9,96	9,55	8,38	2,0	0,85	
2029	85,04	87,04	10,16	9,74	8,54	2,0	0,85	
2030	86,78	88,78	10,37	9,93	8,72	2,0	0,85	
2031	88,55	90,55	10,57	10,13	8,89	2,0	0,85	
2032	90,36	92,36	10,78	10,33	9,07	2,0	0,85	
2033	92,21	94,21	11,00	10,54	9,25	2,0	0,85	
2034	94,09	96,09	11,22	10,75	9,43	2,0	0,85	
2035	96,02	98,02	11,44	10,97	9,62	2,0	0,85	
2036	97,98	99,98	11,67	11,19	9,81	2,0	0,85	

Oznaczenia walut:  
 CAD dolar kanadyjski  
 USD dolar amerykański

## Część 4 – Uzgodnienie zmian rezerw

W poniższej tabeli przedstawiono uzgodnienie zmian rezerw brutto Spółki w ujęciu rok do roku, w oparciu o założenia dotyczące cen i kosztów przedstawione na stronie 10 niniejszego dokumentu.

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 4.1				
UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY						
CZYNNIKI	LEKKA I ŚREDNIA ROPA Crude			KONWENCJONALNY GAZ ZIEMNY		
	brutto potwierdzone (Mbbi)	brutto prawdopodobne (Mbbi)	brutto potwierdzone plus prawdopodobne (Mbbi)	brutto potwierdzone (MMscf)	brutto prawdopodobne (MMscf)	brutto potwierdzone plus prawdopodobne (MMscf)
<b>RUMUNIA</b>						
<b>31 grudnia 2016 r.</b>	-	-	-	-	-	-
Rozszerzenia i poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	-	-	-	-	-	-
Zmiana klasyfikacji	-	-	-	6 111	8 687	14 797
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	-	-	-
Wydobycie + zmiany zasobów	-	-	-	-	-	-
<b>31 grudnia 2017 r.</b>	-	-	-	6 111	8 687	14 797
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>						
<b>31 grudnia 2016 r.</b>	2 247	5 169	7 416	5 587	14 454,70	20 042
Rozszerzenia i poprawa uzysku	(147)	(213)	(361)	(1 079)	(2 340,98)	(3 420)
Rewizje techniczne	17	339	356	134	109,09	243
Zmiana klasyfikacji	(109)	(147)	(256)	(84)	(132,29)	(217)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	25	(104)	(79)	148	(420,23)	(273)
Wydobycie + zmiany zasobów	(100)	-	(100)	(246)	-	(246)
<b>31 grudnia 2017 r.</b>	1 932	5 043	6 976	4 459	11 670,29	16 129
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>						
<b>31 grudnia 2016 r.</b>	2 247	5 169	7 416	5 587	14 454,70	20 042
Rozszerzenia i poprawa uzysku	(147)	(213)	(361)	(1 079)	(2 340,98)	(3 420)
Rewizje techniczne	17	339	356	134	109,09	243
Zmiana klasyfikacji	(109)	(147)	(256)	6 026	8 554,36	14 581
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	25	(104)	(79)	148	(420,23)	(273)
Wydobycie + zmiany zasobów	(100)	-	(100)	(246)	-	(246)
<b>31 grudnia 2017 r.</b>	1 932	5 043	6 976	10 570	20 356,94	30 927

Uwaga: Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 9 niniejszego dokumentu.

## **Część 5 – Dodatkowe informacje nt. danych o rezerwach**

**Rezerwy niezagospodarowane** (wszystkie wielkości w niniejszym rozdziale podano na bazie skonsolidowanej netto, tj. po odjęciu opłat koncesyjnych - royalties).

### Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone netto Spółki na dzień 31 grudnia 2017 roku wyniosły 720 Mbbł ropy lekkiej i średniej oraz 7 425 MMcf gazu ziemnego oraz 12 Mbbł cieczy związanych z gazem ziemnym, co daje łącznie 1 970 Mboe niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane rezerwy potwierdzone w oparciu o te rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz ich przygotowanie do eksploatacji wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Rezerwy „potwierdzone” to rezerwy, które można oszacować z wysoką pewnością jako zdatne do wydobycia. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości faktycznie pozyskane przewyższą oszacowane rezerwy potwierdzone. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych w ciągu najbliższych dwóch lat przy wykorzystaniu technik obejmujących stymulację złoża (w tym szczelinowanie, selektywne kwasowanie), uzbrajanie do wydobycia z dwóch horyzontów oraz dalsze wiercenia.

### Rezerwy prawdopodobne

Rezerwy prawdopodobne netto Spółki na dzień 31 grudnia 2017 roku wyniosły 4 417 Mbbł ropy lekkiej i średniej, 26 Mbbł cieczy związanych z gazem ziemnym oraz 18 661 MMcf gazu ziemnego, co daje łącznie 7 553 Mboe rezerw prawdopodobnych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne w oparciu o rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz ich przygotowanie do eksploatacji wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Rezerwy „prawdopodobne” to dodatkowe rezerwy, w przypadku których pewność wydobycia jest niższa niż w przypadku rezerw potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane mogą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych poprzez dalsze wiercenia oraz zastosowanie technik obejmujących między innymi stymulację złoża (w tym szczelinowanie, selektywne kwasowanie) oraz uzbrajanie do wydobycia z dwóch horyzontów.

Spółka obecnie przewiduje, że w ciągu najbliższych dwóch lat rozpocznie zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych.

## Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone i prawdopodobne - brutto

Tabele zamieszczone poniżej w krótkim ujęciu pokazują wielkość brutto niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych, jak również niezagospodarowane zwiększenia rezerw wynikające z takich działań jak odkrycia, poprawa wydobywania i/lub rozszerzenia w roku, kiedy miało miejsce dane zdarzenie.

Podsumowanie niezagospodarowanych zwiększeń rezerw - ujęcie historyczne, udział Serinus brutto

		Tabela 5.1: Podsumowanie niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych brutto					
		Lekka i średnia ropa Crude		NGL Gaz - ciecze		Konwencjonalny gaz ziemny	
		Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto MMcf)	Zaksięgowano (brutto MMcf)
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki)</b>	do roku 2015	0	0	0		0	0
	2015	0	0	0	0	0	0
	2016	0	0	0	0	0	0
	2017	0	0	12	12	6 111	6 111
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>	do roku 2015	963	1 066	0	0	1 889	2 478
	2015	0	848	0	0	0	1 806
	2016	0	699	0	0	0	1 641
	2017	0	802			0	1 888
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>	do roku 2015	963	1 066	0	0	1 889	2 478
	2015	0	848	0	0	0	1 806
	2016	0	699	0	0	0	1 641
	2017	0	802	12	12	6 111	7 998

		Tabela 5.2: Podsumowanie niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych brutto					
		Lekka i średnia ropa Crude		NGL Gaz - ciecze		Konwencjonalny gaz ziemny	
		Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto MMcf)	Booked (brutto MMcf)
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki)</b>	do roku 2015	0	0	0	0	0	0
	2015	0	0	0	0	0	0
	2016	0	0	0	0	0	0
	2017	0	0	26	26	8 687	8 687
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>	do roku 2015	1 417	5 108	0	158	2 601	12 704
	2015	0	3 326	0	189	0	7 255
	2016	0	4 944	0	0	0	10 963
	2017	0	5 043	0	0	0	8 939
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>	do roku 2015	1 417	5 108	0	158	2 601	12 704
	2015	0	3 326	0	189	0	7 255
	2016	0	4 944	0	0	0	10 963
	2017	0	5 043	26	26	8 687	17 626

### ***Istotne czynniki mające wpływ na dane o rezerwach lub niepewność związana z tymi danymi***

Oszacowanie rezerw jest w znacznej mierze kwestią oceny i wiąże się z podejmowaniem decyzji opartych na dostępnych danych geologicznych, geofizycznych, inżynierskich oraz ekonomicznych. Oszacowania te mogą ulegać istotnym zmianom w miarę pojawiania się dodatkowych informacji związanych z prowadzonymi działaniami w zakresie zagospodarowania oraz wynikami wydobycia, jak też w miarę zmian warunków gospodarczych i politycznych mających wpływ na ceny ropy naftowej oraz gazu i zmiany kosztów. Oszacowania Spółki dotyczące jej rezerw bazują na obecnych prognozach wydobycia, cenach i warunkach gospodarczych. Wszystkie rezerwy Spółki podlegają ewaluacji przez RPS - niezależną firmę inżynierską.

W miarę zmian okoliczności i pojawiania się dodatkowych danych zmieniają się też oszacowania dotyczące rezerw. Oszacowania te są poddawane przeglądowi w oparciu o nowe informacje i rewidowane w górę lub w dół, zależnie od okoliczności. Mimo, że Spółka dołożyła wszelkich należytych starań, aby zapewnić poprawność oszacowań jej rezerw, to mogą one podlegać rewizji w miarę pojawiania się nowych informacji. W miarę uwzględniania w procesie szacowania rezerw nowych danych geologicznych, dotyczących wydobycia i ekonomicznych uzyskuje się większą dokładność oszacowań rezerw.

Niektóre informacje dotyczące Spółki i przedstawione w niniejszym raporcie, w tym dokonana przez kierownictwo ocena przyszłych planów i działań Spółki, zawierają stwierdzenia dotyczące przyszłości, odznaczające się znacznym poziomem rozpoznanego i nieznanego ryzyka i niepewności. Do czynników ryzyka należy zaliczyć, choć nie zamyka to listy ryzyk, między innymi, poziom cen surowców i ryzyko kursowe, ryzyka branży naftowo-gazowej, obejmujące (lecz nie w sposób wyczerpujący wszystkie ryzyka) ryzyko operacyjne związane z poszukiwaniami, zagospodarowaniem i wydobyciem, opóźnienia lub zmiany planów; ryzyko związane z niepewnością oszacowań rezerw; ryzyko w zakresie zdrowia i bezpieczeństwa; ryzyka polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze; skutki regulacji (w tym regulacji w zakresie ochrony środowiska) i zmian w systemach regulacyjnych oraz niepewność oszacowań i projekcji wydobycia, kosztów oraz nakładów. Konkurencja ze strony innych producentów, brak dostępnego wykwalifikowanego personelu lub kierownictwa, zmienność rynku akcji oraz zdolność pozyskania wystarczającego kapitału ze źródeł wewnętrznych i zewnętrznych to dodatkowe rodzaje ryzyka, na jakie Spółka jest narażona na tym rynku (zob. rozdział „Czynniki ryzyka” w Rocznym Formularzu Informacyjnym Spółki, który zamieszczono w systemie SEDAR na profilu Spółki [www.sedar.com](http://www.sedar.com)). Rzeczywiste wyniki, wskaźniki lub osiągnięcia Spółki mogą istotnie się różnić od wyrażonych lub implikowanych w powyższych stwierdzeniach dotyczących przyszłości, a zatem nie można zagwarantować, że jakiegokolwiek zdarzenia przewidywane w stwierdzeniach dotyczących przyszłości nastąpią, a jeżeli nastąpią, jakie korzyści może z nich odnieść Spółka. Przestrzegamy Czytelnika, aby nadmiernie nie polegał na wspomnianych informacjach dotyczących przyszłości.

Spółka przewiduje, że wszelkie przyszłe koszty poszukiwań i zagospodarowania złóż związane z jej rezerwami zostaną sfinansowane głównie z generowanych wewnętrznie przepływów pieniężnych. Jednocześnie Spółka może uwzględnić finansowanie instrumentami dłużnymi i kapitałowymi jeśli uzna to za stosowne.

W Tunezji gaz sprzedawany jest państwowej spółce naftowej - Societé Tunisienne de l'Electricite et du Gaz („STEG”). Ceny gazu ziemnego związane są ze 9-miesięczną średnią krocząca dla oleju opałowego o niskiej zawartości siarki i także odnoszone do cen ropy Brent.

Spółka nie stosuje żadnych instrumentów zabezpieczających.



### Przyszłe koszty zagospodarowania

W poniższej tabeli przedstawiono koszty zagospodarowania prognozowane dla najbliższych pięciu lat, które odjęto przy oszacowywaniu przyszłych przychodów netto z rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych.

FORMULARZ 51-101F1 TABELA 5.3		
PODSUMOWANIE ZAKŁADANYCH KOSZTÓW ZAGOSPODAROWANIA ZWIĄZANYCH Z REZERWAMI PRZY ZASTOSOWANIU PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW		
	SZACUNKOWE KOSZTY ZAGOSPODAROWANIA (mIn USD)	
	OGÓŁEM POTWIERDZONE	OGÓŁEM POTWIERDZONE plus PRAWDOPODOBNE
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki)</b>		
2018	11,04	11,04
2019	3,44	-
2020	-	3,51
2021	-	-
2022	-	-
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>14,48</b>	<b>14,54</b>
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>		
2018	4,90	4,90
2019	2,71	13,99
2020	11,50	11,50
2021	11,79	23,52
2022	-	-
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>30,90</b>	<b>53,91</b>
<b>SPÓŁKA RAZEM</b>		
2018	15,94	15,94
2019	6,15	13,99
2020	11,50	15,01
2021	11,79	23,52
2022	-	-
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>45,38</b>	<b>68,45</b>

Obecny stan środków finansowych, wewnętrznie generowane przepływy oraz przyszłe zobowiązania, jak i lokowanie kapitału pozwolą Spółce na pokrycie wskazanych powyżej kosztów zagospodarowania. Przewiduje się, że koszt oczekiwanych działań Spółki związanych z zapewnianiem finansowania będzie miał minimalny wpływ na przychody lub raportowane niniejszym rezerwy.

## Część 6 – Pozostałe informacje nt. ropy naftowej i gazu

### Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty

W Tunezji Spółka miała udziały w dwóch (1,45 netto) Centralnych Instalacjach Produkcyjnych (ang. *Central Production Facilities*) oraz jedną pojedynczą na odwiercie. Żadna z tych instalacji nie podlega zrzeczeniu się, odstąpieniu, odkupowi lub zmianie właściciela w żadnej formie. W poniższej tabeli przedstawiono liczbę odwiertów naftowych lub gazowych, w odniesieniu do których Spółka posiadała udziały operacyjne na dzień 31 grudnia 2017 roku:

Tabela 6.1	ROPA NAFTOWA		GAZ ZIEMNY	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto
<b>Tunezja</b>				
Eksplloatowane	5	2,25	-	-
Nieeksplloatowane	21	19,9	-	-
<b>Rumunia</b>				
Eksplloatowane	-	-	-	-
Nieeksplloatowane	-	-	4	4
<b>OGÓŁEM</b>	26	22,15	4	4

### Aktywa bez przypisanych rezerw

#### Rumunia

Dla koncesji Satu Mare istnieje katalog lokalizacji do prac poszukiwawczych i rozpoznawczych, gdzie, jak się zakłada, w nadchodzących latach będą prowadzone wiercenia. Nie ma pewności, że którykolwiek z tych odwiertów zakończy się odkryciem rezerw nadających się do wydobycia w ilościach komercyjnych.

W dającej się przewidzieć przyszłości Spółka będzie prowadziła prace poszukiwawcze, takie jak programy pozyskiwania danych sejsmicznych i wiercenia poszukiwawcze, które będą wymagały usług podmiotów zewnętrznych. Rynek świadczenia takich usług w Rumunii jest stosunkowo ograniczony, czego konsekwencją może być to, że usługi te zostaną pozyskane po koszcie nie odzwierciedlającym rynku, gdzie takie usługi są powszechnie dostępne, a tym samym bardziej konkurencyjnie wycenione.

#### Tunezja

Pole Zinna pozostawało nieczynne od września 2008 r. z powodu uszkodzenia pompy ESP. Serinus planował zainstalowanie pompy strumieniowej, aby wznowić produkcję z odwiertu ZNN-2D w 2014 r., co jednak nie zostało wykonane, gdyż w warunkach spadających cen na rynku stało się nieopłacalne. Złoże produkcyjne to formacja Abiod z późnej Kredy, głównie wapień kredowe. Ostatni raport dotyczący wielkości tych zasobów został sporządzony przez RPS wg stanu na koniec 2013 roku.

Od czasu raportu za 2013 r. RPS nie przeprowadzało dalszych ocen pola Zinna i w roku 2014 RPS poinformowało Spółkę, że do czasu nowej ewaluacji przeklasyfikuje zasoby pola Zinna do Zasobów Warunkowych w ramach podkategorii zasobów *Development Unclearified* (tj. których zagospodarowanie nie zostało potwierdzone), pozostawiając je w ilościach niezmiennych w stosunku do zaraportowanych na koniec 2013 r., ze względu na brak działań w zakresie reaktywowania odwiertów i instalacji. Pole Zinna pozostaje obecnie zamknięte, gdyż zmiana status quo nie jest opłacalna w obecnej sytuacji rynkowej. Spółka może w przyszłości przeprowadzić ponowny rozruch instalacji oraz odwiertów, a wówczas – jak zakłada – Zasoby Warunkowe zostaną przywrócone do kategorii Rezerw.

Zasoby pól Sanghar i Ech Chouech zostały przeklasyfikowane z Rezerw do Zasobów Warunkowych w raporcie za 2017 rok sporządzony według stanu na 31 grudnia 2017 r. Szczegółowe informacje na ten temat zawiera załącznik A.1.

### **Kontrakty terminowe**

Spółka nie posiada kontraktów terminowych.

### **Perspektywa podatkowa**

Spółka podlega obecnie opodatkowaniu w Tunezji i oczekuje się, że nadal będzie tam podlegać opodatkowaniu. Spółka spodziewa się, że zacznie podlegać opodatkowaniu w Rumunii w 2018 r., wraz z chwilą rozpoczęcia wydobywania w ramach Projektu Zagospodarowania Gazu Moftinu.

### **Poniesione koszty**

W roku zakończonym 31 grudnia 2017 roku Spółka poniosła nakłady inwestycyjne w kwocie 8,9 mln USD na związane z należącymi do niej aktywami naftowo-gazowymi. W poniższej tabeli przedstawiono nakłady inwestycyjne Spółki w podziale na kraje i rodzaje kosztów (w tys. USD):

Tabela 6.6	Koszty nabycia złoża		Koszty poszukiwań	Koszty zagospodarowania
	Złoża potwierdzone	Złoża niepotwierdzone		
	(tys. USD)	(tys. USD)	(tys. USD)	(tys. USD)
<b>Rumunia</b>	-	-	8 431	19
<b>Tunezja</b>	-	-	-	401
<b>Razem</b>	-	-	<b>8 431</b>	<b>420</b>

### **Działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż**

W trakcie roku zakończonego 31 grudnia 2017 r. nie były prowadzone żadne prace wiertnicze w Tunezji, Rumunii ani innej jurysdykcji, gdzie Spółka posiada aktywa. Dalsze wiercenia poszukiwawcze i związane z zagospodarowaniem złoża przewidywane są dla Rumunii na 2018 r. W ciągu roku 2017 nie wykonano żadnych odwiertów wspomagających wydobywanie (*service well*) ani do badań stratygraficznych.

### **Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji**

Szacowane koszty likwidacji i rekultywacji, wykorzystywane przez RPS do szacunków, bazują na rozmowach z inżynierami Spółki, którzy z kolei dokonali oceny informacji pochodzącej od personelu terenowego i technicznego, dysponujący doświadczeniem z pól produkcyjnych w Tunezji i Rumunii. Spółka spodziewa się ponieść koszty likwidacji i rekultywacji w odniesieniu do 25 odwiertów (20,6 odwiertów netto) i spodziewa się ponieść jedynie w okolicach zera lub minimalne koszty likwidacji i rekultywacji w ciągu najbliższych trzech lat w Tunezji. W przypadku pola Satu Mare w Rumunii Spółka spodziewa się ponieść koszty likwidacji i rekultywacji w odniesieniu do 5 odwiertów i spodziewa się ponieść w okolicach zera lub minimalne koszty likwidacji i rekultywacji w ciągu najbliższych trzech lat. Wszystkie przyszłe koszty likwidacji i rekultywacji odliczono przy określaniu Przyszłych Przychodów Netto i uwzględniono w raporcie RPS.

<b>TABELA 6.4</b>	<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane) (mln USD)</b>	<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%) (mln USD)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane) (mln USD)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%) (mln USD)</b>
<b>Tunezja</b>				
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
Ogółem za trzy lata	-	-	-	-
Kwota pozostała	42,4	16,7	58,7	1,3
Ogółem za wszystkie lata	42,4	16,7	58,7	1,3
<b>Rumunia</b>				
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
Ogółem za trzy lata	-	-	-	-
Kwota pozostała	2,2	1,8	2,3	1,5
Ogółem za wszystkie lata	2,2	1,8	2,3	1,5
<b>Razem Spółka</b>				
2018	-	-	-	-
2019	-	-	-	-
2020	-	-	-	-
Ogółem za trzy lata	-	-	-	-
Kwota pozostała	44,6	18,5	61,0	2,8
Ogółem za wszystkie lata	44,6	18,5	61,0	2,8

Uwaga (1): Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej.

### Oszacowania wydobycia

W poniższej tabeli podsumowano wolumen szacowanego wydobycia brutto Spółki (przed opłatami koncesyjnymi – *royalties*) na 2018 rok, co ujęto w oszacowaniach przyszłych przychodów netto w Raporcie RPS, w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

<b>Tabela 6.8</b>	<b>Lekka i średnia ropa</b>	<b>Konwencjonalny gaz ziemny</b>	<b>Gaz – ciecze/NGL</b>
	(Mbbl)	(MMcf)	(Mbbl)
Rumunia –szacunki produkcji brutto 2018 r. znaczące pola:	–	2 618,8	6,9
Satu Mare	–	2 618,8	6,9
Tunezja –szacunki produkcji brutto 2018 r. znaczące pola:	167,6	363,4	–
Sabria	118,4	276,4	–
Chouech Essaida	49,2	87,0	–
Spółka ogółem –szacunki produkcji brutto 2018 r.	167,6	2 982,2	6,9

### Historia wydobycia

W poniższej tabeli przedstawiono odpowiadającą udziałowi operacyjnemu Spółki (przed odjęciem *royalties*) wielkość wydobycia ogółem oraz wielkość wydobycia dla wszystkich znaczących pól za rok zakończony dnia 31 grudnia 2017 roku.

<b>Table 6.9-2b</b>	<b>Lekka i średnia ropa / NGL</b>	<b>Konwencjonalny gaz ziemny</b>	<b>Ekwiwalent ropy naftowej</b>
	(Mbbl)	(MMcf)	(Mboe)
Wolumen produkcji w Tunezji znaczące pola:	101,8	212,2	137,2
Sabria	96,5	212,2	131,9
Chouech Essaida	5,3	-	5,3
Wielkość produkcji ogółem	101,8	212,2	137,2

W poniższej tabeli przedstawiono średnie wolumeny produkcji Spółki i uzyskane ceny jednostkowe, opłaty koncesyjne (royalties), koszty operacyjne oraz wartość retroaktywną netto (netback) we wskazanych okresach.

FORMULARZ 51-101F1	TABELA 6.9									
	PODSUMOWANIE									
	UDZIAŁU SPÓŁKI W PRODUKCJI I NETBACK ZA ROK 2017									
KATEGORIA REZERW	LEKKA I ŚREDNIA ROPA CRUDE					KONWENCJONALNY GAZ ZIEMNY				
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>										
<b>Udział Spółki w dziennej produkcji</b> (Bbl/d lub Mscf/d przed pomniejszeniem o royalties)	525	244	65	287	279	1 037	509	136	652	581
<b>Średnia (USD/bbl lub USD/Mcf)</b>										
cena uzyskana	50,89	47,25	50,00	56,43	51,48	5,85	6,32	6,71	6,73	6,25
royalties zapłacone	(4,91)	(4,58)	(4,85)	(5,38)	(4,96)	(0,82)	(0,76)	(0,81)	(0,90)	(0,83)
koszty produkcji	(27,39)	(38,27)	(71,88)	(48,43)	(37,96)	(4,57)	(6,38)	(11,98)	(8,07)	(6,33)
netback	18,59	4,40	(26,73)	2,62	8,56	0,47	(0,82)	(6,08)	(2,24)	(0,90)
<b>Całkowita roczna produkcja</b> (Mbbbl lub MMscf przed pomniejszeniem o royalties)	47,3	22,2	6,0	26,1	101,6	93,3	46,3	12,5	59,3	211,5

## Część 7 – Ujawnienia danych nt. zasobów warunkowych

Patrz – załącznik A.1

## Część 8 – Uwagi

### Użyte skróty

Użyte skróty mają następujące znaczenie:

bbl	baryłka (baryłki)	bbl/d	baryłka (baryłki) dziennie
boe	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej	boe/d	baryłki ekwiwalentu ropy dziennie
Mcf	tys. stóp sześciennych	Mcf/d	tys. stóp sześciennych dziennie
MMcf	mln stóp sześciennych	MMcf/d	mln stóp sześciennych dziennie
Mcfe	tys. stop sześciennych ekwiwalentu	Mcfe/d	tys. stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
MMcfe	mln stop sześciennych ekwiwalentu	MMcfe/d	mln stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
Mboe	tys. boe	Bcf	mld stóp sześciennych
MMboe	mln boe	Mcm	tys. metrów sześciennych
m <sup>3</sup>	metry sześciennie	\$M	tys. USD
\$MM	milion USD		

### Przeliczenia

Poniżej przedstawiono współczynniki konwersji między jednostkami systemu imperialnego (ang. *Standard Imperial Units*) a Międzynarodowego Układu Jednostek (SI).

przy przeliczaniu z	na	mnożyć przez
stóp	metry	0,305
metrów	stopy	3,281
mil	kilometry	1,609
kilometrów	mile	0,621
akrów	hektary	0,405
hektarów	akry	2,471
kilogramów	funty	2,205
funtów	kilogramy	0,454
Mcf	tys. metrów sześciennych	0,028
tys. metrów sześciennych	Mcf	35,494
bbl	metry sześciennie	0,159
metrów sześciennych	bbl	6,29
psi	kilopaskale	6,895
kilopaskali	psi	0,145

## **Ekwiwalenty**

Postępowanie się ekwiwalentami, takimi jak baryłka ekwiwalentu ropy (boe) lub tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu (Mcf), gdzie 1 baryłka ropy jest ekwiwalentem 6 Mcf gazu ziemnego, może być mylące, szczególnie jeżeli używane jest bez kontekstu. Współczynnik konwersji, gdzie ekwiwalent jednej baryłki ropy naftowej stanowi 6 Mcf gazu wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do poziomów równoważności w przypadku pomiarów na głowicy.

## **Waluty**

O ile nie zaznaczono inaczej, odniesienia do „dolara” lub „\$” przypisane do określeń na bazie jednostkowej (np. \$/bbl, \$/Mcf, \$/akcja itp.) wyrażone są w dolarach amerykańskich.

## **Informacje odnoszące się do przyszłości**

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym *Oświadczeniu o Stanie Rezerw* są stwierdzeniami odnoszącymi się do przyszłości. Stwierdzenia odnoszące się do przyszłości często, lecz nie zawsze, oznaczone są poprzez użycie słów takich, jak „spodziewać się”, „sądzić”, „mógłby/mogłyby”, „szacować”, „oczekiwać”, „prognoza”, „dane orientacyjne”, „zamierzać”, „może”, „planować”, „przewidywać”, „prognozować”, „powinien/powinni/powinny”, „celować”, „będzie/będą” lub podobnych wyrażen sugerujących przyszłe wydarzenia, bądź zwrotów sugerujących, że dane stwierdzenie stanowi jedynie wyrażony pogląd. Stwierdzenia odnoszące się do „rezerw” lub „zasobów” uważa się za stwierdzenia dotyczące przyszłości, ponieważ pośrednia ocena, w oparciu o określone szacunki i założenia, w tym te, że z opisanych rezerw i zasobów możliwe będzie prowadzenie opłacalnej produkcji w przyszłości. Stwierdzenia obejmują znane i nieznanne ryzyka, niepewności i inne czynniki, które mogą spowodować, iż faktyczne wyniki lub zdarzenia będą zasadniczo różnić się od przewidzianych w tych stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości. Zdaniem kierownictwa oczekiwania odzwierciedlone w tych stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, lecz nie można udzielić żadnego zapewnienia, że te oczekiwania okażą się zgodne z prawdą, wobec czego nie należy nadmiernie polegać na stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości zawartych w niniejszym dokumencie.

Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia i informacje zawarte w niniejszym *Oświadczeniu o Stanie Rezerw* obejmują, między innymi, stwierdzenia dotyczące:

planów w zakresie wierceń i testowania odwiertów oraz ich harmonogramu;

wydajności produkcyjnej odwiertów, przewidywanych lub oczekiwanych poziomów produkcji oraz przewidywanych dat rozpoczęcia produkcji;

kosztów wiercenia, uzbrojenia i instalacji;

wyników różnych projektów Spółki;

harmonogramu zagospodarowania niezagospodarowanych rezerw;



umów transportu i rynków dla ropy i/lub gazu ziemnego wydobywanego na obszarach koncesji Spółki;

wydajności i parametrów aktywów naftowo-gazowych Spółki;

wielkości rezerw i zasobów ropy i gazu ziemnego;

planów inwestycji kapitałowych;

podaży i popytu na ropę naftową i gaz ziemny oraz cen surowców;

oczekiwanych poziomów stawek opłat koncesyjnych (royalty), kosztów operacyjnych, kosztów ogólnego zarządu, kosztów usług oraz innych kosztów i wydatków;

możliwości prowadzenia działalności w ramach systemów regulacyjnych i prawa podatkowego;

wznowienia nieczynnych instalacji i odwiertów oraz przewidywania, co do zmiany klasyfikacji Zasobów Warunkowych na Rezerwy.

Chociaż Spółka uważa, że założenia i oczekiwania odzwierciedlone w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, nie ma żadnej pewności, że takie założenia i oczekiwania okażą się zgodne z prawdą. Spółka nie może zagwarantować przyszłych wyników, progów działalności, dokonań czy osiągnięć. Dlatego też Spółka nie składa żadnego oświadczenia, że faktycznie osiągnięte wyniki będą w całości lub w części pokrywały się z wynikami przedstawionymi w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości. Czynniki i założenia, na podstawie których opracowano informacje odnoszące się do przyszłości, obejmują:

prognozowane poziomy nakładów inwestycyjnych Spółki;

elastyczność planów wydatków kapitałowych i powiązanych źródeł finansowania;

wiedzę i doświadczenie kadry kierowniczej Spółki przyczyniające się do wzrostu wolumenów produkcji, sukcesu oraz przychodów Spółki; oraz

szacunki ilości ropy naftowej i gazu ziemnego z obszarów koncesyjnych i innych źródeł niesklasyfikowanych obecnie jako rezerwy potwierdzone.

Niektóre rodzaje ryzyka oraz inne czynniki, z których część jest poza kontrolą Spółki, a w wyniku których osiągnięte wyniki mogą się w istotnym stopniu różnić od wielkości podanych w odnoszących się do przyszłości stwierdzeniach i informacjach, zawartych w niniejszym *Oświadczeniu o Stanie Rezerw* obejmują między innymi:

konkurencję w przemyśle naftowo-gazowym w zakresie, między innymi, kapitału oraz wykwalifikowanego personelu;

rodzaje ryzyka związane ze środowiskiem oraz zagrożenia związane z sektorem naftowo-gazowym;

niekorzystne warunki atmosferyczne w regionach, w których Spółka prowadzi działalność;

wahania kursów wymiany walut i stóp procentowych;

dostępność sprzętu i usług oraz możliwość ich pozyskania przez Spółkę;

ryzyko polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;

wczesny etap części działalności Spółki;

ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą, zagospodarowaniem i eksploatacją posiadanych przez Spółkę aktywów, w tym problemy geologiczne, techniczne, dotyczące wierceń i przetwarzania, a także inne trudności w eksploatacji rezerw oraz niemożność realizacji przewidywanych korzyści z działalności poszukiwawczej;

skutki regulacji (także w zakresie ochrony środowiska) i zmian systemów regulacyjnych obowiązujących w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;

skutek sankcji, w tym sankcji nakładanych przez Unię Europejską, rząd Kanady i rząd Stanów Zjednoczonych na udziału Spółki w Syrii;

ryzyko skutków zobowiązań do zrzeczenia się przewidzianych w warunkach umów o podziale wpływów z wydobywania zawieranych przez Spółkę oraz określonych przez regulatorów w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;

ryzyko związane z uzależnieniem Spółki od operatorów zewnętrznych;

niepewności dotyczące interpretacji i stosowania zagranicznych przepisów i regulacji; oraz

**Odbiorca niniejszego dokumentu powinien być świadom, że powyższa lista nie jest wyczerpująca. Czynniki i ryzyka ujęte w tej liście są trudne do przewidzenia, zaś założenia, z których skorzystano opracowując odnoszące się do przyszłości informacje zawarte w niniejszym tekście, chociaż uznane za wystarczająco dokładne w chwili opracowywania, mogą okazać się błędne lub niekompletne. Ponadto, odnoszące się do przyszłości stwierdzenia zawarte w niniejszym *Oświadczeniu o Stanie Rezerw* zostały opracowane zgodnie ze stanem na dzień jego wydania, a Spółka nie przyjmuje żadnego zobowiązania, z wyjątkiem przypadków, gdy wymagają tego mające zastosowanie przepisy dotyczące papierów wartościowych, w zakresie publicznie ogłaszanej aktualizacji lub wprowadzania poprawek do jakichkolwiek zawartych tu stwierdzeń odnoszących się do przyszłości, niezależnie od tego, czy byłoby to konieczne w wyniku otrzymania nowych informacji, wystąpienia przyszłych zdarzeń, czy z innych przyczyn. Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia, zawarte w niniejszym tekście, są przedstawione z wyraźnym zastrzeżeniem niniejszego ostrzeżenia.**



**SERINUS**  
ENERGY

ZAŁĄCZNIK A.1

**SERINUS ENERGY INC.  
RAPORT NT. SZACUNKÓW ZASOBÓW RZEZ NIEZALEŻNEGO KWALIFIKOWANEGO  
EWALUATORA REZERW**

za rok zakończony 31 grudnia 2017 r.

29 marca 2018 r.

## Wstęp

Informacje podane w niniejszym oświadczeniu dotyczą stanu na 31 grudnia 2017 roku. Datą sporządzenia tych informacji jest 9 marca 2018 roku.

Zgodnie z Zarządzeniem Krajowym 51-101 „Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu” (ang. *National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*) oraz zgodnie z „Kanadyjskimi wytycznymi do oceny rezerw ropy naftowej i gazu” (ang. *Canadian Oil and Gas Evaluation handbook*) tabele zawarte w niniejszym dokumencie podsumowują wielkość oraz wartość bieżącą netto Zasobów Warunkowych (podkategoria „Oczekujące na uzasadnienie zagospodarowania” – ang. *Pending Development*) przypisanych do pola Moftinu, zlokalizowanego na koncesji Satu Mare w Rumunii oraz do koncesji Sanghar i Ech Chouech w Tunezji, które należą do Serinus Energy Inc. („Spółka”), zgodnie z oszacowaniami RPS Energy Canada Ltd. („RPS”) – niezależnego ewaluatora rezerw Spółki - zawartymi w raporcie RPS („Raport RPS”). Raport RPS został sporządzony 19 marca 2018 r. według stanu na 31 grudnia 2017 r.

Raport RPS oszacowuje zasoby Winstar Satu Mare S.A., podmiotu pośrednio zależnego (w 100%) Spółki. Winstar Satu Mare posiada udziały i jest operatorem koncesji Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii, a także pól produkcyjnych Ech Chouech i Sanghar w Tunezji. Spółka jest 100% właścicielem i operatorem aktywów z przypisanymi tu zasobami warunkowymi.

### Ujawnienia dotyczące danych nt. Zasobów Warunkowych

RPS w swoim niezależnym oszacowaniu oceniło prawdopodobieństwo zagospodarowania Zasobów Warunkowych, przypisanych do projektu Moftinu Satu Mare, a także projektów Sanghar i Ech Chouech, na 90% dla każdego. Przy kwantyfikacji tego szacunku RPS posłużyło się wyczeniem prawdopodobieństwa pozytywnego rozstrzygnięcia w przypadku pozostałych uwarunkowań i oszacował ogólne prawdopodobieństwo na 90% dla obu projektów. Obarczona ryzykiem wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto została skorygowana o prawdopodobieństwo zagospodarowania poprzez pomnożenie nieobarczonej ryzykiem wartości bieżącej netto - uzyskanej ze szczegółowych analiz przepływów pieniężnych projektu - przez prawdopodobieństwo zagospodarowania.

Ryzyka związane z zagospodarowaniem zasobów mogą polegać na tym, że struktura złoża i ilość węglowodorów tam obecnych może być większa lub mniejsza niż wynikało to z kartowania, że wydajność odwiertu będzie wyższa lub niższa od zakładanej w szacunkach produkcji, że opóźnienia w uprawomocnianiu projektu i uzyskiwaniu zgód mogą mieć charakter długotrwały, a koszty mogą przekroczyć zakładany poziom. Niepewność zagospodarowania zasobów odzwierciedlono przypisując określone wartości do poszczególnych kategorii prawdopodobieństwa – 1C (zasoby pewne), 2C (zasoby prawdopodobne) i 3C (zasoby możliwe) w załączonych tabelach. Wartości w kategoriach 1C, 2C i 3C odpowiadają, odpowiednio, 90%, 50% i 10% prawdopodobieństwu przekroczenia poziomu szacunków.

Zasoby warunkowe definiuje się jako szacowane ilości ropy na dany dzień, które potencjalnie są możliwe do wydobycia ze znanych akumulacji za pomocą istniejącej lub rozwijanej technologii, a które nie są obecnie postrzegane jako nadające się do komercyjnego wydobycia ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Podkategorię zasobów warunkowych „Oczekujące na uzasadnienie zagospodarowania” definiuje się jako odkryte akumulacje, dla których prowadzone są obecnie prace projektowe mające uzasadnić komercyjne zagospodarowanie w przewidywalnej przyszłości. Zasoby warunkowe 1C to niższe szacunki, uważane za konserwatywne, charakteryzujące się co najmniej 90% prawdopodobieństwem, że wielkość faktycznego wydobycia będzie równa ilości szacowanej bądź od niej większa. Zasoby warunkowe 2C to najlepsze szacunki, charakteryzujące się 50% prawdopodobieństwem, że wielkość faktycznego wydobycia będzie równa ilości szacowanej bądź od niej większa. Zasoby warunkowe 3C to wyższe szacunki, uważane za optymistyczne, charakteryzujące się 10% prawdopodobieństwem, że wielkość faktycznego wydobycia będzie równa ilości szacowanej bądź od niej większa. Wielkość zasobów brutto to wielkość przed odliczeniem opłat eksploatacyjnych, natomiast wielkość zasobów netto to wielkość po odliczeniu opłat koncesyjnych (ang. *royalties*).

Prawdopodobieństwo zagospodarowania związane z projektem zagospodarowania zasobów warunkowych, to szacunkowe prawdopodobieństwo, że zasoby będą komercyjnie eksploatowane, przy czym zostają uwzględnione kwestie identyfikacji ryzyka związanego z wykorzystywaną do prowadzenia wydobycia technologią, która powinna być dostępna i funkcjonować prawidłowo, opłacalności ekonomicznej, posiadania planu zagospodarowania, realizacji zagospodarowania w odpowiednich ramach czasowych, a także posiadania zgód regulacyjnych i zgód właściciela projektu na zagospodarowanie. W przypadku pola Moftinu, zasoby warunkowe stanowi ta część zasobów pola, która zalega w różnych warstwach odkrytych piaskowców, ale dla której poziom wydobycia nie został jeszcze potwierdzony w ostatecznych testach komercyjnej produkcji. Według RPS szansa na zagospodarowanie tej akumulacji w piaskowcach wynosi 90%. Metoda zastosowana do określenia poziomu ryzyka w procesie zagospodarowania wymagała przypisania stopnia prawdopodobieństwa osiągnięcia potencjalnego poziomu uzysku oddzielnie dla każdej warstwy produkcyjnej, z której będzie możliwe prowadzenie opłacalnej komercyjnej produkcji gazu, w oparciu o dane z testów produkcyjnych analogicznych akumulacji piaskowców w ramach tego samego złoża. RPS ocenił prawdopodobieństwo, że z piaskowców tych będzie można prowadzić wydobycie komercyjne, jako „wysokie” i przypisał uwarunkowaną 90% szansę na zagospodarowanie. Przewiduje się, że zasoby warunkowe Moftinu będą mogły być eksploatowane przy użyciu tradycyjnych metod wydobywczych gazu. Konkretną przesłankę, powodującą, że zaklasyfikowanie tych zasobów do rezerw nie jest możliwe, stanowi decyzja Spółki o rekonstrukcji odwiertu produkcyjnego w celu udostępnienia zasobów gazu znajdujących się w tych piaskowcach, co zgodnie z przewidywaniami powinno mieć miejsce w latach 2019-2020. Koszty zagospodarowania tych zasobów warunkowych, aby możliwe było prowadzenie produkcji, są szacowane na 0,4 mln USD, 1,2 mln USD i 1,55 mln USD, odpowiednio dla stopnia prawdopodobieństwa 1C, 2C i 3C. Ważnym czynnikiem pozytywnie wpływającym na szacunki zasobów warunkowych Satu Mare jest to, że strefy z gazem zostały spenetrowane przez istniejące odwierty i oszacowane jako zasoby w oparciu o szacunki z tych odwiertów. Do czynników negatywnie wpływających na szacunki zaliczyć należy możliwość, że po uruchomieniu produkcji z tych stref, wielkość przepływu gazu może okazać się niższa niż zakładano.

Dla pól tunezyjskich zasoby zostały skwalifikowane jako zasoby warunkowe ze względu na to, że pola pozostawały zamknięte z powodów politycznej niestabilności. Aby te zasoby powróciły do rezerw, do których były wcześniej zaklasyfikowane, Spółka musi posiadać ostateczny plan i wyznaczone konkretne ramy czasowe odzyskania przez pola statusu produkcyjnych. RPS oceniło prawdopodobieństwo zagospodarowania na 90% i zastosowało taki wskaźnik przy określeniu zdyskontowanej ryzykiem wielkości zasobów warunkowych i wartości NPV. Metoda zastosowana do oceny prawdopodobieństwa wystąpienia ryzyka dla zagospodarowania polegała na analizie historycznego wydobycia z odwiertów produkcyjnych na obu polach i na stworzeniu na tej podstawie jakościowego oszacowania ryzyka, że odwierty te po powrocie do produkcji mogą nie spełnić założeń dotyczących wydobycia. Biorąc pod uwagę długą historię udanego wydobycia prowadzonego z odwiertów na tych polach, a także bardzo małe prawdopodobieństwo wystąpienia nieprzewidzianego znacznego pogorszenia wydajności, RPS określiło prawdopodobieństwo wystąpienia jakichkolwiek technicznych usterek odwiertów jako bardzo niskie. RPS również oceniło jako bardzo niskie prawdopodobieństwo wystąpienia społecznych niepokojów, które uniemożliwiłyby przywrócenie produkcji na polach. Połączenie tych dwóch czynników przekłada się na szacunek ogólnego prawdopodobieństwa na zagospodarowanie wynoszący 90%. Z obu pól tunezyjskich z przypisanymi zasobami warunkowymi wydobycie ropy odbywa się przy użyciu tradycyjnych metod wydobywczych. Konkretną przesłankę, powodującą, że zaklasyfikowanie tych zasobów do rezerw nie jest możliwe, stanowi decyzja Spółki o nie przywracaniu tym polom na chwilę obecną statusu pól w eksploatacji za względu na polityczne ryzyko wystąpienia niepokojów społecznych na tym obszarze. Wznowienie produkcji przewiduje się, że nastąpi w 2019 r. lub 2020 r. Koszty zagospodarowania tych zasobów warunkowych, aby możliwe było prowadzenie produkcji, to 0,8 mln USD. Ważnymi czynnikami pozytywnie wpływającymi na szacunki zasobów warunkowych pól Ech Chouech i Sanghar są dotychczasowe wydobycie z tych pól oraz ustabilizowany i przewidywalny charakter obniżania się wydajności wydobycia, co określono w oparciu o trendy w wydobyciu w ujęciu historycznym. Do czynników negatywnie wpływających zaliczyć należy nieznanne czynniki, które mogą wpłynąć na wydobycie z odwiertów po przywróceniu produkcji, ze względu na zmiany w obrębie złoża lub otworu po dłuższym okresie, kiedy pozostawały zamknięte.

Zasoby Moftinu Satu Mare (Rumunia), Sanghar i Es Chouech (Tunezja) zostały zakwalifikowane do Zasobów Warunkowych - podkategoria *Development Pending* („Oczekujące na uzasadnienie zagospodarowania”), w wielkościach zaprezentowanych w poniższej tabeli i zdyskontowane ryzykiem poprzez zastosowanie dla każdego z projektów 90% Prawdopodobieństwa Zagospodarowania.

<b>PODSUMOWANIE OBARCZONYCH RYZYKIEM ZASOBÓW WARUNKOWYCH ROPY I GAZU</b> na 31 grudnia 2017 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY										
KATEGORIA ZASOBÓW WARUNKOWYCH Development Pending	ZASOBY WARUNKOWE OBARCZONE RYZYKIEM - podkategoria Development Pending									
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA Crude		CIĘŻKA ROPA		KONWENCJONALNY GAZ ZIEMNY		NGL/GAZ – CIECZE		SIARKA	
	Brutto (Mbbl)	Netto (Mbbl)	Brutto (Mbbl)	Brutto (Mbbl)	Brutto (Mbbl)	Netto (MMscf)	Brutto (Mbbl)	Netto (Mbbl)	Brutto (Mtll)	Brutto (Mtll)
<b>RUMUNIA</b> <i>(dla udziałów operacyjnych Spółki)</i>										
1C	-	-	-	-	1 626	1 531	3,3	3,2	-	-
2C	-	-	-	-	5 673	5 257	14,9	14,4	-	-
3C	-	-	-	-	9 171	8 502	29,9	28,9	-	-
<b>TUNEZJA</b> <i>(dla udziałów operacyjnych Spółki)</i>										
1C	81,60	70,2	-	-	69	59			-	-
2C	217,4	186,9	-	-	192	163			-	-
3C	351,5	301,9	-	-	328	279			-	-
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>										
1C	81,60	70,2	-	-	1 695	1 589	3,3	3,2	-	-
2C	217,4	186,9	-	-	5 865	5 421	14,9	14,4	-	-
3C	351,5	301,9	-	-	9 499	8 781	29,9	28,9	-	-

Przypisane wartości bieżące netto, również zdyskontowane ryzykiem poprzez zastosowanie 90% szansy na zagospodarowanie, prezentuje kolejna tabela:

<b>OBARCZONA RYZYKIEM WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO</b> na 31 grudnia 2017r. <b>W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY</b>										
<b>KATEGORIA ZASOBÓW WARUNKOWYCH</b> <b>Development Pending</b>	<b>Obciążona ryzykiem wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto (mln USD)</b>									
	<b>Przed podatkiem dochodowym</b>					<b>Po podatku dochodowym</b>				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
<b>RUMUNIA</b> <i>(dla udziałów operacyjnych Spółki)</i>										
1C	6,1	5,5	5,1	4,7	4,3	5,7	5,2	4,8	4,4	4,1
2C	30,1	24,7	20,5	17,2	14,5	26,7	21,9	18,1	15,1	12,7
3C	54,2	40,1	30,1	22,9	17,7	45,6	33,8	25,3	19,3	14,9
<b>TUNEZJA</b> <i>(dla udziałów operacyjnych Spółki)</i>										
1C	(6,5)	(5,1)	(4,1)	(3,3)	(2,7)	(6,5)	(5,1)	(4,1)	(3,3)	(2,7)
2C	(4,3)	(1,8)	(0,5)	0,1	0,4	(4,3)	(1,8)	(0,5)	0,1	0,4
3C	(1,4)	1,6	2,2	2,1	1,9	(1,4)	1,6	2,2	2,1	1,9
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>										
1C	(0,4)	0,4	1,0	1,4	1,6	(0,8)	0,1	0,7	1,1	1,4
2C	25,8	23,0	20,0	17,2	14,8	22,3	20,1	17,6	15,2	13,1
3C	52,8	41,6	32,3	25,1	19,6	44,3	35,3	27,5	21,4	16,7

Noty do tabeli "Zasoby Warunkowe":

1. Zasoby Warunkowe to te ilości ropy, które według szacunków na 31 grudnia 2017 r. mogą potencjalnie zostać pozyskane ze znanych akumulacji przy zastosowaniu istniejącej technologii lub postępu technicznego, ale które nie są aktualnie postrzegane jako nadające się do komercyjnego zagospodarowania ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań.
2. Nie ma pewności czy będzie można prowadzić opłacalną komercyjnie eksploatację jakiegokolwiek części zasobów warunkowych

**Szacunek obciążonej ryzykiem wartości bieżącej netto przyszłych przychodów netto dla zasobów warunkowych ma charakter wstępny i został zaprezentowany, aby ułatwić czytelnikowi wyrobienie sobie opinii na temat zasadności i prawdopodobieństwa realizacji przez spółkę niezbędnych inwestycji. Obejmuje on zasoby warunkowe, które uważa się za obciążone zbyt dużą niepewnością co do prawdopodobieństwa zagospodarowania, by można je było zaliczyć do rezerw. Nie ma pewności, że obciążona ryzykiem wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto zostanie zrealizowana.**

Dokładność szacunków dotyczących zasobów jest po części wypadkową jakości i ilości dostępnych danych oraz interpretacji i ocen inżynierskich i geologicznych. Inne czynniki klasyfikacji do zasobów mogą obejmować wymóg wykonania dodatkowych odwiertów rozpoznawczych, szczegółowe szacunki projektowe, krótkoterminowe plany zagospodarowania oraz potencjał produkcyjny odwiertów. Na wielkość szacowanych zasobów dodatni, potencjalnie istotny wpływ może mieć to, że dzięki dodatkowym odwiertom rozpoznawczym okaże się, iż obszar, jakość zbiornika i/lub jego miąższość przekracza obecne szacunki opracowane w oparciu o interpretację danych sejsmicznych i danych z odwiertów, bądź też że potencjał produkcyjny odwiertów w dłuższej perspektywie funkcjonowania pola jest większy od potencjału, na jaki wskazują wstępne testy na odwiertach i dane geofizyki otworowej. Na wielkość szacowanych zasobów ujemny, potencjalnie istotny wpływ może mieć to, że dzięki dodatkowym odwiertom rozpoznawczym okaże się, iż obszar, jakość zbiornika i/lub jego miąższość jest niższa niż obecne szacunki opracowane w oparciu o interpretację danych sejsmicznych i danych z odwiertów, bądź też że potencjał produkcyjny odwiertów w dłuższej perspektywie funkcjonowania pola jest niższy od potencjału, szacowanego na podstawie wstępnych testów na odwiertach i danych geofizyki otworowej.



### **Prognozowane ceny zastosowane w szacunkach**

Prognozowane ceny zostały podane przez RPS, która to spółka jest niezależnym kwalifikowanym ewaluatorem i audytorem rezerw. Założenia w zakresie prognozowanych cen przewidują, że utrzymane zostanie aktualnie obowiązujące prawo i przepisy oraz biorą pod uwagę inflację przy określaniu przyszłych kosztów działalności operacyjnej i inwestycji. Prognozy cen ropy dla Tunezji zostały oparte na skorelowaniu historycznych cen sprzedaży wydobytej ropy crude i gazu realizowanej przez Serinus z cenami ropy Brent i gazu ziemnego. . Dla ceny ropy tunezyjskiej zastosowano średnią różnicę minus 1,3 USD/bbl przy wyliczaniu ceny sprzedaży. Przyszłe rumuńskie ceny gazu zostały określone poprzez skorelowanie historycznych cen gazu w Europie i cen ropy Brent, a następnie odniesiono prognozy RPS z 1 stycznia 2018 r. do Brent Crude. Cena gazu została skalibrowana w odniesieniu do projektowanego kontraktu na sprzedaż gazu z Moftinu, zakładającego cenę 65,0 RON za MW-h. Uwzględniono wartość opałową gazu w sprzedaży na poziomie 1100 Btu/scf wg szacunków opartych na modelu symulacyjnym Serinus Energy.

### **Zastrzeżenie dotyczące informacji odnoszących się do przyszłości**

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym raporcie są stwierdzeniami odnoszącymi się do przyszłości. Wszystkie stwierdzenia poza stwierdzeniami dotyczącymi faktów historycznych stanowią stwierdzenia odnoszące się do przyszłości. Stwierdzenia odnoszące się do przyszłości oznaczone są poprzez użycie słów takich, jak „spodziewać się”, „sądzić”, „mógłby/mogłyby”, „szacować”, „oczekiwać”, „prognoza”, „dane orientacyjne”, „zamierzać”, „może”, „planować”, „przewidywać”, „prognozować”, „powinien/powinni/powinny”, „celować”, „będzie/będą” lub podobnych wyrażen sugerujących przyszłe wydarzenia. Takie stwierdzenia odnoszą się do przyszłych zdarzeń lub przyszłych planów, działalności operacyjnej i wyników Spółki, a także obejmują znane i nieznanne ryzyka, niepewności i inne czynniki, które mogą spowodować, iż faktyczne wyniki lub zdarzenia będą zasadniczo różnić się od przewidzianych w tych stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości. Zdaniem Spółki oczekiwania odzwierciedlone w tych stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, lecz nie można udzielić żadnego zapewnienia, że te oczekiwania okażą się prawdziwe, wobec czego nie należy nadmiernie polegać na stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości zawartych w niniejszym raporcie.

Stwierdzenia odnoszące się do „zasobów” uważa się za stwierdzenia dotyczące przyszłości, ponieważ obejmują pośrednią ocenę w oparciu o określone szacunki i założenia, w tym te, że z opisanych zasobów możliwe będzie prowadzenie opłacalnej produkcji w przyszłości.

W szczególności stwierdzenia odnoszące się do przyszłości zawarte w niniejszym raporcie dotyczą: planów w zakresie wierceń oraz ich harmonogramu; przewidywanych dat rozpoczęcia produkcji; kosztów wiercenia, uzbrojenia i instalacji; umów transportu i rynków dla ropy i/lub gazu ziemnego wydobywanego przez Spółkę; wydajności i parametrów aktywów naftowo-gazowych Spółki; wielkości rezerw i zasobów ropy i gazu ziemnego; planów inwestycji kapitałowych; skutków regulacji państwowych na działalność Spółki; możliwości prowadzenia działalności w ramach systemów regulacyjnych i prawa podatkowego.

Przy opracowywaniu informacji odnoszących się do przyszłości polega się na szeregu założeń i rozważa pewne ryzyka i niepewności; niektóre z nich dotyczą wyłącznie Spółki, zaś inne – do całej branży naftowo- gazowej.

Chociaż Spółka uważa, że założenia i oczekiwania odzwierciedlone w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, nie ma żadnej pewności, że takie założenia i oczekiwania okażą się zgodne z prawdą. Spółka nie może zagwarantować przyszłych wyników, progów działalności, dokonań czy osiągnięć. Dlatego też Spółka nie składa żadnego oświadczenia, że faktycznie osiągnięte wyniki będą w całości lub w części pokrywały się z wynikami przedstawionymi w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości. Czynniki i założenia, na podstawie których opracowano informacje odnoszące się do przyszłości, obejmują: prognozowane poziomy inwestycji kapitałowych Spółki; elastyczność planów wydatków kapitałowych i powiązanych źródeł finansowania; brak istotnych zmian w obecnym systemie fiskalnym i programie deregulacji cen gazu w Rumunii; wiedzę kadry kierowniczej Spółki przyczyniającą się do wzrostu wolumenów produkcji, sukcesu oraz przychodów Spółki; szacunki ilości ropy naftowej i gazu ziemnego z obszarów koncesyjnych i innych źródeł niesklasyfikowanych obecnie jako rezerwy potwierdzone; wpływ wzrostu konkurencji; zdolność partnerów do wypełnienia ich zobowiązań; zdolność Spółki do uzyskania dodatkowego finansowania na zadowalających warunkach; oraz zdolność Spółki do pozyskania i utrzymania wykwalifikowanych pracowników.

Niektóre rodzaje ryzyka oraz inne czynniki, z których część jest poza kontrolą Spółki, a w wyniku których osiągnięte wyniki mogą się w istotnym stopniu różnić od wielkości podanych w odnoszących się do przyszłości stwierdzeniach i informacjach, zawartych w niniejszym raporcie, obejmują między innymi: niewystarczający poziom przepływów środków pieniężnych i ograniczoną dostępność kapitału; możliwość przyszłego finansowania Spółki; wahania kursów wymiany walut i stóp procentowych; dostępność określonego sprzętu i usług oraz możliwość ich pozyskania przez Spółkę; ryzyko polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze w Rumunii; wczesny etap części działalności Spółki; ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą, zagospodarowaniem i eksploatacją posiadanych przez Spółkę aktywów; ryzyko kredytowe partnerów i kontrahentów; problemy geologiczne, techniczne,

dotyczące wierceń i przetwarzania, a także inne trudności w działalności produkcyjnej; ryzyko dotyczące realizacji oczekiwanych korzyści z działalności poszukiwawczej; skutki regulacji (także w zakresie ochrony środowiska) i zmian systemów regulacyjnych obowiązujących w Rumunii; skutek sankcji, w tym sankcji nałożonych przez Unię Europejską, rząd Kanady i rząd Stanów Zjednoczonych dla aktywów Spółki; ryzyko skutków zobowiązań do zrzeczenia się przewidzianych w warunkach umów o podziale wpływów z wydobywania zawieranych przez Spółkę oraz określonych przez regulatorów w Rumunii; niepewności dotyczące interpretacji i stosowania zagranicznych przepisów i regulacji; ogólne warunki ekonomiczne; zmienność cen ropy naftowej i gazu ziemnego na globalnych rynkach; zmienność geopolityczną w Rumunii; alternatywne rozwiązania i zmiany popytu na produkty ropopochodne; konkurencję w przemyśle naftowo-gazowym w zakresie, między innymi, kapitału, pozyskiwania rezerw, niezagospodarowanych terenów oraz wykwalifikowanego personelu; ryzyka związane ze środowiskiem oraz zagrożenia związane z sektorem naftowo-gazowym; ryzyko dla zdrowia i bezpieczeństwa; oraz niekorzystne warunki atmosferyczne w regionach, w których Spółka prowadzi działalność. Faktyczne wyniki i osiągnięcia Spółki mogą się istotnie różnić od wskazanych lub sugerowanych w takich stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości, w związku z czym nie ma żadnej gwarancji, że zdarzenia przewidziane w stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości nastąpią, a w przypadku gdy takie zdarzenia nastąpią – jakie korzyści uzyska dzięki nim Spółka. Odbiorca powinien być świadom, że nie powinien nadmiernie polegać na takich informacjach odnoszących się do przyszłości.

**Odbiorca niniejszego dokumentu powinien być świadom, że takie czynniki i ryzyka są trudne do przewidzenia, zaś założenia, z których skorzystano opracowując takie informacje, chociaż uznane są za wystarczająco dokładne w chwili opracowywania, mogą okazać się błędne. W związku z tym odbiorca powinien być świadom, że faktycznie osiągnięte wyniki będą różnić się od informacji przedstawionych w niniejszym dokumencie, przy czym takie różnice mogą być istotne. Ponadto odbiorca powinien być świadom, że powyższa lista czynników nie jest wyczerpująca. Przed oparciem się na stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości, odbiorca powinien starannie rozważyć wyżej wskazane czynniki i inne ryzyka, niepewności i potencjalne zmiany, które mogą prowadzić do istotnych różnic faktycznych wyników lub zdarzeń w porównaniu z przewidzianymi w takich stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości. Ponadto odnoszące się do przyszłości stwierdzenia zawarte w niniejszym raporcie zostały opracowane zgodnie ze stanem na dzień niniejszego sprawozdania. Spółka nie przyjmuje żadnego zobowiązania, z wyjątkiem przypadków, gdy wymagają tego mające zastosowanie przepisy dotyczące papierów wartościowych, w zakresie publicznej aktualizacji lub wprowadzania poprawek do jakichkolwiek zawartych tu stwierdzeń odnoszących się do przyszłości. Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia zawarte w niniejszym raporcie są przedstawione z wyraźnym zastrzeżeniem niniejszego ostrzeżenia.**

### **Prezentacja informacji o ropie naftowej i gazie**

Przedstawione w niniejszym raporcie szacunkowe dane dotyczące warunkowych zasobów i powiązanych z nimi przyszłych przychodów netto stanowią wyłącznie szacunki, przy czym nie ma żadnej gwarancji, iż szacunkowe zasoby warunkowe zostaną wydobyte. Faktyczne zasoby warunkowe oraz szacunkowa liczba potencjalnych niezagospodarowanych lokalizacji odwiertów, do których przypisano zasoby warunkowe, może być większa bądź mniejsza od szacunków przedstawionych w niniejszym raporcie, przy czym takie różnice mogą być istotne. Szacunkowy poziom przyszłych przychodów netto z poszczególnych koncesji może nie odpowiadać temu samemu poziomowi ufności, co szacunkowy poziom przyszłych przychodów netto dla wszystkich koncesji, co wynikać może z agregacji danych. Szacunkowy poziom wartości bieżącej netto przyszłych przychodów netto przypadających na warunkowe zasoby Spółki nie odpowiada godziwej wartości rynkowej, a jednocześnie nie ma pewności, że wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto zostanie zrealizowana. Nie ma żadnej gwarancji, że prognozowane ceny i założenia kosztowe zastosowane przez RPS przy szacowaniu zasobów warunkowych Spółki zostaną osiągnięte, przy czym takie różnice mogą być istotne. Nie ma żadnej pewności, że wydobyte zasoby warunkowych w jakiegokolwiek ich części będzie komercyjnie rentowne.

Zawarte w niniejszym raporcie informacje o zasobach należy czytać w powiązaniu z rocznym formularzem informacyjnym Spółki z dnia 29 marca 2018 za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2017 r. i dostępnym w systemie SEDAR, w którym przedstawiono istotne dodatkowe informacje dotyczące przeprowadzonej przez RPS niezależnej oceny zasobów warunkowych wraz z opisem i istotnymi informacjami na temat zastosowanej w niniejszym raporcie terminologii dotyczącej zasobów.

**SKRÓTY**

<b>Ropa naftowa i NGL/Gaz – ciecze</b>		<b>Gaz ziemny</b>	
Mbbl	tysiąc baryłek	MMscf	million standardowych stóp sześciennych

**PRZELICZENIA - WSPÓŁCZYNNIKI KONWERSJI**

<b>przy konwersji z</b>	<b>na</b>	<b>mnożyć przez</b>
bbl	metry sześcienne	0,159
Mcf	tys. metrów sześciennych	0,028

## **ZAŁĄCZNIK B**

### **FORMULARZ 51-101F2 – RAPORT NIEZALEŻNEGO EWALUATORA REZERW**



Suite 1400, 800 – 5th Avenue SW, Calgary Alberta Canada T2P 3T6  
T +1 403 265 7226 F +1 403 269 3175 W [rpsgroup.com/canada](http://rpsgroup.com/canada)

19 marca 2018 r.

Rada Dyrektorów  
Serinus Energy Inc.  
Suite 1170, 700 4th Avenue SW  
Calgary, AB  
Kanada  
T2P 3J4

**Dotyczy: Formularz 51-101F2, Raport nt. danych o rezerwach**

1. Dokonałiśmy oceny danych o tunezyjskich i rumuńskich rezerwach i zasobach warunkowych Serinus Energy Inc. (zwanej dalej „Spółką”), według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r. Dane o rezerwach są oszacowaniami rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych oraz związanych z nimi przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r., oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty. Dane o zasobach warunkowych to szacunki obarczone ryzykiem odnoszące się do wielkości zasobów warunkowych oraz powiązanej z nimi, obarczonej ryzykiem wartości bieżącej netto przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2017 r., oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty.
2. Odpowiedzialność za dane o rezerwach i zasobach warunkowych spoczywa na kierownictwie Spółki. Naszym zadaniem jest wyrażenie opinii na temat danych o rezerwach i zasobach warunkowych w oparciu o dokonaną przez nas ewaluację.
3. Nasza ocena została przeprowadzona zgodnie ze standardami zawartymi w dokumencie „Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu” (ang. *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) z późniejszymi zmianami (zwanym dalej „Wytycznymi COGEH”), opracowanym przez Stowarzyszenie Inżynierów Ewaluatorów Złóż Naftowych (ang. *Society of Petroleum Evaluation Engineers*) (sekcja w Calgary).
4. Standardy te wymagają, aby ewaluacja była przez nas zaplanowana i przeprowadzona w taki sposób, aby uzyskać wystarczającą pewność, że dane o rezerwach i zasobach warunkowych nie zawierają istotnych nieścisłości. Ocena obejmuje również sprawdzenie, czy dane o rezerwach i zasobach warunkowych są zgodne z zasadami i definicjami przedstawionymi w Wytycznych COGEH.
5. Poniższa tabela przedstawia szacowane przyszłe przychody netto (przed odliczeniem podatku dochodowego) przypisane rezerwom potwierdzonym i prawdopodobnym razem - oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty oraz obliczone przy zastosowaniu stopy dyskonta wynoszącej 10%, uwzględnione w danych o rezerwach Spółki, których oceny dokonałiśmy za rok zakończony 31 grudnia 2017 r. - a także wskazuje poszczególne części, które zostały przez nas ocenione i zreferowane kierownictwu oraz radzie dyrektorów Spółki:



Niezależny kwalifikowany ewaluator rezerw	Raport z Oceny wg stanu na	Lokalizacja rezerw	Wartość bieżąca netto (NPV) przyszłych przychodów netto przed podatkiem dochodowym		
			Rezerwy potwierdzone + prawdopodobne		
			w mln USD, stopa dyskonta 10%		
			Audyтовane	Ewaluowane	Poddane przeglądowi
RPS Energy Canada Ltd.	31 grudnia 2017 r.	Rumunia	\$ nd.	\$ 45,4	\$ nd.
RPS Energy Canada Ltd.	31 grudnia 2017 r.	Tunezja	\$ nd.	\$ 126,6	\$ nd.

6. Poniższa tabela przedstawia obciążoną ryzykiem wartość bieżącą netto przyszłych przychodów netto dla zasobów warunkowych (przed odliczeniem podatku dochodowego) przypisaną zasobom warunkowym 2C i reprezentującym podkategorię „Oczekujące na uzasadnienie zagospodarowania” (ang. *Development Pending*) - oszacowaną w oparciu o prognozowane ceny i koszty oraz obliczoną przy zastosowaniu stopy dyskonta wynoszącej 10%, co zostało uwzględnione w oświadczeniu Spółki przygotowanym zgodnie z formularzem 51-101F1 - oraz wskazuje poszczególne części w ramach danych nt. zasobów warunkowych, które zostały przez nas ocenione i zreferowane kierownictwu oraz radzie dyrektorów Spółki.

Klasyfikacja	Niezależny kwalifikowany ewaluator rezerw	Raportu z Oceny wg stanu na	Lokalizacja zasobów inna niż rezerw	Wartość bieżąca netto (NPV) przyszłych przychodów netto przed podatkiem dochodowym		
				Zasoby Warunkowe 2C		
				w mln USD, stopa dyskonta 10%		
				Audyтовane	Ewaluowane	Poddane przeglądowi
Zasoby Warunkowe (2C) podkategoria Development Pending	RPS Energy Canada Ltd.	31 grudnia 2017 r.	Rumunia	\$ nd.	\$ 20,5	\$ nd.
Zasoby Warunkowe (2C) podkategoria Development Pending	RPS Energy Canada Ltd.	31 grudnia 2017 r.	Tunezja	\$ nd.	(\$ 0,5)	\$ nd.



7. W naszej opinii dane o rezerwach i zasobach warunkowych, których ewaluacji dokonaliśmy, zostały pod wszystkimi istotnymi względami ustalone i podane zgodnie z Wytocznymi COGEH, stosowanymi w sposób ciągły. Nie wyrażamy opinii o danych o rezerwach i zasobach warunkowych, które zostały przez nas przejrzane, ale nie oszacowane.
8. Nie spoczywa na nas obowiązek aktualizacji naszych raportów, o których mowa w pkt 5 i 6, w celu uwzględnienia zdarzeń i okoliczności, które zaszły po dacie ich sporządzenia.
9. Ponieważ dane o rezerwach opierają się na subiektywnych ocenach dotyczących przyszłych zdarzeń, rzeczywiste wyniki podlegają zmianom, a zmiany te mogą być istotne.

Sporządzono w odniesieniu do powyższego sprawozdania:

**RPS Energy Canada Ltd.**

podpis „*Brian D. Weatherill*”

Brian D. Weatherill, P.Eng.

Pieczęć okrągła:

Professional Engineer Alberta  
(zawodowy inżynier)  
Brian D. Weatherill

Pieczęć kwadratowa:

Permit to practice (*pozwolenie na działalność*)  
RPS Energy Canada Ltd.  
Podpis  
Data: 2018 03-19  
Nr zezwolenia: P4348  
The Association of Professional Engineers,  
Geologists and Geophysicists of Alberta  
(*Stowarzyszenie Zawodowych Inżynierów,  
Geologów i Geofizyków Alberta*)



**ZAŁĄCZNIK C**

**FORMULARZ 51-101F3 – RAPORT KIEROWNICTWA NT. UJAWNIONYCH  
INFORMACJI DOT. ROPY I GAZU**



Załącznik C  
**FORMULARZ 51-101 F3**  
**RAPORT KIEROWNICTWA I RADY DYREKTORÓW**  
**NT. UJAWNIONYCH INFORMACJI**  
**DOTYCZĄCYCH ROPY NAFTOWEJ I GAZU**

Niniejszy formularz odnosi się do pkt. 3 ustęp 2.1 Zarządzenia Krajowego 51-101 (ang. *National Instrument 51-101*) „Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu” (ang. *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*) („**NI 51-101**”). Terminy zdefiniowane w NI 51-101 przyjmują w niniejszym formularzu takie samo znaczenie.

**Raport Kierownictwa i Rady Dyrektorów**  
**na temat danych o rezerwach oraz innych informacji**

Kierownictwo Serinus Energy Inc. (dalej „**Spółka**”) jest odpowiedzialne za sporządzenie i ujawnienie informacji dotyczących działalności Spółki związanej z ropą naftową i gazem, zgodnie z wymogami regulacji odnoszących się do papierów wartościowych. Informacje te obejmują dane o rezerwach oraz obejmują, o ile jest to ujęte w ujawnieniach oświadczenia wymaganego w pkt. 1 ustęp 2.1 Zarządzenia NI 51-101, inne informacje, takie jak dane dotyczące zasobów warunkowych i perspektywicznych.

Niezależny kwalifikowany ewaluator rezerw dokonał oszacowania i przeglądu danych o rezerwach Spółki i danych o jej zasobach. Raport niezależnego kwalifikowanego ewaluatora rezerw zostanie złożony organom regulującym obrót papierami wartościowymi wraz z niniejszym raportem.

Komitet ds. Rezerw Rady Dyrektorów Spółki przeprowadził:

- a) przegląd procedur Spółki służących przekazywaniu informacji niezależnemu kwalifikowanemu ewaluatorowi rezerw;
- b) spotkanie z kwalifikowanym ewaluatorem rezerw w celu ustalenia, czy zdolność niezależnego ewaluatora rezerw do wydania raportu bez zastrzeżeń nie podlegała żadnym ograniczeniom; oraz

- c) przegląd wspólnie z kierownictwem oraz niezależnym kwalifikowanym ewaluatorem rezerw danych o rezerwach i zasobach warunkowych.

Komitet ds. Rezerw Rady Dyrektorów Spółki dokonał przeglądu procedur Spółki służących gromadzeniu i sprawozdawczości innych informacji dotyczących działalności związanej z ropą naftową i gazem oraz dokonał ich przeglądu wraz z kierownictwem Spółki. Rada Dyrektorów zatwierdziła:

- (a) treść oraz przedłożenie organom regulującym obrót papierami wartościowymi formularza 51-101 F1 zawierającego dane o rezerwach, dane o zasobach warunkowych i inne informacje dotyczące działalności Spółki związanej z ropą naftową i gazem;
- (b) przedłożenie organom regulującym obrót papierami wartościowymi formularza 51-101 F2 stanowiącego sprawozdanie niezależnego kwalifikowanego ewaluatora rezerw nt. danych o rezerwach i zasobach warunkowych; oraz
- (c) treść oraz przedłożenie niniejszego raportu.

Ponieważ dane o rezerwach i zasobach warunkowych opierają się na subiektywnych ocenach dotyczących przyszłych zdarzeń, rzeczywiste wyniki mogą różnić się, a zmiany mogą być istotne.

„podpisano”	„podpisano”
Jeffrey Auld Dyrektor / Prezes i Dyrektor Generalny (CEO)	Tracy Heck Dyrektor Finansowy (CFO)
„podpisano”	„podpisano”
James (Jim) Causgrove Dyrektor, Przewodniczący Komitetu ds. Rezerw	Eleanor Barker Dyrektor, Członek Komitetu ds. Rezerw

19 marca 2018 r.