



**ZWERYFIKOWANY ROCZNY FORMULARZ INFORMACYJNY  
ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2015 ROKU**

**21 lutego 2017 r.**

## SPIS TREŚCI

INFORMACJE DLA ODBIORCÓW .....	IV
GLOSARIUSZ TERMINÓW .....	II
SKRÓTY .....	1
KONWERSJA MIAR .....	1
WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT.....	2
INFORMACJE ODNOSZĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI .....	2
STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI .....	6
INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI.....	8
DZIAŁALNOŚĆ W 2016 ROKU .....	12
OPIS DZIAŁALNOŚCI .....	13
GŁÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE.....	17
OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE .....	35
DYWIDENDA .....	36
OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ.....	36
RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH.....	38
WCZEŚNIEJSZE EMISJE .....	38
DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICTWA.....	39
INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU .....	43
CZYNNIKI RYZYKA .....	46
POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE .....	72
UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH.....	72
AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU .....	73
ISTOTNE UMOWY.....	73
NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW .....	74
INFORMACJA DODATKOWA .....	74
ZAŁĄCZNIK A:     FORMULARZ 51-101F1 – OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE	
ZAŁĄCZNIK A.1:   RAPORT NT. SZACUNKÓW ZASOBÓW PRZEZ NIEZALEŻNEGO KWALIFIKOWANEGO EWALUATORA REZERW	
ZAŁĄCZNIK B:     FORMULARZ 51-101F2 – RAPORT NIEZALEŻNEGO EKSPERTA Z OCENY REZERW	
ZAŁĄCZNIK C:     FORMULARZ 51-101F3 – RAPORT KIEROWNICTWA NT. UJAWNIONYCH INFORMACJI DOT. ROPY I GAZU	
ZAŁĄCZNIK D:     ZAKRES KOMPETENCJI KOMITETU AUDYTU	

## INFORMACJE DLA ODBIORCÓW

Niniejsza Informacja uzupełnia Zweryfikowany Roczny Formularz Informacyjny spółki Serinus Energy Inc. (dalej „Spółka”, „Serinus” lub „SEN”) z dnia 21 lutego 2017 r. za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015 r. (dalej „Zweryfikowany RFI”). Zweryfikowany RFI zastępuje Roczny Formularz Informacyjny Spółki z dnia 30 marca 2016 r. za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015 r. złożony w systemie SEDAR dnia 30 marca 2016 r. (dalej „Pierwotny RFI”).

Zweryfikowany RFI poddano weryfikacji w celu uzupełnienia pewnych ujawnień dotyczących danych spółki Serinus o zasobach warunkowych, przedstawionych w Załączniku A do Pierwotnego RFI, w tym usunięcie „Formularza 51-101F1” z zestawienia zasobów warunkowych ropy i gazu obciążonych ryzykiem na dzień 31 grudnia 2015 r. wraz z zastosowaniem prognoz dotyczących cen i kosztów na stronie 20 Załącznika A do Pierwotnego RFI (obecnie zestawienie to figuruje na stronie 3 Załącznika A.1 do Zweryfikowanego RFI), uzupełnienie o obowiązkowe stwierdzenia ostrzegawcze, prognozowane ceny zastosowane w oszacowaniu danych o zasobach warunkowych, poziom ryzyka i niepewności związany z wydobywaniem warunkowych zasobów, istotne pozytywne i negatywne czynniki mające wpływ na szacunki, opis odpowiedniego projektu bądź projektów, w tym szacunkowe łączne koszty niezbędne dla potrzeb uruchomienia produkcji na poziomie komercyjnym, ogólny harmonogram projektu, w tym szacunkowy termin uruchomienia produkcji na poziomie komercyjnym, metodologia wydobywania oraz wskazanie, czy projekt opiera się na studium koncepcyjnym lub studium poprzedzającym zagospodarowanie zasobów, a także szczegółowe uwarunkowania uniemożliwiające zaklasyfikowanie zasobów warunkowych do rezerw. Ponadto w Zweryfikowanym RFI sprecyzowano status pola Zinnia po jego ostatniej ocenie przeprowadzonej w 2013 r. przez niezależny kwalifikowany podmiot odpowiedzialny w imieniu Spółki za ocenę rezerw i audyt.

Ponadto Zweryfikowany RFI poddano weryfikacji w celu uwzględnienia w Załączniku A.1 do Zweryfikowanego RFI ujawnień w zakresie zasobów warunkowych dla 60% udziałów operacyjnych w Koncesji Satu Mare w Rumunii. Ujawnione w Załączniku A do Pierwotnego RFI zasoby warunkowe obejmowały zarówno uwzględnienie przysługujących Spółce 60% udziałów operacyjnych w Koncesji Satu Mare, jak i pozostałe 40% udziałów operacyjnych, w zakresie których Spółka zawarła Umowę o Odstąpieniu i Powierzeniu przewidującą przejściowe przeniesienie 40% udziałów operacyjnych na rzecz Spółki. Wyżej wspomniana Umowa o Odstąpieniu i Powierzeniu została już unieważniona.

W Zweryfikowanym RFI skorygowano również następujące błędy: (i) odniesienia do grup produktów skreślonych w ramach zmian do Zarządzenia Krajowego 51-101 – Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego („NI 51-101”), które weszły w życie z dniem 1 lipca 2015 r., zastąpiono odpowiednimi typami produktów zgodnie z NI 51-101, (ii) dodano ujawnienia dotyczące wartości potwierdzonych niezagospodarowanych rezerw i prawdopodobnych niezagospodarowanych rezerw, które po raz pierwszy przypisano do poszczególnych typów produktów w każdym z ostatnich trzech lat obrotowych, a także (iii) w całym dokumencie usunięto odniesienia do „zasobów możliwych”, gdyż nie ujawniono żadnych zasobów możliwych.

Poza pozycjami wyraźnie wskazanymi powyżej, w Zweryfikowanym RFI nie poddano aktualizacji ani przekształceniu żadnych informacji z Pierwotnego RFI ani też nie uwzględniono żadnych zdarzeń po dacie Pierwotnego RFI.

## GLOSARIUSZ TERMINÓW

Wszystkie terminy pisane wielką literą, które występują w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („RFI”) i nie zostały inaczej zdefiniowane w tekście, mają znaczenie określone poniżej. Informacje zawarte w RFI dotyczą stanu na dzień 31 grudnia 2015 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;

„**Nabycie AED SEA**” oznacza nabycie przez Serinus Holdings wszystkich akcji AED SEA z dniem 5 grudnia 2011 roku;

„**Blok 9**” oznacza Blok 9 w Syrii;

„**Wspólna Umowa Operacyjna dotycząca Bloku 9**” oznacza wspólną umowę operacyjną z dnia 1 września 2010 roku dotyczącą Bloku 9 w Syrii zawartą pomiędzy Loon Latakia, MENA Syria a Ninnox;

„**Umowa Operacyjna dotycząca Bloku L**” oznacza umowę operacyjną dotyczącą Bloku L z dnia 28 sierpnia 2006 roku zawartą pomiędzy Kulczyk Oil Brunei a QAF;

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

„**Aktywa w Brunei**” oznaczają prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego z Bloku L w Brunei, zgodnie z postanowieniami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei;

„**Blok L w Brunei**” lub „**Blok L**” oznacza obszar będący przedmiotem Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei;

„**Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei**” oznacza umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, opisaną w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Brunei*”;

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

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

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

„**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;

„**Cub Energy**” oznacza Cub Energy Inc. (poprzednio 3P Energy International Energy Corp.), spółkę publiczną notowaną na TSX-V;

„**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, inżynieryjnym, 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”*;

„**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 Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières, państwowe narodowe przedsiębiorstwo naftowe w Tunezji;

„**Gastek**” oznacza Gastek LLC, niepubliczną spółkę na prawie stanu Kalifornia, posiadającą 30% udziałów spółki KUBGAS Holdings i będącą podmiotem w 100% zależnym od Cub Energy;

„**GPC**” oznacza General Petroleum Corporation, następcę SPC;

„**MFW**” oznacza Międzynarodowy Fundusz Walutowy;

„**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;

„**Pożyczka KI**” oznacza dłużne finansowanie w wysokości 12,0 mln USD udzielone Serinus przez KI zgodnie z Umową Pożyczki KI;

„**Umowa Pożyczki KI**” oznacza zmienioną i przekształconą umowę pożyczki z dnia 11 grudnia 2012 roku, zgodnie z którą KI udzielił Serinus Pożyczkę KI;

„**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;

„**KUB-Gas Borova**” oznacza KUB-Gas Borova LLC, spółkę na prawie państwa Ukraina, będącą podmiotem w 99% zależnym od KUB-Gas LLC, w którym Spółka posiadała pośrednio 70% udziałów;

„**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 należy 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;

„**MENA**” oznacza MENA Hydrocarbons Inc., spółkę publiczną notowaną na TSX-V;

„**MENA Syria**” oznacza MENA Hydrocarbons (Syria) Inc., podmiot zależny MENA;

„**Naftogaz**” oznacza NAK Naftohaz Ukrainy, przedsiębiorstwo państwowe podlegające Ministerstwu Paliw i Energii Ukrainy;

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

„**NERCU**” oznacza Krajową Komisję Regulacji Elektroenergetyki Ukrainy, organ administracji odpowiedzialny za regulację cen gazu i energii elektrycznej na Ukrainie;

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

„**Ninox**” oznacza Ninox Energy Pte Ptd. (poprzednio Triton Petroleum Pte Ltd.), niepubliczną spółkę australijską, w której Serinus Holdings posiada udziały mniejszościowe;

„**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;

„**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 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 - Rumunia*”;

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

„**Raport RPS**” oznacza raport RPS sporządzony wg stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku i datowany na 14 marca 2016 roku, dotyczący oszacowania przez tę firmę rezerw w aktywach Spółki w Tunezji i na Ukrainie;

„**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”;

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

„**Umowa Farm Out Satu Mare**” lub „**SMFA**” oznacza umowę zawartą pomiędzy Rompetrol S.A. 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. Zobacz punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia – Istotne umowy*”.

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

„**SHA**” oznacza umowę akcjonariuszy z dnia 10 listopada 2009 roku, ze zmianami, zawartą przez Serinus Holdings, Gastek oraz KUBGAS Holdings, regulującą ich wzajemne stosunki jako akcjonariuszy spółki KUBGAS Holdings;

„**SPC**” oznacza Syrian Petroleum Company, podmiot prawny utworzony na mocy Dekretu nr 9 z 1974 roku Rządu Syryjskiej Republiki Arabskiej, zarejestrowany w Damaszku, Syria;

„**Aktywa w Syrii**” oznaczają prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego w Bloku 9 w Syrii, zgodnie z postanowieniami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii;

„**Blok 9 w Syrii**” oznacza obszar będący przedmiotem Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii;

„**Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii**” oznacza umowę dotyczącą prac poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobycia w zakresie ropy naftowej, zgodnie z którą Spółka ma prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej lub gazu ziemnego w Bloku 9 w Syrii, opisaną w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Syria*”;

„**TIG**” oznacza łącznie spółki TGEM Asia LP, Tiedemann Global Emerging Markets LP oraz Tiedemann Global Emerging Markets QP LP, z których każda jest spółką komandytową zarejestrowaną na Kajmanach;

„**Skrypt Dłużny TIG**” – jego znaczenie opisane jest w punkcie „*Udział kierownictwa i innych osób w istotnych transakcjach - Obligacje TIG i Zamienny Skrypt Dłużny TIG*”;

„**Obligacje TIG**” oznaczają zamiennie niezabezpieczone obligacje, uprzednio wyemitowane przez Triton i znajdujące się w posiadaniu TIG;

„**Triton**” oznacza Triton Hydrocarbons Pty Ltd., niepubliczną spółkę australijską, której cały kapitał akcyjny nabył Serinus Holdings w ramach Nabycia Triton, opisanego w punkcie „*Informacje ogólne o rozwoju działalności*”;

„**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 wydobywania w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie koncesji Sabria, Sanrhar, Zinnia, Ech Chouech i Chouech Es Saïda, których operatorem jest Winstar Tunezja;

„**UAH**” oznacza ukraińską hrywnę, urzędową walutę Ukrainy;

„**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;

„**USD**” oznacza dolara amerykańskiego, urzędową walutę Stanów Zjednoczonych Ameryki;

„**Udział w prawie użytkowania górniczego**” (lub udział operacyjny) 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 wydobywaniu węglowodorów (przed opłatami eksploatacyjnymi) z takich Koncesji bądź udział takiego podmiotu w wielkości rezerw węglowodorów (również przed opłatami eksploatacyjnymi), 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;

„**Winstar Węgry**” oznacza Winstar Magyarorszag Kft, spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Węgier, której 99,8% należy do Winstar Holandia, a 0,2% należy do Winstar Tunezja;

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

„**Winstar Rumunia**” oznacza 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.



## SKRÓTY

Ropa i kondensat		Gaz ziemny	
bbl	baryłka	Mcf	tysiąc stóp sześciennych
bbl/d	baryłek dziennie	MMcf	milion stóp sześciennych
Mbbl	tysiąc baryłek	Bcf	miliard stóp sześciennych
boe/d	baryłka ropy naftowej dziennie	Mcf/d	tysiąc stóp sześciennych dziennie
boe	baryłka ekwiwalentu gazu ziemnego i ropy naftowej, o ile nie wskazano inaczej	MMcf/d	milion stóp sześciennych dziennie
		GJ	gigadzule
Mboe	tysiąc boe	Tcf	trylion stóp sześciennych
MMboe	milion boe		
NGL	ciekle frakcje gazu ziemnego/kondensat	Mcfe	tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu gazu ziemnego
MMBtu	milion BTU ( <i>British Thermal Units</i> (brytyjska jednostka ciepła))	kPa	kilopaskale – jednostka ciśnienia
Stb	baryłki w warunkach powierzchniowych	psi	funt na cal kwadratowy – jednostka ciśnienia
Mstb	tysiąc baryłek w warunkach powierzchniowych	Mcm	tysiąc metrów sześciennych

Informacje dotyczące produkcji są zazwyczaj podawane w jednostkach baryłek ekwiwalentu ropy naftowej lub ekwiwalentu gazu ziemnego. Jednakże, określenie boe lub Mcfe może być mylące, szczególnie jeżeli występuje samodzielnie. Współczynnik konwersji boe, gdzie 6 Mcf odpowiada 1bbl, lub współczynnik konwersji Mcfe, gdzie 1 bbl odpowiada 6 Mcf, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.

## KONWERSJA MIAR

Konwersja z	Na	Mnożyć przez
stopy	metry	0,305
metry	stopy	3,281
mile	kilometry	1,609
kilometry	mile	0,621
akry	hektary	0,405
hektary	akry	2,471
kilogramy	funty	2,205
funty	kilogramy	0,454
Mcf	tysiące metrów sześciennych	0,028
tysiące metrów sześciennych	Mcf	35,494
bbl	metry sześciennie	0,159
metry sześciennie	bbl	6,29
psi	kilopaskale	6,895
kilopaskale	psi	0,145

## 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, zaś „UAH” - do ukraińskiej hrywny.

	Kurs <b>dolara kanadyjskiego</b> (CAD) do 1,00 USD	Kurs <b>polskiego złotego</b> (PLN) do 1,00 USD	Kurs <b>ukraińskiej hrywny</b> (UAH) do 1,00 USD
<b>2013:</b>			
Na koniec roku	1,0636	3,0120	8,1508
Średni	1,0299	3,1615	8,1196
Roczny najwyższy	0,9815	3,3724	8,0240
Roczny najniższy	1,0737	3,0105	8,1541
<b>2014</b>			
Na koniec roku	1,1621	3,5423	15,8200
Średni	1,0992	3,1397	11,6800
Roczny najwyższy	1,1669	3,6010	8,1710
Roczny najniższy	1,0429	3,0021	15,9100
<b>2015</b>			
Na koniec roku	1,3837	3,9246	24,1019
Średni	1,2769	3,7675	21,9262
Roczny najwyższy	1,1610	3,5273	15,8050
Roczny najniższy	1,3961	4,0404	33,7500

Źródło: 2013: Bank of Canada ([www.bankofcanada.ca](http://www.bankofcanada.ca)), Narodowy Bank Polski ([www.nbp.pl](http://www.nbp.pl)) i Narodowy Bank Ukrainy ([www.bank.gov.ua](http://www.bank.gov.ua))  
2014-2015: Bloomberg

## INFORMACJE ODNOŚĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („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.

Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia i informacje zawarte w niniejszym RFI 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;
- 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 przeszłości, 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:

- 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.

## 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.”.

Pod koniec czerwca 2013 roku akcje zwykłe Spółki były notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto pod nazwą skröconą „SEN”, zaś nazwę skröconą na GPW zmieniono na „SEN”.

Na walnym zgromadzeniu Spółki za 2013 rok, które odbyło się w dniu 14 maja 2014 roku, 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. Ponadto TSX może od czasu do czasu wprowadzać zmiany do swoich regulaminów zapewniających taką ochronę akcjonariuszy, co może powodować niezgodność postanowień Regulaminu z regulaminami obowiązującymi na TSX.

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.

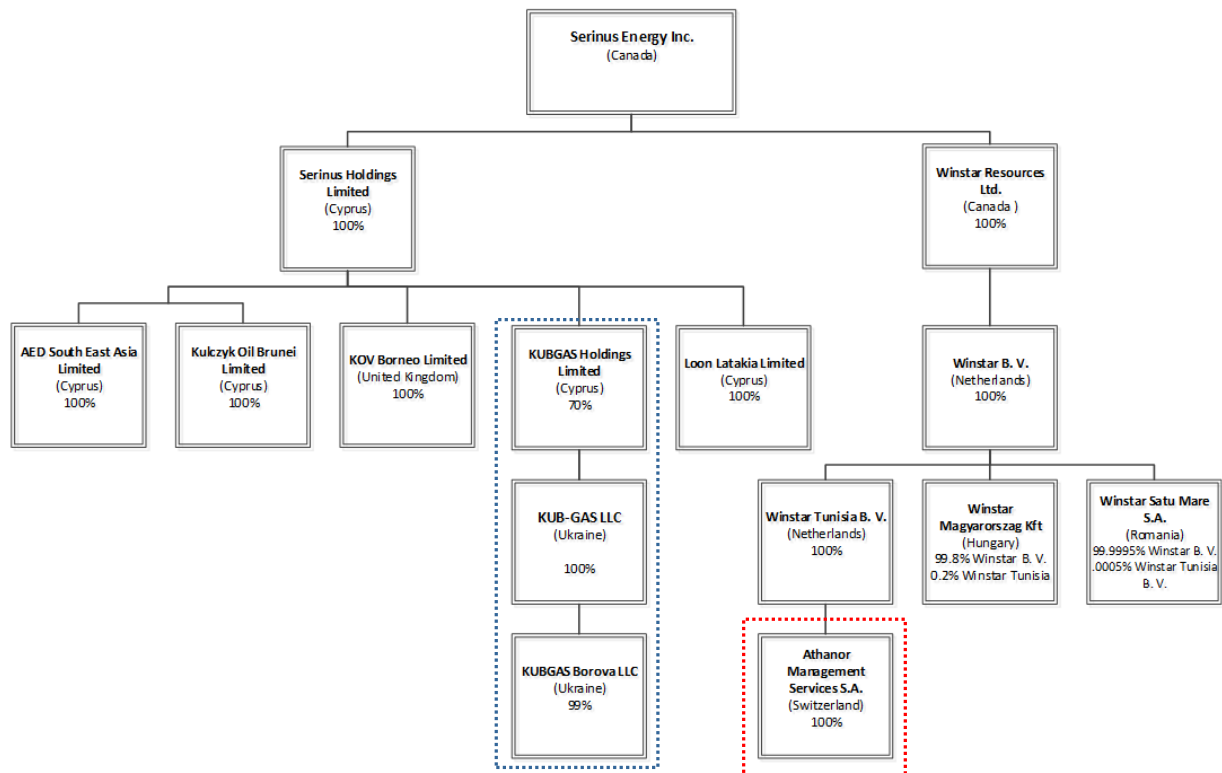
### Powiązania podmiotów w ramach Grupy

Serinus posiada dwie spółki bezpośrednio zależne (w 100%) – Serinus Holdings i Winstar.

Z kolei Serinus Holdings na 31 grudnia 2015 r. posiadała cztery istotne spółki bezpośrednio zależne (w 100%) – KOV Borneo, Kulczyk Oil Brunei, Loon Latakia and AED SEA, oraz jedną spółkę zależną w 70% - KUBGAS Holdings, która jest właścicielem 100% akcji KUB-Gas. Po tym czasie, Spółka dokonała sprzedaży swoich udziałów w KUBGAS Holdings na początku lutego 2016 r. Więcej informacji na ten temat znajduje się w części pt. „Informacje ogólne o rozwoju działalności - Sprzedaż Aktywów na Ukrainie” oraz „Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina”.

Winstar posiada jedną spółkę bezpośrednio zależną, Winstar B.V., która z kolei jest właścicielem 100% Winstar Tunezja, 99,8% Winstar Węgry i 99,9995% Winstar Rumunia. Winstar Tunezja posiada pozostałe 0,2% Winstar Węgry i 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 2015 r. są wskazane w nawiasach pod jej nazwą.



..... podmioty sprzedane po 31 grudnia 2015 r.  
 ..... spółka zlikwidowana po 31 grudnia 2015 r.

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 20% skonsolidowanych aktywów Spółki lub całkowitej skonsolidowanej sprzedaży i przychodów według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku oraz za rok upływający tego dnia.

## INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI

Serinus Energy, kanadyjska spółka i producent ropy naftowej i gazu ziemnego, posiada 100% Winstar, operatora Aktywów w Tunezji i Aktywów w Rumunii. Według stanu na 31 grudnia 2015 r. Spółka również posiadała (pośrednio) 70% KUB-Gas, operatora Koncesji na Ukrainie i znajdujących się na ich terenie pól gazowych. Na początku lutego 2016 r. Serinus zamknął transakcję sprzedaży wszystkich posiadanych przez Spółkę akcji spółki KUBGAS Holdings Limited na rzecz Resano, tym samym zbywając wszystkie swoje udziały na Ukrainie i Aktywa na Ukrainie. Serinus posiada również 90% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei oraz 50% udziałów w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. W 2015 roku średnie wydobycie na Ukrainie przypadające na Spółkę w ramach z udziału w prawie użytkowania górniczego wynosiło 16,2 MMcf/d i 60 bbl/d. Średnie wydobycie z Aktywów w Tunezji przypadające na udział w prawie użytkowania górniczego wynosił w 2015 roku 1.055 bbl/d i 1,8 MMcf/d. Z Aktywów w Rumunii, Bloku L w Brunei i Bloku 9 w Syrii w 2015 roku nie prowadzono wydobycia.

W świetle niepewnego statusu Bloku L w Brunei i Bloku 9 w Syrii, Spółka dokonała pełnego odpisu z tytułu utraty wartości obu tych aktywów, które obecnie uważa się za nieistotne aktywa. Na terenie obu tych bloków nie prowadzono w 2015 roku żadnej działalności, podobnie też nie przewiduje się żadnej dalszej działalności w najbliższej przyszłości.

W lipcu 2012 roku Spółka działając jako operator Bloku 9 w Syrii ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Chociaż obecny okres prac poszukiwawczych przedłuża się o czas występowania siły wyższej, został on już wcześniej przedłużony pod warunkiem odnowienia gwarancji bankowej, której Spółka nie mogła uzyskać w związku z międzynarodowymi sankcjami. W związku z tym przedłużenie może nie być wykonalne, zaś Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii może wygasnąć.

W Brunei wykonane pod koniec 2013 roku odwierty Luba-1 i Lukut Updip-1 stanowiły wypełnienie wszystkich pozostałych zobowiązań do wykonania prac w ramach Etapu 2, zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. Na terenie Bloku L w Brunei nie planuje się dalszej działalności, zaś kierownictwo dąży do zbycia tej koncesji. W przypadku, gdy dalsza działalność nie zostanie podjęta, istnieje możliwość wygaśnięcia Bloku L w Brunei.

### Trzyletnia historia Spółki

Poniższej 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 zostaną na sfinansowanie rozwoju Koncesji na Ukrainie. Finansowanie Kredytu EBOR na Ukrainie jest oprocentowane według stopy zmiennej, której maksymalny poziom wynosi 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. Spółka Serinus, jako pośrednio większościowy akcjonariusz KUB-Gas, udzieliła gwarancji na zabezpieczenie pozostałej do spłaty kwoty Kredytu EBOR na Ukrainie. Spłata Kredytu EBOR na Ukrainie przewidywana jest w trzynastu równych ratach półrocznych, poczynając od spłaty w wysokości 1,8 mln USD w lipcu 2012 roku. Na dzień 31 grudnia 2012 roku wykorzystano całą pierwszą transzę w kwocie 23,0 mln USD. 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, nastąpiły odpowiednio w dniu 15 lipca 2013 r., 15 stycznia 2014 r., 15 lipca 2014 r., 26 grudnia 2014 r. i 15 lipca 2015 r. Na dzień 31 grudnia 2015 roku pozostały do spłaty kapitał wynosił 0,6 mln USD. Po zakończeniu roku 2015 KUB-Gas dokonał ostatecznej spłaty Kredytu EBOR na Ukrainie i nie pozostała już żadna kwota do spłaty.



### *Pożyczka KI*

W dniu 22 czerwca 2012 roku Spółka sfinalizowała z KI porozumienie w sprawie udzielenia Serinus finansowania w kwocie do 12,0 mln USD („**Pożyczka KI**”) w celu sfinansowania bieżącego zapotrzebowania Serinus na kapitał obrotowy. KI zobowiązała się udzielić finansowania w formie pożyczki na rzecz Serinus w kwocie kapitału do 12,0 mln USD. Odsetki płatne były według oprocentowania 15,0% rocznie, a Serinus mógł w każdej chwili dokonać wcześniejszej spłaty całości lub części pożyczki.

Umowa pożyczki została zmieniona („**Umowa Pożyczki KI**”) przez Spółkę i KI z dniem 11 grudnia 2012 roku, między innymi przedłużono termin pożyczki o jeden rok z 31 grudnia 2012 roku do 31 grudnia 2013 roku oraz zapisano, że należności z tytułu pożyczki będą zamienne na Akcje Sprzed Scalenia. Umowa Pożyczki KI przewidywała, że Serinus dołoży wszelkich możliwych starań w celu przeprowadzenia pierwszej oferty publicznej (zgodnie z definicją tego terminu w Umowie Pożyczki KI) nie później niż do 31 grudnia 2013 roku. W przypadku pierwszej oferty publicznej, Umowa Pożyczki KI przewidywała automatyczną zamianę niespłaconego kapitału Pożyczki KI wraz z naliczonymi od niego i niezapłaconymi odsetkami oraz wszelkimi innymi opłatami i kosztami należnymi KI od Serinus w związku z Pożyczką KI. W dniu 24 czerwca 2013 roku kapitał Pożyczki KI i naliczone odsetki w kwocie 13,4 mln USD zamieniono na 3.183.268 Akcji Zwykłych zgodnie z Umową Pożyczki KI i Przekształceniem z 2013 roku w oparciu o cenę 4,20 USD za Akcję Zwykłą.

### *Nabycie Winstar Resources*

W dniu 24 czerwca 2013 roku Spółka sfinalizowała nabycie Winstar zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, zwiększając swoje wydobycie o ok. 1.500 boe/d. Na dzień Przekształcenia z 2013 roku Winstar posiadała różne udziały w pięciu koncesjach w Tunezji, 60% udziału w jednej koncesji w Rumunii oraz udział w mniejszej koncesji w prowincji Alberta w Kanadzie. W związku z finalizacją Przekształcenia z 2013 roku, Spółka dokonała zmiany firmy z „Kulczyk Oil Ventures Inc.” na „Serinus Energy Inc.” oraz przeprowadziła scalenie swoich akcji zwykłych wg parytetu jedna Akcja Zwykła za każde dziesięć Akcji Sprzed Scalenia. Zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, akcjonariusze Winstar za każdą posiadaną akcję otrzymali 7,555 Akcji Sprzed Scalenia lub 2,50 CAD w gotówce z zastrzeżeniem maksymalnego poziomu 35 mln CAD w gotówce, przy czym wkład pieniężny zapewniła KI. W związku z wyborem maksymalnego wynagrodzenia w gotówce, KI nabyła w ramach transakcji 14.000.000 akcji Winstar, które następnie zamieniono na Akcje Zwykłe Spółki zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, z czego 10.577.00 Akcji Zwykłych wyemitowano na rzecz KI. Łącznie na rzecz akcjonariuszy Winstar, którzy dokonali wyboru Akcji Zwykłych, wyemitowano 16.675.500 Akcji Zwykłych Spółki, przy czym w ramach wynagrodzenia za nabycie Winstar wyemitowano łącznie 27.252.500 Akcji Zwykłych. Po finalizacji Przekształcenia z 2013 roku istniało łącznie 78.644.441 Akcji Zwykłych Spółki. Nowe Akcje Zwykłe wyemitowane w ramach nabycia Winstar znajdują się w wolnym obrocie na TSX i na GPW.

Szczegółowe informacje na temat nabytych aktywów – zobacz punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja*” i „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*” oraz „*Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie*”.

### *Notowanie na TSX*

W dniu 27 czerwca 2013 roku rozpoczął się obrót Akcjami Zwykłymi Spółki na Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto pod symbolem „SEN”. Akcje Zwykłe są nadal notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, aktualnie pod symbolem „SEN”.

### *Notowanie nowych akcji na GPW*

Akcje Zwykłe wyemitowane w ramach nabycia Winstar, po spełnieniu wymogów złożonego procesu aplikacyjnego nałożonego przez polskich regulatorów, wprowadzono z dniem 27 października 2014 roku do obrotu na GPW.

### *Strategiczne relacje z Dutco i Pożyczka Dutco*

W lipcu 2013 roku Serinus i Dutco ogłosiły sformalizowanie relacji strategicznych. W ramach nowych relacji strategicznych oraz zgodnie z różnymi umowami zawartymi pomiędzy Serinus, KOV Brunei i Dutco:

- Serinus przyznała Dutco opcję nabycia pomiędzy 5% a 15% udziałów w poszukiwawczym Bloku L w Brunei („**Opcja w Brunei**”) za cenę 1 mln USD za każdy punkt procentowy udziałów nabywanych przez Dutco. W przypadku, gdy na mocy Pożyczki Dutco po stronie Serinus znajdują się nieuregulowane płatności na rzecz Dutco, wówczas Dutco może zdecydować o potrąceniu ceny Opcji w Brunei z kwoty powyższych należności. Prawo do nabycia udziałów przysługuje w terminie 31 dni od daty publikacji wyników testów przeprowadzonych w odwiercie próbnym na terenie Bloku L w Brunei. Dutco nie zdecydowała o wykonaniu tego prawa, w związku z czym Opcja w Brunei wygasła zgodnie z warunkami umowy;
- Serinus przyznała Dutco prawo konwersji zadłużenia Serinus z tytułu nowej Pożyczki Dutco do kwoty 5 mln USD na Akcje Zwykłe po cenie zależnej od kursu rynkowego Akcji Zwykłych na giełdzie TSX („Prawo Konwersji Dutco”); oraz
- Serinus i Dutco uzgodniły wspólne analizowanie w okresie jednego roku począwszy od dnia 17 lipca 2013 roku. możliwości współpracy w ramach inwestycji naftowych i gazowych w Tunezji.

W ramach transakcji Spółka jako pożyczkobiorca, Dutco jako pożyczkodawca i KOV Brunei zawarły umowę Pożyczki Dutco, zgodnie z którą Spółka mogła pożyczyć do 15 mln USD na finansowanie odwiertów w Brunei. Pożyczkę Dutco udzielono na okres 12 miesięcy. Oprocentowanie Pożyczki wynosiło 12% rocznie od wypłaconych kwot. Odsetki były płatne miesięcznie. Dutco miała prawo do dokonania konwersji zadłużenia z tytułu Pożyczki Dutco do kwoty 5 mln USD (do 15 mln USD w przypadku naruszenia obowiązków wynikających z pożyczki) na Akcje Zwykłe za zgodą TSX. Pożyczkę można było zamienić na Akcje Zwykłe w oparciu o kurs giełdowy akcji Spółki na TSX w momencie konwersji. Zgodnie z warunkami pożyczki, Serinus zobowiązana była utrzymać wskaźnik skonsolidowanych aktywów krótkoterminowych do skonsolidowanych zobowiązań krótkoterminowych na poziomie co najmniej 1:1 z wyłączeniem pewnych pozycji nieoperacyjnych, zobowiązań lub należności z tytułu podatku.

Pożyczka Dutco została w pełni spłacona w 2014 roku, w dwóch ratach na łączną kwotę 7 mln USD w II kwartale, a pozostała kwota 8 mln USD - w III kwartale. W Tunezji nie dokonano przewidzianych w umowie o relacjach strategicznych dalszych inwestycji w wydobywanie ropy naftowej i gazu.

### *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 mają być wykorzystane w celu finansowania programu nakładów kapitałowych planowanych w zakresie pól 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 i może on być wykorzystany 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 zostanie spłacony w 12 równych półrocznych ratach począwszy od pierwszego roku okresu kredytowania. Druga transza Kredytu Głównego będzie 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. Odsetki płatne są według zmiennej stopy równej stopie procentowej na londyńskim rynku międzybankowym powiększonej o wielkość procentową obliczoną na podstawie łącznych przychodów netto z aktywów w Tunezji, ale nie mniej niż 8% rocznie i nie więcej niż 17% rocznie. 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 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. 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 są 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 przyznana część drugiej transzy Kredytu Głównego w ramach Kredytu EBOR w Tunezji obniżono z poziomu 20 mln USD to 8,72 mln USD. Nadwyżka środków z przepływów pieniężnych z Tunezji mogła być wykorzystywana na wcześniejszą spłatę Kredytu EBOR w Rumunii, co omówiono w poniżej w rozdziale „Trzyletnia historia Spółki – Kredyt EBOR – Rumunia”.

Ostatnia wypłata 5 mln USD Kredytu Zamiennego została dokonana w I kw. 2015 r. i Spółka dokonała ciągnięcia dodatkowych 5 mln USD drugiej transzy Kredytu Głównego w III kw. 2015 r. Na 31 grudnia 2015 r. kwoty należne wynosiły 21,1 mln USD oraz 21,9 mln USD odpowiednio dla Kredytu Głównego i Kredytu Zamiennego.

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.

#### *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 kwotę Kredytu EBOR w Rumunii - 11,28 mln USD została pociągnięta przez Spółkę w I kw. 2015 r.

Umowa przewidywała również możliwość wcześniejszej spłaty kapitału. W przypadku gdy Spółka byłaby w stanie dokonać przewalutowania i transferu środków pieniężnych z Ukrainy, utrzymywanych w UAH, środki takie służyć miały do wcześniejszej spłaty Kredytu w Rumunii zgodnie z poniższym harmonogramem spłat:

<b>Próg</b>	<b>Kwota służąca do wcześniejszej spłaty</b>
Do równowartości 50 mln UAH	100%
Następnie aż do wcześniejszej spłaty 50% Kredytu EBOR w Rumunii	70%
Następnie aż do wcześniejszej spłaty 70% Kredytu EBOR w Rumunii	50%
Następnie aż do pełnej wcześniejszej spłaty Kredytu EBOR w Rumunii	30%

Spółka mogła również wykorzystać 40% swojej Nadwyżki Środków Pieniężnych z Tunezji w celu dokonania wcześniejszej spłaty Kredytu w Rumunii, zaś po jego spłacie Nadwyżka Środków Pieniężnych posłuży do spłaty pozostałej części kredytu EBOR w Tunezji. Nadwyżka Środków Pieniężnych określona jest jako Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Operacyjnej spółki zależnej Serinus w Tunezji pomniejszone o koszty obsługi zadłużenia wynikające z całego głównego zadłużenia związanego z aktywami w Tunezji oraz zadłużenia w Rumunii, pomniejszone o nakłady kapitałowe, powiększone o ewentualne nowouruchomione zadłużenie w ramach Kredytu EBOR w Tunezji. W przypadku, gdy wcześniejsze spłaty na poczet kredytu EBOR w Rumunii zostałyby dokonane w danym roku ze środków z Ukrainy, jak to przedstawiono powyżej, ilość środków z Tunezji przeznaczanych na wcześniejszą spłatę kredytu EBOR w Rumunii zostanie obniżona do 25 proc. Nadwyżki Środków Pieniężnych. W przypadku wyżej opisanych wcześniejszych spłat nie są przewidziane żadne opłaty z tego tytułu.

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 KUB-Gas Holdings na rzecz Resano za kwotę 30 mln USD plus odnośna korekta kapitału obrotowego i rozliczenia wewnątrzfirmowe. Informacja o zamknięciu transakcji została przekazana 8 lutego 2016 r.

#### **Istotne nabycia w ostatnim zakończonym roku obrotowym**

W roku obrotowym 2015 nie dokonano żadnego istotnego nabycia.

### **DZIAŁALNOŚĆ W 2016 ROKU**

W roku 2016 Serinus koncentruje się na redukcji kosztów oraz ochronie kapitału w kontekście oczekiwań względem kształtowania się cen surowca na rynku. Spółka będzie również kontynuować zagospodarowanie odgrycia gazu ziemnego w Rumunii oraz będzie dalej prowadziła prace poszukiwawcze w tym kraju, a w tym celu możliwe, że pozyska partnera do joint-venture.

## OPIS DZIAŁALNOŚCI

### Informacje ogólne

Serinus jest międzynarodową firmą prowadzącą działalność poszukiwawczą w sektorze naftowym i gazowym, zarządzaną przez międzynarodowy zespół menedżerów o dużym doświadczeniu międzynarodowym i operacyjnym, posiadającą na świecie rozbudowaną sieć kontaktów w sektorze naftowym i gazowym. Baza aktywów Spółki jest zdywersyfikowana i obejmuje aktywa w fazie zagospodarowania oraz oceny, z dużym potencjałem dla dalszej eksploracji. Podstawowe aktywa Spółki obejmują jej udział w Aktywach w Tunezji i Aktywach w Rumunii. Udziały Spółki w Aktywach w Brunei oraz Aktywach w Syrii nie mają istotnego charakteru.

### Poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego

Średni udział Serinus w produkcji wynikający z udziału operacyjnego (przed royalties) w 2015 roku wynosił 4.105 boe/d. Na Ukrainie średni udział w wydobyciu wynikający z udziału operacyjnego wynosił 16,2 MMcf i 60 bbl/d, zaś na koniec roku 15,7 MMcf/d i 62 bbl/d. Średnie wydobycie w Tunezji w 2015 roku wynosiło 1.348 boe/d (75% ropa), a na koniec roku 1.408 boe/d (1.088 bbl/d i 1,9 MMcf/d). Łączna produkcja Spółki na koniec 2015 roku wynosiła 4.088 boe/d.

Poniższa tabela przedstawia przypadający na Spółkę poziom wydobycia wynikający z udziału w prawie użytkownika górniczego oraz osiągnięte ceny sprzedaży w podziale na poszczególne kraje w 2015 roku w porównaniu z 2014 rokiem.

		2015			2014		
		Ukraina	Tunezja *	Razem	Ukraina	Tunezja *	Razem
<b>Ropa naftowa</b>	<i>(bbl/d)</i>	-	1.055	1.055	-	999	999
	<i>(USD/bbl)</i>	-	52,75	52,75	-	96,18	96,18
<b>Gaz</b>	<i>(Mcf/d)</i>	16.182	1.755	17.937	22.874	1.894	24.768
	<i>(USD/Mcf)</i>	7,19	8,81	7,35	9,69	14,37	10,16
<b>Kondensat</b>	<i>(bbl/d)</i>	60	-	60	92	-	92
	<i>(USD/bbl)</i>	42,78	-	42,78	78,19	-	78,19
<b>BOE</b>	<i>(boe/d)</i>	2.757	1.348	4.105	3.904	1.315	5.219
	<i>(USD/boe)</i>	43,11	52,79	46,30	58,61	93,76	65,32

Poprzez podmiot zależny (pośrednio, 70%) KUB-Gas, Serinus posiadał udziały w Koncesjach na Ukrainie o powierzchni 198.933 akrów brutto (139.253 akrów netto). Spółka koncentrowała działalność poszukiwawczą na utworach karbońskich, strefach z okesu moskowi i baszkiru, które stanowią tradycyjne źródło wydobycia w tym obszarze, a także na głębiej położonych strefach z serpuhowej i wizenu, w których niedawno dokonano odwiertów i oceniono je jako złoża perspektywiczne. W 2015 roku KUB-Gas przeprowadził stymulację szczelinowaniem w trzech odwiertach i zainslaował na polu Olgowskoje sprężarki. W dniu 23 grudnia 2015 r. Spółka poinformowała o zawarciu umowy sprzedaży wszystkich posiadanych przez nią udziałów na Ukrainie za 30 mln USD plus odnośna korekta kapitału obrotowego i rozliczenia wewnątrzfirmowe. Transakcja sprzedaży została zakończona na początku lutego 2016 r. Zobacz również punkt „Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania”.

Pięć koncesji w Tunezji zajmuje powierzchnię 163.640 akrów brutto (147.750 akrów netto). Główne perspektywiczne obiekty do prac poszukiwawczo-ocennych znajdują się na terenie koncesji Sabria (28.890 akrów brutto, udział operacyjny SEN 45%), Choueche Es Saida (42.820 akrów brutto, udział SEN 100%) i Ech Choueche (35.860 akrów brutto, udział 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 Choueche Es Saida i Ech Choueche 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. W 2015 roku Spółka wykonała jeden udany odwiert produkcyjny na terenie koncesji Sabria i kontynuowała szereg projektów służących optymalizacji i zwiększeniu produkcji. Do czasu istotnej poprawy cen surowców nie jest planowane przeprowadzanie żadnych większych prac w Tunezji w 2016 r. 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 730.000 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. Negocjacje zakończyły się w maju 2015 r., a NAMR zaaprobował przedłużenie etapu poszukiwawczego o 3 lata („Etap 3”). Nowy program prac do przeprowadzenia w tym okresie 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. Zgoda NAMR na przedłużenie podlega ratyfikacji przez kilka ministerstw.

OEBS, właściciel pozostałych 40% Satu Mare, zdecydował, że nie będzie uczestniczyć w przedłużeniu i zgodnie z zapisami umowy operacyjnej joint-venture przenieś swoje udziały na Winstar Romania. OEBS będzie trzymał swoje 40% udziałów w zarządzie powierniczym na rzecz Winstar Romania do czasu formalnego przedłużenia Etapu 3 (w tym pozyskania wszystkich ratyfikacji ministerstw i ogłoszenie w dzienniku urzędowym), po którym partner wycofa się z joint venture i formalnie przenieś te udziały do Winstar Romania. Daje to Serinus efektywny 100 proc. udział operacyjny w Satu Mare.

Historycznych odwiertów jest tam niewiele, zaś Spółka zidentyfikowała ponad 50 obiektów poszukiwawczych i potencjalnych obiektów poszukiwawczych. Serinus planuje wykonanie infrastruktury naziemnej oraz odwiertów eksploatacyjnych w celu uruchomienia wydobycia z odkrycia gazu Moftinu. Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*”.

W Brunei prowadzenie prac poszukiwawczych na terenie Bloku L w Brunei leży w gestii podmiotów zależnych Spółki - AED SEA i Kulczyk Oil Brunei w ramach joint venture z inną spółką lokalną. W 2015 roku w Brunei nie prowadzono żadnych działań operacyjnych.

Prace poszukiwawcze w Syrii, którymi kieruje podmiot zależny Spółki – Loon Latakia, pozostają na dzień niniejszego RFI nadal w zawieszeniu. Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka, działając jako operator Bloku 9 w Syrii, ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej ze względu na trudne lokalne warunki operacyjne i brak możliwości finansowania lokalnej działalności operacyjnej ze względu na sankcje, co uniemożliwia wykonanie zobowiązań Spółki zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Spółka nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii.

### **Kluczowy personel**

Kierownictwo nad zarządzaniem Spółką sprawuje jej Prezes i Dyrektor Generalny - Timothy Elliott oraz Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny Spółki - Jock Graham, którzy pracują w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie, a także Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów – Norman Holton, pracujący w Calgary, Alberta, Kanada. Kadra zarządzająca posiada znaczące doświadczenie w zarządzaniu i rozwijaniu spółek naftowo-gazowych notowanych na giełdzie oraz wykazała się umiejętnością opracowywania struktury transakcji i ich przeprowadzania w sposób przynoszący zwiększenie wartości dla akcjonariuszy, jak również posiada bogate doświadczenie techniczne i międzynarodowe w sektorze naftowym i gazowym. Wyższa kadra kierownicza i kluczowy personel techniczny posiada dogłębną specjalistyczną wiedzę umożliwiającą ocenę potencjalnych możliwości inwestycyjnych, również pod kątem ewentualnych ryzyk handlowych i technicznych związanych z inwestycją, oraz udokumentowane sukcesy w działalności międzynarodowej związanej z ropą i gazem na Bliskim Wschodzie, w Azji, Europie oraz obu Amerykach.

## 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 jego doświadczenie międzynarodowe oraz doświadczenie z zakresu zarządzania w połączeniu ze skuteczną oceną możliwości, umiejętnościami w zakresie przeprowadzania transakcji 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, zmian w przepisach prawnych, ich stosowaniu i zasądzeniu, zmian 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 nafty 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.

## Zróżnicowana baza aktywów

Kierownictwo Serinus jest zdania, że zróżnicowana baza aktywów Spółki, obejmująca zarówno przedsięwzięcia poszukiwawcze obciążone wysokim ryzykiem, jak i przedsięwzięcia z zakresu rozpoznania złóż obciążone niższym ryzykiem, pozwoli w przyszłości maksymalizować przychody Spółki oraz zminimalizować ryzyko związane z poszukiwaniem i wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego. Spółka dodatkowo ogranicza ryzyko dzięki posiadaniu aktywów w wielu krajach, co zmniejsza jej zależność od danej jurysdykcji w zakresie wydobycia, przepływów środków pieniężnych i potencjału rozwoju.

Na koniec 2015 roku Serinus prowadziła wydobycie w Ukrainie (ok. 65%) i Tunezji (35%). Jednakże sprzedaż Aktywów na Ukrainie powoduje, że cała produkcja Spółki będzie realizowana w Tunezji, do czasu gdy odkrycie gazu Moftinu w Rumunii zostanie wdrożone do produkcji. Nadal opracowywane są plany zagospodarowania Moftinu i mogą jeszcze podlegać zmianom, jednak obecnie podjęcie produkcji przewidywane jest na początek 2017 r.

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

#### *Zaangażowanie w transakcje*

Członkowie Kierownictwa Serinus pracujący w Dubaju, i Calgary - głównych ośrodkach branży paliwowo-energetycznej, 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 Serinus jest zdania, że zakres potencjalnych transakcji dostępnych dla członków Kierownictwa i Dyrektorów Serinus - zlokalizowanych w Kanadzie, Dubaju i Europie - zapewni Spółce stały dopływ atrakcyjnych możliwości inwestycyjnych.

#### *Partnerstwo z lokalnymi spółkami*

Kierownictwo Serinus stoi na stanowisku, że polityka partnerstwa z lokalnymi spółkami i partnerami z branży jest istotnym elementem poszukiwania i zabezpieczania nowych możliwości, dzięki korzyściom płynącym z dostępu do wiedzy takich partnerów na temat lokalnego rynku oraz ich kontaktów, co jednocześnie pomaga ograniczać ryzyko operacyjne związane z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą w sektorze gazu ziemnego i ropy naftowej. Udział lokalnych partnerów w aktywach stwarza dodatkowy komfort i jest podstawą obopólnego uzgodnienia poziomu udziałów w rozwoju prowadzonej działalności. Z kolei lokalne spółki korzystają ze specjalistycznej wiedzy technicznej i doświadczenia biznesowego zespołu Serinus.

Serinus z sukcesem współpracuje z lokalnymi spółkami w każdym z krajów, w których działa Spółka, a jej kierownictwo stoi na stanowisku, że kontynuacja partnerstwa z lokalnymi spółkami zapewni Spółce stałe powodzenie w staraniach o pozyskanie nowych aktywów.

#### *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 oraz umowy typu farm-out. Na dzień 31 grudnia 2015 roku Spółka posiadała zadłużenie w łącznej kwocie 54,1 mln USD, w tym 11,2 mln USD zadłużenia wobec EBOR w ramach Kredytu EBOR dla Rumunii oraz 42,9 mln USD w ramach Kredytu EBOR dla Tunezji. Spółka posiada umowy typu farm-out dotyczące niektórych udziałów Spółki w Bloku 9 w Syrii. Po zakończeniu 2015 roku całość zadłużenia z Kredytu EBOR dla Rumunii oraz 7,4 mln USD z Kredytu dla Tunezji zostały spłacone ze środków pochodzących ze sprzedaży należących do Spółki Aktywów na Ukrainie.

#### *Wykorzystanie wiedzy specjalistycznej*

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



### *Dywersyfikacja portfela*

Spółka będzie kontynuowała ocenę międzynarodowych możliwości związanych z wydobyciem 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 stanowią główne czynniki pogodowe występujące na obszarze działalności Spółki i mogą utrudniać prowadzenie działalności i zwiększać jej koszty.

### **Pracownicy**

Według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku Spółka miała 27 bezpośrednio zatrudnionych pracowników w swoich biurach w Calgary (21), Dubaju (2) i Warszawie (4), zaś kolejnych 288 osób zatrudniał bezpośrednio KUB-Gas na Ukrainie oraz 148 było zatrudnionych przez Winstar w Tunezji i Rumunii. Na Ukrainie Serinus działał pośrednio, w ramach 70% pośredniego udziału w spółce KUB-Gas. Na dzień 31 grudnia 2015 roku działalność operacyjna Spółki na Aktywach w Syrii pozostawała zawieszona.

## **GLÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE**

W niniejszym rozdziale RFI przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące istotnych obszarów koncesji naftowych i gazowych Spółki oraz krajów, w których się one znajdują. Chociaż Aktywa na Ukrainie zostały sprzedane spółce Resano, to zamknięcie tej transakcji nastąpiło dopiero w lutym 2016 r., więc na 31 grudnia 2015 r. Aktywa na Ukrainie były własnością Spółki i dlatego ten rozdział RFI prezentuje również informacje dotyczące tych aktywów. 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 Koncesji na Ukrainie, 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 Wytycznymi 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 Koncesji na Ukrainie, 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 Resources Ltd., posiada udział i jest operatorem pięciu koncesji w Tunezji. Posiada 100% udziału w prawie użytkowania górniczego na terenie czterech koncesji oraz 45% udziału w piątej koncesji – Sabria. Aktywa w Tunezji zostały nabyte w ramach nabycia Winstar przez Spółkę w 2013 roku. Z kolei Winstar nabyła je w ramach przejęcia Winstar Holandia (poprzednio Athanor B.V.) w 2005 roku.

### Aktywa w Tunezji

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 w prawie użytkowania górniczego	Powierzchnia brutto (w akrach)	Aktualne zobowiązania do przeprowadzenia 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%	11.520	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					
	Choech Es Saida	Ech Chouech	Sabria	Sanrhar	Zinnia
Udziały w prawie użytkowania górniczego	100%*	100%	45%	100%	100%
Prace objęte zobowiązaniem – pozostałe do wykonania	brak	brak	brak	brak	brak
Opłaty koncesyjne (royalties)	15%	15%	2-15% na bazie czynnika R	2-15% na bazie czynnika R	12,5%
Podatek dochodowy	35%	35%	50-75% na bazie czynnika R	50-75% na bazie czynnika R	55%

\* 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 eksploatacyjnych). Obecny łączny poziom wydobycia wynosił 5,1 MMbbl na dzień 31 grudnia 2015 roku.

### *Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania*

#### 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 właścicielem zezwolenia wydobywczego na tym obszarze w latach 1970-1977. 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 ordowickich, 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 jako odwiertu poziomego („**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**”) – poziomy odwiert wydobywczy. Pod koniec 1998 roku i na początku 1999 roku MOL wznowił odwiert SAB-N1, wykonując nową odnogę poziomą. 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 (wówczas Athanor B.V.) 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 Oumchia, skąd przesyłana jest rurociągiem do miejscowości Skhira na wybrzeżu Morza Śródziemnego.

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

W 2009 roku Winstar ukończyła prace rekonstrukcyjne i wiertnicze w odwiercie SAB-N3H. Prace objęły wykonanie dwóch nowych odgałęzień horyzontalnych w istniejącym odwiercie Sabria-N3H. odwiert okazał się sukcesem, gdyż natrafiono na zasobne obszary nadające 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. Wielkość produkcji stopniowo rosła do poziomu ponad 1.000 boe/d na koniec grudnia 2014 r.

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 ukończony i rozpoczął produkcję 3 maja 2015 r. z średnim wydobyciem na poziomie 58 boe/d, które do końca 2015 r. wzrosło do poziomu 100 boe/d.

### 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. Wydobyte z odwiertu Chouech Es Saida #1 („CS-1”) trwało od 1977 roku do 1992 roku. W 1993 roku rozpoczęto wydobyte 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 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 wydobyte z odwiertu CS7-BIS.

Ropa naftowa z Chouech Es Saida przesyłana jest do punktu sprzedaży w El Borma należącym do Winstar rurociągiem o przekroju 6 cali i długości 80 km. W 2009 roku Winstar 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 przeniosła z Węgier na teren koncesji Chouech Es Saida własną stację 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 wydobyte. W IV kwartale 2008 roku Winstar 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 wydobyte 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. 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.

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 wydobyte z odwiertu na poziomie ok. 500 bbl/d. Po okresie zamknięcia odwiertu w pierwszych siedmiu miesiącach 2011 roku, Winstar przeprowadziła dodatkowe cementowanie odwiertu CS-9, z którego przez pozostałą część roku prowadzono wydobyte na poziomie ok. 200 bbl/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 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 wydobyte na poziomie 80-120 bbl/d. Po instalacji stacji przeniesionej z Węgier rozpoczęto wydobyte ze strefy 1 na poziomie od 900 do 1.000 boe/d. Wydobyte ograniczało wydobyte 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. Poziom produkcji spadł później w związku z nawarstwianiem się osadu, który obecnie jest usuwany metodą chemiczną.

We wrześniu 2011 roku Winstar zakończyła prace wiertnicze na odwiercie Chouech Essaida #12 („**CS-12**”). Po instalacji pompy węgłębnej z odwiertu prowadzone jest wydobywanie ropy na poziomie ok. 30 bbl/d oraz wydobywanie towarzyszącego gazu.

W grudniu 2011 roku Winstar 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 ciągu ostatnich trzech kwartałów 2014 r. i w trakcie całego 2015 roku prowadzone były w zwykłym trybie dla eksploatacji pól naftowych, obejmującym m. in. wymianę lub naprawę węgłębnych pomp w otworze i konserwację infrastruktury naziemnej.

#### 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 wydobywanie wyniosło 34.000 bbl. Próbkowanie przerwała blokada odwiertu. W 2008 roku Winstar przeprowadziła udaną operację oczyszczenia odwiertu EC-1. Wydobywanie 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 wydobywanie, po czym wznowiono wydobywanie z odwiertu na poziomie 140 bbl/d. Średnia produkcja w 2014 roku wynosiła 71 bbl/d.

Dругa 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 Mbbl. Nie podjęto zagospodarowania złóż. Winstar przeprowadziła 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 2015 r. nie prowadzono w Ech Chouech żadnych znaczących działań w zakresie poszukiwań lub zagospodarowania.

### 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 odwier został wykonany w 1957 roku („**SN-1**”) blisko krawędzi struktury w pobliżu naturalnej granicy ropa/woda. Odwier, 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 odwier, Sanrhar West-1 („**SNW-1**”), zlokalizowany 6 km na zachód w obniżeniu przy zachodniej granicy struktury. Odwier okazał się zawodniony i został zamknięty, a następnie zlikwidowany. Odwier SNN-1 to jedyny odwier produkcyjny na terenie tego pola naftowego, a wydobyte 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 wydobywania. Od 10 lutego 2016 r. do czasu ponownego wzrostu cen ropy do wystarczająco wysokiego poziomu i przywrócenia ekonomicznej opłacalności wydobywania pozostaje zamknięty odwier SNN-1.

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 w 2000 roku.

Pole naftowe zostało odkryte w 1989 roku przez spółkę Shell na odwiercie 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 uzbrowił odwier ZNN-1 jako odwier wydobywczy ropy naftowej. W kwietniu 1991 roku wykonano drugi odwier 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.

Odwier ZNN-1 został zamknięty w lipcu 1993 roku, a następnie wykorzystany w celu składowania wody. Odwier ZNN-2D został uzbrojony rurami o średnicy 2-7/8 cala. Wydobyte z odwiertu prowadzone jest z wykorzystaniem elektrycznej pompy zanurzeniowej. Odwier został zamknięty w 2008 roku wskutek awarii pompy. Wydobyte 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 wydobywania) 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 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 podjął prace nad budową nowego gazociągu pod nazwą Nawara Gas Pipeline Project. Gazociąg o przepustowości 350 MMcf/d będzie biec z południa kraju do stacji, która

powstanie w okolicach miasta Gabes na południowym wschodzie Tunezji. Chociaż gazociąg powstaje głównie w celu obsługi złóż gazu i kondensatu na terenie należącej do OMV koncesji Nawara, jego przepustowość powinna być wystarczająca dla potrzeb innych operatorów działających na południu Tunezji. OMV wskazywał ostatnio koniec 2017 roku jako planowany termin uruchomienia gazociągu.

Ropa naftowa wydobyta na terenie koncesji Sabria i Sanrhar 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, pozostała ropa naftowa jest ładowana w terminalu na podstawię przez podmioty zewnętrzne zbiornikowce, a następnie sprzedawana na rynku międzynarodowym, w cyklu o częstotliwości od jednego do trzech miesięcy w zależności od poziomu wydobycia i dyspozycyjności zbiornikowców. Cena sprzedaży ropy naftowej jest bezpośrednio powiązana z ceną oferowaną za ropę naftową typu Zarzaitine. Cena ropy w zbiornikowcach opiera się na średniej cenie z trzech dni po załadunku.

## Rumunia

Spółka Serinus 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 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.

W kwietniu 2008 roku Winstar zawarła transakcję joint venture z OEBS, zgodnie z którą po spełnieniu określonych warunków Winstar mógł uzyskać do 60% udziału w Koncesji Satu Mare. Następnie Winstar dokonała cesji swojego udziału w Umowie Farm Out Satu Mare na rzecz swojego 100% podmiotu zależnego Winstar Rumunia. 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 Satu 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 wykonywano 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. Negocjacje te zakończyły się w maju 2015 r., a NAMR zaaprobował przedłużenie etapu poszukiwawczego o 3 lata („Etap 3”). Nowy program prac do przeprowadzenia w tym okresie 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. Zgoda NAMR na przedłużenie podlega ratyfikacji przez kilka ministerstw. Rozpoczęcie 3-letniego okresu następuje w momencie, gdy ratyfikacje będą pozyskane i ukaże się ogłoszenie przyznania przedłużenia w dzienniku urzędowym.

OEBS, właściciel pozostałych 40% Satu Mare, zdecydował, że nie będzie uczestniczyć w przedłużeniu i zgodnie z zapisami umowy operacyjnej joint-venture jest zobowiązany do odstąpienia i przeniesienia swoich udziałów na Winstar Romania. OEBS będzie trzymał swoje 40% udziałów w zarządzie powierniczym na rzecz Winstar Romania do czasu formalnego przedłużenia Etapu 3 (w tym pozyskania wszystkich ratyfikacji z ministerstw i ogłoszenia w dzienniku urzędowym), po którym partner wycofa się z joint venture i dokona formalnej cesji tych udziałów na Winstar Rumunia. Daje to Serinus efektywny 100% udział operacyjny w Satu Mare.

#### *Aktywa w Rumunii*

Koncesja Satu Mare to duży blok koncesyjny o powierzchni 730.000 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, w trakcie ratyfikacji
	Termin wygaśnięcia:	3 lata od ratyfikacji
<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 przypływ 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 okruchowe 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 wydobywania. 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 przyływ średnio na poziomie ok. 2,8 MMcf/d, po czym w trakcie następnym dwóch godzin obniżył się do 245 Mcf/d. Choć jakość pozyskanych badań nie była zadowalająca, to tekst potwierdził istnienie ruchomych węglowodorów. *Infrastruktura, przesył i sprzedaż*

W związku z pozytywnymi wynikami testów Moftinu-1001 Serinus prowadzi wstępne projektowanie niezbędnej infrastruktury naziemnej. Przygotowanie ostatecznego szczegółowego projektu i prace konstrukcyjne ruszą po uzyskaniu ratyfikacji i ogłoszeniu przedłużenia Etapu 3 w dzienniku urzędowym. 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 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 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 będzie trwał 3-lata 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. NAMR zgodził się na przedłużenie, a obecnie trwa jego ratyfikacja przez kilka ministerstw oraz oczekiwanie na ogłoszenie przedłużenia w dzienniku urzędowym.

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.

Warunki finansowe Umowy Koncesji Satu Mare opisano w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia – Aktywa w Rumunii*”.

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

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

- Winstar 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 uzyska 60% udziału w prawie użytkowania górniczego do całej koncesji Satu Mare.

- Winstar 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 posiadać będzie 60% udział, a OEBS pozostałe 40%. W przypadku gdy Winstar nie zdecyduje o realizacji Etapu 2, zachowa 60% udział w ewentualnych odkryciach w ramach etapu pierwszego, zaś pozostały obszar zostanie zwolniony.

(c) Umowa odstąpienia dotycząca Satu Mare

OEBS zdecydował, że nie będzie uczestniczyć w przedłużeniu Etapu 3 i zgodnie z zapisami umowy operacyjnej joint-venture jest zobowiązany do odstąpienia i przeniesienia swoich udziałów na Winstar Rumunia. Zgodnie z zapisami umowy odstąpienia OEBS:

- będzie trzymał swoje 40% udziałów w zarządzie powierniczym na rzecz Winstar Rumunia do czasu formalnego przedłużenia Etapu 3 (w tym pozyskania wszystkich ratyfikacji z ministerstw i ogłoszenia w dzienniku urzędowym),
- po uzyskaniu przedłużenia Etapu 3 wycofa się z joint venture i dokona formalnej cesji tego 40% udziału na Winstar Rumunia. Daje to Serinus efektywny 100 proc. udział operacyjny w Satu Mare.

### Inne aktywa

Spółka posiada udziały w Aktywach w Brunei oraz Aktywach w Syrii, które obecnie uważa się za nieistotne aktywa Spółki, zaś Winstar posiadała wcześniej udział w prawie użytkownika 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 powierzchnię oraz niewielką infrastrukturę. Spółka wystawiła również gwarancję na sumę 1,7 mln CAD na rzecz władz Alberta w związku ze zobowiązaniami w zakresie likwidacji odwiertów. W I kw. 2016 r. Serinus zakończył proces likwidacji trzech odwiertów. Gdy cały proces likwidacji zostanie zakończony, władze Alberta zwrócą gwarancję.

### Ukraina

Uwaga: 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. Ze względu na fakt, że transakcja nie została zakończona do końca roku obrotowego 2015, w RFI ujęto poniższe informacje dotyczące Aktywów na Ukrainie.

Na 31 grudnia 2015 r. na Ukrainie Spółka była pośrednio właścicielem 70% udziału w spółce KUBGAS Holdings – spółce cypryjskiej, która posiada 100% akcji KUB-Gas, niepublicznej spółki ukraińskiej. KUB-Gas jest jednym z największych prywatnych producentów gazu na Ukrainie, prowadzącym jego sprzedaż na rzecz zarówno krajowych firm, zajmujących się obrotem gazem, a także na rzecz odbiorców przemysłowych. KUB-Gas posiada 100% udział w Koncesjach na Ukrainie, a także w urządzeniu wiertniczym, specjalistycznym urządzeniu wiertniczym do modernizacji odwiertów i innych aktywach związanych z serwisowaniem odwiertów, jak również ponad 40 km gazociągu podłączonego do ukraińskiej infrastruktury przesyłu gazu. Pozostałe 30% udziału w KUBGAS Holdings należy do Gastek. W dniu 29 marca 2012 roku Gastek został przejęty przez Cub Energy – publiczną spółkę naftowo-gazową notowaną w Kanadzie na TSX-V. Stosunki pomiędzy Serinus (za pośrednictwem Serinus Holdings) i Gastek reguluje Umowa akcjonariuszy (SHA), której najważniejsze warunki opisano poniżej w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy – Umowa akcjonariuszy*”.

W dniu 10 listopada 2009 roku Spółka, za pośrednictwem swoich podmiotów zależnych Serinus Holdings oraz KUBGAS Holdings, zawarła dwie umowy kupna-sprzedaży ze spółką Gastek, na podstawie których Serinus Holdings nabyła pośrednio 70% akcji KUB-Gas („Nabycie KUB-Gas”) za łączną cenę 45,0 mln USD. W chwili nabycia KUB-Gas posiadała 100% udziału w czterech koncesjach w pobliżu Ługańska, miasta w północno-wschodniej części Ukrainy, a także pewne aktywa związane z obsługą odwiertów.

W wyniku szeregu transakcji, zakończonych w czerwcu 2010 roku, Serinus Holdings stał się właścicielem 70% akcji zwykłych w KUBGAS Holdings. Pozostałe 30% akcji KUBGAS Holdings należało do spółki Cub Energy (która przejęła Gastek w 2012 roku). KUBGAS Holdings jest właścicielem 100% kapitału zakładowego KUB-Gas. Na dzień nabycia KUB-Gas, spółka ta posiadała jedną dwudziestoletnią koncesję produkcyjną (Wiergunskoje) i trzy koncesje poszukiwawcze (Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje). Koncesję dla obszaru Olgowskoje i Makiejewskoje przekształcono odpowiednio w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w lutym 2012 roku i w kwietniu 2012 roku. W sierpniu 2013 roku Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy oficjalnie potwierdziło przekształcenie koncesji Krutogorowskoje z koncesji poszukiwawczej w 20-letnią koncesję wydobywczą, w związku z czym jedynie koncesja Północne Makiejewskoje pozostaje koncesją poszukiwawczą.

KUB-Gas uzyskał piątą koncesję poszukiwawczą (Północne Makiejewskoje) w grudniu 2010 roku. Obszar koncesji Północne Makiejewskoje ma powierzchnię 19.000 ha (47.000 akrów udziału w prawie użytkowania górniczego Serinus) i graniczy z obszarami Makiejewskoje i Olgowskoje. Koncesja Północne Makiejewskoje jest perspektywiczna dla wydobywania gazu z licznych stref w ramach sekcji sedymentacyjnych z okresu moskoku, baszkiru i serpuchowu. W maju 2015 r. przyznano spółce KUB-Gas Borowa w ramach specjalnego zezwolenia blok Zachodnie Olgowskoje. Blok Zajmuje obszar 44.900 hektarów (76.438 akrów przypadające na udziały operacyjne SEN) i otacza (ale go nie obejmuje) istniejące pole gazowo-kondensatowe Drużeljubowskoje, należące do Ukrgasdobycha – podmiotu zależnego państwowego przedsiębiorstwa naftowego Naftogaz, który pełni również rolę operatora na tym polu. Zachodnie Olgowskoje jest perspektywiczne pod kątem możliwości produkcji gazu z licznych stref w ramach osadowych formacji z okresu moskoku, baszkiru i serpuchowu.

Na każdej z czterech koncesji wydobywczych (Wiergunskoje, Olgowskoje, Krutogorowskoje i Makiejewskoje) istnieją własne rurociągi, łączące dany odwiert wydobywczy ze zlokalizowaną na każdej z koncesji centralną stacją przetwórczą, gdzie gaz oddzielany jest od wody, kondensatu i innych zanieczyszczeń oraz przetwarzany. Z centralnej stacji przetwórczej gaz przesyłany jest gazociągiem do krajowej infrastruktury przesyłowej.

KUB-Gas jest wyłącznym właścicielem kanadyjskiego urządzenia wiertniczego, urządzenia wiertniczego typu *snubbing unit*, dwóch serwisowych urządzeń wiertniczych oraz magazynu części zamiennych, pojazdów pomocniczych, gruntu i budynków.

#### *Aktywa na Ukrainie*

Sześć Koncesji na Ukrainie - Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje, Północne Makiejewskoje, Krutogorowskoje oraz Zachodnie Olgowskoje - znajduje się w obwodzie ługańskim, donieckim i charkowskim w północno-wschodniej części Ukrainy. Poniżej przedstawiono zestawienie informacji dotyczących należących do KUB-Gas sześciu Koncesji na Ukrainie.

**Koncesje na Ukrainie – powierzchnia, lokalizacja, okres ważności**

Pole	Koncesja		Obwód	Powierzchnia (przybl. km <sup>2</sup> )	Ograniczenia	Data wygaśnięcia <i>(dd/mm/rr)</i>
	Typ koncesji	Nr koncesji				
Olgowskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5480	Ługański, Charkowski	79,72	Brak	06/02/32
Makiejewskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5506	Ługański, Doniecki	72,44	Brak	10/04/32
Wiergunskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	4037	Ługański	17,00	Przypis 1	27/09/26
Krutogorowskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5835	Ługański	10,93	Brak	30/08/33
Północne Makiejewskoje	Specjalne zezwolenie poszukiwawcze	3915	Ługański	190,2	Brak	20/12/15
Zachodnie Olgowskoje	Specjalne zezwolenie	4662	Charkow	449	brak	14/05/35

Przypis:

(1) Koncesja Wiergunskoje ograniczona jest pod względem głębokości - do 1.000 m.

Sześć koncesji ukraińskich ma łącznie powierzchnię 56.354 hektarów (198.933 akrów). KUB-Gas musi utrzymywać te koncesje w celu prowadzenia bieżącej działalności w zakresie wydobycia gazu ziemnego i kondensatu na Ukrainie. Wszystkie sześć koncesji objęte jest systemem opłat koncesyjnych (royalty), których stawki podlegają okresowym zmianom. Od 1 stycznia 2016 r. obowiązują opłaty koncesyjne w wysokości 29% dla odwiertów gazowych o głębokości do 5.000 m (14% dla głębszych odwiertów) oraz 45% w przypadku ciekłych węglowodorów, zaś stawka podatku dochodowego od osób prawnych wynosi 18%. Stawki opłat royalty dla gazu odnoszone są do urzędowych cen ustalonych przez regulatora, które z kolei stanowią równowartość średniej ceny importowanego gazu. W stopniu, w jakim zrealizowane przez Spółkę ceny są niższe (wyższe) od cen importowanego gazu, efektywne stawki opłat koncesyjnych będą proporcjonalnie wyższe (niższe).

*System licencji i regulacji na Ukrainie*

System regulacyjny dotyczący złóż węglowodorów na Ukrainie jest administrowany przez kilka organów rządowych, w tym przez Ministerstwo Energii i Górnictwa Węgla Ukrainy (poprzednio Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy), które odpowiada za strategię energetyczną oraz regulację energetyki, a także przez Ministerstwo Ekologii i Zasobów Naturalnych Ukrainy (poprzednio Ministerstwo Ochrony Środowiska Ukrainy) i Państwową Służbę Geologiczną, która odpowiada za przyznawanie specjalnych zezwoleń na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie oraz specjalnych zezwoleń na wydobycie (zwanym w niniejszym RFI „licencjami na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie” oraz „licencjami na wydobycie”).

Co do zasady, specjalne zezwolenia na korzystanie z podziemnych zasobów naturalnych są udzielane uprawnionym do tego podmiotom w drodze postępowania przetargowego. Po wydaniu zezwolenia, koncesjonariusz i Państwowa Służba Geologiczna zawierają również umowę o przyznaniu specjalnego zezwolenia, która stanowi integralną część specjalnego zezwolenia. Umowy o przyznaniu specjalnego

zezwolenia na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie obejmują zobowiązania w zakresie minimalnego programu prac, w tym: (i) przeprowadzenie badań sejsmicznych, (ii) wykonywanie odwiertów poszukiwawczych, (iii) modernizacja odwiertów, (iv) oszacowanie rezerw i wykonanie innych badań, (v) ocena oddziaływania na środowisko naturalne. Państwowa Służba Geologiczna może wprowadzić dodatkowe warunki specjalne, jak wymóg minimalnego wydobycia.

Specjalne zezwolenia na prowadzenie prac poszukiwawczych (w tym na pilotażowe wydobycie) na terenie złóż lądowych są co do zasady udzielane na okres pięciu lat. Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych otrzymuje także prawo pierwszeństwa umożliwiające przedłużenie okresu obowiązywania takiego specjalnego zezwolenia poza postępowaniem przetargowym, pod warunkiem że podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych spełni wszystkie zobowiązania wynikające z takiego zezwolenia i przedstawi uzasadnienie konieczności przedłużenia terminu w celu ukończenia prac poszukiwawczych (tj. potwierdzenia rezerw). Z prawa tego skorzystać można nie więcej niż dwa razy, za każdym razem na 5 lat. W efekcie łączny okres obowiązywania licencji na prace poszukiwawcze (po dwukrotnym przedłużeniu) może wynosić do 15 lat.

Wydobycie pilotażowe w ramach licencji na prace poszukiwawcze podlega ustawowemu ograniczeniu do 10% wcześniej oszacowanych rezerw z pewnymi wyjątkami.

Specjalne zezwolenie na komercyjne wydobycie jest wydawane na 20 lat. Zezwolenie można przedłużyć, przy czym przepisy nie przewidują, ile razy można przedłużać dane zezwolenie. Podmiotowi korzystającemu ze specjalnego zezwolenia na prace poszukiwawcze w obszarze danego złoża przysługuje prawo pierwszeństwa umożliwiające wystąpienie o specjalne zezwolenie na wydobycie poza postępowaniem przetargowym, pod warunkiem że podmiot korzystający ze specjalnego zezwolenia na prace poszukiwawcze spełni wszystkie zobowiązania wynikające z takiego zezwolenia.

W celu budowy gazociągów z odwiertów wydobywczych w ramach obszarów Koncesji na Ukrainie do ukraińskiej infrastruktury przesyłowej Spółka musi spełniać wymogi ukraińskiego systemu rejestracji użytkowania gruntów. Ostatnie wydarzenia związane z ukraińskim systemem rejestracji użytkowania gruntów mogą powodować opóźnienia bądź zwiększać koszt planowanego przez Spółkę podłączenia dodatkowych odwiertów wydobywczych do ukraińskiej infrastruktury przesyłowej, lub też mogą zmusić Spółkę do zawieszenia wydobycia gazu z niektórych odwiertów wydobywczych Koncesji na Ukrainie do czasu zakończenia budowy określonych rurociągów.

Krajowe ceny gazu na Ukrainie określał NERCU w relacji do ceny importowej gazu z Rosji. Ponieważ Ukraina w znacznym stopniu uzależniona jest od zasobów energetycznych z Rosji, krajowa cena gazu dla przemysłu na Ukrainie wykazywała ścisłą korelację z ceną importową gazu z Rosji. Cena importowa (a w związku z tym ceny płacone przez odbiorców przemysłowych na rzecz producentów na Ukrainie) określana była w ramach dorocznych negocjacji pomiędzy władzami Ukrainy i Rosji.

Ukraińskie przepisy dotyczące cen gazu rozróżniają również ceny gazu dopuszczalne dla klientów indywidualnych i ceny dopuszczalne dla klientów przemysłowych. Władze Ukrainy określają maksymalny poziom cen sprzedaży gazu na rzecz finalnych odbiorców przemysłowych. Ceny gazu dla gospodarstw domowych są regulowane w dużo niższym stopniu. Całość produkcji KUB-Gas docelowo trafia do odbiorców przemysłowych, choć duża jej część przechodzi przez ręce pośredników, co oznacza niższe ceny dla producenta wskutek marż pobieranych przez pośredników.

Ten mechanizm cenowy uległ osłabieniu w 2014 roku na skutek niepokoju we wschodniej części kraju oraz sporów z Rosją w kwestii nierozliczonych płatności i cen gazu. W szczególności na poziom cen w różnych okresach roku wpływ miało pięć czynników oddziałujących w różny sposób:

1. Ceny w I kwartale 2014 r. spadły o ok. 30% na skutek umowy z Rosją dotyczącej obniżenia ceny gazu po odstąpieniu przez Ukrainę od rozmów na temat bliższych związków gospodarczych z Unią Europejską. Po protestach w I kwartale, które doprowadziły do rezygnacji prezydenta Wiktora Janukowycza, umowa ta wygasła z końcem marca 2014 roku, a ceny gazu wzrosły, nie osiągając jednak poziomu notowanego w 2012 i 2013 roku.

2. W kwietniu 2014 roku Ukraina całkowicie wstrzymała importu gazu z Rosji i ogłosiła moratorium w zakresie dalszych płatności na rzecz Gazpromu. Spowodowało to zniknięcie punktu odniesienia dla cen gazu, jakim wcześniej były ceny rosyjskie.
3. Niestabilność geopolityczna na wschodzie Ukrainy była powodem wzrostu kursu wymiany. Nastąpiła dewaluacja hrywny z poziomu ok. 8,2 UAH/USD w styczniu 2014 roku do 16 UAH/USD w styczniu 2015 roku i 26 UAH/USD pod koniec lutego 2015 roku, kiedy Narodowy Bank Ukrainy uwolnił kurs wymiany. Sytuację dodatkowo utrudniło wprowadzenie pod koniec września 2014 roku ograniczeń dotyczących wymiany walut. Osłabienie się waluty ograniczyło efekt wzrostu cen po wygaśnięciu umowy w sprawie obniżki cen gazu w I kwartale 2014 roku.
4. W październiku 2014 roku Ukraina i Rosja poinformowały o umowie dotyczącej krótkoterminowej sprzedaży 4 mld metrów sześciennych gazu dla Ukrainy w IV kwartale 2014 roku i I kwartale 2015 roku, odpowiednio w cenie 378 USD i 365 USD/Mcm (ok. 10,65 USD i 10,28 USD/Mcf).
5. Ukraińska Rada Ministrów przyjęła w listopadzie 2014 roku trzy uchwały (nr 596, 599 i 647), zgodnie z którymi 170 największych odbiorców gazu na Ukrainie zostało zobowiązanych do nabywania gazu wyłącznie od Naftogazu. W efekcie szereg prywatnych producentów musiało zawiesić krajowe wydobywanie w grudniu 2014 roku i styczniu 2015 roku ze względu na brak wiarygodnych klientów. W dniu 17 grudnia 2014 roku ostatnia uchwała, nr 647, została uchylona przez Rejonowy Sąd Administracyjny dla Miasta Kijowa. Rząd złożył odwołanie, w związku z czym uchwała obowiązywała nadal, do zakończenia postępowania odwoławczego. W efekcie tych przepisów w styczniu 2015 roku spółka KUB-Gas sprzedała o ok. 4 mln metrów sześciennych gazu mniej niż wynoszą jej moce produkcyjne. Apelacyjny Sąd Administracyjny w Kijowie i Najwyższy Sąd Administracyjny Ukrainy podtrzymały orzeczenie sądu niższej instancji.

Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Infrastruktura, przesył i sprzedaż*”.

Od 2013 roku stawki opłat koncesyjnych (royalties) dla gazu i kondensatu wynosiły odpowiednio 25% i 39%, a od 1 kwietnia 2014 roku podwyższono je do 28% i 42%. Od dnia 1 sierpnia 2014 roku stawki opłat poniesiono do 55% dla gazu z odwiertów o głębokości do 5.000 m (28% dla odwiertów głębszych) i 43% dla kondensatu, przy czym dla gazu z nowych odwiertów przez okres dwóch lat faktyczna stawka opłat wynosiła odpowiednio 30,25%/15,4% t. Z dniem 1 stycznia 2015 roku wyższe stawki przyjęły charakter stały. Dwuletni okres obniżonych stawek wygasł, ale został przywrócony przez rząd z dniem 10 marca 2015 roku. 24 grudnia 2015 roku rząd obniżył stawki royalties na gaz ziemny do 29%/14% odpowiednio dla odwiertów płytszych/głębszych niż 5.000 m oraz zniósł dwuletni okres obniżonych stawek..

#### *Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania*

Uwaga dotycząca terminologii: Oficjalne nazwy odwiertów składają się z nazwy koncesji (Olgowskoje, Makiejewskoje, Krutogorowskoje, Wiergunskoje, Północne Makiejewskoje) oraz numeru odwiertu. Zamiast wprowadzać definicje poszczególnych odwiertów, poniżej stosuje się nazwy odwiertów składające się z pierwszej litery nazwy koncesji i numeru odwiertu. Na przykład odwiert Makiejewskoje-19 będzie dalej zwany M-19.

Serinus nabyła pośrednio 70% udziałów w KUB-Gas w czerwcu 2010 roku, zaś w lipcu 2010 roku – w pierwszym pełnym miesiącu od daty nabycia – produkcja gazu ziemnego przez KUB-Gas w ramach czterech koncesji wydobywczych wynosiło 4,88 MMcf/d (3,4 MMcf/d przypadające na udział SEN).

Dzięki przetworzaniu i interpretacji danych sejsmicznych, które Spółka wykonała w 2010 roku, możliwe było zidentyfikowanie amplitudy anomalii „*bright spot*” w potencjalnych korytowych piaskowcach (ang. „*channel sands*”), a pod koniec 2010 roku wykonanie odwiertu M-19, w którym dokonano odkrycia gazu w piaskowcach strefy R8. W lipcu 2011 roku rozpoczęto produkcję gazu z odwiertu M-19 na poziomie ponad 5 MMcf/d (3,5 MMcf/d netto dla SEN).

W I połowie 2011 roku przeprowadzono badanie sejsmicznego 3D na obszarze 120 km<sup>2</sup> w ramach koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w celu szczegółowego rozpoznania odkrycia z M-19 i innych karbońskich skał zbiornikowych i struktur.

Program odwiertów na 2011 rok obejmował pięć odwiertów na obszarze koncesji Olgowskoje - O-8, O-9, O-14, O-12 i O-18. Cztery z nich uzbrojono do produkcji gazu z baszkirskiej formacji, połączono do stacjami przetwórczymi i obecnie trwa z nich wydobywanie.

W II kwartale 2011 roku zakończono program badań sejsmicznych 3D na obszarze 71 km<sup>2</sup> w ramach koncesji Północne Makiejewskoje.

W październiku 2011 roku KUB-Gas rozpoczął program stymulowania złóż z wykorzystaniem technologii szczelinowania hydraulicznego. Pierwsze dwie operacje szczelinowania odwiertów O-6 i O-8 dały pozytywny wynik. Odwiert O-6 włączono do komercyjnej produkcji w lutym 2012 roku, a produkcja gazu z O-6 w trakcie tego miesiąca wyniosła średnio 1,5 MMcfd (1,1 MMcfd dla udziałów SEN). Odwiert O-8 włączono do komercyjnego wydobywania w marcu 2012 roku, a produkcja gazu z O-8 w trakcie tego miesiąca wyniosła średnio 1,0 MMcfd (0,7 MMcfd dla udziałów SEN).

W styczniu 2012 roku wyprodukowane w Kanadzie urządzenie wiertnicze typu *snubbing unit* – specjalistyczne urządzenie usługowe, umożliwiające modernizację odwiertów bez odcięcia aktualnie eksploatowanej strefy - zostało dostarczone do KUB-Gas na Ukrainie. Urządzenie to umożliwia KUB-Gas wydobywanie z dwóch horyzontów w niektórych odwiertach. Wydobywanie z dwóch horyzontów odwiertu umożliwia jednoczesną eksploatację gazu ziemnego z dwóch odrębnych stref. W IV kwartale 2012 roku prowadzono operację uruchomienia wydobywania z dwóch horyzontów w odwiertach O-18 w obszarze koncesji Olgowskoje i M-21 – na koncesji Makiejewskoje.

Prace nad odwiertem M-21 rozpoczęto w lutym 2012 roku. Odwiert orurowano do końcowej głębokości 2.210 m w marcu 2012 roku. W czerwcu 2010 roku odwiert przetestowano przez jedną godzinę pod kątem wydobywania z formacji R8, ze średnim przepływem 3 MMcfd i ciśnieniem przy powierzchni („FTHP”) wynoszącym 9,185 kPa. Wydobywanie z odwiertu M-21 rozpoczęto w sierpniu 2012 roku. Na dzień 31 grudnia 2013 roku produkcja z odwiertu M-21 wynosiła około 800 Mcf/d, przy czym była ograniczona przepływem na odwiertach M-19 i M-20, z których wydobywanie wynosiło ponad 10 MMcfd na odwiert.

Prace nad odwiertem NM-1 rozpoczęto w maju 2012 roku i w połowie czerwca orurowano do końcowej głębokości 2.500 m, w oczekiwaniu na dalsze testy. Odwiert jest obecnie zawieszony.

W czerwcu 2012 roku zakończono program badań sejsmicznych 3D dla 225 km<sup>2</sup> koncesji Północne Makiejewskoje, uzupełniający wcześniejsze badania 71 km<sup>2</sup> z 2011 roku. Interpretacja danych sejsmicznych 3D z obszaru Północne Makiejewskoje wskazała pięć dodatkowych strukturalnych obiektów poszukiwawczych.

Odwiert M-20 rozpoczęto w lipcu 2012 roku, a orurowano do końcowej głębokości 2.000 m w sierpniu. Odwiert M-20 został uzbrojony i włączony do komercyjnego wydobywania w IV kwartale 2012 roku, a na dzień 31 grudnia 2013 roku wydobywanie wynosiło 5 MMcfd.

Prace nad odwiertem M-16 rozpoczęto w sierpniu 2012 roku, a orurowano go do końcowej głębokości 4.300 m w grudniu 2012 roku, po natrafieniu na 7 potencjalnych stref gazonośnych. Odwiert opróbkowano w trzech sekcjach formacji serpuchońskiej. Aktualnie trwa wydobywanie ze strefy S6.

Prace nad odwiertem K-7 rozpoczęto we wrześniu 2012 roku, a orurowano go do końcowej głębokości 3.206 m w listopadzie 2012 roku. Profilowanie otworowe odwiertu i inne informacje uzyskane podczas wiercenia wskazały do 5 potencjalnych stref gazonośnych. Odwiert uzbrojono, a do końca kwietnia 2014 roku zostanie on podłączony do infrastruktury w celu uruchomienia wydobywania. Znaczne opóźnienie wynikało ze zmian w systemie rejestracji użytkowania gruntów, opisanych szczegółowo w punkcie „Czynniki ryzyka – Ryzyko związane z działalnością Spółki – Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych”.

Pierwszy ze strukturalnych obiektów perspektywicznych pola Północne Makiejewskoje zbadano poprzez wykonanie odwiertu NM-2, położonego w południowej części koncesji Północne Makiejewskoje. Odwiert został wykonany w grudniu 2012 roku i opuszczony w lutym 2013 roku, po tym jak osiągnął głębokość 3.150 m, a profilowanie otworowe i inne informacje uzyskane podczas wiercenia nie wykazały żadnych perspektywicznych stref.

W marcu 2013 roku KUB-Gas opróbkował strefy S13 i S5 sekcji serpuchowskiej karbonu w odwiercie M-16. Strefa została zbadana z zastosowaniem zwęzek różnej wielkości i uzyskano z niej ustabilizowany maksymalny przepływ na poziomie 4,3 MMcf/d przy ciśnieniu FTHP na poziomie 1.900 psig. Łączny okres testowania wynosił 74 godziny. Przepływ gazu ze strefy S13 był poniżej progu pomiaru. Wydobycie z odwiertu rozpoczęto na poziomie 3,13 MMcf/d (2,2 MMcf/d dla udziału SEN) w maju 2013 roku.

Prace nad odwiertem O-15 rozpoczęto w marcu 2013 roku. Pod koniec maja odwiert osiągnął łączną głębokość 3.246 metrów. Odwiert opróbkowano z zastosowaniem zwęzek różnej wielkości i uzyskano ustabilizowany maksymalny przepływ na poziomie 1,5 MMcf/d ze strefy S5. W sierpniu 2013 roku rozpoczęto wydobycie z odwiertu.

Prace nad odwiertem NM-3 na terenie koncesji Północne Makiejewskoje rozpoczęto w dniu 30 maja 2013 roku. Odwiert wykonano na łączną długość 2.426 metrów (mierzone wzdłuż osi otworu), docierając do formacji metamorficznych. Opróbkowanie odwiertu próbnikiem DST dało 0,5 m<sup>3</sup> ropy naftowej o gęstości 37° według skali API (American Petroleum Institute) oraz niewielkie ilości gazu z karbońskich piaskowców wizeńskich. Odwiert został orurowany, a Spółka zamierza rozpocząć prace nad szczelinowaniem i opróbkowaniem strefy wizeńskiej w momencie, gdy poprawi się sytuacja gospodarcza i poziom bezpieczeństwa.

W dniu 19 sierpnia 2013 roku rozpoczęto prace z wykorzystaniem urządzenia wiertniczego nad odwiertem O-24 w celu dotarcia do strefy B6, odkrytej w 2011 roku w odwiercie O-12. Początkowo planowano wykonanie odwiertu na głębokość 2.900 metrów, jednak podczas prac podjęto decyzję o pogłębieniu odwiertu do strefy serpuchowskiej w celu zbadania, czy strefa S5 odkryta w odwiercie O-15 sięga na północ do O-24. Badania wykazały potencjalne złoża opłacalne do wydobycia w strefach B6 i S6, a także w płycej zalegających strefach R30c i B4b. Odwiert został orurowany, a w styczniu 2014 roku rozpoczęto prace nad uzbrojeniem i testami odwiertu.

Prace wiertnicze nad odwiertem M-17 rozpoczęto dnia 27 listopada 2013 roku. Planowana łączna głębokość wynosiła 3.450 metrów, a odwiert miał dotrzeć do piaskowców w strefie S6 oraz wapieni w strefie S5. Odwiert osiągnął końcową głębokość 3.445 metrów na początku marca. Badania wskazały na obecność warstwy gazu opłacalnego do wydobycia o miąższości 9 m w strefie S6, o miąższości 2,5 m - w skałach węglanowych strefy S5 oraz dodatkowy potencjał złożowy w strefach S7 i R30c. W maju i czerwcu 2014 roku uzbrojono i przetestowano odwiert M-17, a najwyższy przepływ ze stref S6 i S7 wynosił odpowiednio 6,6 i 0,9 MMcf/d. Strefa S6 została podłączona do produkcji pod koniec czerwca 2014 z początkowym przepływem na poziomie 6 MMcf/d.

W październiku 2013 roku przeprowadzono udaną stymulację odwiertów O-4 i O-5 metodą szczelinowania hydraulicznego, a próbny przepływ wynosił odpowiednio 4,0 MMcf/d i 1,3 MMcf/d.

Na początku kwietnia 2014 roku rozpoczęto prace nad odwiertem O-11, który w maju osiągnął planowaną głębokość 3.230 metrów. Urządzenia pomiarowe wykazały łącznie 30,5 metrów gazu opłacalnego do wydobycia w czterech strefach. W czerwcu 2014 roku dokonano perforacji odwiertu w strefie S6, po której nastąpił z odwiertu silny wypływ powietrza, a następnie - gazu.

Na początku czerwca 2014 roku rozpoczęto prace nad odwiertem NM-4, który pod koniec czerwca został orurowany na głębokość 100,2 metrów. Następnie zawieszono prace wiertnicze w związku z ówczesnym stanem bezpieczeństwa na wschodzie Ukrainy.

Pola Wiergunskoje i Krutogorowskoje, położone blisko miasta Ługańsk, zostały zamknięte w czerwcu 2014 roku ze względów bezpieczeństwa i na dzień niniejszego RFI pozostają zamknięte. Oba pola znajdują się na obszarze, który jest obecnie kontrolowany przez ugrupowania separatystów.



W III kwartale 2014 roku wznowiono prace wiertnicze i modernizacyjne na Ukrainie i podjęto prace nad odwiertem M-22. Na początku stycznia 2015 roku odwiert M-22 osiągnął końcową głębokość 3.629 metrów. Pomiar wykazał gaz opłacalny do wydobywania – łączna miąższość 18 metrów w strefach S6 i S13a, a także dodatkową 22 m formację zawierającą węglowodory w strefach S5, S7, S13 i S13b. Po uzbrojeniu i testowaniu w S6 odbudowano ciśnienie lecz uzyskano gaz w ilościach zbyt małych do przeprowadzenia pomiarów.

W III kw. 2015 r. przeprowadzono stymulację szczelinowaniem w odwiertach O-11, O-15 oraz M-22. Po stymulacji odwiert O-11, który wcześniej był nieprodukcyjny, w testach uzyskał przyływ w przedziale 1,0-1,35 MMcf/d. Zabiegi szczelinowania formacji w otworze O-15 nie powiodły się, jednak odwiert został ponownie sperforowany i jego nowe wydobywanie to 1,2 MMcf/d, czyli o 20 proc. więcej niż przed stymulacją. Szczelinowanie M-22 również nie było udane, ponieważ ciśnienie szczelinowania okazało się wyższe od wywartego ciśnienia w trakcie zabiegu szczelinowania.

#### *Infrastruktura, przesył i sprzedaż*

Do 1 października 2015 r. większość gazu na Ukrainie sprzedawano na rzecz hurtowników (pośredników), w cenie ograniczonej limitem nałożonym przez NERCU w relacji do ceny importowej gazu z Rosji. Ceny uzgadniane pomiędzy KUB-Gas a odbiorcami podlegały miesięcznej weryfikacji prowadzonej przez NERCU w celu zapewnienia przestrzegania limitu cen, zaś ceny w poszczególnych miesiącach różnią się w zależności od warunków rynkowych. Niewielką część gazu sprzedawano bezpośrednio odbiorcom finalnym. 1 października 2015 r. została przyjęta ustawa reformująca rynek gazu ziemnego na Ukrainie, która m. in. znosiła limity rządowe na cenę. Stawki opłat koncesyjnych będą obliczane na bazie średniej miesięcznej ceny gazu importowanego począwszy od 1 stycznia 2016 r.. Spółka prowadzi sprzedaż swojego gazu głównie za pośrednictwem pośredników, z małą sprzedażą bezpośrednio do odbiorców końcowych.

Od czasu rosyjskiej ingerencji na Ukrainie na początku w 2014 roku, szereg czynników wpływał na znaczący spadek cen gazu na Ukrainie. Czynniki te nie zawsze oddziaływały w tym samym kierunku, dlatego ceny podlegały wahaniom. W styczniu 2014 roku po zawarciu umowy pomiędzy Rosją i Ukrainą w sprawie obniżonych cen gazu (zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – System licencji i regulacji na Ukrainie*”), NERCU obniżyła maksymalną cenę gazu ziemnego na I kwartał 2014 roku do 3.113 UAH/Mcm, czyli 10,70 USD/Mcf wg ówczesnego kursu wymiany na poziomie 8,2 UAH/USD. W dniu 28 marca 2014 roku kurs wymiany wynosił 10,95 UAH/USD. W I kwartale 2014 roku KUB-Gas sprzedawał gaz w średniej cenie 8,55 USD/Mcf.

W dniu 4 marca 2014 roku rosyjski koncern energetyczny Gazprom ogłosił, że z dniem 1 kwietnia 2014 roku wycofa zniżkę na gaz ziemny dla Ukrainy. Maksymalna cena wyznaczona przez NERCU wzrosła w kwietniu 2014 roku do 4.020 UAH/Mcm i dalej rosła w ciągu roku do 5.900 UAH/Mcm w grudniu 2014 roku. Jednocześnie jednak rósł też kurs wymiany, który w kwietniu 2014 roku wynosił średnio 11,69 UAH/USD, a w grudniu 2014 roku 15,69 UAH/USD. Ceny sprzedaży KUB-Gas w II, III i IV kwartale 2014 roku wynosiły odpowiednio 10,23 USD, 10,17 USD i 9,63 USD/Mcf.

W trakcie 2015 r. nadal trwał spadek cen, a kurs słabł, co w efekcie odbiło się na uzyskanych przez Spółkę cenach za Mcf wynoszących 7,84 USD, 7,14 USD, 6,58 USD i 7,19 USD odpowiednio w I, II, III i IV kw. 2015 r.

Przyszłość cen gazu ziemnego na Ukrainie jest aktualnie źródłem poważnej niepewności, a powyższe wielkości mogą nie być reprezentatywne dla przyszłych cen, jakie Spółka może uzyskać na Ukrainie.

Na każdej z czterech koncesji, gdzie prowadzone jest wydobywanie (Olgowskoje, Makiejewskoje, Wiergunskoje i Krutogorowskoje), istnieją własne rurociągi, łączące dany odwiert produkcyjny z centralną stacją przetwórczą zlokalizowaną na każdej z koncesji. Gaz przesyłany jest następnie rurociągiem do ukraińskiej krajowej infrastruktury przesyłowej. Cztery stacje przetwórcze mają łącznie wydajność na poziomie 80 MMcf/d gazu ziemnego i posiadają linie przesyłowe o łącznej długości ponad 40 km.

We wrześniu 2013 roku KUB-Gas rozpoczęła rozbudowę infrastruktury gazowej na terenie koncesji Makiejewskoje. Rozbudowa obejmowała drugą stację ze sprzętem do rozdzielania gazu i kondensatu od wody i miała zwiększyć łączną przepustowość na terenie koncesji Makiejewskoje z 30 MMcf/d do 68 MMcf/d. Daje to znaczny zapas wydajności dla potencjalnego wzrostu wydobywania w ramach bieżącego programu prac poszukiwawczych i zagospodarowania złóż przez Spółkę. Nowa infrastruktura została oddana do użytkowania 6 marca 2014 roku.

#### *Istotne umowy*

*Chociaż przedstawione poniżej umowy były istotnymi umowami, to w związku z zamknięciem transakcji sprzedaży udziałów Spółki na Ukrainie, Serinus nie jest już stroną tych umów i wszystkie zobowiązania oraz prawa wynikające z nich nie są już obowiązujące.*

(a) Umowa Akcjonariuszy („SHA”)

W dniu 10 listopada 2009 roku Serinus Holdings, Gastek i KUBGAS Holdings zawarły SHA, regulującą stosunki Serinus Holdings i Gastek jako akcjonariuszy KUBGAS Holdings. SHA weszła w życie z chwilą zakończenia Nabycia KUB-Gas.

Zgodnie z SHA, Serinus Holdings oraz Gastek zobowiązują się, że KUBGAS Holdings będzie prowadzić działalność w sektorze gazowo-naftowym na Ukrainie za pośrednictwem całkowicie zależnej spółki KUB-Gas w ramach dotychczasowych Koncesji na Ukrainie, oraz składać wnioski i badać nowe możliwości działalności w tym sektorze na Ukrainie. Jeżeli Serinus Holdings lub Gastek postanowią rozwijać nowe obszary działalności w sektorze gazowo-naftowym na Ukrainie bez korzystania z KUBGAS Holdings, druga strona może działać niezależnie. SHA została zmieniona porozumieniem z dnia 11 listopada 2011 roku („Porozumienie”) w celu wyłączenia niektórych obszarów z zastosowania tego wymogu. SHA zawiera zwyczajowe ograniczenia dotyczące zakazu konkurencji obowiązujące strony umowy. Zgodnie z Porozumieniem niektóre obszary działalności są wyłączone z zastosowania tego wymogu.

Każdemu z akcjonariuszy przysługuje prawo pierwokupu w stosunku do akcji zbywanych przez drugą stronę, po cenie równej cenie oferowanej przez osobę trzecią. W przypadku niewypłacalności akcjonariusza, zmiany kontroli lub nieobjęcia nowych akcji lub nieudzielenia pożyczki KUBGAS Holdings w sposób wymagany zgodnie z SHA, drugi akcjonariusz ma prawo wykupić akcje takiego akcjonariusza po ustalonej z góry cenie lub po cenie ustalonej przez rzeczoznawcę.

SHA daje także każdemu z akcjonariuszy KUBGAS Holdings prawo żądania samodzielnie od KUBGAS Holdings nakazania KUB-Gas prowadzenia określonych działań w sektorze gazowo-naftowym na zasadzie wyłączności (np. wówczas, gdy drugi akcjonariusz nie będzie zainteresowany, aby KUBGAS Holdings nakazało KUB-Gas prowadzenie takiej działalności) („**Działalność w Oparciu o Jednostronne Wytyczne**”). W takich okolicznościach, strona proponująca podjęcie Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne:

- (i) ma obowiązek finansować i chronić KUBGAS Holdings od odpowiedzialności z tytułu wszelkich kosztów i zobowiązań związanych z prowadzeniem Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne; oraz
- (ii) otrzymuje 90% wszystkich wpływów netto uzyskanych z Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne do czasu uzyskania z tytułu Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne kwoty wynoszącej 200% nakładów poniesionych na nią zgodnie z pkt. (i).

SHA została zawarta pod prawem angielskim. Wynikające z niej i związane z nią spory będą rozstrzygane przez Londyński Sąd Arbitrażu Międzynarodowego (ang. *London Court of International Arbitration*).

(b) Umowy o Świadczenie Usług Technicznych

KUB-Gas korzysta z dwóch kompleksowych Umów o Świadczenie Usług Technicznych (*Technical Services Agreements*, zwanych dalej „**TSA**”). Celem umów TSA jest umożliwienie KUB-Gas korzystania z umiejętności i wiedzy fachowej Spółki przy dalszej rozbudowie i eksploatacji Aktywów KUB-Gas („**Usługi Techniczne**”). Usługi Techniczne mogą być świadczone bezpośrednio na rzecz właściwego kontrahenta przez usługodawcę, w drodze oddelegowania pracowników do świadczenia usług lub też w drodze podzlecenia stronie trzeciej dostaw towarów i/lub usług.

Pierwsza TSA została zawarta pomiędzy Spółką a KUBGAS Holdings („**Główna TSA**”). Umowa datowana jest na 13 stycznia 2011 roku, lecz obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 roku. Umowa ta określa Usługi Techniczne, jakie mają być realizowane dla KUBGAS Holdings na rzecz KUB-Gas. KUBGAS Holdings płaci za Usługi Techniczne na podstawie rozliczenia czasowo-kosztowego.

Drugą TSA została zawarta pomiędzy KUBGAS Holdings a KUB-Gas („**Drugorzędna TSA**”). Umowa ta również jest datowana na 13 stycznia 2011 roku i obowiązuje ona również od dnia 1 stycznia 2010 roku. O ile dalej nie wskazano inaczej, Drugorzędna TSA została zawarta zasadniczo na tych samych warunkach, co Główna TSA. Na mocy Drugorzędnej TSA, Usługi Techniczne realizowane przez Spółkę na rzecz KUBGAS Holdings na mocy Głównej TSA są przekazywane KUB-Gas. KUBGAS Holdings może jednak również świadczyć Usługi Techniczne na rzecz KUB-Gas na mocy Drugorzędnej TSA niezależnie od usług świadczonych na rzecz KUBGAS Holdings na mocy Głównej TSA. KUB-Gas uiszcza płatności za Usługi Techniczne zrealizowane na mocy Drugorzędnej TSA w postaci stałej opłaty miesięcznej powiększonej o koszty zmienne.

Umowy TSA podlegają prawu angielskiemu.

## 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 wykwalifikowany rzeczoznawca do oceny rezerw i audytor – sporządziła raport pt. „Ocena tunezyjskich, ukraińskich i rumuńskich rezerw i zasobów na dzień 31 grudnia 2015 roku” (ang. *Evaluation of Tunisian and Ukraine Reserves as of 31<sup>st</sup> December, 2015*) datowany na 14 marca 2016 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 2015 roku:

- rezerw ropy naftowej i rezerw gazu ziemnego spółki Winstar Tunezja, w tym pól Sabria, Sanrhar, Chouech Es Saida i Ech Chouech
- zasobów warunkowych ropy i gazu Winstar Satu Mare S.A. w Rumunii, w szczególności w ramach pola Motfinu

- rezerw NGL i rezerw gazu ziemnego spółki KUB-Gas, w tym pól Olgowskoje, Makiejewskoje, Krutogorowskoje i Wiergunskoje. Spółka na koniec 2015 roku posiadała efektywny 70% udział w spółce KUB-Gas.

Sporządzając Raport RPS, firma RPS oparła się na określonych informacjach i danych przekazanych przez KUB-Gas i Spółkę w zakresie udziałów, wydobycia gazu, kosztów historycznych działalności operacyjnej i zagospodarowania, cen produktów, umów dotyczących bieżącej i przyszłej działalności operacyjnej, sprzedaży wydobycia oraz innych odpowiednich danych na dzień 31 grudnia 2015 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 eksperta z oceny 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.**

## DYWIDENDA

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 2015 roku istniało 78.629.941 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.

W dniu 24 czerwca 2013 roku w związku z finalizacją Przekształcenia z 2013 roku Spółka dokonała scalenia swoich Akcji Sprzed Scalenia wg parytetu 1 Akcja Zwykła po scaleniu za każde 10 Akcji Sprzed Scalenia.

### **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, 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 GPW w ujęciu miesięcznym, za każdy miesiąc ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki oraz za każdy miesiąc lub część miesiąca do dnia niniejszego RFI (uwaga: kurs akcji i wolumen obrotu akcjami po scaleniu):

	Kurs zamknięcia na GPW (w PLN)		Kurs zamknięcia na TSX (w CAD)		Wielkość obrotów na sesję		
	Najwyższy	Najniższy	Najwyższy	Najniższy	GPW	TSX	Razem
<b>2016</b>							
luty	1,63	1,44	0,55	0,50	34.957	1.846	36.803
styczeń	1,59	1,48	0,53	0,385	57.635	7.875	65.510
<b>2015</b>							
grudzień	2,05	1,16	0,52	0,27	270.334	13.039	40.073
listopad	2,54	1,85	0,74	0,57	112.309	7.524	119.833
październik	2,21	1,99	0,70	0,61	46.596	1.837	48.433
wrzesień	2,29	1,79	0,70	0,60	84.166	7.734	91.900
sierpień	2,20	1,70	0,75	0,58	46.431	3.596	50.027
lipiec	2,52	1,91	0,81	0,71	108.542	6.943	115.485
czerwiec	3,15	2,26	1,02	0,75	92.228	1.824	94.052
maj	3,90	3,02	1,40	1,00	203.208	3.295	206.503
kwiecień	3,26	2,92	1,08	0,97	116.993	4.056	121.049
marzec	3,65	2,95	1,18	0,95	98.937	4.874	103.711
luty	3,68	3,30	1,20	1,10	113.223	15.410	148.633
styczeń	4,09	2,84	1,31	0,91	123.748	7.737	131.485

### WCZEŚNIEJSZE EMISJE

Spółka przyznała opcje kupna Akcji Zwykłych członkom kierownictwa wyższego szczebla i dyrektorom, pracownikom oraz niektórym konsultantom z ceną wykonania równą lub wyższą od wartości godziwej Akcji Zwykłych na dzień przyznania opcji. Po wykonaniu opcji zostaną one rozliczone w nowo emitowanych Akcjach Zwykłych. Prawa z opcji nabywane są zwykle w okresie dwóch lat, a opcje zachowują ważność przez pięć lat. Na dzień niniejszego RFI istnieje możliwość wyemitowania 1.281.700 Akcji Zwykłych po wykonaniu istniejących opcji Spółki w cenie od 1,56 CAD za Akcję Zwykłą do 6,20 USD za Akcję Zwykłą.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2015 roku Spółka umorzyła 2,7 mln opcji denominowanych w USD o średniej ważonej cenie wykonania 4,05 USD za akcję. Ponadto 1,7 mln opcji denominowanych w USD o średniej ważonej cenie wykonania wynoszącej 5,28 USD/akcja utraciło ważność i nie było realizowanych, jak również dotyczyło to 30.000 opcji denominowanych w CAD o średniej ważonej 2,80 CAD/akcja. W 2015 r. Spółka nie przyznała opcji kupna na Akcje Zwykłe.

Każda opcja kupna Akcji Zwykłej uprawnia posiadacza do objęcia jednej Akcji Zwykłej zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w programie opcji na akcje Spółki. Opcje wygasają po upływie 5 lat. Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w punkcie „Wynagrodzenie Kierownictwa” w ramach Memorandum Informacyjnego z dnia 23 kwietnia 2015 roku, opublikowanego w związku ze Zgromadzeniem Akcjonariuszy Spółki, które odbyło się w dniu 20 maja 2015 roku.

## DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICTWA

Ogólną kontrolę nad zarządzaniem działalnością Spółki pełni Rada Dyrektorów oraz Prezes i Dyrektor Generalny 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.

### Dyrektorzy i członkowie kierownictwa wyższego szczebla

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. Spółka posiada sześciu członków kierownictwa wyższego szczebla („Członkowie Kierownictwa Wyższego Szczebla”) zatrudnionych w Dubaju, Calgary i Warszawie. 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.

Imię i nazwisko	Miejscowość / kraj rezydencji	Stanowisko w Spółce	Data powołania	Główne obowiązki zawodowe
Helmut J. Langanger <sup>(3)</sup>	Wiedeń, Austria	Przewodniczący Rady Dyrektorów	9 listopada 2011 r., Przewodniczący Rady Dyrektorów od 14 maja 2014 r.	Od 1974 do 2010 roku Helmut J. Langanger pracował w austriackiej spółce OMV – od 2002 r. jako Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny Grupy, członek Rady Wykonawczej i Dyrektor Zarządzający ds. Upstreamu. Po przejściu na emeryturę w 2010 r. Helmut J. Langanger pracował jako dyrektor w różnych spółkach.
Stephen C. Akerfeldt <sup>(1)</sup>	Toronto, Ontario, Kanada	Dyrektor	16 marca 2011 r.	Stephen C. Akerfeldt jest od 1999 r. Prezesem Zarządu i dyrektorem Ritz Plastics Inc., niepublicznej spółki produkującej części z tworzyw sztucznych, głównie dla potrzeb branży motoryzacyjnej, w procesie formowania wtryskowego. Wcześniej, tj. od czerwca 2007 r. do lutego 2011 r., był Prezesem Zarządu i dyrektorem Firstgold Corp., spółki poszukującej złota, a także Dyrektorem Generalnym Firstgold Corp. od stycznia 2008 r. do lipca 2009 roku.
Timothy M. Elliott	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Prezes i Dyrektor Generalny; Dyrektor	Prezes i Dyrektor Generalny od 10 lutego 2006 r.; Dyrektor od 10 kwietnia 2001 r.	Timothy M. Elliott jest Prezesem i Dyrektorem Generalnym Spółki od lutego 2006 r.

Norman W. Holton	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów	Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów od 10 grudnia 2008 r.; Dyrektor od 30 lipca 1993 r.	Norman W. Holton sprawuje funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Dyrektorów Spółki od 10 grudnia 2008 r. Uprzednio był Prezesem Wykonawczym Spółki od maja 2007 r. oraz Przewodniczącym i Dyrektorem Generalnym Spółki od 1995 do lutego 2006 r.
Evgenij Iorich	Zug, Szwajcaria	Dyrektor	24 czerwca 2013 r.	Evgenij 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 od 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 Zurichu, gdzie uzyskał stopień Master of Arts.
Gary R. King (1)(2)(3)	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Dyrektor	25 października 2007 r.	Gary R. King jest założycielem i partnerem zarządzającym Matrix Partnership – firmy doradztwa strategicznego z siedzibą w Dubaju w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Ostatnio piastował stanowisko Prezesa Zarządu Regalis Petroleum, niepublicznej spółki prowadzącej działalność w branży ropy naftowej i gazu głównie w Republice Czadu. Wcześniej był Prezesem Zarządu Dutco Natural Resources Investments Ltd, a później w Houston piastował stanowisko Prezesa Tarka Resources oraz Wiceprzewodniczącego Manti. Wcześniej od 1 września 2008 r. był Dyrektorem Generalnym Dubai Natural Resources World, niepublicznego funduszu inwestycyjnego, którego właścicielem jest rząd Dubaju. Wcześniej był Dyrektorem Generalnym Dubai Mercantile Exchange od grudnia 2005 r. do sierpnia 2008 r. Gary R. King jest również niezależnym dyrektorem i członkiem Rady spółki Parker Drilling Company.
Sebastian Kulczyk	Luxemburg	Dyrektor	14 maja 2014 r.	Prezes Zarządu Kulczyk Investments S.A. Wcześniej pracował w Lazard Ltd., a jeszcze wcześniej był Prezesem Zarządu Phenomind Ventures S.A. Sebastian Kulczyk jest absolwentem kierunku Zarządzanie i Marketing Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu. Studiował także w London School of Economics.



Michael A. McVea (1)(2)	Victoria, British Columbia, Kanada	Dyrektor	10 lutego 2006 r.	Michael A. McVea jest emerytowanym adwokatem i dyrektorem od 2004 r.
Łukasz Rędziniak (2)	Warszawa, Polska	Dyrektor	16 marca 2016 r.	General Consuel i Członek Zarządu w Kulczyk Investments S.A. Zanim w styczniu 2013 r. podjął pracę w Grupie Kulczyk pan Rędziniak był partnerem zarządzającym w firmie prawniczej Studnicki Pleszka Cwiąkański Górski Sp. K., w latach 2007-2009 Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Sprawiedliwości RP.
Jock M. Graham	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny (COO)	28 maja 2007 r.	Jock M. Graham jest Wicedyrektorem Generalnym Spółki od lutego 2006 r., a wcześniej był konsultantem Spółki od marca 2005 r.
Aaron LeBlanc	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprezes ds. Poszukiwań	27 marca 2014 r.	Aaron LeBlanc jest Wiceprezesem ds. Geologii od kwietnia 2014 r. Wcześniej od marca 2011 r. był Dyrektorem ds. Geologii i Głównym Geologiem Serinus Energy. Jeszcze wcześniej od 2002 do 2011 r. pracował jako geolog w Devon Energy, publicznej spółce branży ropy naftowej i energii w Kanadzie. Aaron LeBlanc jest absolwentem geologii na Uniwersytecie Calgary w Calgary, Alberta, Kanada. Aaron LeBlanc posiada tytuł Professional Geologist (P. Geol.) i jest członkiem następujących organizacji: Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta, The American Association of Petroleum Geologists oraz the Canadian Society of Petroleum.
Jakub J. Korczak	Warszawa, Polska	Wiceprezes ds. Relacji Inwestorskich, Dyrektor Operacji w Europie Środkowo-Wschodniej	25 maja 2010 r.	Przed dołączeniem do Serinus jako Prokurent i szef Relacji Inwestorskich w styczniu 2010 r., Jakub Korczak pracował m.in. w Banku Pocztowym jako Dyrektor Finansowy i członek zarządu (2009-2010), a także w BRE Banku jako koordynator ds. strategii i dyrektor relacji inwestorskich (2005-2009).
Tracy H. Heck	Calgary, Alberta, Kanada	Dyrektor Finansowa	1 stycznia 2014 r.	Tracy Heck pracuje w Serinus jako dyrektor odpowiedzialna za finanse od czerwca 2012 r., a z dniem 1 stycznia 2014 r. objęła stanowisko Dyrektora Finansowej. Wcześniej od 2005 r. pełniła stanowisko kontrolera w NAL Energy Corporation.

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 Serinus łącznie byli faktycznymi właścicielami lub kontrolowali, bezpośrednio bądź pośrednio, 39.909.606 Akcji Zwykłych stanowiących około 50,76% wszystkich nierozwodnionych Akcji Zwykłych. Spółka nie dysponuje sama informacjami na temat Akcji Zwykłych w faktycznym posiadaniu 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 członka organów zarządzających lub nadzorczych, 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 członka organów zarządzających lub nadzorczych, 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 członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego i które zostało wydane w wyniku zdarzenia mającego miejsce w czasie, gdy pełnił on funkcję członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego,

z następującymi wyjątkami:

- w dniu 22 lipca 2009 roku Komisja Papierów Wartościowych Ontario (*Ontario Securities Commission*) wydała zakaz prowadzenia obrotu wobec osób posiadających informacje, kierownictwa, pracowników i członków organów zarządzających i nadzorczych spółki Firstgold Corp., w tym Stephena C. Akerfeldta, w związku z niezłożeniem szeregu materiałów objętych bieżącym wymogiem sprawozdawczym w przepisowym terminie zgodnie z prawem papierów wartościowych Ontario. Wszystkie zaległe materiały objęte bieżącym wymogiem sprawozdawczym zostały następnie złożone, a zakaz prowadzenia obrotu wygasł z dniem 10 października 2009 roku.

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

- (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 komisarzyckiego lub ustanowiono syndyka dla jej majątku z następującym wyjątkiem:
  - W styczniu 2010 roku Firstgold Corp. wystąpiła o ochronę zgodnie z przepisami Chapter 11 w Stanach Zjednoczonych. W momencie składania wniosku Stephen C. Akerfeldt był dyrektorem Firstgold Corp.; 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 Serinus umożliwiającą znaczny wpływ na kontrolę nad Serinus:

- (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 z następującym wyjątkiem:
- W dniu 16 kwietnia 2013 roku Parker Drilling Corporation poinformowała o zawarciu ugody z amerykańskim Departamentem Sprawiedliwości i Komisją Papierów Wartościowych i Giełd w sprawie możliwych naruszeń amerykańskiej Ustawy w sprawie przeciwdziałania zagranicznym praktykom korupcyjnym (ang. *Foreign Corrupt Practices Act*) w Nigerii. Zgodnie z warunkami ugody Parker Drilling Corporation zobowiązała się do zapłaty 15,85 mln USD, w tym 11,76 mln USD opłat karnych, 3,05 mln USD z tytułu karnego zwrotu zysków oraz 1,04 mln USD z tytułu odsetek. Gary R. King był dyrektorem Parker Drilling Corporation w momencie zawarcia ugody.

### **Konflikt interesów**

Na dzień niniejszego RFI, KI posiada 50,76% Akcji Zwykłych Spółki, a dwóch dyrektorów Spółki (Sebastian Kulczyk i Łukasz Rędziniak) 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.

Nemmoco Petroleum Corporation („**Nemmoco**”), niepubliczna spółka, której 37,5% jest własnością Timothy M. Elliotta, członka kierownictwa wyższego szczebla i dyrektora Spółki, świadczy określone usługi kadrowe i ogólne oraz usługi księgowo i administracyjne na rzecz Spółki w biurach w Dubaju na podstawie podziału kosztów. Opłaty za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015 roku wyniosły 748.560 USD (na dzień 31 grudnia 2014 roku: 748.560 USD). Na dzień 31 grudnia 2014 roku kwota należności dla Spółki od Nemmoco wynosiła 11.000 tys. USD (na dzień 31 grudnia 2013 roku: 28.819 USD zobowiązań).

### **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, omówienie i analiza 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 poufności, 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: Michael A. McVea, Stephen C. Akerfeldt i Gary R. King. Pan McVea pełni rolę przewodniczącego Komitetu Audytu. Każdy z jego członków jest „biegły w kwestiach finansowych”, zgodnie z definicją tego terminu 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.

#### *Odpowiednie wykształcenie i doświadczenie*

##### Michael A. McVea

Michael A. McVea jest emerytowanym adwokatem od 2004 roku. Przedtem od września 1981 roku do grudnia 2002 roku był Starszym Partnerem w McVea, Shook, Wickham & Bishop, kancelarii prawnej zajmującej się praktyką ogólną oraz Associate Counsel w tej firmie od stycznia 2003 roku do czerwca 2004 roku. Michael A. McVea prowadził praktykę głównie w obszarze prawa gospodarczego oraz prawa spółek. Ukończył University of British Columbia, Kanada, uzyskując stopień Bachelor of Laws w 1974 roku. Michael A. McVea był dyrektorem TKE Energy Trust od listopada 2004 roku do listopada 2005 roku. Michael A. McVea jest obecnie dyrektorem Loon Energy Corporation. Pełniąc te funkcje, Michael A. McVea zdobył doświadczenie, znajomość rachunkowości i sprawozdawczości finansowej, a także procedur, polityki i zasad obowiązujących na rynkach kapitałowych.

##### Stephen C. Akerfeldt

Stephen C. Akerfeldt jest od 1999 roku Prezesem Zarządu i dyrektorem Ritz Plastics Inc., niepublicznej spółki produkującej części z tworzyw sztucznych, głównie dla potrzeb branży motoryzacyjnej, w procesie formowania wtryskowego. Wcześniej, tj. od 2007 roku do lutego 2011 roku, był Prezesem Zarządu i dyrektorem Firstgold Corp., spółki poszukującej złota, a także Dyrektorem Generalnym Firstgold Corp. od stycznia 2008 roku do lipca 2009 roku. W 1990 roku Stephen C. Akerfeldt założył Grayker Corporation, niepubliczną spółkę posiadającą dużą sieć pralni chemicznych, którą prowadził wraz z partnerem aż do jej zbycia w 2003 roku. Jeszcze wcześniej w latach 1987 – 1990 był Wiceprezesem Zarządu i Dyrektorem Finansowym Magna International Inc. Stephen C. Akerfeldt w 1965 roku podjął pracę w Coopers & Lybrand (obecnie PricewaterhouseCoopers), gdzie pracował do 1987 roku. W 1969 roku został biegłym rewidentem, a w 1974 roku – partnerem. Stephen C. Akerfeldt ukończył University of Waterloo w Waterlo, Ontario, Kanada w 1966 roku. Obecnie jest dyrektorem Jura, spółki publicznej notowanej na TSX. Pełniąc te funkcje, Stephen C. Akerfeldt zdobył doświadczenie i znajomość rachunkowości i sprawozdawczości finansowej, a także procedur, polityki i zasad obowiązujących na rynkach kapitałowych.

##### Gary R. King

Gary R. King jest założycielem i partnerem zarządzającym Matrix Partnership – firmy doradztwa strategicznego z siedzibą w Dubaju w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Ostatnio piastował stanowisko Prezesa Zarządu Regalis Petroleum, niepublicznej spółki prowadzącej działalność w branży ropy naftowej i gazu głównie w Republice Czadu. Wcześniej od kwietnia 2012 roku był Prezesem Zarządu Dutco Natural Resources Investments Ltd. Wcześniej od 1 września 2008 roku był Dyrektorem Generalnym Dubai Natural Resources World, niepublicznego funduszu inwestycyjnego, którego właścicielem jest rząd Dubaju; fundusz zajmuje się poszukiwaniem długoterminowych inwestycji w obszarze szeroko rozumianych zasobów naturalnych, w tym ropy naftowej i gazu ziemnego, energii, energii alternatywnej, wydobywania i rolnictwa, głównie w krajach rozwijających się. Wcześniej był Dyrektorem Generalnym Dubai Mercantile Exchange od grudnia 2005 roku do sierpnia 2008 roku. Od marca 2001 roku do grudnia 2005 roku piastował stanowiska kierownicze (w odwrotnej kolejności

chronologicznej) w następujących firmach: Macquarie Bank, Matrix Commodities oraz Standard Bank London. Od 1983 roku pracował (w odwrotnej kolejności chronologicznej) w następujących firmach: Emirates National Oil Company, Dragon Oil PLC, TransCanada International Petroleum, Morgan Stanley oraz Neste Oy. Gary R. King ukończył Imperial College, Royal School of Mines, London University, Wielka Brytania ze stopniem Masters w dziedzinie geologii wydobywania ropy naftowej w 1983 roku. Oprócz pełnienia funkcji w Radzie Dyrektorów Spółki, Gary R. King jest dyrektorem Parker Drilling Company, spółki publicznej, notowanej na New York Stock Exchange. Pełniąc te funkcje, Gary R. King zdobył doświadczenie i znajomość rachunkowości i sprawozdawczości finansowej, a także procedur, polityki i zasad obowiązujących na rynkach kapitałowych.

#### *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 całościowemu 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</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<b>31 grudnia</b>		
Honoraria za badanie sprawozdań finansowych <sup>(1)</sup>	524.802 USD	556.732 USD
Honoraria za usługi związane z badaniem sprawozdań finansowych <sup>(2)</sup>	121.824 USD	79.214 USD
Inne honoraria za usługi podatkowe <sup>(3)</sup>	80.321 USD	225.728 USD
Inne kwoty <sup>(4)</sup>	742 USD	66.721 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 rachunkowym w różnych kwestiach rachunkowych.

## 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, nieznanne 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 wydobyciem*

Spółka prowadzi działalność w branży naftowo-gazowej. Działalność w tym sektorze jest obciążona 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. Na dzień niniejszego RFI nie stwierdzono żadnych potwierdzonych ani prawdopodobnych rezerw związanych z aktywami Spółki w Rumunii, co wynika z wczesnego etapu zagospodarowywania tych aktywów, jednakże przypisano do nich zasoby warunkowe. Nie ma żadnej gwarancji, że zasoby te będą przekształcone w rezerwy, jak również, że nastąpi odkrycie rezerw ropy i gazu w ramach tych aktywów, ani że w przypadku odkrycia takich rezerw, Spółka będzie w stanie eksploatować je zgodnie z zamierzeniami. Obecnie w Rumunii Spółka ma prawo prowadzić działania poszukiwawcze oraz – po spełnieniu określonych warunków – wydobyć ropy naftowej i gazu ziemnego, po ich ewentualnym odkryciu.

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 zobowiązań do prowadzenia prac bądź dokonania nakładów inwestycyjnych.

W Rumunii prawa i obowiązki Serinus 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 i Spółka oczekuje na ratyfikację nowego okresu poszukiwawczego – Etapu 3 - przez różne rumuńskie ministerstwa. OEBS poinformował, że nie będzie uczestniczyć w Etapie 3 i zgodnie z zapisami wspólnej umowy operacyjnej przeniesie swój 40% udział w Satu Mare na na Winstar Rumunia, co nastąpi po uzyskaniu wszystkich ratyfikacji i ogłoszeniu przedłużenia w dzienniku urzędowym. 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 obciążone 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 wydobycia. Przyszły wzrost rezerw Spółki zależy 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 wydobycia 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 wydobycia i przychodów nie wzrosną, zaś istniejące rezerwy Spółki będą się z czasem kurczyć, w miarę wyczerpywania się rezerw wskutek wydobycia. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka odkryje, nabędzie i dokona zagospodarowania kolejnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na skalę komercyjną.

Nie wszystkie obszary koncesji, na których Spółka prowadzi działania poszukiwawcze, mogą zostać ostatecznie przekształcone w nowe rezerwy. Jeżeli na którymkolwiek etapie Spółka zostanie pozbawiona obecnie istniejących możliwości dalszego realizowania swoich programów poszukiwawczych i zagospodarowania złóż w Rumunii lub dalszego zagospodarowania Aktywów w Tunezji, lub jeśli programy te z innych przyczyn nie będą kontynuowane, może to wywrzeć poważny niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki działalności operacyjnej Spółki, a tym samym na cenę Akcji Zwykłych. Przyszłe rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego Spółki oraz bieżąca działalność w zakresie pozyskiwania ropy naftowej i gazu ziemnego z tychże rezerw, a tym samym jej zdolność do generowania przepływów pieniężnych i zysków, są w wysokim stopniu uzależnione od nieustannego zagospodarowywania istniejących rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego lub pozyskiwania przez Spółkę nowych rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego. Bez stałego zwiększania rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego, wszystkie istniejące rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego posiadane w danym okresie przez Spółkę, a także ilość ropy naftowej i gazu ziemnego pozyskiwanych z tych rezerw, będą się stopniowo wyczerpywały w miarę eksploatacji. Ewentualne zwiększenie bazy rezerw Spółki w przyszłości będzie uzależnione nie tylko od jej zdolności przeprowadzenia działań poszukiwawczych i zagospodarowania posiadanych w danym czasie obszarów koncesji, ale także od tego, czy uda jej się wybrać i pozyskać odpowiednie aktywa produkcyjne i obiekty poszukiwawcze.

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 wydobycie z odwiertów produkcyjnych. Do uwarunkowań tych należą: opóźnienia w uzyskiwaniu zezwoleń i zgód rządowych, ograniczenie wydobycia 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 obciążona szeregiem ryzyk towarzyszących zwykle takiemu wydobyciu 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-ruchowa mogą w dłuższej perspektywie czasu przyczynić się do maksymalizowania poziomu wydobycia, to nie da się wyeliminować opóźnień w wydobyciu 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 wydobycia w jednym lub kilku punktach wydobycia 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.

#### *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 wydobycia, jak też ewentualnie innych koncesji lub umów o podziale wpływów z wydobycia 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 wydobycia, Spółka może zrzec się swojego udziału w danej koncesji lub umowie o podziale wpływów z wydobycia, 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.

#### *Dodatkowe potrzeby finansowe*

Działalność Spółki znajduje się na względnie wczesnym etapie rozwoju. Aktywa w Rumunii nie mają przypisanych rezerw, a na dzień niniejszego RFI z posiadanych obiektów poszukiwawczych nie wygenerowano dochodów. Podobnie jak inne spółki na tym samym etapie rozwoju działające w obszarze poszukiwań i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, Spółka dokonała znacznych inwestycji kapitałowych, przy czym pozyskiwane fundusze inwestuje się w działalność poszukiwawczą, ocenę, zagospodarowanie i utrzymanie aktywów naftowo-gazowych. Spółka posiada na dzień 31 grudnia 2015 roku ujemny skonsolidowany kapitał obrotowy w wysokości 10,9 mln USD (na dzień 31 grudnia 2014 roku –13,0 mln USD), w tym środki pieniężne i inne aktywa pieniężne w kwocie 6,6 mln USD (na dzień 31 grudnia 2014 roku – 11,1 mln USD). W ocenie Spółki jej zasoby pieniężne na dzień 31 grudnia 2015 roku oraz przeprowadzona następnie sprzedaż Aktywów na Ukrainie będą wystarczające do sfinansowania działalności operacyjnej i zaplanowanych nakładów kapitałowych przewidzianych na następne 12 miesięcy. Obecnie Spółka przewiduje ograniczone nakłady kapitałowe w 2016 roku w związku z niższym poziomem przepływów środków pieniężnych wskutek spadku cen surowców. Dodatkowe finansowanie może być uzyskane poprzez podwyższenie kapitału lub podjęcie działań związanych z ograniczeniem lub przełożeniem obecnie planowanych nakładów kapitałowych i/lub zbyciem aktywów lub pozyskaniem partnera do farm-out, co podlegać będzie ocenie i realizacji w zależności od potrzeb przez kierownictwo Spółki. Dalsza działalność Spółki jest uzależniona od dostępności środków dla potrzeb finansowania nakładów kapitałowych i innej działalności Spółki.

Spółka finansuje swoje nakłady kapitałowe, w tym prace poszukiwawcze i zagospodarowanie złóż, głównie w postaci finansowania dłużnego i kapitałowego oraz poprzez umowy typu farm-out z partnerami joint venture, którzy pokrywają całość lub część wydatków Spółki w zamian za część udziałów własnościowych w danych aktywach. Działalność Spółki wymaga w przewidywalnej przyszłości znaczących nakładów kapitałowych na pozyskanie, prace poszukiwawcze, zagospodarowanie i eksploatację rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w chwili obecnej i w przyszłości. Spółka będzie 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 z dostępnego zadłużenia, 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. Spółka ma względnie krótką historię działalności operacyjnej, na podstawie której można by oceniać jej przyszłe spodziewane wyniki, co jest źródłem niepewności odnośnie do sukcesu bieżącej działalności Spółki. Niezależnie od wzrostu poziomu produkcji i dodatnich przepływów środków pieniężnych Spółki, 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, w przeszłości 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 jest doświadczona 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, jeśli na obszarze omawianych aktywów naftowych i gazowych zostaną odkryte komercyjne złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego. Faktyczne nakłady mogą przekroczyć nakłady planowane i mogą wymagać dodatkowego kapitału ze strony Spółki. Działalność Spółki jest ze swej natury obarczona 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 wydobywawczych. 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.

#### *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 była przedmiotem trzech strajków trwających łącznie 11 dni, które spowodowały przestoje w wydobywaniu na terenie koncesji Choueche Es Saida, Ech Choueche 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. Winstar 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. Dalsze negocjacje umożliwiły rozwiązanie sporu, przy czym wprowadzono również mechanizm rozstrzygania sporów, dzięki któremu Spółka chce uniknąć dalszych sporów pracowniczych i przestojów w wydobywaniu. Jednocześnie nie można zagwarantować uniknięcia przyszłych niepokojów społecznych i politycznych w Tunezji i ich niekorzystnego oddziaływania na Spółkę. Produkcja na polu Sabria została wstrzymana na dwa miesiące, począwszy od końca maja 2015 r., ze względu na protesty skierowane przeciw władzom – zobacz 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 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 wypływ 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 wydobycia 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 wydobycia, dzięki którym Spółka może prowadzić wydobycie, 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 wstąpienia 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 Ukrainy, 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, 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. Względnie wysokie ceny towarów i inne czynniki spowodowały w ostatnich latach intensyfikację nacjonalizacji zasobów w niektórych krajach, gdzie rządy wymawiały lub renegocjowały umowy zawarte ze spółkami prowadzącymi wydobycie w tych krajach i wywłaszczały ich majątek. 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, renegocjowanie lub unieważnienie istniejących umów, najmu lub zezwoleń przez rządy krajów, w których Spółka prowadzi działalność, w szczególności w Tunezji, mogłoby mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności oraz sytuację finansową Spółki.

Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka działając jako operator Bloku 9 w Syrii ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej w związku z powstaniem, zamieszkami, protestami pracowniczym i innymi okolicznościami uniemożliwiającymi Spółce realizację jej zobowiązań określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Spółka nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka – Niestabilność polityczna w Syrii i sankcje wobec Syrii”.

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 protekcyjnym lub odwetowym. Działania takie mogą poważnie wpłynąć na ceny papierów wartościowych, 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 - royalty, 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 poniżej 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 naznaczone 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 (lecz niewystarczająco dużo do sformowania rządu), 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 wiosnę**” lepiej, niż wiele innych krajów środkowego wschodu, to nadal utrzymuje się polityczny niepokój i nie jest możliwe określenie czy i kiedy sytuacja się unormuje. Wydarzenia z roku 2015, które warto odnotować to:

- W lutym wybuchły protesty w związku z nowymi podatkami oraz żądaniem zwiększenia miejsc pracy i zatrudnienia w południowej Tunezji. Jeden protestujący został zastrzelony, co doprowadziło do strajku generalnego.
- Pod koniec maja 2015 r. szereg pól w Centralnej Tunezji wyłączone z powodu lokalnych protestów. Objęło to również Winstar działający na polu Sabria w tym rejonie. Protesty skierowane były przeciwko stagnacji, brakowi inwestycji i nowych miejsc pracy w tym regionie i nie były wymierzone specjalnie w Spółkę lub innych operatorów. Po przeprowadzeniu licznych rozmów z udziałem przedstawicieli władz lokalnych i centralnych, protestujących, ETAP oraz kierownictwa różnych operatorów rząd zobowiązał się do podjęcia szeregu inicjatyw mających na celu wzrost zatrudnienia i rozwój Gubernatorstwa Kebeli. Produkcja została wznowiona w końcu lipca 2015 r.
- W listopadzie 2015 r. 32 członków partii Nidaa Tounes wystąpiło z bloku rządzącej partii po tym, jak syn prezydenta został oskarżony o mieszanie się w sprawy partii. Po odłączeniu się Ennahda stała się największą partią w tunezyjskim parlamencie.

W roku 2015 Tunezja odczuła skutki działań rebeliantów. W atakach na Muzeum Bardo w Tunisie w marcu 2015 r. i zamachu na wypoczynkową Susę w czerwcu 2015 r zginęło odpowiednio 24 i 37 osób, zaś w listopadzie 2015 r. w Tunisie został autobus przewożący jednostki sił zbrojnych. Państwo Islamskie / ISIS przyznało się do wszystkich tych zamachów. Po zamachach z czerwca i listopada władze odpowiedziały wymianą pracowników najwyższego szczebla służb bezpieczeństwa, wprowadzeniem godziny policyjnej i stanu wyjątkowego.

Nie jest możliwym uprzednie określenie jaki skutek przyniosą te środki. O ile majowe protesty, 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 urządzeń.

#### *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.

#### *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 wydobywania, kapitału na działalność i zagospodarowanie oraz innej niepewności towarzyszącej szacowaniu ilości ropy naftowej i gazu ziemnego dostępnych do wydobywania. W efekcie nie ma żadnej gwarancji, że możliwe będzie wydobywanie 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. Raport 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, 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 wydobycia 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 wydobycia i umów koncesyjnych, regulujących udziały Spółki w prawie użytkowania górniczego. 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 przysługujące wznawianie 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 wydobyciem rezerw węglowodorów (a w wielu przypadkach 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 w zakresie większym, aniżeli miałyby to miejsce, gdyby Spółka prowadziła działalność w państwach, w których surowce mineralne nie stanowią własności państwa. Ponadto, przeniesienie udziałów w prawie użytkowania górniczego wymaga zazwyczaj zezwolenia rządu, który może je opóźnić lub w inny sposób utrudnić jego przeprowadzenie, a także nałożyć na Spółkę lub jej podmioty zależne 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 wpływ na Spółkę, w tym na jej sytuację finansową. W związku z wygaśnięciem Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei w sierpniu 2012 roku, w III kwartale 2012 roku Spółka zaksięgowwała odpisy na utratę wartości aktywów poszukiwawczych w Bloku M w Brunei w wysokości 85,1 mln USD, w tym 6,0 mln USD na udział Spółki w opłacie karnej po wygaśnięciu Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, w związku ze zobowiązaniami do przeprowadzenia prac. 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 za 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 2015 roku Spółka była narażona na ryzyko wynikające głównie z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego, hrywny ukraińskiej, dinara tunezyjskiego i leja rumuńskiego. Poniższa tabela zawiera zestawienie ryzyka kursowego Spółki dla poszczególnych walut:

(w tys.)	31 grudnia 2015 r.				31 grudnia 2014 r.			
	CAD	UAH	TD	LEU	CAD	UAH	TD	LEU
Środki pieniężne i ekwiwalenty	443	124.517	2.006	326	687	9.075	9.909	6.692
Należności	56	41.886	4.589	401	210	80.232	31.258	(326)
Należności podatkowe	-	44.739	6.052	3	-	10.871	1.005	-
Czynne rozliczenia międzyokresowe	(169)	15.827	437	265	88	16.923	164	82
Zobowiązania	(409)	(138.123)	(9.536)	(767)	(1.521)	(180.473)	(37.442)	(15.213)
Ekspozycja na ryzyko kursowe netto	(79)	88.846	3.548	228	(536)	(63.372)	4.894	(8.765)
Wartość w USD wg kursu wymiany na koniec okresu	(57)	3.690	1.741	55	(462)	(3.893)	2.619	(2.366)

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. 542.000 USD (w 2014 roku: -410.000 USD). Wahania kursu hrywny ukraińskiej nie mają wpływu na wynik, ponieważ dodatnie i ujemne różnice kursowe uwzględnia się w skumulowanych innych całkowitych dochodach (stratach).

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 złóż ponoszone są głównie w dolarach amerykańskich, a więc kursy walut miały ciągły wpływ na przepływy pieniężne Spółki. Wskutek wahań kursów wymiany dolara amerykańskiego, dolara kanadyjskiego i złotego polskiego, za rok zakończony dnia 31 grudnia 2015 roku niezrealizowane ujemne różnice kursowe wyniosły 1,1 mln USD (w 2014 roku – ujemne różnice kursowe na poziomie 7,4 mln USD).

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań cen ropy i gazu ziemnego eksporterów 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.

Na salda należności Spółki składają się w przeważającej części kwoty należne od partnerów joint venture, które - jak się zakłada - zostaną rozliczone z przyszłymi nakładami inwestycyjnymi. Dodatkowo Spółka posiada 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 eksploataowania 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.

#### *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 kluczową 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. Wszystkie istotne uprawnienia Spółki w zakresie wydobywania 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 (która stała na czele rządu) 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, pozostaje badając 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. Spółka prowadzi 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 – *Winstar 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 (np. specjalne zezwolenia na korzystanie z podziemnych zasobów naturalnych, stosowane na Ukrainie) 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.

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

Spółka prowadzi działalność gospodarczą w krajach lub regionach charakteryzujących się wysoką przebiegłością 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*) i amerykańskiej Ustawy w sprawie przeciwdziałania zagranicznym praktykom korupcyjnym (ang. *Foreign Corrupt Practices 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 wyrzecz 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 wyrzecz 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 niektórych 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 wyrzecz istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

#### *Zarządzanie rozwojem*

Spółka dokonała znacznego rozwoju w dość krótkim czasie, w szczególności poprzez nabycie aktywów na Ukrainie (obecnie sprzedanych) i w Tunezji. 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 wydobyćcia.

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 wydobyćcia, 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.

W stopniu, w jakim Spółka lub jej dana spółka zależna nie jest operatorem danych 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.

W sierpniu 2012 roku, pomimo starań partnerów joint venture o uzyskanie przedłużenia obowiązywania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, zawarta z PetroleumBRUNEI Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei wygasła w odniesieniu do Bloku M w Brunei. W związku z wygaśnięciem Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, w III kwartale 2012 roku Spółka zaksięgowwała odpisy na utratę wartości aktywów poszukiwawczych w Bloku M w Brunei w wysokości 85,1 mln USD, w tym 6,0 mln USD na udział Spółki w opłacie karnej po wygaśnięciu Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, w związku ze zobowiązaniami do przeprowadzenia prac.

#### *Kowenanty finansowe związane z Aktywami w Tunezji*

W dniu 20 listopada 2013 roku Serinus zawarła umowę Kredytu EBOR w Tunezji na kwotę do 60 mln USD udzielonego przez EBOR. Kredyt EBOR w Tunezji przewiduje szeroki zakres oświadczeń i zobowiązań ze strony Serinus jako kredytobiorcy, w tym kowenanta finansowe dotyczące wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia oraz wskaźnika zadłużenia finansowego do EBITDA. Przestrzeganie tych kowenantów ogranicza sposób rozdysponowania przez Winstar Tunezja środków finansowych, które Serinus mógłby wykorzystać na finansowanie innych obszarów swojej działalności

Chociaż na dzień niniejszego dokumentu Serinus spełnia wymogi kowenantów określonych w umowie Kredytu EBOR w Tunezji, 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 Serinus, co może prowadzić do przyspieszenia spłaty zadłużenia. Serinus 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 (a w związku z tym również dla Winstar Tunezja). Ponadto nie dopełnienie kowenantów może prowadzić do utraty przez Spółkę kluczowych aktywów i/lub udziałów w Winstar Holandia i Winstar Tunezja, które zastawiono jako zabezpieczenie takiego zadłużenia.

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

#### *Kowenanty finansowe związane z Aktywami w Rumunii*

W dniu 20 lutego 2015 roku Serinus zawarła umowę Kredytu EBOR w Rumunii w kwocie do 11,28 mln USD przyznanego przez EBOR. Kredyt EBOR w Rumunii obejmował szeroką gamę oświadczeń i zobowiązań złożonych przez Serinus jako kredytobiorcę, w tym kowenanty finansowe w zakresie wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia oraz wskaźnika zadłużenia finansowego do EBITDA. Po sprzedaży udziałów Spółki na Ukrainie na początku lutego 2016 r. Spółka spłaciła całą kwotę zadłużenia z tytułu Kredytu EBOR w Rumunii i nie podlega więcej kowenantom związanym z tym kredytem.

#### *Ograniczona Gwarancja Loon Peru*

Spółka ponosi odpowiedzialność prawną za gwarancję udzieloną przez podmiot dominujący („**Gwarancja Loon**”) w sierpniu 2007 roku rządowi Peru w związku z udzieleniem kontraktu koncesyjnego dawnej spółce zależnej - Loon Peru Limited. Serinus nie posiada obecnie, pośrednio ani bezpośrednio, żadnych udziałów Loon Peru Limited po przeprowadzeniu Przekształcenia z 2008 roku, w wyniku którego akcje Loon Peru Limited zostały przeniesione przez Spółkę na nową spółkę Loon Corp. Serinus nie posiada obecnie, pośrednio ani bezpośrednio, żadnych akcji Loon Peru Limited.

Loon Corp i Spółka zawarły umowę o zwolnieniu z odpowiedzialności w zakresie Gwarancji Loon. Dnia 25 października 2010 roku Loon Corp ogłosiła, że nie podejmie drugiego etapu prac poszukiwawczych, w związku z czym maksymalny poziom odpowiedzialności Serinus związanej z Gwarancją Loon wynika z pierwszego etapu prac poszukiwawczych. Minimalny program prac w ramach pierwszego etapu został zakończony a Loon Corp otrzymała od operatora bloku w Peru pismo o braku zobowiązań, w związku z czym Spółka nie spodziewa się istotnej ekspozycji z tytułu Gwarancji Loon.

### *Winstar może nie uzyskać spodziewanych korzyści*

Mając na uwadze charakter działalności prowadzonej przez Winstar, będącej spółką prowadzącą działalność wydobywczą w branży ropy naftowej i gazu ziemnego, oraz Tunezję - jako rynek rozwijający się, na którym Winstar prowadzi swoją działalność, inwestycja Spółki w Winstar może nie spełnić ekonomicznych lub finansowych oczekiwań Spółki lub Spółka może nie być w stanie uzyskać w pełni spodziewanych korzyści w związku z tą inwestycją. Powyższe może zostać spowodowane przez:

- ryzyka i niepewności dotyczące bezpośrednio Winstar, w szczególności: (a) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych Winstar do nieruchomości oraz praw wynikających ze stosunku najmu; (b) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych Winstar do pewnych obiektów posadowionych na gruncie oraz odwiertów gazowych; (c) możliwe spory dotyczące koncesji udzielonych Winstar; (d) niemożność uzyskania, utrzymania lub odnowienia niezbędnych koncesji i specjalnych zezwoleń lub niemożność spełnienia przez Winstar wymogów tych koncesji, zezwoleń lub właściwych przepisów prawa; (e) krótkoterminowy charakter umów sprzedaży gazu ziemnego z odbiorcami; oraz (f) potencjalne pozwody podważające tytuł prawny Winstar do jego aktywów, prawa do gruntu, prawa wynikające ze stosunku najmu, związane z wykonywaniem obowiązków w zakresie ochrony środowiska i gospodarki niebezpiecznymi odpadami;
- ryzyka właściwe dla branży gazu: (a) regulacje dotyczące kontroli cen, po których wydobywany gaz ziemny i inne produkty mogą być sprzedawane; (b) konkurencyjny charakter branży ropy naftowej i gazu ziemnego w Tunezji; oraz (c) niewystarczająca infrastruktura mogąca mieć wpływ na przesył wydobywanego gazu ziemnego;
- ryzyka i niepewności dotyczące Tunezji jako rynku wschodzącego, ewentualnych niepewności i niestabilności o charakterze politycznym lub ekonomicznym, jak również tunezyjskiego systemu prawnego, sądowego i podatkowego oraz ich ewentualnej niestabilności i niepewności; oraz
- podjęcie jakichkolwiek działań o charakterze regulacyjnym lub administracyjnym, zainicjowanie sporu, wszczęcie postępowania sądowego, zgłoszenie pozwu, roszczenia, wydanie nakazu lub podjęcie innego działania zmierzającego do:
  - zawieszenia, odwołania, anulowania lub cofnięcia którejkolwiek z koncesji w Tunezji,
  - skutków równoważnych wyłączeniu którejkolwiek z koncesji w Tunezji, lub
  - cofnięcia, ograniczenia, unieważnienia lub zakwestionowania określonych praw Winstar do nieruchomości, w tym zakwestionowanie tytułów do władania gruntem i do przeprowadzania prac poszukiwawczych.

Wystąpienie któregokolwiek z powyższych czynników może mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności lub perspektywy rozwoju Spółki w Tunezji.

### **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 zaostriżyć 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 zwyżki 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 niżki 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.

Dodatkowym czynnikiem oddziałującym na międzynarodowy sektor naftowo-gazowy jest wpływ na rynki kapitałowe niepewności inwestorów co do sytuacji światowej gospodarki. Konkurencyjny charakter sektora naftowo-gazowego sprawia, że możliwości pozyskania finansowania kapitałowego są ograniczone, wobec czego niektóre spółki zmuszone będą pokrywać koszty prowadzonych programów poszukiwawczych i zagospodarowywania złóż ze środków własnych.

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 poszukiwania 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 zaksięgowwała odpisy na utratę wartości Aktywów w Tunezji.

Ponadto 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. 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 nieudostępnionych 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 wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę oraz ograniczenie kontroli Spółki nad charakterem i harmonogramem jej działalności poszukiwawczej, oceny i zagospodarowania złóż, wydobywania 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 Ukrainy, 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 protekcyjnym 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 grzywnien 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 stanowią główne czynniki pogodowe występujące na obszarze działalności Spółki i 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 księgowa 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 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, każde zaś jednostkowe negatywne zdarzenie może skutkować poważnym spadkiem cen, a tym samym zmniejszeniem przychodów netto Spółki z wydobycia.

Każdy znaczący spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego miałby istotny 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 eksploataowaniem 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 wydobywania.

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 wiążą 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.

Od początku światowego kryzysu gospodarczego w 2008 roku na niektóre gospodarki rynków wschodzących niekorzystny wpływ wywierała i nadal może wywierać dekonjunktura na rynku i spowolnienie gospodarcze w innych regionach świata. Podobnie jak miało to miejsce w przeszłości, 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.

Ponadto akty terrorystyczne i konflikty zbrojne mające miejsce na Bliskim Wschodzie, w Afryce Północnej, Afryce Zachodniej i w innych regionach również mogą mieć znaczący wpływ na międzynarodowe rynki finansowe i towarowe. Każdy kolejny międzynarodowy lub krajowy akt terrorystyczny czy konflikt zbrojny może mieć niekorzystny wpływ na rynki finansowe i towarowe w krajach, w których Spółka prowadzi działalność, oraz szerzej na gospodarkę światową. Każdy akt terrorystyczny czy konflikt zbrojny powodujący zakłócenia w eksporcie ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową, wyniki działalności lub perspektywy rozwoju Spółki.

#### *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 niepochlebne nagłośnień 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 39.909.606 Akcji Zwykłych stanowiących około 50,76% Akcji Zwykłych Spółki znajduje się w posiadaniu Kl. Dwóch dyrektorów Spółki, Łukasz Rędziniak i Sebastian Kulczyk, zasiada w zarządzie Kl.

Posiadany przez Kl udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia Kl kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, Kl 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.

Zgodnie z raportem wczesnego sygnalizowania, opublikowanym przez Kl w systemie SEDAR dnia 25 czerwca 2013 roku, Kl i Radwan łącznie posiadają 40.503.823 Akcje Zwykłe stanowiące około 51,5% Akcji Zwykłych. Z punktu widzenia kanadyjskich przepisów dotyczących papierów wartościowych w pewnych okolicznościach Radwan uznać można za podmiot współdziałający z Kl w związku z umową z dnia 15 września 2010 roku zawartą pomiędzy Radwan i Kl, która upoważnia Radwan do procentowego udziału w inwestycjach Kl i zobowiązuje Radwan do wykonywania prawa głosu z wszystkich papierów wartościowych nabytych zgodnie z tą umową zgodnie z wytycznymi Kl. Łączny posiadany przez Kl i Radwan udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia Kl kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, Kl i Radwan posiadają 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 wyrzucić 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 Kl nie sprzeda żadnych posiadanych przez siebie Akcji będących przedmiotem obrotu na rynku regulowanym. Sprzedaż przez Kl 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.

*Dalsza działalność związana z pozyskiwaniem finansowania lub przejęciami może prowadzić do rozwodnienia udziałów lub liczby głosów*

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 1.381.600 Akcji Zwykłych w związku z wykonaniem istniejących opcji na akcje Spółki, po cenach od 1,56 CAD za Akcję Zwykłą do 6,20 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.

## **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 2013 roku.

## **UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH**

### **Wprowadzenie**

Niniejsza część przedstawia opis istotnego zaangażowania (bezpośrednio i pośrednio) dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla Serinus, osób i spółek będących faktycznymi właścicielami lub kontrolującymi ponad 10% dających prawo głosu papierów wartościowych Spółki oraz osób powiązanych lub stowarzyszonych z takimi dyrektorami, członkami kierownictwa wyższego szczebla, osobami i spółkami, 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.

### **Pożyczka KI**

W dniu 22 czerwca 2012 roku Spółka zawarła z KI umowę w sprawie udzielenia Serinus finansowania w kwocie do 12,0 mln USD w celu sfinansowania bieżącego zapotrzebowania Serinus na kapitał obrotowy. KI zobowiązała się udzielić finansowania w formie pożyczki dla Serinus w kwocie kapitału do 12,0 mln USD z terminem spłaty na dzień 31 grudnia 2012 roku. Odsetki płatne są według oprocentowania 15,0% rocznie, a Serinus może w każdej chwili dokonać wcześniejszej spłaty całości lub części pożyczki.

Umowa pożyczki została zmieniona przez Spółkę i KI z dniem 11 grudnia 2012 roku, między innymi przedłużono termin Pożyczki KI o jeden rok z 31 grudnia 2012 roku do 31 grudnia 2013 roku oraz zapisano, że należności z tytułu Pożyczki KI będą zamienne na Akcje Zwykłe. W dniu 24 czerwca 2013 roku kapitał Pożyczki KI i naliczone odsetki w kwocie 13,4 mln USD zamieniono na 3.183.268 Akcji Zwykłych zgodnie z Umową Pożyczki KI i Przekształceniem z 2013 roku.

Zobacz punkt „*Informacje ogólne o rozwoju działalności – Trzyletnia historia Spółki – Pożyczka KI*”.

### **Nabycie Winstar Resources**

W dniu 24 czerwca 2013 roku Spółka sfinalizowała nabycie Winstar zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku.

Zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, akcjonariusze Winstar za każdą posiadaną akcję otrzymali 7,555 Akcji Sprzed Scalenia lub 2,50 CAD w gotówce z zastrzeżeniem maksymalnego poziomu 35 mln CAD w gotówce, przy czym wkład pieniężny zapewniła KI. W związku z wyborem maksymalnego wynagrodzenia w gotówce, KI nabyła w ramach transakcji 14.000.000 akcji Winstar, które następnie zamieniono na Akcje Zwykłe Spółki zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, z czego 10.577.00 Akcji Zwykłych wyemitowano na rzecz KI. Ponadto po sfinalizowaniu Przekształcenia z 2013 roku pan Evgenij Iorich – dyrektor Winstar został dyrektorem Serinus.

### **Strategiczne relacje z Dutco i Pożyczka Dutco**



W lipcu 2013 roku Serinus i Dutco ogłosiły sformalizowanie relacji strategicznych. Gary King, dyrektor Spółki, był wówczas Głównym Dyrektorem Dutco Natural Resources Investments Ltd., podmiotu stowarzyszonego Dutco. W ramach nowych relacji strategicznych:

- przyznano Opcję w Brunei i Prawo Konwersji Dutco;
- Serinus i Dutco uzgodniły, że będą wspólnie analizować możliwości współpracy w ramach inwestycji naftowych i gazowych w Tunezji w okresie jednego roku począwszy od dnia 17 lipca 2013 roku; oraz
- Serinus i Dutco zawarły umowę Pożyczki Dutco. Na dzień 31 grudnia 2013 roku w ramach pożyczki zaciągnięto 15 mln USD, którą to kwotę w 2014 roku w całości spłacono.

Szczegółowe informacje o relacjach strategicznych z Dutco – zobacz punkt *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Strategiczne relacje z Dutco i Pożyczka Dutco”*.

## **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**

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punkcie *„Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia – Istotne umowy”*.

- *Umowa Koncesji Satu Mare*
- *Umowa Farm Out Satu Mare*

### **Umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności**

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punkcie *„Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy”*. Zwracamy uwagę, że wraz ze sprzedażą Aktywów na Ukrainie, która nastąpiła po zakończeniu 2015 r., nabywca przejął wszystkie prawa i zobowiązania wynikające z tych umów.

- *Umowa Akcjonariuszy („SHA”)*

### *Umowy o Świadczenie Usług Technicznych*

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punktach *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Nabycie Winstar Resources”*, *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Kredyt EBOR – Tunezja”*, *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Kredyt EBOR – Rumunia”* oraz *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Pożyczka Dutco”*.

- Umowa przekształcenia z dnia 24 kwietnia 2013 roku pomiędzy Spółką, KI i Winstar, zgodnie z którą przeprowadzono Przekształcenie z 2013 roku. Szczegółowe informacje o umowie przekształcenia z dnia 24 kwietnia 2013 roku przedstawiono w raporcie o istotnej zmianie z dnia

6 marca 2013 roku, który niniejszym włącza się poprzez odniesienie do niniejszego RFI, a który jest dostępny w profilu Spółki na stronie SEDAR [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

- *Kredyt EBOR – Tunezja*
- *Kredyt EBOR – Rumunia*
- *Pożyczka Dutco*

### **NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW**

KPMG LLP, Chartered Accountants (audytor Spółki) sporządził raport biegłego rewidenta na temat skonsolidowanego bilansu Spółki na dzień 31 grudnia 2013 roku oraz skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych zysków i przepływów środków pieniężnych za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015 roku, który to raport biegłego rewidenta dotyczy ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki. Na dzień 16 marca 2016 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 i prawdopodobnych rezerw Spółki w Tunezji i Rumunii, przedstawione w niniejszym RFI, zostały ocenione przez RPS jako zewnętrzną 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 dokumencie informacyjnym Spółki z dnia 23 kwietnia 2015 roku, wydanym w związku z walnym zgromadzeniem akcjonariuszy zwołanym na dzień 20 maja 2015 roku. Dodatkowe informacje finansowe znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki na dzień i za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2014 roku zbadanym przez biegłego rewidenta, jak również w sprawozdaniu kierownictwa w działalności za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2015 r.



**SERINUS**  
ENERGY

ZAŁĄCZNIK A

**SERINUS ENERGY INC.  
ZWERYFIKOWANE OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE  
O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE  
(Formularz 51-101F1)**

za rok zakończony 31 grudnia 2015 r.

21 lutego 2017 r.

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

## SPIS TREŚCI

	<b>INFORMACJE DLA ODBIORCÓW</b> .....	<b>3</b>
<b>CZĘŚĆ 1:</b>	<b>WSTĘP</b> .....	<b>4</b>
<b>CZĘŚĆ 2:</b>	<b>UJAWNIEŃ DANYCH O REZERWACH</b> .....	<b>6</b>
<b>CZĘŚĆ 3:</b>	<b>ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE CEN</b> .....	<b>15</b>
<b>CZĘŚĆ 4:</b>	<b>UZGODNIENIE ZMIAN REZERW</b> .....	<b>16</b>
<b>CZĘŚĆ 5:</b>	<b>DODATKOWE INFORMACJE NT. DANYCH O REZERWACH</b> .....	<b>18</b>
	Rezerwy niezagospodarowane .....	19
	Istotne czynniki mające wpływ na dane o rezerwach lub niepewność związana z tymi danymi .....	21
	Przyszłe koszty zagospodarowania .....	23
<b>CZĘŚĆ 6:</b>	<b>POZOSTAŁE INFORMACJE NT. ROPY NAFTOWEJ I GAZU</b> .....	<b>24</b>
	Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty .....	24
	Aktywa bez przypisanych rezerw .....	25
	Kontrakty terminowe .....	26
	Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji .....	27
	Perspektywa podatkowa .....	28
	Poniesione koszty .....	28
	Działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż .....	29
	Oszacowania wydobycia .....	30
	Historia wydobycia .....	32
<b>CZĘŚĆ 7:</b>	<b>ZAŁĄCZNIK Z DANymi NT. ZASOBÓW WARUNKOWYCH</b> .....	<b>34</b>
<b>CZĘŚĆ 8:</b>	<b>UWAGI</b> .....	<b>34</b>

## INFORMACJE DLA ODBIORCÓW

Niniejsza Informacja uzupełnia Zweryfikowane Dane o Rezerwach i Inne Informacje o Ropie Naftowej i Gazie (Formularz 51-101F1) spółki Serinus Energy Inc. (dalej „Spółka”, „Serinus” lub „SEN”) z dnia 21 lutego 2017 r. za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015 r. (dalej „Zweryfikowany F1”) stanowiące część Zweryfikowanego Roczno Informacyjnego Formularza Spółki z dnia 21 lutego 2017 r. za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015 r. (dalej „Zweryfikowany RFI”). Zweryfikowany F1 zastępuje Załącznik A – Dane o Rezerwach i Inne Informacje o Ropie Naftowej i Gazie (Formularz 51-101F1) (dalej „Załącznik A”) do Roczno Informacyjnego Formularza Spółki z dnia 30 marca 2016 r. za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015 r. złożonego w systemie SEDAR dnia 30 marca 2016 r. (dalej „Pierwotny RFI”)

Zweryfikowany F1 poddano weryfikacji w celu uzupełnienia pewnych ujawnień dotyczących danych spółki Serinus o zasobach warunkowych, przedstawionych w Załączniku A do Pierwotnego RFI, w tym usunięcie „**Formularza 51-101F1**” z zestawienia obciążonych ryzykiem zasobów warunkowych ropy i gazu na dzień 31 grudnia 2015 r. wraz z zastosowaniem prognoz dotyczących cen i kosztów na stronie 20 Załącznika A do Pierwotnego RFI (obecnie zestawienie to figuruje na stronie 3 Załącznika A.1 do Zweryfikowanego RFI), uzupełnienie o obowiązkowe stwierdzenia ostrzegawcze, prognozowane ceny zastosowane w oszacowaniu danych o zasobach warunkowych, poziom ryzyka i niepewności związany z wydobyciem warunkowych zasobów, istotne pozytywne i negatywne czynniki mające wpływ na szacunki, opis odpowiedniego projektu bądź projektów, w tym szacunkowe łączne koszty niezbędne dla potrzeb uruchomienia produkcji na poziomie komercyjnym, metodologia wydobycia oraz wskazanie, czy projekt opiera się na studium koncepcyjnym lub studium poprzedzającym zagospodarowanie zasobów, a także szczegółowe uwarunkowania uniemożliwiające zaklasyfikowanie zasobów warunkowych do rezerw. Ponadto w Zweryfikowanym F1 sprecyzowano status pola Zinnia po jego ostatecznej ocenie przeprowadzonej w 2013 r. przez niezależny kwalifikowany podmiot odpowiedzialny w imieniu Spółki za ocenę rezerw i audyt.

Ponadto Zweryfikowany RFI poddano weryfikacji w celu uwzględnienia w Załączniku A.1 do Zweryfikowanego RFI ujawnień w zakresie zasobów warunkowych dla 60% udziałów operacyjnych w Koncesji Satu Mare w Rumunii. Ujawnione w Załączniku A do Pierwotnego RFI zasoby warunkowe obejmowały zarówno uwzględnienie przysługujących Spółce 60% udziałów operacyjnych w Koncesji Satu Mare, jak i pozostałe 40% udziałów operacyjnych, w zakresie których Spółka zawarła Umowę o Odstąpieniu i Powierzeniu przewidującą przejściowe przeniesienie 40% udziałów operacyjnych na rzecz Spółki. Wyżej wspomniana Umowa o Odstąpieniu i Powierzeniu została już unieważniona.

W Zweryfikowanym F1 skorygowano również następujące błędy: (i) odniesienia do grup produktów skreślonych w ramach zmian do Zarządzenia Krajowego 51-101 – Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego („NI 51-101”), które weszły w życie z dniem 1 lipca 2015 r., zastąpiono odpowiednimi typami produktów zgodnie z NI 51-101, (ii) dodano ujawnienia dotyczące wartości potwierdzonych niezagospodarowanych rezerw i prawdopodobnych niezagospodarowanych rezerw, które po raz pierwszy przypisano do poszczególnych typów produktów w każdym z ostatnich trzech lat obrotowych, a także (iii) w całym Załączniku A usunięto odniesienia do „zasobów możliwych”, gdyż nie ujawniono żadnych zasobów możliwych.

Poza pozycjami wyraźnie wskazanymi powyżej, w Zweryfikowanym F1 nie poddano aktualizacji ani przekształceniu żadnych informacji z Pierwotnego RFI ani też nie uwzględniono żadnych zdarzeń po dacie Pierwotnego RFI.

## Część 1 – Wstęp

Informacje podane w niniejszym oświadczeniu dotyczą stanu na 31 grudnia 2015 roku, o ile nie zaznaczono inaczej. 14 marca 2016 roku jest datą sporządzenia tych informacji.

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 bieżącej netto przyszłych przychodów netto Spółki zgodnie z szacunkami RPS Energy (zwanej dalej „RPS”) według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku, zaprezentowanymi w raporcie RPS datowanym na 14 marca 2016 roku (zwanym dalej „Raportem RPS”). RPS jest niezależnym wykwalifikowanym podmiotem prowadzącym ocenę i audyt rezerw.

W Raporcie RPS dokonano oceny rezerw spółki KUB-Gas LLC (zwanej dalej „KUB-Gas”), prowadzącej na Ukrainie wydobycie gazu ziemnego oraz kondensatu. Na 31 grudnia 2015 r. Spółka była pośrednio właścicielem 70% udziałów w podmiocie zależnym (KUBGas Holdings Limited), który z kolei posiadał 100% udziałów KUB-Gas. Zgodnie z MSSF Serinus raportuje swoje wyniki finansowe i operacyjne na bazie skonsolidowanej (tj. ujmując 100% wyników z działalności na Ukrainie). Dla wygody inwestorów Spółka i Raport RPS pokazują rezerwy oraz wartości zdyskontowanych przepływów pieniężnych zarówno dla całości udziałów KUB-Gas w polach (tj. 100%) – jak to ma miejsce w sprawozdaniach finansowych, jak i dla wynoszącego 70% efektywnego udziału operacyjnego Spółki.

W dniu 23 grudnia 2015 r. Spółka poinformowała o zawarciu umowy sprzedaży wszystkich udziałów na Ukrainie na rzecz firmy Resano Trading Ltd., która jest spółką stowarzyszoną Grupy Burisma. Transakcję przeprowadzono w drodze sprzedaży wszystkich posiadanych przez Spółkę akcji KUBGas Holdings, finalizując ją na początku lutego 2016 r. **Od początku lutego 2016 r. Serinus nie posiada już żadnych udziałów KUBGas Holdings ani żadnych aktywów na Ukrainie czy też rezerw, których oszacowanie zawiera omówiony poniżej Raport RPS.**

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

Ponadto Raport RPS zawiera oszacowania zasobów Winstar Satu Mare S.A., spółki pośrednio zależnej (100% udziału) Serinus. 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 mają gwarancji, że oszacowane wielkości 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 i KUB-Gas w odniesieniu do udziałów w prawie użytkownika górniczego, wydobycia gazu ziemnego i jego kondensatu, historycznych kosztów prowadzenia działalności i zagospodarowania, cen produktów, umów odnoszących się do obecnej i przyszłej działalności, sprzedaży wydobycia oraz innych stosownych danych. 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 niniejszym raporcie, jak też że nie pojawiły się nowe dane, które mogłyby skutkować istotnymi zmianami oceny rezerw przedstawionej w niniejszym raporcie.

Ocenę sporządzono w oparciu o wiedzę RPS na temat ustawodawstwa dotyczącego wydobycia ropy naftowej, opodatkowania oraz innych obowiązujących regulacji, aktualnie odnoszących się do wspomnianych udziałów. RPS nie może się jednak wypowiadać i nie wypowiada się na temat tytułów własności, powiązań finansowych ani obciążeń związanych z ukraińskimi koncesjami.

Niniejsze oszacowanie odzwierciedla pogląd RPS, wypracowany zgodnie ze standardami przedstawionymi w dokumencie *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* („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 inżynierów i mogą w przyszłości podlegać rewizji w górę lub w dół na skutek dalszej działalności lub pojawienia się dodatkowych informacji.

### **Informacja o przyszłych przychodach netto**

Przedstawione w poniższych tabelach szacunkowe dane dotyczące przyszłych przychodów netto odpowiadają wartości godziwej rezerw. Nie ma żadnej gwarancji, że prognozowane ceny i założenia dotyczące kosztów zostaną osiągnięte, mogą przy tym wystąpić znaczne odchylenia. Nie ma żadnej gwarancji, że przedstawione szacunkowe wielkości rezerw ropy naftowej, gazu ziemnego i płynnego gazu ziemnego zostaną wydobyte. Faktycznie wydobyta ilość ropy naftowej, gazu ziemnego i płynnego gazu ziemnego może być większa bądź mniejsza od przedstawionych danych szacunkowych.

## Część 2 – Ujawnienia danych o rezerwach

Poniższe tabele opracowano na podstawie informacji zawartych w Raporcie RPS według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku. Niektóre liczby w tabelach mogą się nie sumować ze względu na zaokrąglenia.

### Dane dotyczące rezerw

#### PODSUMOWANIE REZERW ROPY, GAZU ZIEMNEGO I JEGO CIECZY NA 31 GRUDNIA 2015 R. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.1					
		PODSUMOWANIE REZERW ROPY I GAZU ZIEMNEGO na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY Udział operacyjny na Ukrainie: 100%					
		REZERWY					
KATEGORIA REZERW	ROPA LEKKA I ŚREDNIA		GAZ ZIEMNY		GAZ (ciecze NGL)		
	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	brutto (MMscf)	netto (MMscf)	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>							
<b>POTWIERDZONE</b>							
Zagospodarowane eksploatawane	1 468	1 279	2 578	2 322	-	-	
Zagospodarowane nieeksploatawane	167	144	1 337	1 146	134	114	
Niezagospodarowane	848	768	1 806	1 689	-	-	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>2 483</b>	<b>2 191</b>	<b>5 722</b>	<b>5 156</b>	<b>134</b>	<b>114</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>							
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>5 610</b>	<b>4 869</b>	<b>14 490</b>	<b>12 955</b>	<b>189</b>	<b>-</b>	
<b>UKRAINA (100% udziału operacyjnego)</b>							
<b>POTWIERDZONE</b>							
Zagospodarowane eksploatawane	-	-	18 397	13 062	86	47	
Zagospodarowane nieeksploatawane	-	-	6 251	4 438	29	16	
Niezagospodarowane	-	-	9 060	6 433	58	32	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>33 707</b>	<b>23 932</b>	<b>174</b>	<b>95</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>							
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23 398</b>	<b>16 612</b>	<b>192</b>	<b>106</b>	
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>							
<b>POTWIERDZONE</b>							
Zagospodarowane eksploatawane	1 468	1 279	20 975	15 383	86	47	
Zagospodarowane nieeksploatawane	167	144	7 588	5 584	163	130	
Niezagospodarowane	848	768	10 866	8 121	58	32	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>2 483</b>	<b>2 191</b>	<b>39 429</b>	<b>29 088</b>	<b>308</b>	<b>210</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>							
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>5 610</b>	<b>4 869</b>	<b>37 888</b>	<b>29 567</b>	<b>381</b>	<b>106</b>	
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>8 093</b>	<b>7 060</b>	<b>77 316</b>	<b>58 656</b>	<b>689</b>	<b>315</b>	

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.



**PODSUMOWANIE REZERW ROPY, GAZU ZIEMNEGO I JEGO CIECZY NA 31 GRUDNIA 2015 R.  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.1				Ilości przypadające na udziały operacyjne Spółki	
		PODSUMOWANIE REZERW ROPY I GAZU ZIEMNEGO na 31 grudnia 2015 r.					
		W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY				Udział operacyjny na Ukrainie: 70%	
		REZERWY					
KATEGORIA REZERW	ROPA LEKKA I ŚREDNIA		GAZ ZIEMNY		GAZ (cieczce NGL)		
	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	brutto (MMscf)	netto (MMscf)	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>							
<b>POTWIERDZONE</b>							
Zagospodarowane eksploatawane	1 468	1 279	2 578	2 322	-	-	
Zagospodarowane nieeksploatawane	167	144	1 337	1 146	134	114	
Niezagospodarowane	848	768	1 806	1 689	-	-	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>2 483</b>	<b>2 191</b>	<b>5 722</b>	<b>5 156</b>	<b>134</b>	<b>114</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>							
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>5 610</b>	<b>4 869</b>	<b>14 490</b>	<b>12 955</b>	<b>189</b>	<b>-</b>	
<b>UKRAINA(70% udziału operacyjnego)</b>							
<b>POTWIERDZONE</b>							
Zagospodarowane eksploatawane	-	-	12 878	9 143	60	33	
Zagospodarowane nieeksploatawane	-	-	4 375	3 107	20	11	
Niezagospodarowane	-	-	6 342	4 503	41	22	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23 595</b>	<b>16 752</b>	<b>121</b>	<b>67</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>							
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16 378</b>	<b>11 629</b>	<b>135</b>	<b>74</b>	
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>							
<b>POTWIERDZONE</b>							
Zagospodarowane eksploatawane	1 468	1 279	15 456	11 465	60	33	
Zagospodarowane nieeksploatawane	167	144	5 712	4 252	155	125	
Niezagospodarowane	848	768	8 148	6 192	41	22	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>2 483</b>	<b>2 191</b>	<b>29 317</b>	<b>21 909</b>	<b>256</b>	<b>181</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>							
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>5 610</b>	<b>4 869</b>	<b>30 868</b>	<b>24 584</b>	<b>324</b>	<b>74</b>	
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>							
	<b>8 093</b>	<b>7 060</b>	<b>60 185</b>	<b>46 493</b>	<b>580</b>	<b>255</b>	

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2015 R.**

FORMULARZ 51-101F1	TABELA 2.1.2									
KATEGORIA REZERW	WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY      Udział operacyjny na Ukrainie:      100%									
	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>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatawane	18,8	18,9	18,3	17,5	16,5	3,7	6,2	7,4	7,9	7,9
Zagospodarowane nieeksploatowane	15,9	13,9	11,9	10,1	8,5	9,9	9,2	8,1	7,0	6,0
Niezagospodarowane	36,5	21,7	12,5	6,7	3,0	16,9	10,0	5,7	2,9	1,1
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>71,3</b>	<b>54,5</b>	<b>42,8</b>	<b>34,3</b>	<b>28,0</b>	<b>30,5</b>	<b>25,4</b>	<b>21,2</b>	<b>17,8</b>	<b>15,0</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	435,0	248,3	160,4	112,2	82,7	216,1	132,6	88,2	62,4	46,2
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>506,3</b>	<b>302,8</b>	<b>203,2</b>	<b>146,5</b>	<b>110,8</b>	<b>246,6</b>	<b>158,0</b>	<b>109,4</b>	<b>80,2</b>	<b>61,2</b>
<b>UKRAINA (100% udziału operacyjnego)</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatawane	56,5	51,5	47,2	43,4	40,1	48,9	45,1	41,7	38,6	36,0
Zagospodarowane nieeksploatowane	27,3	22,7	19,2	16,6	14,4	22,6	18,7	15,7	13,5	11,7
Niezagospodarowane	16,1	10,2	5,9	2,8	0,5	12,5	7,2	3,3	0,6	(1,4)
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>99,9</b>	<b>84,4</b>	<b>72,3</b>	<b>62,7</b>	<b>55,1</b>	<b>84,0</b>	<b>71,0</b>	<b>60,7</b>	<b>52,7</b>	<b>46,3</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	132,1	87,6	61,3	44,9	34,2	109,3	72,4	50,5	36,8	28,0
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>232,0</b>	<b>172,0</b>	<b>133,6</b>	<b>107,6</b>	<b>89,3</b>	<b>193,3</b>	<b>143,4</b>	<b>111,2</b>	<b>89,5</b>	<b>74,2</b>
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatawane	75,3	70,5	65,5	60,8	56,6	52,6	51,4	49,1	46,5	43,9
Zagospodarowane nieeksploatowane	43,2	36,7	31,2	26,7	23,0	32,5	27,9	23,9	20,5	17,7
Niezagospodarowane	52,7	31,9	18,4	9,5	3,5	29,4	17,2	9,0	3,5	(0,3)
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>171,2</b>	<b>139,0</b>	<b>115,1</b>	<b>97,0</b>	<b>83,1</b>	<b>114,5</b>	<b>96,4</b>	<b>82,0</b>	<b>70,5</b>	<b>61,3</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	567,1	335,9	221,7	157,1	117,0	325,4	205,0	138,7	99,2	74,1
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>738,3</b>	<b>474,9</b>	<b>336,8</b>	<b>254,1</b>	<b>200,1</b>	<b>439,9</b>	<b>301,4</b>	<b>220,7</b>	<b>169,7</b>	<b>135,4</b>

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2015 R.**

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.2									
		WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO <span style="color: red;">Wartości przypadające na udziały operacyjne Spółki</span> na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY      Udział operacyjny na Ukrainie:      70%									
KATEGORIA REZERW	WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO (mIn USD)										
	Przed podatkiem dochodowym					Po podatku dochodowym					
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>											
<b>POTWIERDZONE</b>											
Zagospodarowane eksploatawane	18,8	18,9	18,3	17,5	16,5	3,7	6,2	7,4	7,9	7,9	
Zagospodarowane nieeksploatawane	15,9	13,9	11,9	10,1	8,5	9,9	9,2	8,1	7,0	6,0	
Niezagospodarowane	36,5	21,7	12,5	6,7	3,0	16,9	10,0	5,7	2,9	1,1	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>71,3</b>	<b>54,5</b>	<b>42,8</b>	<b>34,3</b>	<b>28,0</b>	<b>30,5</b>	<b>25,4</b>	<b>21,2</b>	<b>17,8</b>	<b>15,0</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	<b>435,0</b>	<b>248,3</b>	<b>160,4</b>	<b>112,2</b>	<b>82,7</b>	<b>216,1</b>	<b>132,6</b>	<b>88,2</b>	<b>62,4</b>	<b>46,2</b>	
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>506,3</b>	<b>302,8</b>	<b>203,2</b>	<b>146,5</b>	<b>110,8</b>	<b>246,6</b>	<b>158,0</b>	<b>109,4</b>	<b>80,2</b>	<b>61,2</b>	
<b>UKRAINA (70% udziału operacyjnego)</b>											
<b>POTWIERDZONE</b>											
Zagospodarowane eksploatawane	39,5	36,1	33,0	30,4	28,1	34,2	31,6	29,2	27,0	25,2	
Zagospodarowane nieeksploatawane	19,1	15,9	13,5	11,6	10,1	15,8	13,1	11,0	9,4	8,2	
Niezagospodarowane	11,3	7,1	4,1	1,9	0,3	8,8	5,0	2,3	0,4	(1,0)	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>69,9</b>	<b>59,1</b>	<b>50,6</b>	<b>43,9</b>	<b>38,5</b>	<b>58,8</b>	<b>49,7</b>	<b>42,5</b>	<b>36,9</b>	<b>32,4</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	<b>92,5</b>	<b>61,3</b>	<b>42,9</b>	<b>31,4</b>	<b>24,0</b>	<b>76,5</b>	<b>50,7</b>	<b>35,3</b>	<b>25,8</b>	<b>19,6</b>	
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>162,4</b>	<b>120,4</b>	<b>93,5</b>	<b>75,3</b>	<b>62,5</b>	<b>135,3</b>	<b>100,4</b>	<b>77,9</b>	<b>62,7</b>	<b>52,0</b>	
<b>SPÓŁKA OGÓLEM</b>											
<b>POTWIERDZONE</b>											
Zagospodarowane eksploatawane	58,4	55,0	51,3	47,8	44,6	37,9	37,8	36,6	34,9	33,1	
Zagospodarowane nieeksploatawane	35,0	29,8	25,4	21,7	18,6	25,7	22,3	19,2	16,5	14,2	
Niezagospodarowane	47,8	28,8	16,6	8,7	3,3	25,7	15,0	8,0	3,3	0,1	
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>141,2</b>	<b>113,7</b>	<b>93,4</b>	<b>78,2</b>	<b>66,6</b>	<b>89,3</b>	<b>75,1</b>	<b>63,7</b>	<b>54,7</b>	<b>47,4</b>	
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	<b>527,5</b>	<b>309,6</b>	<b>203,3</b>	<b>143,6</b>	<b>106,7</b>	<b>292,6</b>	<b>183,3</b>	<b>123,5</b>	<b>88,2</b>	<b>65,8</b>	
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>668,7</b>	<b>423,3</b>	<b>296,7</b>	<b>221,8</b>	<b>173,3</b>	<b>381,9</b>	<b>258,4</b>	<b>187,3</b>	<b>142,9</b>	<b>113,2</b>	

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)  
NA 31 GRUDNIA 2015 R.  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

Formularz 51-101F1									
TABELA 2.1.3a									
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE) NA 31 GRUDNIA 2015 R. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY									
Udział operacyjny na Ukrainie: 100%									
KATEGORIA REZERW	PRZYCHODY	OPŁATY KONCESYJNE (ROYALTIES)	POZOSTAŁE PRZYCHODY	KOSZTY OPERACYJNE	KOSZTY ZAGOSPODAROWA NIA ZŁÓŻ	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWA CJI	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	PODATEK DOCHODOW Y	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWY M
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
<b>TUNEZJA</b> (udziały operacyjne Spółki)									
Ogółem POTWIERDZONE	252,4	28,7	0,0	98,9	28,8	24,7	71,3	40,8	30,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1077,7	133,8	0,0	359,9	49,4	28,3	506,3	259,7	246,6
<b>UKRAINA</b> (100% udziału operacyjnego)									
Ogółem POTWIERDZONE	259,0	76,5	0,0	25,5	48,6	8,5	99,9	15,9	84,0
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	485,5	144,1	0,0	44,2	54,9	10,2	232,0	38,7	193,3
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>									
Ogółem POTWIERDZONE	511,5	105,2	0,0	124,3	77,5	33,2	171,2	56,7	114,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1563,1	278,0	0,0	404,1	104,3	38,4	738,3	298,4	439,9

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)  
NA 31 GRUDNIA 2015 R.  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

Formularz 51-101F1

TABELA 2.1.3a

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)  
NA 31 GRUDNIA 2015 R.  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

**Wartości przypadające na udziały operacyjne Spółki**

Udział operacyjny na Ukrainie: 70%

KATEGORIA REZERW	PRZYCHODY (mln USD)	OPŁATY KONCESYJNE (ROYALTIES) (mln USD)	POZOSTAŁE PRZYCHODY (mln USD)	KOSZTY OPERACYJNE (mln USD)	KOSZTY ZAGOSPODAROWA NIA ZŁÓŻ (mln USD)	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWAC JI (mln USD)	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM (mln USD)	PODATEK DOCHODOW Y (mln USD)	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWY M (mln USD)
<b>TUNEZJA</b> (udziały operacyjne Spółki)									
Ogółem POTWIERDZONE	252,4	28,7	0,0	98,9	28,8	24,7	71,3	40,8	30,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1077,7	133,8	0,0	359,9	49,4	28,3	506,3	259,7	246,6
<b>UKRAINA</b> (70% udziału operacyjnego)									
Ogółem POTWIERDZONE	181,3	53,5	0,0	17,8	34,0	6,0	69,9	11,1	58,8
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	339,8	100,9	0,0	31,0	38,4	7,1	162,4	27,1	135,3
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>									
Ogółem POTWIERDZONE	433,8	82,3	0,0	116,7	62,9	30,7	141,2	51,9	89,3
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1417,5	234,7	0,0	390,9	87,8	35,4	668,7	286,8	381,9

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2015 R.**

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.3c-i		Udział operacyjny na Ukrainie:	100%
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY					
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM					
Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie					
KATEGORIA REZERW	LEKKA I ŚREDNIA ROPA	GAZ ZIEMNY			
	(mIn USD)	(mIn USD)			
<i>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</i>					
Ogółem POTWIERDZONE	42,77	-			
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	203,19	-			
<i>Ukraina (100% udział operacyjny)</i>					
Ogółem POTWIERDZONE	-	72,29			
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	-	133,58			
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>					
Ogółem POTWIERDZONE	42,77	72,29			
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	203,19	133,58			

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.3c-i		Udział operacyjny na Ukrainie:	70%
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY					
Wartości przypadające na udziały operacyjne Spółki					
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM					
Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie					
KATEGORIA REZERW	LEKKA I ŚREDNIA ROPA	GAZ ZIEMNY			
	(mIn USD)	(mIn USD)			
<i>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</i>					
Ogółem POTWIERDZONE	42,77	-			
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	203,19	-			
<i>Ukraina (70% udział operacyjny)</i>					
Ogółem POTWIERDZONE	-	50,60			
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	-	93,50			
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>					
Ogółem POTWIERDZONE	42,77	50,60			
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	203,19	93,50			

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

Udział operacyjny na Ukrainie: 100%

Udział operacyjny na Ukrainie: 70%

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.3c-ii	
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO (NA BAZIE JEDNOSTKOWEJ) WG RODZAJÓW PRODUKCJI na 31 grudnia 2015 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 <small>(włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)</small>	GAZ ZIEMNY <small>(włączając produkty uboczne, ale bez gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)</small>	
	(USD/bbl)	(USD/Mcf)	
<b>TUNEZJA</b>			
Ogółem POTWIERDZONE	13,51	0,00	
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	19,93	0,00	
<b>UKRAINA</b>			
Ogółem POTWIERDZONE	-	2,95	
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	-	3,20	
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>			
Ogółem POTWIERDZONE	13,51	2,95	
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	19,93	3,20	

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 2.1.3c-ii	
PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO (NA BAZIE JEDNOSTKOWEJ) WG RODZAJÓW PRODUKCJI na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY			
<b>Wartości przypadające na udziały operacyjne Spółki</b>			
KATEGORIA REZERW	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie		
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA <small>(włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)</small>	GAZ ZIEMNY <small>(włączając produkty uboczne, ale bez gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)</small>	
	(USD/bbl)	(USD/Mcf)	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>			
Ogółem POTWIERDZONE	13,51	0,00	
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	19,93	0,00	
<b>UKRAINA (70% udział operacyjny)</b>			
Ogółem POTWIERDZONE	-	2,95	
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	-	3,20	
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>			
Ogółem POTWIERDZONE	13,51	2,95	
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	19,93	3,20	

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

#### **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 (royalties), plus udziały Spółki w opłatach koncesyjnych (royalties) związanych z rezerwami.
2. Rezerwy „potwierdzone” to rezerwy, które można oszacować z wysoką pewnością jako zdatne do wydobycia. 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 wydobycia 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 wydobycia 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 wydobycia.
5. Rezerwy „zagospodarowane eksploatowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia 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 wydobycia 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 wydobycia nie jest znana.
7. Rezerwy „niezagospodarowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz gdzie przygotowanie rezerw do wydobycia wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Muszą bezwzględnie spełniać wymogi zaklasyfikowania ich do danej kategorii rezerw (potwierdzone, prawdopodobne), do której zostały przypisane.
8. „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. Uwarunkowania mogą obejmować czynniki o charakterze ekonomicznym, prawnym, środowiskowym, politycznym i regulacyjnym lub brak rynków. Właściwym jest też klasyfikowanie jako „zasobów warunkowych” szacowanych zagospodarowanych ilości, możliwych do wydobycia, które są związane z projektem w początkowej jego fazie.



### Część 3 – Założenia dotyczące cen

W poniższej tabeli podano referencyjne ceny odniesienia wykorzystane przy ewaluacji obszarów, gdzie wg stanu na 31 grudnia 2015 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 wykwalifikowanego podmiotu będącego ewaluatorem i audytorem rezerw. Prognozy cenowe zakładają utrzymanie w mocy obecnych przepisów i regulacji oraz uwzględniają inflację w odniesieniu do przyszłych kosztów operacyjnych i nakładów kapitałowych. Prognozowane ceny gazu ziemnego dla Ukrainy bazują na cenach gazu uzyskanych na początku 2016 r. i są powiązane z przyszłymi zmianami prognozy kształtowania się ceny ropy Brent. Ceny ukraińskiego kondensatu są prognozowane na poziomie 77,2% cen ropy Brent z uwzględnieniem rzeczywistych różnic odnotowanych przez Spółkę w trakcie 2015 roku. Prognozy cen tunezyjskiej ropy bazują na cenach Brent, a gazu ziemnego związane są z 9-miesięczną średnią kroczącą dla oleju opałowego o niskiej zawartości siarki, i też odnoszone do cen ropy Brent. Dla ceny ropy tunezyjskiej zastosowano różnicę minus 0,18 USD/bbl przy wyliczaniu ceny sprzedaży.

Formularz 51-101F1		TABELA 3.2						
PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH CEN I STOPY INFLACJI PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY na 31 grudnia 2015 r.								
Rok	Ceny odniesienia (benchmarks) dla ropy		Tunezja – gaz krajowy		Ukraina		Stopa inflacji	Kurs wymiany
	WTI w Cushing Oklahoma	Brent @ Sollem Voe	Sabria	Chouech / Ech Chouec	kondensat	gaz		
	USD/bbl	USD/bbl			USD/Mcf	USD/Mcf		
							%/rocznie	USD/CAD
2016	43,00	44,00	7,15	7,78	33,96	5,99	2,0	0,76
2017	49,00	50,00	8,13	8,84	38,60	6,43	2,0	0,76
2018	57,00	58,00	9,43	10,25	44,77	7,02	2,0	0,76
2019	65,00	65,00	10,57	11,49	50,17	7,53	2,0	0,76
2020	73,00	73,00	11,87	12,91	56,35	8,12	2,0	0,76
2021	78,00	78,00	12,68	13,79	60,21	8,49	2,0	0,76
2022	83,00	83,00	13,49	14,67	64,07	8,86	2,0	0,76
2023	88,00	88,00	14,30	15,56	67,93	9,23	2,0	0,76
2024	93,00	93,00	15,12	16,44	71,79	9,60	2,0	0,76
2025	95,61	95,61	15,54	16,90	73,80	9,79	2,0	0,76
2026	97,52	97,52	15,85	17,24	75,28	9,93	2,0	0,76
2027	99,47	99,47	16,17	17,59	76,78	10,07	2,0	0,76
2028	101,46	101,46	16,49	17,94	78,32	10,22	2,0	0,76
2029	103,49	103,49	16,82	18,30	79,88	10,37	2,0	0,76
2030	105,56	105,56	17,16	18,66	81,48	10,52	2,0	0,76
2031	107,67	107,67	17,50	19,04	83,11	10,68	2,0	0,76
2032	109,82	109,82	17,85	19,42	84,77	10,84	2,0	0,76
2033	112,02	112,02	18,21	19,80	86,47	11,00	2,0	0,76
2034	114,26	114,26	18,57	20,20	88,20	11,16	2,0	0,76

Oznaczenia walut: CAD - Dolary Kanadyjskie, USD - Dolary Amerykańskie

## Część 4 – Uzgodnienie zmian rezerw

W poniższej tabeli przedstawiono uzgodnienie zmian rezerw brutto Spółki według stanu na dzień 31 grudnia 2015 roku w porównaniu z rezerwami według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku, w oparciu o założenia dotyczące cen i kosztów przedstawione na stronie 15 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						
Udział operacyjny na Ukrainie: 100%						
CZYNNIKI	LEKKA I ŚREDNIA ROPA (bez NGL i C5+)			GAZ ZIEMNY		
	brutto POTWIERDZONE (Mbbbl)	brutto PRAWDOPODOBNE (Mbbbl)	brutto POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE (Mbbbl)	brutto POTWIERDZONE (MMscf)	brutto PRAWDOPODOBNE (MMscf)	brutto POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE (MMscf)
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>						
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	7 277	12 704	19 981
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	(150)	502	373	(920)	1 786	(100)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	77	-	56	4	-	969
Wydobycie + zmiany zapasów	(386)	-	(386)	(639)	-	(639)
<b>31 grudnia 2015 r.</b>	2 483	5 610	8 093	5 722	14 490	20 212
<b>Ukraina (100% udział operacyjny)</b>						
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	-	-	-	27 926	36 570	64 496
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	-	-	-	10 781	(13 172)	(1 122)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	3 376	-	2 106
Wydobycie + zmiany zapasów	-	-	-	(8 376)	-	(8 376)
<b>31 grudnia 2015 r.</b>	-	-	-	33 707	23 398	57 105
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>						
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	35 203	49 274	84 477
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	(150)	502	373	9 861	(11 082)	(1 221)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	77	-	56	3 379	(304)	3 075
Wydobycie + zmiany zapasów	(386)	-	(386)	(9 014)	-	(9 014)
<b>31 grudnia 2015 r.</b>	2 483	5 610	8 093	39 429	37 888	77 316

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI  
W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW

W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY

Ilości przypadające na udziały operacyjne Spółki      Udział operacyjny na Ukrainie: 70%

CZYNNIKI	LEKKA I ŚREDNIA ROPA (bez NGL i C5+)			GAZ ZIEMNY		
	brutto POTWIERDZONE	brutto PRAWDOPODOBNE	brutto POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE	brutto POTWIERDZONE	brutto PRAWDOPODOBNE	brutto POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE
	(Mbbbl)	(Mbbbl)	(Mbbbl)	(MMscf)	(MMscf)	(MMscf)
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>						
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	7 277	12 704	19 981
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	(150)	502	373	(920)	1 786	(100)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	77	-	56	4	-	969
Wydobycie + zmiany zapasów	(386)	-	(386)	(639)	-	(639)
<b>31 grudnia 2015 r.</b>	2 483	5 610	8 093	5 722	14 490	20 212
<b>Ukraina (70% udział operacyjny)</b>						
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	-	-	-	19 548	25 599	45 147
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	-	-	-	7 547	(9 221)	(785)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	2 363	-	1 474
Wydobycie + zmiany zapasów	-	-	-	(5 863)	-	(5 863)
<b>31 grudnia 2015 r.</b>	-	-	-	23 595	16 378	39 973
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>						
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	26 825	38 303	65 128
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	(150)	502	373	6 626	(7 511)	(885)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	77	-	56	2 367	77	2 443
Wydobycie + zmiany zapasów	(386)	-	(386)	(6 502)	-	(6 502)
<b>31 grudnia 2015 r.</b>	2 483	5 610	8 093	29 317	30 868	60 185

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych” i „prawdopodobnych” na stronie 14 niniejszego dokumentu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

## **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), z uwzględnieniem 100% udziału w aktywach ukraińskich).

### Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone netto Spółki na dzień 31 grudnia 2015 roku wyniosły 768 Mbbl ropy lekkiej i średniej oraz 8.121 MMcf gazu ziemnego i 32 Mbbl cieczy związanych z gazem ziemnym, co daje łącznie 2.154 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. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych w ciągu najbliższych dwóch lat przy wykorzystaniu technik obejmujących, między innymi, 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 2015 roku wyniosły 4.869 Mbbl ropy lekkiej i średniej, 106 Mbbl cieczy związanych z gazem ziemnym oraz 29.567 MMcf gazu ziemnego, co daje łącznie 9.902 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 szanse wydobycia są niższe 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 poniżej podsumowują niezagospodarowane rezerwy potwierdzone i prawdopodobne brutto oraz prezentują niezagospodarowane zwiększenia rezerw, będące wynikiem takich działań jak odkrycia, stosowanie metod zwiększania produkcji i/lub rozbudowy w roku, gdy miało miejsce dane zjawisko.

**Podsumowanie niezagospodarowanych zwiększeń rezerw - ujęcie historyczne, udział Serinus brutto**

udział operacyjny na Ukrainie: 100%

**Potwierdzone**

<b>Tabela 5.1: Podsumowanie niezagospodarowanych zwiększeń rezerw potwierdzonych</b>							
		<b>LEKKA I ŚREDNIA ROPA</b>		<b>GAZ CIECZE (NGL)</b>		<b>GAZ ZIEMNY</b>	
		Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto MMcf)	Zaksięgowano (brutto MMcf)
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>							
	do roku 2013	355	754	0	0	763	1 634
	2013	275	1 064	0	0	350	2 009
	2014	334	1 066	0	0	776	2 478
	2015	0	848	0	0	0	1 806
<b>Ukraina (100% udziału operacyjnego)</b>							
	do roku 2013			153	187	22 380	27 879
	2013			22	46	2 827	10 219
	2014			30	30	4 000	4 000
	2015			10	58	1 721	9 060
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>							
	do roku 2013	355	754	153	187	23 143	29 513
	2013	275	1 064	22	46	3 177	12 228
	2014	334	1 066	30	30	4 776	6 478
	2015	0	848	10	58	1 721	10 866

Podsumowanie niezagospodarowanych zwiększeń rezerw - ujęcie historyczne, udział Serinus brutto

udział operacyjny Serinus: 70%

Potwierdzone **Ilości przypadające na udziały operacyjne Spółki**

Tabela 5.1: Podsumowanie niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych brutto							
		LEKKA I ŚREDNIA ROPA		GAZ CIECZE (NGL)		GAZ ZIEMNY	
		Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto MMcf)	Zaksięgowano (brutto MMcf)
		<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>					
	do roku 2013	355	754	0	0	763	1 634
	2013	275	1 064	0	0	350	2 009
	2014	334	1 066	0	0	776	2 478
	2015	0	848	0	0	0	1 806
<b>Ukraina (100% udziału operacyjnego)</b>							
	do roku 2013			107	131	15 666	19 515
	2013			16	33	1 979	7 153
	2014			21	21	2 800	2 800
	2015			7	41	1 205	6 342
<b>OGÓLEM SPÓŁKA</b>							
	do roku 2013	355	754	107	131	16 429	21 149
	2013	275	1 064	16	33	2 329	9 162
	2014	334	1 066	21	21	3 576	5 278
	2015	0	848	7	41	1 205	8 148

udział operacyjny na Ukrainie: 100%

Prawdopodobne

Tabela 5.2: Podsumowanie niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych brutto							
		LEKKA I ŚREDNIA ROPA		GAZ CIECZE (NGL)		GAZ ZIEMNY	
		Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto MMcf)	Zaksięgowano (brutto MMcf)
		<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>					
	do roku 2013	0	5 395	0	0	0	13 015
	2013	632	5 580	0	0	775	12 939
	2014	785	5 108	0	158	1 826	12 704
	2015	0	3 326	0	0	0	7 255
<b>Ukraina (100% udziału operacyjnego)</b>							
	do roku 2013			148	207	10 454	13 753
	2013			29	93	1 910	8 942
	2014			79	119	11 302	15 731
	2015			14	90	1 216	10 565
<b>OGÓLEM SPÓŁKA</b>							
	do roku 2013	0	5 395	148	207	10 454	26 768
	2013	632	5 580	29	93	2 685	20 981
	2014	785	5 108	79	277	13 128	28 435
	2015	0	3 326	14	90	1 216	17 820

Prawdopodobne

Ilości przypadające na udziały operacyjne Spółki

		Tabela 5.2: Podsumowanie niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych brutto					
		LEKKA I ŚREDNIA ROPA		GAZ CIECZE (NGL)		GAZ ZIEMNY	
		Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto Mstb)	Zaksięgowano (brutto Mstb)	Pierwotnie przypisano (brutto MMcf)	Zaksięgowano (brutto MMcf)
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>							
	do roku 2013	0	5 395	0	0	0	13 015
	2013	632	5 580	0	0	775	12 939
	2014	785	5 108	0	158	1 826	12 704
	2015	0	3 326	0	0	0	7 255
<b>Ukraina (100% udziału operacyjnego)</b>							
	do roku 2013			104	145	7 318	9 627
	2013			20	65	1 337	5 629
	2014			55	83	7 911	11 012
	2015			10	63	851	7 395
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>							
	do roku 2013	0	5 395	104	145	7 318	22 645
	2013	632	5 580	20	65	2 112	18 568
	2014	785	5 108	55	241	9 738	23 716
	2015	0	3 326	10	63	851	14 650

### ***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 gospodarczych. Oszacowania te mogą ulegać istotnym zmianom w miarę pojawiania się dodatkowych informacji związanych z prowadzonymi działaniami w zakresie zagospodarowania oraz wynikami wydobywania, jak też 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 wydobywania, cenach i warunkach gospodarczych, w tym występującym na Ukrainie popycie na gaz ziemny oraz kondensat. Wszystkie rezerwy Spółki podlegają ocenie niezależnej firmy inżynierskiej RPS.

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 rezerw, mogą one podlegać rewizji w miarę pojawiania się nowych informacji. W miarę uwzględniania w procesie szacowania rezerw nowych danych geologicznych, dotyczących wydobywania i gospodarczych dokładność oszacowania rezerw ulega poprawie.

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 (lecz nie zamyka to listy ryzyk) między innymi ryzyko związane z branżą ropy naftowej i gazu, cenami surowców i kursami walutowymi; ryzyka związane z branżą obejmujące między innymi (lecz nie zamyka to listy ryzyk) ryzyko operacyjne związane z poszukiwaniami, zagospodarowaniem złóż i wydobywaniem, opóźnienia lub zmiany planów; ryzyko związane z niepewnością oszacowań rezerw;

ryzyko w zakresie BHP; 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 Zweryfikowanym RFI, zamieszczonym 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.

Całość gazu ziemnego i kondensatu wydobytego przez Spółkę na Ukrainie w 2015 roku została sprzedana przez operatora złoża odbiorcom przemysłowym i zakładom na lokalnym rynku ukraińskim, przy czym uzyskana cena opierała się na cenie ustanowionej przez rząd Ukrainy dla sprzedaży gazu użytkownikom przemysłowym. Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

W Tunezji gaz sprzedawany jest państwowej spółce naftowej - Société Tunisienne de l'Electricite et du Gaz („**STEG**”). Ceny gazu ziemnego związane są z 9-miesięczną sredni  kroczc  dla oleju opalowego o niskiej zawartości siarki, i tak z odnoszone do cen ropy Brent.

Spółka nie stosuje żadnych instrumentów zabezpieczających.



### Przyszłe koszty zagospodarowania

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

Udział operacyjny na Ukrainie: 100%		Udział operacyjny na Ukrainie: 70%	
FORMULARZ 61-101F1 TABELA 6.3		FORMULARZ 61-101F1 TABELA 6.3	
PODSUMOWANIE ZAKŁADANYCH KOSZTÓW ZAGOSPODAROWANIA ZWIĄZANYCH Z REZERWAMI PRZY ZASTOSOWANIU PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW		PODSUMOWANIE ZAKŁADANYCH KOSZTÓW ZAGOSPODAROWANIA ZWIĄZANYCH Z REZERWAMI PRZY ZASTOSOWANIU PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW	
		<i>Wartości przypadające na udziały operacyjne Spółki</i>	
Szacowane koszty zagospodarowania (m ln USD)		Szacowane koszty zagospodarowania (m ln USD)	
	OGÓŁEM POTWIERDZONE	OGÓŁEM POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>			
2016	7.98	7.98	7.98
2017	0.81	10.94	10.94
2018	10.01	10.01	10.01
2019	10.27	20.48	20.48
2020	-	-	-
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>28.84</b>	<b>49.38</b>	<b>49.38</b>
<b>Ukraina (100% udział operacyjny)</b>			
2016	8.8	11.5	11.5
2017	18.1	18.1	18.1
2018	9.5	9.5	9.5
2019	4.5	7.5	7.5
2020	1.4	1.4	1.4
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>48.8</b>	<b>54.9</b>	<b>54.9</b>
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>			
2016	16.80	19.48	19.48
2017	18.73	29.05	29.05
2018	19.48	19.48	19.48
2019	14.74	27.98	27.98
2020	1.42	1.42	1.42
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>77.47</b>	<b>104.30</b>	<b>104.30</b>
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>			
2016	7.98	7.98	7.98
2017	0.81	10.94	10.94
2018	10.01	10.01	10.01
2019	10.27	20.48	20.48
2020	-	-	-
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>28.84</b>	<b>49.38</b>	<b>49.38</b>
<b>Ukraina (70% udział operacyjny)</b>			
2016	8.1	8.1	8.1
2017	12.7	12.7	12.7
2018	8.8	8.8	8.8
2019	3.1	5.3	5.3
2020	1.0	1.0	1.0
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>34.0</b>	<b>38.4</b>	<b>38.4</b>
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>			
2016	14.01	18.03	18.03
2017	13.29	23.62	23.62
2018	18.62	18.62	18.62
2019	13.40	25.73	25.73
2020	1.00	1.00	1.00
<b>Razem dla wszystkich lat</b>	<b>62.88</b>	<b>87.82</b>	<b>87.82</b>

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

Uwaga: Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

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

### Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty

Spółka miała udziały w czterech (2,8 netto) instalacjach przetwarzania gazu zlokalizowanych na obszarze lądowym Ukrainy. W Tunezji Spółka posiada dwie (1,45 netto) Centralne Instalacje Produkcyjne (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 2015 roku:

Tabela 6.1	ROPA NAFTOWA		GAZ ZIEMNY	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto
<b>Ukraina</b> <sup>(1) (2)</sup>				
Eksploatowane			15	10,5
Nieeksploatowane			9	6,3
<b>Tunezja</b>				
Eksploatowane	20	16,7		
Nieeksploatowane	5	3,9		
<b>OGÓLEM</b>	25	20,6	24	16,8

Uwagi:

- (1) Wszystkie odwierty na Ukrainie to odwierty gazowe, niemal wszystkie ponadto produkują niewielkie ilości kondensatu.
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

### **Aktywa bez przypisanych rezerw**

Jedynymi ważnymi aktywami Spółki, które nie mają przypisanych żadnych rezerw jest Rumunia. Koncesji Satu Mare dedykowano projekty poszukiwawcze i o charakterze rozpoznawczo-ocennym, w ramach których wykonano odwierty w 2012 r. i 2014 r. Spółka ma inwentarz lokalizacji dla prac poszukiwawczych i rozpoznawczo-ocennych, gdzie – jak się zakłada - w nadchodzących latach będą prowadzone prace wiercyjne. Niemożliwe jest uzyskanie pewności, że jakkolwiek z tych odwiertów przyniesie efekt w postaci odkrycia nadających się do wydobycia rezerw, 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.

<b>Tabela 6.2</b>				
<b>Położenie</b>	<b>Obszar brutto</b>	<b>Obszar netto</b>	<b>Zobowiązania dotyczące prac (brutto)</b>	<b>Prawa wygasające w ciągu roku</b>
Brunei – Blok L	1.123 km <sup>2</sup>	1.011 km <sup>2</sup> (90%)	<p>Etap 1 – zakończony 27 sierpnia 2010 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 25,0 mln USD. Status: ukończony.</p> <p>Etap 2 – zakończył się 27 sierpnia 2013 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 16,0 mln USD. Status: ukończony.</p>	<p>nd.</p> <p>Tak</p>
Syria – Blok 9	10.032 km <sup>2</sup>	4.514 km <sup>2</sup> (36%)	<p>Etap 1 – przedłużony do 27 października 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 7,5 mln USD. Status: Etap 1 trwa, jednak działalność operacyjną obecnie zawieszono.</p> <p>Etap 2 – zakończył się w listopadzie 2014 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 7,0 mln USD. Status: jeszcze nie podjęto prac Etapu 2.</p> <p>Etap 3 – kończy się w listopadzie 2016 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 2,5 mln USD. Status: jeszcze nie podjęto prac Etapu 3.</p>	<p>Potencjalnie tak, w zależności od ustąpienia zdarzeń o charakterze siły wyższej (<i>force majeure</i>)</p> <p>nd.</p> <p>nd.</p>

### Tunezja

Pole Zinna pozostaje zamknięte od września 2008 r. z powodu uszkodzenia pompy ESP. Serinus planował zainstalowanie pompy strumieniowej, aby wznowić produkcję z odwiertu ZNN-2D w 2014 r., jednak nie nastąpiło to, gdyż w warunkach spadających cen na rynku stało się nieopłacalne. Złoże produkcyjne to formacja Abiod z późnej Kredy, głównie wapienie 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 klasyfikacji pola Zinna i w roku 2014 RPS poinformował emitenta, że do czasu nowej ewaluacji przeklasyfikuje zasoby pola Zinna do Zasobów Warunkowych w ramach podkategorii zasobów *Development Unclassified* (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 nie jest to opłacalne 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.

### Brunei – Blok L

Serinus, poprzez swój podmiot zależny (w 100%) oraz jego partnerzy zawarli Umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei („**Umowa Bloku L**”) ze spółką Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad. Umowa Bloku L daje prawo do prowadzenia poszukiwań oraz wydobycia ropy naftowej i gazu z Bloku L obejmującego obszar około 1.134 km<sup>2</sup>, na który składają się zarówno tereny lądowe jak i płytkie wody przybrzeżne na północy Brunei. Serinus i jego partnerzy wykonali wszystkie prace objęte zobowiązaniem w ramach Etapu 1 i Etapu 2 okresu poszukiwawczego. Nie prowadzono żadnych działań w Brunei w roku 2015 i nie są planowane dalsze działania dla Bloku L w Brunei. Kierownictwo dąży do sprzedaży tego aktywa. Blok L nie jest obecnie postrzegany jako istotny dla Spółki.

### Syria – Blok 9

Serinus Energy, za pośrednictwem swojej spółki zależnej (pośrednio, 100%) - Loon Latakia, posiada udział w Umowie o Poszukiwaniu, Zagospodarowaniu Złóż i Produkcji Ropy Naftowej z Bloku 9 w Syrii („**Umowa Bloku 9**”) zawartej pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, spółką Syrian Petroleum Company oraz Spółką. Umowa weszła w życie 29 listopada 2007 roku. Umowa ta daje Spółce prawo do poszukiwania oraz wydobycia ropy naftowej i gazu na terenie Bloku 9 - o powierzchni 10.032 km<sup>2</sup>, położonego w północno-zachodniej Syrii.

Spółka, jako operator w Bloku 9 w Syrii, złożyła oświadczenie o zaistnieniu w lipcu 2012 r. siły wyższej (*force majeure*) zgodnie z Umową Bloku 9. Choć okres poszukiwawczy wydłuża się o czas pozostawania w stanie *force majeure*, to był on już wcześniej przedłużany pod warunkiem odnowienia gwarancji bankowej, której Spółka nie mogła wystawić z powodu międzynarodowych sankcji. Jest więc możliwe, że przedłużenie to może nie być wiążące i Umowa Bloku 9 przedawni się. Blok 9 w Syrii nie jest obecnie postrzegany jako istotny dla Spółki.

### **Kontrakty terminowe**

Spółka nie posiada kontraktów terminowych.

### **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 dostarczonych przez pracujący na Ukrainie personel terenowy i techniczny, dysponujący doświadczeniem z czterech pól eksploataowanych na Ukrainie. Spółka spodziewa się ponieść koszty likwidacji i rekultywacji w odniesieniu do 49 odwiertów (37,4 odwiertów netto) i spodziewa się w ciągu najbliższych trzech lat ponieść jedynie minimalne koszty likwidacji i rekultywacji. Wszystkie przyszłe koszty likwidacji i rekultywacji odliczono przy określaniu Przyszłych Przychodów Netto i uwzględniono w raporcie RPS.

#### **PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI Udziały operacyjne Serinus**

<b>TABELA 6.4</b>		<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane)</b>	<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%)</b>
<b>Rok</b>		(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
<b>Tunezja</b>					
2016		0,9	0,9	0,9	0,9
2017		-	-	-	-
2018		-	-	-	-
Ogółem za trzy lata		0,9	0,9	0,9	0,9
Kwota pozostała		23,82	9,29	27,37	1,55
Ogółem za wszystkie lata		24,72	10,19	28,27	2,45
<b>Ukraina (100% udział operacyjny)</b>					
2016		-	-	-	-
2017		-	-	-	-
2018		-	-	-	-
Ogółem za trzy lata		-	-	-	-
Kwota pozostała		6,0	1,8	7,1	1,1
Ogółem za wszystkie lata		6,0	1,8	7,1	1,1
<b>Razem Spółka</b>					
2016		9,0	0,9	0,9	0,9
2017		-	-	-	-
2018		-	-	-	-
Ogółem za trzy lata		0,9	0,9	0,9	0,9
Kwota pozostała		29,82	11,09	34,47	2,65
Ogółem za wszystkie lata		30,72	11,99	35,37	3,55

Uwaga:

(1) Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej.

## Perspektywa podatkowa

Spółka podlega obecnie opodatkowaniu w Tunezji i oczekuje się, że nadal będzie tam podlegać opodatkowaniu. Spółka podlegała również opodatkowaniu na Ukrainie w trakcie 2015 r., jak również w pierwszym kwartale 2016 r., do czasu gdy nastąpiła sprzedaż ukraińskich aktywów.

## Poniesione koszty

W roku zakończonym 31 grudnia 2015 roku Spółka poniosła nakłady inwestycyjne w kwocie 18,8 mln USD 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 złożeń		Koszty poszukiwań (tys. USD)	Koszty zagospodarowania (tys. USD)
	Złożeń potwierdzone (tys. USD)	Złożeń niepotwierdzone (tys. USD)		
<b>Korporacyjne<sup>(1)</sup></b>	-	-	5	13
<b>Syria</b>	-	-	-	-
<b>Ukraina</b>	-	-	728	4 824
<b>Rumunia</b>	-	-	4 777	8
<b>Tunezja</b>	-	-	-	8 430
<b>Razem</b>	-	-	<b>5 510</b>	<b>13 275</b>

(1) Pozycja „Korporacyjne” obejmuje wartości wcześniej prezentowane jako „Brunei”.

(2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

### Działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż

Poniższa tabela podsumowuje wyniki prac wiertniczych Spółki na Ukrainie, w Tunezji i Rumunii w roku zakończonym dnia 31 grudnia 2015 roku. Spółka nie prowadziła wierceń w innych jurysdykcjach, gdzie w tym okresie posiadała aktywa. Na 2016 r. przewidywane są dalsze wiercenia poszukiwawcze i związane z zagospodarowaniem złóża w Rumunii. W 2015 roku nie wykonywano odwiertów serwisowych ani służących badaniom stratygraficznym.

Tabela 6.7	Poszukiwania		Zagospodarowanie		RAZEM	
	brutto	netto	brutto	netto	brutto	netto
<b>2015</b>						
Ukraińskie odwierty gazowe/kondensatowe	-	-	1,0	0,7	1,0	0,7
Odwierty naftowe w Tunezji	-	-	1,0	0,45	1,0	0,45
Rumunia	-	-	-	-	-	-
Odwierty negatywne lub opuszczone	-	-	-	-	0	0
Odwierty ogółem	-	-	2,0	1,15	2,0	1,15
Odsetek sukcesów (%)	-	-	100	100	100	100
Średni udział operacyjny (%)	-	-	57,5	57,5	57,5	57,5

(1) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

### Oszacowania wydobycia

W poniższej tabeli podsumowano wolumen szacowanego wydobycia brutto Spółki (przed opłatami koncesyjnymi – royalties) na 2016 rok, co ujęto w oszacowaniach przyszłych przychodów netto w Raporcie RPS, w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

udział operacyjny na Ukrainie: 100%

Formularz 51-101F1		Tabela 6.8		
<b>PODSUMOWANIE OSZACOWAŃ PRODUKCJI DLA REZERW POTWIERDZONYCH I PRAWDOPODOBNYCH NA ROK 2016</b>				
Szacowana produkcja – 2016 r.				
KATEGORIA REZERW	Lekka i średnia ropa	Gaz ziemny	Gaz ziemny (ciecze/NGL)	
	(Mbbl)	(MMcf)	(Mbbl)	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>				
Łącznie Spółka znaczące pola Spółki <sup>(1)</sup>	394,8	754,1	-	
Sabria	192,9	419,3	-	
Chouech Es Saida	179,2	302,4	-	
<b>UKRAINA (100% udział operacyjny)</b>				
Łącznie Spółka znaczące pola Spółki <sup>(1)</sup>	-	6.165,0	27,5	
Olgowskoje	-	3.439,9	22,0	
Makiejewskoje	-	2.725,1	5,4	



udział operacyjny na Ukrainie: 70%

Formularz 51-101F1		Tabela 6.8		
<b>PODSUMOWANIE OSZACOWAŃ PRODUKCJI DLA REZERW POTWIERDZONYCH I PRAWDOPODOBNYCH NA ROK 2016</b> <b>Ilości przypadające na udziały operacyjne Spółki</b>				
Szacowana produkcja – 2016 r.				
KATEGORIA REZERW	Lekka i średnia ropa	Gaz ziemny	Gaz ziemny (ciecze/NGL)	
	(Mbbbl)	(MMcf)	(Mbbbl)	
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>				
Łącznie Spółka znaczące pola Spółki <sup>(1)</sup>	394,8	754,1	-	
Sabria	192,9	419,3	-	
Chouech Es Saida	179,2	302,4	-	
<b>UKRAINA (70% udział operacyjny)</b>				
Łącznie Spółka znaczące pola Spółki <sup>(1)</sup>	-	4.315,5	19,2	
Olgowskoje	-	2.407,9	15,4	
Makiejewskoje	-	1.907,6	3,8	

Uwagi:

- (1) Znaczące pola to pola stanowiące 20% lub więcej szacowanego wydobycia Spółki w pierwszym roku objętym oszacowaniami.  
 (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

### Historia wydobycia

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

FORMULARZ 51-101F1		TABELA 6.9									
		LEKKA I ŚREDNIA ROPA					GAZ ZIEMNY				
KATEGORIA REZERW		I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok
<b>PODSUMOWANIE</b>											
<b>UDZIAŁU SPÓŁKI W PRODUKCJI I NETBACK ZA ROK 2015</b>											
Udział operacyjny na Ukrainie: 100%											
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>											
<b>udział Spółki w dziennej produkcji</b> (Bbl/d lub Mscf/d przed pomniejszeniem o royalties)		1 240	951	1 035	1 001	1 055	2 031	1 531	1 806	1 655	1 755
<b>Średnia (USD/bbl lub USD/Mcf)</b>											
cena uzyskana		\$ 53,85	\$ 63,48	\$ 52,24	\$ 41,85	\$ 52,75	\$ 11,58	\$ 9,50	\$ 7,61	\$ 6,17	\$ 8,81
royalties zapłacone		\$ (6,31)	\$ (7,58)	\$ (5,86)	\$ (5,02)	\$ (6,17)	\$ (1,21)	\$ (1,09)	\$ (0,82)	\$ (0,66)	\$ (0,95)
koszty produkcji		\$ (18,97)	\$ (30,72)	\$ (23,54)	\$ (31,90)	\$ (25,83)	\$ (4,08)	\$ (4,99)	\$ (3,46)	\$ (4,99)	\$ (4,31)
netback		\$ 28,57	\$ 25,18	\$ 22,84	\$ 4,93	\$ 20,75	\$ 6,29	\$ 3,51	\$ 3,33	\$ 0,52	\$ 3,55
<b>Całkowita roczna produkcja</b> (Mbbl lub MMscf przed pomniejszeniem o royalties)		111,6	86,5	95,2	92,1	385,4	183	139	166	152	640
<b>UKRAINA</b>											
<b>100% udział w dziennej produkcji</b> (Bbl/d lub Mscf/d przed pomniejszeniem o royalties)		98	91	76	80	86	23 644	23 342	22 993	22 468	23 119
<b>Średnia (USD/bbl lub USD/Mcf)</b>											
cena uzyskana		\$ 39,83	\$ 43,59	\$ 42,91	\$ 44,84	\$ 42,78	\$ 7,84	\$ 7,14	\$ 6,58	\$ 7,19	\$ 7,19
royalties zapłacone		\$ (22,29)	\$ (21,62)	\$ (6,72)	\$ (16,30)	\$ (17,30)	\$ (5,02)	\$ (4,11)	\$ (3,21)	\$ (3,85)	\$ (4,05)
koszty produkcji		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (0,92)	\$ (1,16)	\$ (0,83)	\$ (1,14)	\$ (1,01)
netback		\$ 17,54	\$ 21,97	\$ 36,19	\$ 28,54	\$ 25,48	\$ 1,90	\$ 1,87	\$ 2,54	\$ 2,20	\$ 2,13
<b>Całkowita roczna produkcja</b> <b>100% udział</b> (Mbbl lub MMscf przed pomniejszeniem o royalties)		8,8	8,2	7,0	7,3	31,4	2 128	2 124	2 115	2 071	8 438

**Wielkość wydobycia  
za rok zakończony 31 grudnia 2015 r.**

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 2015 roku.

<b>Tabela 6.9-2b</b>	<b>Lekka i średnia ropa / Gaz – ciecze (NGL)</b>	<b>Konwencjonalny gaz ziemny</b>	<b>Ekwiwalent ropy naftowej</b>
	(bbl)	(Mcf)	(boe)
Wielkość wydobycia w Tunezji	385.443	639.996	492.109
Znaczące pola:			
Sabria	147.300	320.022	200.637
Chouech Essaida	212.058	319.974	265.387
Wielkość wydobycia na Ukrainie	21.980	5.906.828	1.006.451
Znaczące pola:			
Olgowskoje	17.771	2.648.109	459.123
Makiejewskoje	4.209	3.258.719	547.329
Całkowita wielkość produkcji	407.423	6.546.824	1.498.560

Uwaga:

- (1) Informacje nt. współczynnika konwersji na boe znajdują się na stronie 36 niniejszego dokumentu
- (2) Serinus sprzedał wszystkie swoje udziały na Ukrainie na początku lutego 2016 r.

## Część 7 – Załącznik z danymi nt. Zasobów Warunkowych

Patrz - Załącznik A.1.

## Część 8 – Uwagi

**Użyte skróty:**

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		

### Przeliczenia – współczynniki konwersji

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

<u>przy konwersji z</u>	<u>na</u>	<u>mnożyć przez</u>
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**

Posługiwanie 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 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;
- ponownego uruchomienia nieczynnych instalacji i odwiertów i przewidywań związanych z przeklasyfikowaniem 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 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 *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 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” w Zweryfikowanym Rocznym Formularzu Informacyjnym.

**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 niniejszego *Oświadczenia o Stanie Rezerw*, 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.





**SERINUS**  
ENERGY

ZAŁĄCZNIK A.1

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

za rok zakończony 31 grudnia 2015 r.

21 lutego 2017 r.

## Wstęp

Informacje podane w niniejszym oświadczeniu dotyczą stanu na 31 grudnia 2015 roku. Datą sporządzenia tych informacji jest 14 marca 2016 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 zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wartość bieżącą netto Zasobów Warunkowych (podkategoria Zagospodarowywane – ang. *Pending Development*) przypisanych do pola Moftinu, zlokalizowanego na należącej do Serinus Energy Inc. („Spółka”) koncesji Satu Mare w Rumunii („Koncesja Satu Mare”), zgodnie z oszacowaniami RPS Energy Canada Ltd. („RPS”) – niezależnego ewaluatora rezerw Spółki - zawartymi w raporcie RPS („Raport RPS”). Raport RPS został sporządzony 14 marca 2016 r. według stanu na 31 grudnia 2015 r.

Raport RPS oszacowuje zasoby Winstar Satu Mare S.A., podmiotu pośrednio zależnego (100%) Spółki. Winstar Satu Mare posiada 60% udział operacyjny w koncesji Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii i jest jej operatorem.

### **Ujawnienia dotyczące danych nt. Zasobów Warunkowych**

Oszacowanie przeprowadzono dla 100% udziału w polu i zaprezentowano zarówno dla pola, jak i 60% udziału operacyjnego Spółki<sup>(1)</sup>.

RPS w swoim niezależnym oszacowaniu ocenił prawdopodobieństwo zagospodarowania dla projektu Moftinu Satu Mare na 85%. Przy kwantyfikacji RPS posłużył się wyliczeniem prawdopodobieństwa pozytywnego rozstrzygnięcia w przypadku pozostałych uwarunkowań (tj. uzyskania ostatecznych zgód interesariuszy i zezwoleń od regulatorów na zagospodarowanie) i subiektywnie oszacował ogólne prawdopodobieństwo na 85%. Obarczona ryzykiem wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto została skorygowana o prawdopodobieństwo zagospodarowania poprzez przemnożenie 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 i koszty mogą przekroczyć zakładany poziom. Niepewność zagospodarowania zasobów odzwierciedlono przypisując określone wartości do poszczególnych kategorii – 1C, 2C i 3C w załączonych tabelach. Wartości w kategoriach 1C, 2C i 3C odpowiadają odpowiednio 90%, 50% i 10% prawdopodobieństwu przekroczenia poziomu szacunków.

Zasoby Moftinu Satu Mare zostały zakwalifikowane do Zasobów Warunkowych z podkategorii Zagospodarowywane w wielkościach zaprezentowanych w następującej tabeli, i zdyskontowane ryzykiem poprzez zastosowanie 85% Prawdopodobieństwa Zagospodarowania. Nie ma pewności, że jakkolwiek część tych zasobów będzie się nadawała do opłacalnego pod względem ekonomicznym wydobycia.

Formularz 51-101F1								
PODSUMOWANIE OBARCZONYCH RYZYKIEM ZASOBÓW WARUNKOWYCH ROPY I GAZU na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY								
ZASOBY WARUNKOWE kategoria: Zagospodarowywane	ZASOBY WARUNKOWE OBARCZONE RYZYKIEM							
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA		CIĘŻKA ROPA		GAZ ZIEMNY		GAZ – CIECZE NGL	
	Brutto (Mbbł)	Netto (Mbbł)	Brutto (Mbbł)	Netto (Mbbł)	Brutto (MMscf)	Netto (MMscf)	Brutto (Mbbł)	Netto (Mbbł)
<b>RUMUNIA – pole (100%)</b>								
1C	-	-	-	-	5 929	5 572	15	14
2C	-	-	-	-	10 737	10 082	35	34
3C	-	-	-	-	20 573	19 218	82	79
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki- 60%) (nota 1)</b>								
1C	-	-	-	-	3 557	3 343	9	8
2C	-	-	-	-	6 442	6 049	21	20
3C	-	-	-	-	12 344	11 531	49	47
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>								
1C	-	-	-	-	3 557	3 343	9	8
2C	-	-	-	-	6 442	6 049	21	20
3C	-	-	-	-	12 344	11 531	49	47

<sup>(1)</sup> Odpowiada 60% udziałowi operacyjnemu Spółki w koncesji Satu Mare. Uwzględniona w raportowanym 30 marca 2016 r. dokumencie umowa odstąpienia i powierzenia, do której przystąpili Spółka i właściciel pozostałego 40-proc. udziału w koncesji Satu Mare, a dotycząca warunkowego przeniesienia 40-procentowego udziału na rzecz Spółki, została następnie unieważniona.

RPS przypisało zasoby w oparciu o analizę wolumentryczną przy użyciu danych z rejestrów oraz wyników badań sejsmicznych i testów odwiertów.

Na 31 grudnia 2015 r. nie prowadzono wydobycia na polu Moftinu. Plany w zakresie zagospodarowania Moftinu obejmują wykonanie trzech odwiertów do oceny produktywności złoża oraz instalację stacji przetwórci gazu i systemu magazynowania.

Formularz 51-101F1										
<b>PODSUMOWANIE OBARCZONEJ RYZYKIEM WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO</b> na 31 grudnia 2015 r. W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY										
ZASOBY WARUNKOWE kategoria: Zagospodarowywane	Obciążona ryzykiem 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 – pole (100%)</b>										
1C	9,2	7,4	5,9	4,6	3,5	9,2	7,4	5,9	4,6	3,5
2C	32,8	26,6	21,7	17,8	14,7	31,2	25,4	20,9	17,2	14,2
3C	91,6	70,0	54,7	43,5	35,2	80,6	62,0	48,6	38,8	31,5
<b>RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki - 60%)</b> <i>(nota 1)</i>										
1C	5,5	4,4	3,5	2,8	2,1	5,5	4,4	3,5	2,8	2,1
2C	19,7	16,0	13,0	10,7	8,8	18,7	15,2	12,5	10,3	8,5
3C	55,0	42,0	32,8	26,1	21,1	48,4	37,2	29,2	23,3	18,9
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>										
1C	5,5	4,4	3,5	2,8	2,1	5,5	4,4	3,5	2,8	2,1
2C	19,7	16,0	13,0	10,7	8,8	18,7	15,2	12,5	10,3	8,5
3C	55,0	42,0	32,8	26,1	21,1	48,4	37,2	29,2	23,3	18,9

<sup>(1)</sup> Odpowiada 60% udziałowi operacyjnemu Spółki w koncesji Satu Mare. Uwzględniona w raportowanym 30 marca 2016 r. dokumencie umowa odstąpienia i powierzenia, do której przystąpili Spółka i właściciel pozostałego 40-proc. udziału w koncesji Satu Mare, a dotycząca warunkowego przeniesienia 40-procentowego udziału na rzecz Spółki, została następnie unieważniona.

**Szacunkowa obciążona ryzykiem wartość bieżąca netto przyszłych dochodów netto z zasobów warunkowych ma charakter wstępny i została zaprezentowana, aby ułatwić odbiorcom wyrobienie sobie opinii na temat zasadności i prawdopodobieństwa realizacji przez spółkę niezbędnych inwestycji. Obejmuje ona zasoby warunkowe, które uważa się za obciążone zbyt dużą niepewnością co do szans zagospodarowania, by można je było zaliczyć do rezerw. Nie ma pewności, że obciążona ryzykiem wartość bieżąca netto przyszłych dochodów netto zostanie zrealizowana.**

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 „w trakcie 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 eksploatacyjnych.

Szansę na zagospodarowanie związane z projektem zasobów warunkowych to szacunkowe prawdopodobieństwo, że zasoby zostaną zagospodarowane na poziomie komercyjnym z uwzględnieniem następujących czynników ryzyka: identyfikacja, dostępność i prawidłowe funkcjonowanie opłacalnej i sprawdzonej technologii wydobycia, opłacalność ekonomiczna, wdrożenie planu zagospodarowania, realizacja zagospodarowania w odpowiednich ramach czasowych, a także uzyskanie zgód regulacyjnych i zgód właściciela projektu na realizację zagospodarowania. W przypadku pola Moftinu, z uwagi na powyższe czynniki, w ocenie RPS główne uwarunkowania, które należy spełnić w celu zaliczenia zasobów warunkowych do rezerw obejmują uzgodnienie i zobowiązanie się do realizacji zagospodarowania ze strony wszystkich interesariuszy, jak również zabezpieczenie wszystkich zgód regulacyjnych niezbędnych do realizacji projektu. RPS ocenił szanse zagospodarowania na 85% i zastosował taki wskaźnik przy określeniu zdyskontowanej ryzykiem wielkości zasobów warunkowych i wartości NPV.

Przygotowano szczegółowy plan zagospodarowania pola, przewidujący wykonanie trzech odwiertów produkcyjnych, wybudowanie instalacji do magazynowania i przetwarzania gazu oraz podłączenie do systemu gazociągów w celu realizacji dostaw produktu na rynek, przy czym rozpoczęcie produkcji komercyjnej planowane jest na początek 2017 r. RPS szacuje, że łączne nakłady inwestycyjne w ramach realizacji wstępnego projektu zagospodarowania i osiągnięcia komercyjnego poziomu produkcji wynosić będą 13,9 mln USD. Projekt opiera się na planie zagospodarowania wynikającym ze studium poprzedzającego zagospodarowanie, zaś technologia wydobycia charakterystyczna dla wydobycia pierwotnego.

Dokładność szacunków dotyczących zasobów jest po części wypadkową jakości i ilości dostępnych danych oraz interpretacji i ocen inżynierskich i geologicznych. Inne czynniki klasyfikacji 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 wcześniejsze 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 wcześniejsze 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, na jaki wskazują wstępne testy na odwiertach i dane geofizyki otworowej.

### Prognozowane ceny zastosowane w szacunkach

Przyszłe ceny gazu opierają się na korelacji historycznych cen gazu w Europie i cen ropy Brent oraz na prognozowanych przez RPS przyszłych cenach ropy Brent. W przypadku pola Moftinu zastosowano kombinację cen krajowych i międzynarodowych, przy czym prognozowane ceny gazu w Europie przypisano w 75% do rynku przemysłowego (bez zastosowania dyskonta dla rynków) i w 25% do rynku krajowego, na którym cenę zdyskontowano wg stopy wynoszącej od 39% (rok 2016) do 0% (rok 2019). Po roku 2019 nie zastosowano dyskontowania cen. Cenę gazu pomniejszono o 24% (podatek VAT). Uwzględniono wartość opałow gazu w sprzedaży na poziomie 1100 Btu/scf wg szacunków opartych na modelu symulacyjnym Serinus Energy.

Ceny kondensatu określono na poziomie zgodnym z prognozowanymi przez RPS cenami ropy Brent.

**Tabela 7.3**  
**PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOT. CEN I STOPY INFLACJI**  
**DLA PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW**  
na 31 grudnia 2015 r.

Rok	Ceny odniesienia (benchmarks) dla ropy		Rumunia		Stopa inflacji	Kurs wymiany
	WTI w Cushing Oklahoma	Brent @ Sollem Voe	Moftinu Satu Mare gaz	Moftinu Satu Mare kondensat		
	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/Mcf	US\$/bbl	%/rocznie	USD/CAD
2016	43,00	44,00	5,24	44,00	2,0	0,76
2017	49,00	50,00	5,75	50,00	2,0	0,76
2018	57,00	58,00	6,44	58,00	2,0	0,76
2019	65,00	65,00	6,95	65,00	2,0	0,76
2020	73,00	73,00	7,4	73,00	2,0	0,76
2021	78,00	78,00	7,67	78,00	2,0	0,76
2022	83,00	83,00	7,95	83,00	2,0	0,76
2023	88,00	88,00	8,22	88,00	2,0	0,76
2024	93,00	93,00	8,5	93,00	2,0	0,76
2025	95,61	95,61	8,64	95,61	2,0	0,76
2026	97,52	97,52	8,75	97,52	2,0	0,76
2027	99,47	99,47	8,85	99,47	2,0	0,76
2028	101,46	101,46	8,96	101,46	2,0	0,76
2029	103,49	103,49	9,08	103,49	2,0	0,76
2030	105,56	105,56	9,19	105,56	2,0	0,76
2031	107,67	107,67	9,31	107,67	2,0	0,76
2032	109,82	109,82	9,42	109,82	2,0	0,76
2033	112,02	112,02	9,55	112,02	2,0	0,76
2034	114,26	114,26	9,67	114,26	2,0	0,76

**Skróty walut:**  
CAD - dolar kanadyjski;  
USD - dolar amerykański

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

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym sprawozdaniu 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 zgodne z prawdą, wobec czego nie należy nadmiernie polegać na stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości zawartych w niniejszym sprawozdaniu.

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 sprawozdaniu 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 sprawozdaniu, 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 wydobycia 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 sprawozdaniu 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 sprawozdaniu są przedstawione z wyraźnym zastrzeżeniem niniejszego ostrzeżenia.**

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

Przedstawione w niniejszym sprawozdaniu szacunkowe dane dotyczące warunkowych zasobów i powiązanych z nimi przyszłych dochodów 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 sprawozdaniu, przy czym takie różnice mogą być istotne. Szacunkowy poziom przyszłych dochodów netto z poszczególnych koncesji może nie odpowiadać temu samemu poziomowi ufności, co szacunkowy poziom przyszłych dochodów

netto dla wszystkich koncesji, co wynikać może z agregacji danych. Szacunkowy poziom wartości bieżącej netto przyszłych dochodów netto przypadających na warunkowe zasoby Spółki nie odpowiada godziwej wartości rynkowej, a jednocześnie nie ma pewności, że wartość bieżąca netto przyszłych dochodów 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 wydobycie zasobów warunkowych w jakiegokolwiek ich części będzie komercyjnie rentowne.

Zawarte w niniejszym sprawozdaniu informacje o zasobach należy czytać w powiązaniu z dostępnym w systemie SEDAR rocznym formularzem informacyjnym Spółki z dnia 30 marca 2016 za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2015, 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 sprawozdaniu terminologii dotyczącej zasobów.

### SKRÓTY

<b>Ropa naftowa i Gaz – Ciecze (NGL)</b>		<b>Gaz ziemny</b>	
Mbbl	tysiąc baryłek	MMscf	million standardowych stop 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



Suite 1400, 800 – 5th Avenue SW, Calgary, Alberta Canada T2P 3T6  
Tel: +1 403 265 7226 Fax: +1 403 269 3175 rpsgroup.com/canada

10 marca 2016 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 rezerwach i zasobach warunkowych Serinus Energy Inc. (zwanej dalej „Spółką”) w Tunezji, Rumunii oraz na Ukrainie, według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r. Dane o rezerwach są oszacowaniami rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych oraz związanych z nimi przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2015 r., oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty. Dane o zasobach warunkowych to szacunki obarczone ryzykiem odnoszące się do wolumenu zasobów warunkowych oraz powiązanej z nimi, obciążonej ryzykiem wartości bieżącej netto przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2015 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 *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* („Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu”) (zwanym dalej „Wytycznymi COGEH”) z późniejszymi zmianami, opracowanym przez Stowarzyszenie Inżynierów Ewaluatorów Złóż Naftowych (*Society of Petroleum Evaluation Engineers*) (sekcja w Calgary).
4. Standardy te wymagają, aby ewaluacja była 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 podatkiem dochodowym) 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 2015 r. Tabela wyszczególnia odnośne części, które zostały przez nas ocenione i zreferowane Kierownictwu oraz Radzie Dyrektorów Spółki:

Niezależny kwalifikowany ewaluator rezerw	Data Raportu z Oceny	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 2015 r.	Tunezja	\$ Nd.	\$ 200,9	\$ Nd.
RPS Energy Canada Ltd.	31 grudnia 2015 r.	Ukraina	\$ Nd.	\$ 93,5	\$ Nd.

6. Poniższa tabela przedstawia obciążone ryzykiem wolumeny i obciążoną ryzykiem wartość bieżącą netto przyszłych przychodów netto (przed podatkiem dochodowym) przypisane zasobom warunkowym - oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty oraz obliczone przy zastosowaniu stopy dyskonta wynoszącej 10% - uwzględnione w oświadczeniu Spółki przygotowanym zgodnie z formularzem 51-101F1. Tabela wyszczególnia odnośne składowe dane nt. zasobów warunkowych, które zostały przez nas ocenione i zreferowane Kierownictwu oraz Radzie Dyrektorów Spółki.

Klasyfikacja	Niezależny kwalifikowany ewaluator rezerw	Data Raportu z Oceny	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
W trakcie zagospodarowywania Zasoby Warunkowe (2C)	RPS Energy Canada Ltd.	31 grudnia 2015 r.	Rumunia	\$ Nd.	\$ 21,7	\$ 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.**

\_\_\_\_\_  
"Brian D. Weatherill"

Brian D. Weatherill, P.Eng.



## 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, a także, o ile jest to ujęte w oświadczeniu wymaganym zgodnie z pkt. 1 ustęp 2.1. Zarządzenia NI 51-101, inne informacje, takie jak dane o zasobach warunkowych lub perspektywicznych.

Niezależny kwalifikowany ewaluator rezerw dokonał oszacowania i przeglądu danych o rezerwach Spółki i danych o zasobach warunkowych. 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 podmiotem dokonującym oceny rezerw w celu ustalenia, czy zdolność ewaluatora rezerw do wydania raportu bez zastrzeżeń nie podlegała żadnym ograniczeniom; oraz

- c) Przegląd danych o rezerwach wspólnie z kierownictwem oraz niezależnym kwalifikowanym ewaluatorem rezerw.

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, zasobach warunkowych oraz inne informacje z obszaru ropy naftowej i gazu;
- (b) przedłożenie 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.

<i>„Jeffrey Auld”</i>	<i>„Tracy Heck”</i>
Jeffrey Auld Dyrektor / Prezes i Dyrektor Generalny (CEO)	Tracy Heck Dyrektor Finansowy (CFO)
<i>„Helmut J. Langanger”</i>	<i>„Evgenij Iorich”</i>
Helmut J. Langanger Dyrektor, Przewodniczący Komitetu ds. Rezerw	Evgenij Iorich Dyrektor, Członek Komitetu Audytu

21 lutego 2017 r.

## Załącznik D

### **KOMITET AUDYTU ZAKRES KOMPETENCJI**

*Uchwalony przez Radę Dyrektorów w dniu 21 grudnia 2006 r.  
i zmieniony w dniu 27 kwietnia 2007 r. i 12 listopada 2009 r.*

*(Zmiana nazwy Kulczyk Oil Ventures Inc. na Serinus Energy Inc. z dniem 24 czerwca 2013 r.)*

#### **CEL**

Komitet Audytu („**Komitet**”) spółki Serinus Energy Inc. („**Spółka**”) został powołany w celu wypełnienia stosownych zobowiązań spółki publicznej dotyczących komitetów audytu oraz wsparcia Rady Dyrektorów Spółki („**Rada Dyrektorów**”) w realizacji jej obowiązków nadzoru w odniesieniu do sprawozdawczości finansowej, w tym m.in. obowiązku:

- zapewnienia dokładności, pełności i rzetelności sprawozdań finansowych Spółki i procesu raportowania wyników finansowych;
- nadzorowania, weryfikacji i oceny procesu audytu oraz korporacyjnych procedur ujawniania informacji i środków ich kontroli, wewnętrznych systemów kontroli raportowania wyników finansowych oraz procedur i zgodności z odnośnymi wymogami przepisów prawa;
- weryfikacji kwalifikacji i niezależności zewnętrznych audytorów Spółki;
- nadzorowania pracy kierownictwa obszaru finansowego Spółki, audytorów wewnętrznych i zewnętrznych;
- prowadzenia komunikacji bezpośrednio z audytorami wewnętrznymi i zewnętrznymi Spółki oraz zapewnienia otwartych kanałów komunikacji pomiędzy audytorami wewnętrznymi, zewnętrznymi, Radą Dyrektorów i kierownictwem Spółki;
- opracowania korporacyjnej strategii zarządzania ryzykiem; oraz
- wypełnienia wszelkich innych zobowiązań określonych w niniejszym zakresie kompetencji lub w inny sposób nałożonych na Komitet przez Radę Dyrektorów.



## **SKŁAD, PROCEDURY I ORGANIZACJA**

1. Komitet składa się z nie mniej niż trzech członków Rady Dyrektorów, z których każdy musi być „niezależny” (pojęcie definiowane okresowo w wymaganiach lub wytycznych dla działalności komitetu audytu zgodnie ze stosownymi przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, w tym Zarządzenia Krajowego NI 52-110 *Audit Committees [Komitety Audytu]* („**NI 52-110**”) i „finansowo biegły” (w rozumieniu NI 52-110). Skład Komitetu powinien również spełniać wszelkie inne wymagania, które mogą okresowo obowiązywać organy zajmujące się papierami wartościowymi, w tym te, o których mowa w NI 52-110.
2. Jeżeli członek Komitetu zasiada w składzie komitetu audytu więcej niż trzech publicznych spółek, w tym Spółki, Rada Dyrektorów musi ocenić, czy nie osłabi to zdolności tej osoby do efektywnego wypełniania jego obowiązków jako członka Komitetu.
3. Rada Dyrektorów, na swoim spotkaniu organizacyjnym odbywającym się przy okazji corocznego posiedzenia akcjonariuszy Spółki, mianuje członków Komitetu na rok następny. Jeżeli Rada Dyrektorów nie ustanowi składu Komitetu, to osoby, które były członkami Komitetu w roku bezpośrednio poprzedzającym ostatnie coroczne posiedzenie akcjonariuszy Spółki, jeśli pozostają na stanowisku dyrektora Spółki i nadal są uprawnione do zasiadania w Komitecie, należy uznać za ponownie wybrane do składu Komitetu. W dowolnym momencie Rada Dyrektorów może usunąć lub wyznaczyć zastępstwo za każdego członka Komitetu oraz wypełnić wakat w jego składzie.

## **PRZEWODNICZĄCY KOMITETU**

4. Jeżeli Rada Dyrektorów nie wyznaczy przewodniczącego Komitetu, członkowie Komitetu wybierają przewodniczącego („**Przewodniczący**”) spośród siebie.
5. Przewodniczący zapewnia przywództwo Komitetowi i dba o wywiązywanie się Komitetu z jego obowiązków nałożonych jego mandatem.
6. Obowiązki Przewodniczącego:
  - (a) zapewnienie ogólnego przywództwa w celu podniesienia efektywności działań Komitetu;
  - (b) podejmowanie wszystkich uzasadnionych kroków celem zapewnienia, że zadania i obowiązki Komitetu, wynikające z jego mandatu, są dobrze rozumiane przez członków Komitetu i możliwie jak najskuteczniej realizowane;

- (c) wspieranie etycznego i odpowiedzialnego sposobu podejmowania decyzji przez Komitet i jego indywidualnych członków;
- (d) przewodzenie Komitetowi w sposób efektywny, nadzorując wszystkie aspekty zarządzania Komitetem, który wypełnia obowiązki nałożone jego mandatem;
- (e) nadzorowanie struktury, składu, członkostwa i działań delegowanych do Komitetu;
- (f) dopilnowanie przeprowadzenia co najmniej czterech posiedzeń Komitetu rocznie, oraz dalszych posiedzeń, jeżeli wymaga tego efektywna realizacja jego obowiązków;
- (g) sporządzanie planu każdego spotkania Komitetu;
- (h) przewodniczenie wszystkim posiedzeniom Komitetu; jeżeli Przewodniczący jest nieobecny na posiedzeniu, to obecni na nim członkowie Komitetu wybierają niezależnego członka Komitetu, który będzie przewodniczył posiedzeniu;
- (i) zachęcanie członków Komitetu do zadawania pytań i wyrażania własnych spostrzeżeń na posiedzeniach;
- (j) skuteczne niwelowanie rozbieżności podglądów i konstruktywne dążenie do podjęcia decyzji i osiągnięcia porozumienia;
- (k) zapewnienie odrębnych, systematycznych i tajnych („*in camera*”) posiedzeń Komitetu bez udziału kierownictwa;
- (l) zapewnienie odrębnych, systematycznych, zamkniętych posiedzeń Komitetu z audytorami wewnętrznymi i zewnętrznymi, bez udziału kierownictwa;
- (m) zapewnienie odrębnych, systematycznych, zamkniętych posiedzeń Komitetu z personelem wewnętrznym lub konsultantami zewnętrznymi, wedle potrzeb lub uznania i bez udziału kierownictwa;
- (n) po każdym posiedzeniu Komitetu – sporządzanie sprawozdań dla Rady Dyrektorów dotyczących działań i zaleceń Komitetu;
- (o) zadbanie o to, aby dokumentacja będąca w posiadaniu Komitetu, każdorazowo była dostępna na wniosek każdego dyrektora Spółki;

- (p) zapewnienie członkom Komitetu, poprzez podjęcie wszystkich stosownych kroków, dostępu do pisemnej informacji i sprawozdań kierownictwa celem wypełnienia mandatu Komitetu;
- (q) zapewnienie efektywnej współpracy z członkami kierownictwa;
- (r) zadbanie o przeprowadzenie oceny pracy Komitetu i Przewodniczącego, zachęcając wszystkich członków Komitetu, innych dyrektorów i odpowiednich członków kierownictwa do wyrażenia własnej opinii;
- (s) zapewnienie Komitetowi dostępnych zasobów i kompetencji, aby mógł on realizować powierzone mu zadania w sposób efektywny i wydajny;
- (t) utrzymanie, nadzorowanie, wynagradzanie i rozwiązywanie umów z niezależnymi konsultantami wspierającymi pracę Komitetu; oraz
- (u) realizacja wszelkich innych stosownych zadań i obowiązków wyznaczonych przez Radę Dyrektorów lub delegowanych przez Komitet.

## **POSIEDZENIA KOMITETU**

7. Przewodniczący wyznacza sekretarza każdego posiedzenia, który protokołuje jego przebieg. Protokół z posiedzenia jest sporządzany na piśmie i należyście archiwizowany w księgach Spółki. Protokół jest dostępny dla wszystkich członków Rady Dyrektorów.
8. Korum wymaga obecności większości członków Komitetu, osobiście lub za pośrednictwem telefonu bądź innego systemu do telekomunikacji, umożliwiającego wszystkim uczestnikom spotkania mówienie i słyszenie siebie nawzajem.
9. Komitet powinien mieć dostęp do tych decydentów i pracowników Spółki oraz do zewnętrznych audytorów Spółki, jak i tych informacji, które Spółka uzna za konieczne bądź celowe na potrzeby wypełnienia jego obowiązków i zadań.
10. Posiedzenia Komitetu są przeprowadzane w sposób następujący:
  - (a) Komitet zbiera się co najmniej cztery razy w roku, w czasie i w miejscu wskazanym przez Przewodniczącego. Zewnętrzni audytorzy lub członek Komitetu mogą zwołać posiedzenie w dowolnym momencie.
  - (b) Zawiadomienia o posiedzeniu Komitetu są wysyłane do wszystkich jego członków, Dyrektora Generalnego (CEO), Przewodniczącego, Wiceprzewodniczącego oraz wszystkich innych dyrektorów.

- (c) Na wszystkie posiedzenia, za wyjątkiem sesji o charakterze wykonawczym i zamkniętych posiedzeń z audytorami zewnętrznymi, zostają zaproszeni następujący członkowie kierownictwa:

Dyrektor Generalny  
Dyrektor Finansowy

Inni przedstawiciele kierownictwa otrzymują zaproszenie na posiedzenie Komitetu w koniecznych przypadkach.

11. Audytorzy wewnętrzni, jeżeli są, i audytorzy zewnętrzni Spółki, komunikują się bezpośrednio z Komitetem za pośrednictwem Przewodniczącego. Komitet, poprzez Przewodniczącego, może się kontaktować bezpośrednio z każdym pracownikiem Spółki, jeżeli uzna to za konieczne, a każdy pracownik może wnieść do Komitetu o rozpatrzenie sprawy dotyczącej wątpliwych, niezgodnych z prawem lub niewłaściwych praktyk finansowych lub transakcji.

## **ZADANIA I ZAKRES OBOWIĄZKÓW**

12. Ogólny zakres obowiązków Komitetu:
- (a) wsparcie Rady Dyrektorów w realizacji jej obowiązków odnoszących się do zasad rachunkowości Spółki, sprawozdawczości i kontroli wewnętrznych (korporacyjnych procedur ujawniania informacji i środków ich kontroli, wewnętrznych systemów kontroli raportowania wyników finansowych);
  - (b) nadzór nad pracą audytorów zewnętrznych, których zadaniem jest opracowanie lub wydanie raportu lub przeprowadzenie innego audytu, oceny lub certyfikacji na potrzeby Spółki, w tym rozwiązywanie kwestii spornych pomiędzy kierownictwem a audytorami zewnętrznymi dotyczących sprawozdawczości finansowej;
  - (c) wstępne zatwierdzenie, zgodnie z obowiązującym prawem, wszystkich czynności pozakontrolnych mających zostać wykonanych przez audytorów zewnętrznych dla Spółki lub jej jednostek zależnych;
  - (d) ocena rocznych i okresowych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Spółki, raportów audytorów zewnętrznych z audytu rocznych sprawozdań finansowych, raportów audytorów zewnętrznych z przeglądu okresowych sprawozdań finansowych, sprawozdań kierownictwa z działalności (MD&A), rocznych i okresowych komunikatów prasowych o wypracowanych zyskach i informacji w nich zawartych lub z nich pobranych przed zatwierdzeniem przez Radę Dyrektorów i podaniem do wiadomości publicznej lub w komunikacie giełdowym;

- (e) ustalenie i utrzymanie bezpośredniego kanału komunikacji z audytorami zewnętrznymi Spółki i ocena wyników ich działalności;
  - (f) zapewnienie istnienia adekwatnych procedur oceny podawania przez Spółkę do wiadomości publicznej informacji finansowych pochodzących ze sprawozdań finansowych Spółki, innych niż informacje ujawniane publicznie, o których mowa w paragrafie (d), oraz opracowanie metody i procedury oceny wraz z przeprowadzeniem, z odpowiednią częstotliwością, oceny adekwatności tych procedur;
  - (g) opracowanie procedur dla:
    - (a) przyjmowania, akceptacji i rozpatrywania (w tym stosowne próby rozwiązania) zażaleń otrzymanych przez Spółkę dotyczących prowadzenia rachunkowości, wewnętrznych kontroli księgowych i audytów; i
    - (b) poufnego i anonimowego informowania przez pracowników Spółki o przypadkach wątpliwych praktyk księgowych i audytorskich;
  - (h) ocena i zatwierdzanie korporacyjnych polityk rekrutacji w strukturze Spółki partnerów, pracowników oraz byłych partnerów i pracowników audytora zewnętrznego, który obecnie świadczy usługi na potrzeby Spółki, oraz byłych audytorów zewnętrznych Spółki; oraz
  - (i) systematyczne przekazywanie Radzie Dyrektorów raportów z wywiązania się ze swoich zadań i obowiązków.
13. Obowiązki i odpowiedzialność Komitetu wobec audytorów zewnętrznych:
- (a) przygotowywanie rekomendacji dla Rady Dyrektorów odnośnie:
    - (a) audytorów zewnętrznych, których zadaniem jest opracowanie lub wydanie raportu lub przeprowadzenie innego audytu, przeglądu lub certyfikacji na potrzeby Spółki; i
    - (b) wynagrodzeń dla audytorów zewnętrznych;
  - (b) zaangażowanie audytorów zewnętrznych w przegląd wszystkich okresowych sprawozdań finansowych i wyników przeglądu przez audytora okresowych sprawozdań finansowych i przeglądu przez audytora odnośnych sprawozdań MD&A, niezależnych wobec kierownictwa i bez jego obecności;

- (c) ocena innych kwestii związanych z audytem zewnętrznym, o których należy poinformować Komitet zgodnie z ogólnie przyjętymi standardami audytowania lub które odnoszą się do audytorów zewnętrznych;
- (d) ocena przeprowadzana wraz z kierownictwem i audytorami zewnętrznymi wszelkiej korespondencji z organami wykonawczymi lub agencjami rządowymi, zażaleń pracowników lub opublikowanych raportów, które dotyczą istotnych kwestii związanych ze sprawozdaniami finansowymi Spółki bądź politykami rachunkowości;
- (e) ocena planu i zakresu audytu, skali i harmonogramu audytu przeprowadzanego przez audytorów zewnętrznych przed rozpoczęciem audytu;
- (f) przeprowadzenie, niezależnie od kierownictwa i we współpracy z audytorami zewnętrznymi na zakończenie audytu, oceny następujących elementów:
  - a) wynik audytu;
  - b) treść raportu z audytu;
  - c) zakres i jakość wykonanej przez audytorów pracy;
  - d) adekwatność personelu finansowego i audytorskiego Spółki;
  - e) wsparcie udzielone przez personel Spółki podczas audytu;
  - f) wykorzystanie zasobów wewnętrznych;
  - g) istotne transakcje poza obszarem zwykłej działalności Spółki;
  - h) istotne proponowane zmiany i zalecenia mające na celu udoskonalenie wewnętrznych kontroli i zasad księgowych lub systemów kierowniczych;
  - i) pozakontrolne usługi świadczone przez audytorów zewnętrznych; i
  - j) jakość (nie jedynie dopuszczalność) stosowanych zasad rachunkowości, wszystkie alternatywne sposoby przetwarzania informacji finansowych, które zostały omówione z kierownictwem, następstwa ich wykorzystania i preferowany przez audytorów sposób ich przetwarzania i innych istotnych wymian informacji z kierownictwem;

- (g) weryfikacja i omówienie z audytorami zewnętrznymi krytycznych polityk rachunkowości Spółki i jakości ocen i szacunków księgowych dokonanych przez kierownictwo;
  - (h) uczestnictwo w zmianie audytorów zewnętrznych Spółki, w tym wymagania dotyczące ujawniania związanych z tym informacji;
  - (i) ocena wszystkich istotnych dokumentów wymienianych pomiędzy audytorami wewnętrznymi i kierownictwem, w tym pismo dla kierownictwa po zakończeniu audytu, zawierające zalecenia audytorów zewnętrznych, odpowiedź kierownictwa i weryfikację stwierdzonych słabych punktów;
  - (j) przeprowadzenie co najmniej raz w roku i przed opublikowaniem przez audytorów zewnętrznych ich raportu dotyczącego sprawozdań finansowych, oceny kwalifikacji, pracy i reputacji audytorów zewnętrznych, ocena i potwierdzenie ich niezależności przez omówienie z audytorami ich związku ze Spółką, z uwzględnieniem szczegółów wszystkich świadczonych przez nich usług pozakontrolnych;
  - (k) spotkanie z audytorami zewnętrznymi niezależnie od kierownictwa i bez jego udziału co najmniej raz w roku celem omówienia i oceny określonych kwestii i innych istotnych spraw, które audytorzy mogą chcieć poddać pod rozważę Komitetu;
  - (l) omówienie z audytorami zewnętrznymi wszystkich istotnych zmian, które należy wprowadzić do podejścia lub zakresu planu audytu, podejścia kierownictwa do proponowanych przez audytorów zewnętrznych poprawek i wszelkich działań lub ich braku ze strony kierownictwa, co ogranicza lub zawęża zakres ich pracy; oraz
  - (m) zapewnienie, że audytorzy zewnętrzni raportują bezpośrednio do Komitetu, oraz zadbanie o to, by odnośny zapis w tej sprawie został uwzględniony w treści umowy o współpracy z audytorami zewnętrznymi.
14. Obowiązki i odpowiedzialność Komitetu wobec audytorów wewnętrznych Spółki:
- (a) sprawdzanie kwalifikacji i jakości pracy audytorów wewnętrznych i okresowa ocena funkcjonowania audytu wewnętrznego w odniesieniu do organizacji, personelu i skuteczności działań wydziału audytu wewnętrznego;



- (b) nadzorowanie, ocena i zatwierdzanie planu audytów wewnętrznych;
  - (c) ocena istotnych wniosków z audytów wewnętrznych i zaleceń, oraz sporządzenie przez kierownictwo odpowiedzi na tę ocenę; oraz
  - (d) zapewnienie bezpośredniego kanału komunikacji z audytorami zewnętrznymi.
15. Obowiązki i odpowiedzialność Komitetu związane z procedurami kontroli wewnętrznych Spółki:
- (a) nadzór, weryfikacja i ocena adekwatności, skuteczności, jakości i rzetelności kontroli i procedur ujawniania informacji przez Spółkę, kontroli wewnętrznych procesu sprawozdawczości finansowej i systemów informacji kierownictwa poprzez rozmowy z kierownictwem oraz audytorami zewnętrznymi i wewnętrznymi;
  - (b) kontrola sprawozdawczości kierownictwa w odniesieniu do kontroli wewnętrznych oraz procedur i kontroli ujawniania informacji;
  - (c) weryfikacja i ocena przydatności i skuteczności polityk korporacyjnych i praktyk biznesowych, które mogą mieć wpływ na rzetelność danych finansowych Spółki, w tym związanych z audytem wewnętrznym, ubezpieczeniem, księgowością, usługami informacyjnymi i systemami i środkami kontroli finansowej (z uwzględnieniem kontroli i procedur ujawniania informacji i kontroli wewnętrznych w stosunku do sprawozdawczości finansowej), sprawozdawczości kierownictwa i zarządzania ryzykiem;
  - (d) ocena zgodności z korporacyjnymi zasadami postępowania i kodeksem etycznym oraz okresowa ocena tej polityki i przedstawienie Radzie Dyrektorów zaleceń odnośnie zmian, które Komitet uzna za stosowne;
  - (e) ocena wszelkich nierozwiązanych kwestii pomiędzy kierownictwem i audytorami zewnętrznymi, mogących mieć wpływ na system sprawozdawczości finansowej lub kontroli wewnętrznych Spółki; oraz
  - (f) okresowa ocena korporacyjnych procedur finansowych i audytowych Spółki oraz zakresu, w jakim zalecenia audytorów wewnętrznych lub zewnętrznych zostają wdrożone.



16. Ponadto Komitet odpowiada za:

- (a) przeprowadzenie oceny kwartalnych sprawozdań Spółki dotyczących zysków, w tym wpływu kwestii nadzwyczajnych i zmian w zasadach rachunkowości i szacunkach oraz raportowanie do Rady Dyrektorów;
- (b) przeprowadzenie oceny i zatwierdzenie części finansowych następujących dokumentów dotyczących Komitetu (których ujawnienie jest wymagane przepisami prawa):
  - (a) sprawozdanie roczne dla akcjonariuszy Spółki;
  - (b) roczny formularz informacyjny i okólnik informacyjny kierownictwa Spółki;
  - (c) prospekty Spółki; oraz
  - (d) wszelkie inne raporty wymagające zatwierdzenia przez Radę Dyrektorów,i odnośne raportowanie do Rady Dyrektorów;
- (c) przeprowadzenie oceny komunikatów giełdowych i decyzji odnoszących się do skonsolidowanych sprawozdań finansowych Spółki;
- (d) przeprowadzenie oceny stosowności polityk i procedur wykorzystanych przy opracowaniu skonsolidowanych sprawozdań finansowych Spółki i innych wymaganych dokumentów ujawniających, oraz rozpatrzenie zaleceń odnośnie istotnych zmian do tych polityk;
- (e) przeprowadzenie oceny protokołu z każdego posiedzenia komitetu audytu w spółkach zależnych Spółki;
- (f) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa, audytorów zewnętrznych i w razie konieczności rady prawnego oceny wszystkich bieżących lub spodziewanych sporów sądowych, roszczeń i innych ewentualności lub zdarzeń, w tym szacunków podatkowych, które mogą teraz lub w przyszłości mieć istotny wpływ na pozycję finansową lub wynik z działalności operacyjnej Spółki i sposobu, w jaki te kwestie są ujawniane w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych;
- (g) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa i audytorów zewnętrznych oceny istotnych praktyk księgowych stosowanych przez Spółkę i weryfikacja kwestii ujawnianych informacji, w tym również złożone lub nietypowe transakcje, obszary krytyczne, takie jak rezerwy czy szacunki, znaczne zmiany zasad rachunkowości i alternatywne metody

postępowania zgodnie ze standardami Canadian GAAP dla istotnych transakcji;

- (h) uzyskanie w toku rozmów z kierownictwem potwierdzenia, że standardy Canadian GAAP oraz wszystkie przepisy prawa obowiązujące obszar sprawozdawczości finansowej zostały spełnione;
- (i) omówienie z kierownictwem wpływu wszystkich transakcji pozabilansowych, ustaleń, zobowiązań i innych powiązań z jednostkami nieskonsolidowanymi lub innymi osobami, które mogą mieć istotny wpływ na finansową kondycję Spółki, wyniki działalności, płynność, nakłady kapitałowe, zasoby kapitałowe, przychody oraz koszty;
- (j) nadzór nad dochodzeniem w sprawie domniemanych oszustw i działań niezgodnych z prawem odnoszących się do finansów Spółki i wszelkich działań będących ich następstwem;
- (k) weryfikacja i ocena adekwatności korporacyjnych polityk zarządzania ryzykiem, w tym polityk hedgingowych, oraz procedur związanych z ryzykiem, które wiąże się z podstawową działalnością Spółki;
- (l) weryfikacja i ocena adekwatności wdrożenia stosownych systemów ograniczenia i zarządzania ryzykami korporacyjnymi i systematyczne raportowanie do Rady Dyrektorów;
- (m) ocena korporacyjnego programu ubezpieczeń;
- (n) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa oceny powiązań Spółki z organami nadzoru, oraz aktualności i dokładności komunikatów Spółki;
- (o) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa oceny wszystkich transakcji ze stronami powiązanymi oraz rozwoju polityk i procedur odnoszących się do tych transakcji;
- (p) każdego roku Komitet weryfikuje i ocenia adekwatność niniejszego zakresu kompetencji oraz przedstawia Radzie Dyrektorów te poprawki, które uzna za stosowne;
- (q) przekazywanie Radzie Dyrektorów systematycznych sprawozdań z działalności Komitetu, publikacji i odnośnych zaleceń; oraz
- (r) sporządzenie kalendarza działań Komitetu na rok następny i przekazanie go w odpowiednim formacie na ręce Rady Dyrektorów każdorazowo po zakończeniu rocznego walnego zgromadzenia akcjonariuszy Spółki.

## **UPRAWNIENIA KOMITETU**

17. Komitet jest również uprawniony do:

- (a) skorzystania, bez zgody Spółki, ze wsparcia niezależnego doradcy i innych konsultantów, jeżeli Komitet uzna, że jest to konieczne do realizacji jego obowiązków;
- (b) ustalenia i wypłaty wynagrodzenia niezależnemu doradcy i konsultantom wspierającym Komitet; oraz
- (c) kontaktowania się bezpośrednio z audytorami wewnętrznymi i zewnętrznymi.