

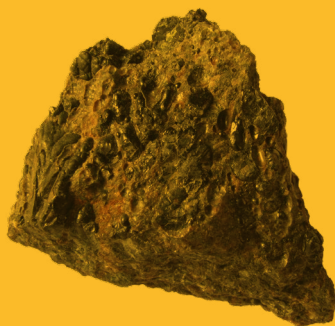
# Wydobycie i produkcja uranu



## Program jądrowy na Ukrainie

PROGRAM POLSKIEJ ENERGETYKI JĄDROWEJ  
ANALIZY I OPRACOWANIA





## URANINIT

Uraninit, zwany również blendą smolistą lub uranową - najlepszy surowiec do otrzymywania uranu. Składa się on z tlenków uranu (głównie  $UO_2$ ,  $UO_3$ ) i jest minerałem najczęściej wydobywanym w kopalniach uranu.

# Wydobycie i produkcja uranu

W ciągu ostatnich 60 lat uran stał się jednym z najważniejszych surowców energetycznych na świecie. Jest on wydobywany z rudy podobnie do innych metali. Prawie w całości wykorzystywany jest do produkcji energii elektrycznej, jedynie niewielka jego ilość jest zużywana do wytwarzania izotopów medycznych, a także do napędu jednostek pływających.

# 1. Światowe konwencjonalne zasoby uranu

Uran jest pierwiastkiem należącym do grupy aktywności. Występuje powszechnie w przyrodzie, a jego średnia zawartość w skorupie ziemskiej wynosi 2,8 ppm<sup>1</sup> i utrzymuje się w przedziale 2-4 ppm (0,0002-0,0004%). Jest bardziej rozpowszechniony niż złoto, srebro czy rtęć, podobnie jak cyna i trochę rzadszy niż kobalt, ołów czy molibden. Duża ilość uranu znajduje się w wodzie oceanicznej lecz występuje tu w bardzo małym stężeniu. Jest przyswajany przez organizmy żywe (bakterie, porosty i rośliny jadalne), można go znaleźć także w ciele człowieka.

Najlepszym surowcem do otrzymywania uranu jest uraninit wraz także blendą smolistą lub uranową zawierający 60-80% uranu. Składa się on z tlenków uranu (głównie  $UO_2$ ,  $UO_3$ ) i jest minerałem najczęściej wydobywanym w kopalniach uranu.

Do produkcji uranu wykorzystywane są również inne minerały znajdujące się w rudach uranu, m. in. takie jak:

- **autunit** ( $Ca(UO_2)_2(PO_4)_2 \cdot 11H_2O$ );
- **branerit** ( $UTi_2O_6$ );
- **karnotyt** ( $K_2(UO_2)_2(VO_4)_2 \cdot 3H_2O$ );
- **kofinit** ( $U^{4+},Th(SiO_4)_{1-x}(OH)_{4x}$ );
- **uranofan** ( $Ca(UO_2)_2(HSiO_4)_2 \cdot 5H_2O$ ).

Rudy uranu zwykle zawierają od 0,1 do 0,5% (1000-5000 ppm) uranu.

Wydobycie prowadzi się w złożach, w których zawartość uranu wynosi zwykle nie mniej niż 0,1%.

Uboższe złoża są eksploatowane tylko w bardzo szczególnych okolicznościach. Najbogatsze eksploatowane obecnie złożo (o średniej zawartości 15,24 %  $U_3O_8$ ) znajduje się w podziemnej kopalni McArthur River w prowincji Saskatchewan w Kanadzie, natomiast najuboższe złożo (o zawartości 0,03%  $U_3O_8$ ) eksploatowane obecnie na dużą skalę to kopalnia odkrywkowa Rössing w Namibii. W kopalni Trekkopje w Namibii, która rozpoczęła pracę w 2008 roku, średnia zawartość  $U_3O_8$  w rudzie wynosi tylko 0,0126% (126 ppm), a mimo to wydajność kopalni wynosi 5400 ton uranu rocznie. Kopalnia ta należy do 10 największych na świecie.

Złoża rud uranu rozmieszczone są równomiernie na kuli ziemskiej i skupione w 15 krajach, które dysponują 97% światowych zasobów tego surowca. Największe złoża znajdują się w Australii, Kazachstanie, Rosji, Kanadzie, Nigrze, RPA, Brazylii, Namibii i USA.

Rozpoznane (RAR+IR)<sup>2</sup> (ang. Known Recoverable Resources) światowe konwencjonalne zasoby uranu, w wyniku intensywnych prac poszukiwawczych, wzrosły w ciągu ostatniej dekady o 25% i wg danych OECD z 2014 r. wynoszą 5.902.900 tU przy koszcie wydobycia nie przekraczającym 130 USD/kgU<sup>3</sup>. Przy obecnym rocznym zapotrzebowaniu wynoszącym ok. 68.000 tU zasoby te wystarczą na ok. 90 lat.

Występowanie rud uranu na świecie przedstawiono w poniższej tabeli i na mapie.

Ponadto przewidywane światowe zasoby nierozpoznane (PR+SR)<sup>4</sup> (ang. Undiscovered Resources), w tej samej kategorii cenowej wynoszą 3.862.100 tU, co gwarantuje dostawę na kolejne ok. 60 lat.

Przy koszcie wydobycia nie przekraczającym 260 USD/kgU odpowiednio zasoby rozpoznane wynoszą 7.635.200 tU, a zasoby nierozpoznane 4.702.000 tU. Wraz z wyczerpywaniem się zasobów uranu zaliczanych do niższych kosztów wydobycia uwaga producentów uranu będzie się skupiać na zasobach o wyższych kosztach i pojawią się nowi potencjalni dostawcy uranu tacy jak: Czechy, Indie, Grenlandia<sup>5</sup> i USA.

Konwencjonalne światowe zasoby uranu zgromadzone są w regionach stabilnych politycznie i wystarczają co najmniej na kilkaset lat. Z tego powodu uran traktowany jest przez państwa, które wykorzystują go do celów energetycznych, jako gwarancję bezpieczeństwa i niezależności energetycznej oraz podstawę ich trwałego i zrównoważonego rozwoju.

## Fotografia 1.

Uraninit



## Tabela 1.

Rozpoznane (RAR + IR) światowe zasoby uranu o koszcie wydobycia < 130 USD/kgU [2]

		Zasoby [tU]	Udział [%]
1.	Australia	1.706.100	29
2.	Kazachstan	679.300	12
3.	Rosja	505.900	9
4.	Kanada	493.900	8
5.	Niger	404.900	7
6.	Namibia	382.800	6
7.	RPA	338.100	6
8.	Brazylia	276.100	5
9.	USA	207.400	4
10.	Chiny	199.100	4
11.	Mongolia	141.500	2
12.	Ukraina	117.700	2
13.	Uzbekistan	91.300	2
14.	Botswana	68.800	1
15.	Tanzania	58.100	1
16.	Inne	191.900	3
Razem Świat		5.902.900	

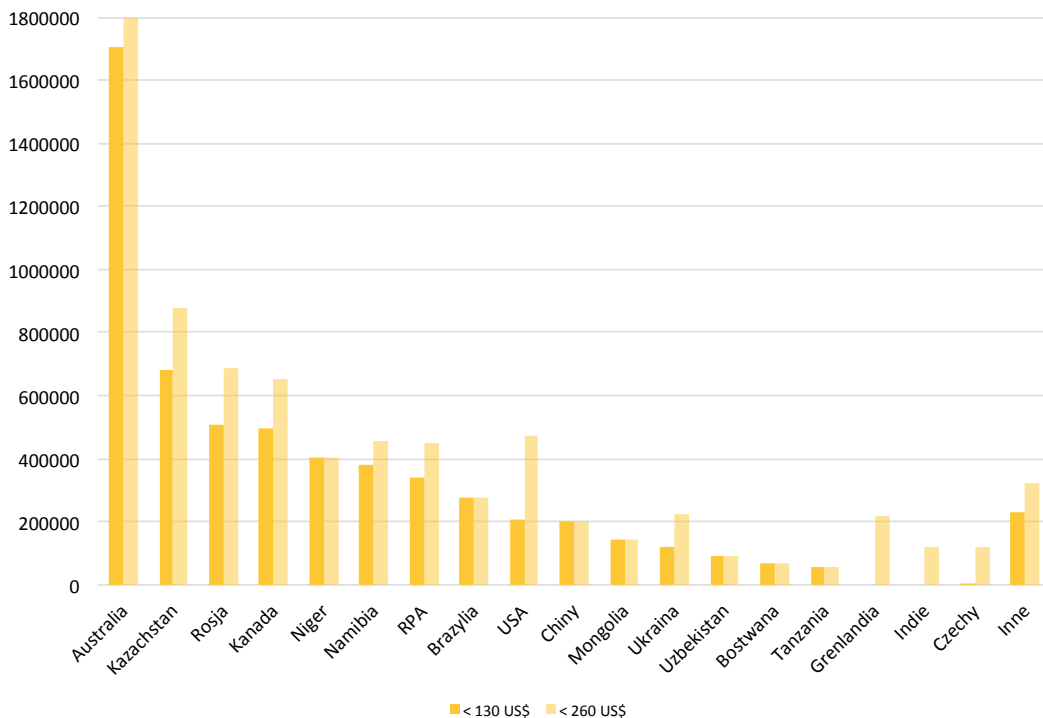
**Tabela 2.**

Światowe konwencjonalne zasoby uranu w tonach wg [2]

Kategoria zasobów	Koszty wydobycia			
	<USD 40/kgU	<USD 80/kgU	<USD 130/kgU	<USD 260/kgU
Racjonalnie pewne (RAR)	507.400	1.211.600	3.698.900	4.587.200
Przypuszczalne (IR)	175.500	745.100	2.204.000	3.048.000
Rozpoznane (RAR+IR)	682.900	1.956.700	5.902.900	7.635.200
Prognozowane (PR)	bd	665.400	1.222.800	1.755.500
Spekulatywne (SR)	bd	bd	2.639.300	2.946.500
Nierozpoznane (PR+SR)		665.400	3.862.100	4.702.000

**Wykres 1.**

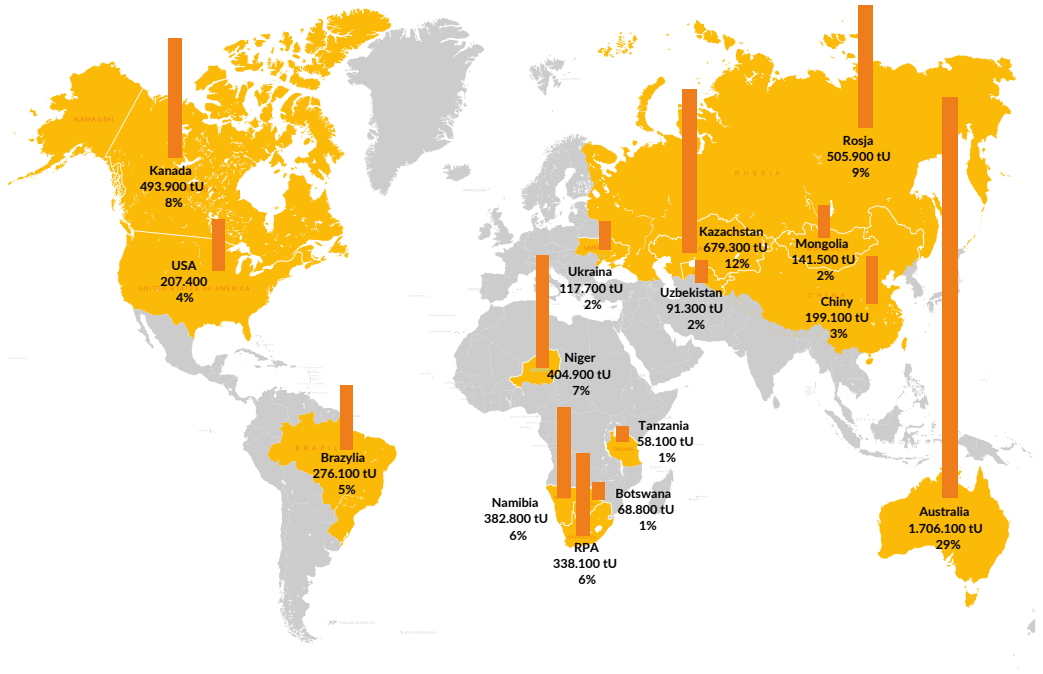
Rozmieszczenie światowych zasobów uranu w zależności od kosztów wydobycia



## Mapa 1.

Rozmieszczenie rozpoznanych światowych zasobów uranu  
o koszcie wydobycia < 130 USD/kgU [2]

Ogółem 5.902.900 tU



1. ppm – jednomilionowa część (ang. parts per million) – pseudojednostka służąca do zapisu bardzo małych zawartości (stężeń) substancji. 1ppm = 1/1000000 = 0,0001%

2. Zasoby rozpoznane (zidentyfikowane) obejmują zasoby racjonalnie pewne (ang. Reasonably Assured Resources - RAR) i zasoby przypuszczalne (ang. Inferred Resources - IR).

3. Zasoby uranu pod względem kosztów jego wydobycia dzieli się na cztery kategorie: <40; <80 (tzw. optymalne); <130 (tzw. wydobywalne) i < 260 USD/kgU.

4. Zasoby nierozpoznane składają się z zasobów prognozowanych (ang. Prognosticated Resources - PR) i spekulacyjnych (ang. Speculative Resources - SR). Są one jedynie szacowane na podstawie wiedzy o strukturach geologicznych, które zwykle zawierają uran.

5. W październiku 2013 r. rząd Grenlandii zniósł 25-letni zakaz eksploatacji rudy uranu co umożliwiło przeprowadzenie przez firmę Greenland Minerals and Energy Ltd (GMEL) studium wykonalności eksploatacji złoża uranu i metali ziem rzadkich Kvanefjeld. Wg wstępnych szacunków zawiera ono 228.100 tU i 11,13 mln ton metali ziem rzadkich[3].

## 2.

# Wydobycie i produkcja uranu na świecie

Rynek uranu na świecie zмага się w ostatnim okresie z występującą **nadprodukcją**, która wg. prognoz będzie utrzymywać się przez bieżącą dekadę i może nawet dłużej. Główną przyczyną tego stanu rzeczy jest spadek zapotrzebowania wywołany reakcją państw na awarię w Fukushima, które podjęły decyzje o stopniowym wycofaniu się z energetyki jądrowej (np. Niemcy, Szwecja) lub opóźniły swoje projekty jądrowe (np. Egipt, Czechy, Jordania, Wietnam, RPA). Produkcja uranu nie nadążała zbyt szybko za zmianami w polityce energetycznej różnych państw gdyż w następstwie skoku cen uranu w latach 2006-7 uruchomiono wiele nowych projektów wydobywczych w oczekiwaniu na znaczne zyski związane ze spodziewanym tzw. „renesansem energetyki jądrowej”. Produkcja uranu stale rosła i od roku 2013 utrzymuje się na poziomie 58-60 tys.ton.

Dodatковым czynnikiem był osiągnięty w ostatnich latach postęp technologiczny, związany ze zwiększoną efektywnością nowych reaktorów i zmniejszeniem zawartości izotopu uranu  $^{235}\text{U}$  w odpadach w procesie jego wzbogacania - co również spowodowało spadek zapotrzebowania na surowiec pierwotny.

### 2.1 Wydobycie uranu

W zależności od głębokości zalega-

nia złoża oraz jego rodzaju wydobywanie rudy uranowej prowadzone jest następującymi metodami:

- podziemną (głębinową) – jak w typowej kopalni węgla kamiennego;
- odkrywkową – jak w kopalni węgla brunatnego;
- otworową (ang. In Situ Leaching - ISL) – polegającą na ługowaniu podziemnego złoża roztworami zasad lub kwasów i po upłynięciu rudy wypompowywaniu jej na powierzchnię.

Metody wydobywania uranu ulegają zmianom wraz z postępem techniki i dostępnością złóż. W roku 1990 55% wyprodukowanego uranu pochodziła z kopalni podziemnych, lecz metoda ta powoli zastępowana jest przez technologię otworową (ISL). Wykorzystuje się ją głównie w kopalniach znajdujących się na terytorium USA i Kazachstanu. Uran otrzymywany jest także jako produkt uboczny przy produkcji miedzi (kopalnia Olympic Dam, Australia) lub podczas przerobu innych rud takich jak np. złota (RPA).

W latach 2014-2015 metody wydobywania uranu kształtowały się w następujący sposób [Tabela 3.]:

Wydobycie uranu po okresie spadku w latach 90. ub. wieku od 2003 r. stale wzrastało. W 2015 roku wyniosło 60.518 tU (71.369 tU<sub>3</sub>O<sub>8</sub>) i zanotowano nieznaczny jego wzrost w porównaniu z rokiem 2014 (56.217 tU (66.297 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>)).

Zlokalizowane ono było głównie w Kazachstanie -23.800 tU (39%), Kanadzie - 13.325 tU (22%) i Australii - 5.672 tU (9%). Te trzy państwa pokrywają 70% światowego wydobycia uranu.

W 2015 r. 66,4% światowego wydobycia uranu skupione było w 15 największych kopalniach, skąd wydobyto ogółem 40.177 tU.

W ostatnich latach znacząco wzrosło wydobycie uranu w Kazachstanie oraz w państwach afrykańskich (Niger, Namibia). Maleje natomiast udział dotychczasowych liderów: Australii i Kanady. Jest to spowodowane dwoma czynnikami:

- niższymi kosztami wydobywania rudy w Kazachstanie i Afryce;
- generalnymi założeniami polityki surowcowo-energetycznej większości państw zachodnich, która przewiduje jak najdłuższe utrzymanie własnych zasobów ze względów strategicznych i bezpieczeństwa państwa.

W najbliższym okresie planowane jest uruchomienie kilku nowych projektów wydobywczych:

- Husab, Namibia, 2016 r.
- Salamnca, Hiszpania, 2017 r.
- Temrezli, Turcja, 2018 r.
- Mkuju River, Tanzania, 2018 r.
- Mulga Rock, Australia, 2019 r.

Ruda wydobyta w kopalniach lub odkrywce musi przejść przez wieloetapowy proces przerobu zanim zostanie z niej wyprodukowane paliwo jądrowe. Na początku



jest ona kruszona, mielona i następnie poddawana procesowi wstępnej obróbki. Odbywa się to zwykle w zakładach mieszczących się w pobliżu kopalni, aby ograniczyć konieczność transportu. Uran zostaje ekstrahowany z rudy w procesie ługowania. Najczęściej jako środka ługującego używa się kwasu siarkowego (metoda kwaśna) lub węglanów (metoda alkaliczna). Uran jest otrzymywany z tego roztworu (lub roztworu ISL) za pomocą wymiany jonowej lub poprzez strącanie i filtrowanie.

Otrzymywany w zakładzie wstępnej obróbki rudy uranu produkt pośredni - dwuuranian amonowy (ADU -  $(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$ ) ma żółty kolor - stąd popularna jego nazwa **yellowcake**. Na zakończenie procesu obróbki ADU jest wygrzewany w wysokiej temperaturze i powstaje końcowy produkt nazywany koncentratem uranowym. Zawiera on 70-90%  $\text{U}_3\text{O}_8$ . Składa się on w ponad 99% z nierozszczepialnego izotopu  $^{238}\text{U}$  i poniżej 1% z rozszczepialnego  $^{235}\text{U}$  (a tylko ten może być wykorzystany jako paliwo jądrowe). Koncentrat jest układem stabilnym chemicznie i może być w tej postaci przechowywany lub transportowany. Jako gotowy produkt handlowy pakuje się go i wysyła w specjalnych 200 litrowych pojemnikach. Koncentrat

cechuje się niską radioaktywnością - poziom promieniowania w odległości 1 m od 200 l pojemnika zawierającego świeży  $\text{U}_3\text{O}_8$  jest o połowę mniejszy od poziomu promieniowania kosmicznego podczas lotu samolotem pasażerskim. Tak zapakowany koncentrat jest przedmiotem międzynarodowego handlu na nowojorskiej giełdzie towarowej NYMEX. W odpowiedzi na rosnącą nadprodukcję koncentratu uranowego w ciągu ostatnich czterech lat jego ceny malały i spadły ze 150 USD/kg  $\text{U}_3\text{O}_8$  w roku 2011 do ok. 70 USD/kg  $\text{U}_3\text{O}_8$  w maju 2016 r.

## 2.2 Produkcja uranu

Uran jest traktowany przez państwa rozwijające energetykę jądrową jako surowiec strategiczny i podejmują one działania mające na celu zapewnienie dywersyfikacji dostępu do jego złóż nie tylko na własnym terytorium, lecz także poza granicami. Zapewniają sobie w ten sposób gwarancje i niezależność dostaw uranu oraz mniejsze koszty jego pozyskiwania. Działania takie podejmowane są przez firmy rosyjskie, chińskie i francuskie. Od początku lat 90. XX w. obserwuje się konsolidację na światowym rynku producentów uranu. Dokonuje się ona poprzez przejęcia firm, ich

łączenie i zamykanie.

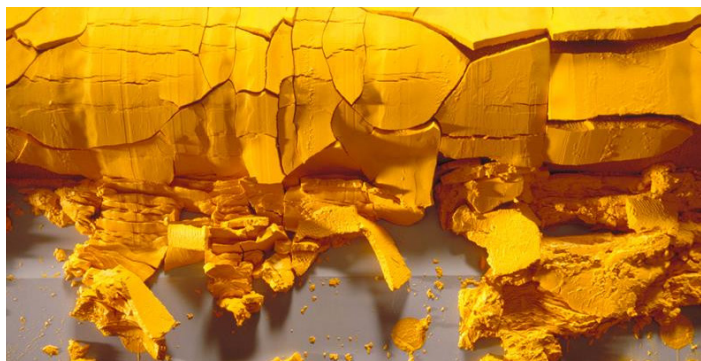
Przemysł wydobywczy uranu charakteryzuje się istnieniem mniejszej ilości dostawców (producentów) niż ma to miejsce w przypadku innych podstawowych metali. W 2015 r. zaledwie 9 przedsiębiorstw pokryło aż 89% produkcji tego surowca.

Wśród przedsiębiorstw wydobywczych pierwsze miejsce od kilku lat utrzymuje firma z Kazachstanu KazAtomProm, która w roku 2015 wyprodukowała 12.681 tU (22%). Kolejne pozycje zajmują kanadyjska Cameco - 10.926 tU (18%) i francuska Areva - 9.368 tU (15%). Rosyjsko-kanadyjska firma ARMZ-Uranium One spadła na czwarte miejsce z wynikiem 7.849 tU (13%) natomiast chińskie firmy CNNC/CGN zajęły miejsce piąte z wynikiem 3.303 tU (5%) [Wykres 4.]

Kazachstan posiada drugie co do wielkości zasoby rud uranu w świecie, które przy koszcie wydobycia nie przekraczającym 130 USD/kgU wynoszą ogółem 629.000 tU (12% zasobów światowych). Państwo to stało się istotnym źródłem uranu w ciągu ostatnich kilkunastu lat. Wydobycie tego surowca rozpoczęto w 1948 roku i udokumentowanych zostało 50 złóż w sześciu lokalizacjach na terenie kraju. Na początku lat 70. XX w. powodzeniem zakończyły się testy

## Fotografia 2.

Yellowcake



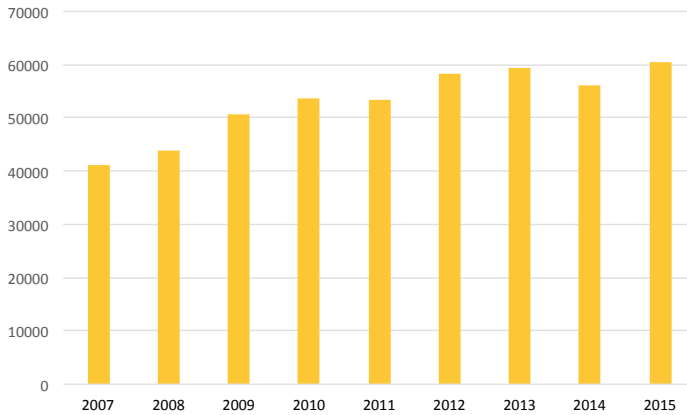
### Tabela 3.

Światowe konwencjonalne zasoby uranu w tonach wg [2]

Metoda wydobycia	2014	2015
otworowa (ISL)	51%	48%
kopalnie podziemne i odkrywkowe	42%	46%
produkt uboczny	7%	6%

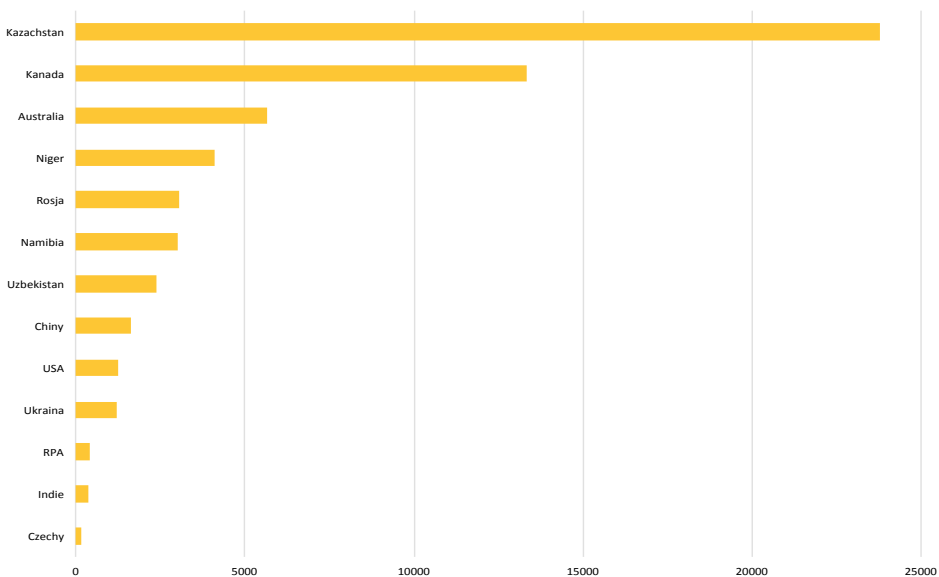
### Wykres 2.

Światowe wydobycie uranu w latach 2007-2015 w tU [3]



### Wykres 3.

Wydobycie uranu na świecie w 2015 r. w tU [3]



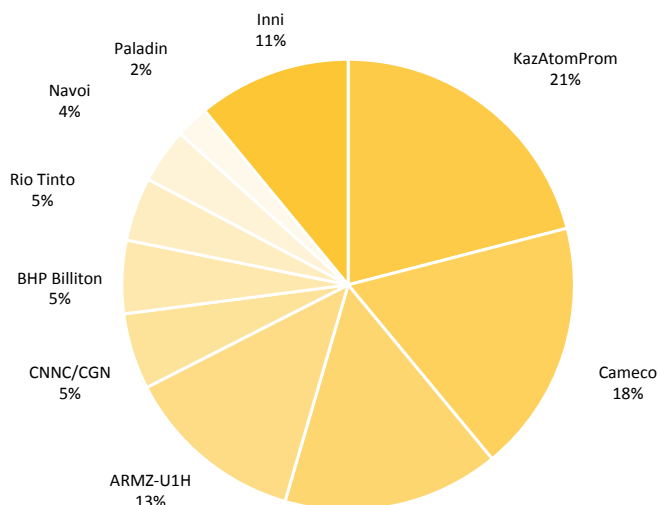
#### Tabela 4.

Największe kopalnie uranu na świecie w 2015 r.

Kopalnia	Kraj	Właściciel	Rodzaj	Produkcja [tU]	Udział [%]
McArthur River	Kanada	Cameco	Podziemna	7354	12
Cigar Lake	Kanada	Cameco	Podziemna	4345	7
Tortkuduk & Myunkum	Kazachstan	Katco/Areva	ISL	4109	7
Olimpic Dam	Australia	BHP Billiton	Produkt uboczny /podziemna	3179	5
Somair	Niger	Areva	Odkrywkowa	2509	4
Inkai	Kazachstan	Inkai JV/Cameco	ISL	2234	4
Budenovskoye 2	Kazachstan	Karatau JV/ Kazatom-prom-Uranium One	ISL	2061	4
South Inkai	Kazachstan	Betpak Dala JV/Uranium One	ISL	2055	3
Priargunsky/ Kraznokamensk	Rosja	ARMZ	Podziemna	1977	3
Langer Heinrich	Namibia	Paladin	Odkrywkowa	1937	3
Central Mynkuduk	Kazachstan	Ken Dala JSC/Kazatom-prom	ISL	1847	3
Ranger	Australia	Rio Tinto	Odkrywkowa	1700	3

#### Wykres 4.

Główni producenci uranu na świecie w 2015 r. w tU [3]



w zakresie możliwości wydobycia uranu metodą ISL co powiększyło potencjał wydobywczy o kolejne dwa pola zlokalizowane w skałach osadowych. Do roku 2000 wydobycie pochodziło prawie wyłącznie z kopalni głębinowych natomiast obecnie cała produkcja oparta jest o metodę ISL. W latach 2001-2014 wydobycie uranu wzrosło dziesięciokrotnie z 2000 do 23127 tU, stawiając Kazachstan na czele światowych producentów tego surowca (39% globalnej produkcji). Cała produkcja krajowa uranu przeznaczona jest na eksport.

KazAtomProm jest przedsiębiorstwem państwowym utworzonym w 1997 r., które kontroluje wydobycie uranu w kraju i inne obszary związane z atomistyką. Celem przedsiębiorstwa jest opanowanie, rozwój technologii i budowa zakładów produkcji zestawów paliwowych, a nie tylko eksport surowego uranu. Podpisano szereg porozumień dwustronnych z firmami zagranicznymi (z Rosji, Chin, Kanady i Francji) dotyczących licznych aspektów energetyki jądrowej i wiele projektów wydobyczych prowadzonych jest jako wspólne przedsięwzięcia joint ventures.

Wszystkie czynne, z wyjątkiem jednej, kopalnie ISL uranu znajdują się w części centralno-południowej kraju. Kopalnie w rejonie Stepnoye (Stepnoye Mining Group) działają od 1978 r. natomiast w rejonie Tsentralnoye (Central Mining Group) od roku 1982. Oba rejon wydobycze zlokalizowane są w basenie Chu-Sarysu (Chu-Sarysu Uranium Province) - w prowincji, w której znajduje się ponad połowa znanych zasobów uranu. Jest tam czynnych 14 kopalń. Kopalnie w zachodniej części basenu Syrdaria (Syrdaria Uranium Province) działają od 1985 r. i jest tam czynnych 7 kopalń. Jedną kopalnię ISL znajduje się w prowincji Północnej. W prowincji tej znajduje się także jedyna pozostała kopalnia

podziemna w m. Stepnogorsk.

KazAtomProm jest obecnie pierwszym przedsiębiorstwem wydobywczym na świecie. Posiada 25% udział w globalnym rynku produkcji uranu z wynikiem 12.681 tU w roku 2015 (13.801 tU w 2014 r.).

Kanadyjska firma Cameco jest światowym liderem w produkcji uranu, która posiada pola wydobywcze cechujące się dużą zawartością uranu, co zapewnia niskie koszty jego produkcji. Obecnie eksploatuje ona kopalnie uranu w:

- Kanadzie – Cigar Lake, McArthur/Key Lake i Rabbit Lake;
- USA – Crow Butte i Smith Ranch;
- Kazachstanie – Inkai.

Posiada także projekty wydobywcze, w których przy sprzyjających warunkach na rynku uranu mogą zostać w przyszłości uruchomione nowe kopalnie. Są to projekty:

- Yeellirrie i Kintyre – w Australii oraz
- Millenium – w Athabaska Basin/Saskatchewan w Kanadzie.

Cameco jest obecnie drugim przedsiębiorstwem wydobywczym na świecie. Posiada 18% udział w globalnym rynku produkcji uranu z wynikiem 10.926 tU w roku 2015 (8956 tU w 2014 r.).

Francja, pomimo iż znacznie rozwinęła swój program jądrowy, to posiada niewielkie ilości uranu na swoim terytorium. Wydobycie uranu prowadzone było w latach 1946-2001 w 250 kopalniach krajowych. W 2001 r. zamknięto ostatnią z nich w Jouac i od tej pory uran dla wszystkich reaktorów dostarczany jest wyłącznie ze źródeł zagranicznych.

Całością przedsięwzięć związanych z wydobyciem rudy uranu, produkcją koncentratu uranowego oraz rekultywacją byłych kopalń kieruje przedsiębiorstwo wydobywcze Areva Mining Business Group będące częścią koncernu Areva. Na terenie Francji zajmuje się ono obecnie głównie rekultywacją i mo-

onitoringiem radiologicznym terenów po byłych kopalniach uranu. **Areva** jest bardzo aktywna poza granicami kraju i zarządza licznymi projektami wydobywczymi na wszystkich kontynentach:

- Kanada – Mc Artur River, Cigar Lake (kopalnie) oraz McClean Lake (produkcja koncentratu uranowego);
- Kazachstan – Muyunkum, Tortkuduk;
- Niger – Somair, Cominak, Imouraren (planowany);
- Namibia – Trekkopje (planowany);

Areva jest obecnie trzecim (wzrost z czwartego miejsca w roku 2014) po KazAtomProm i Cameco przedsiębiorstwem wydobywczym na świecie. Posiada 15% udział w globalnym rynku produkcji uranu z wynikiem 9368 tU w roku 2015 (6496 tU w 2014 r.).

W ostatnich latach Rosja prowadzi agresywną ekspansję międzynarodową mającą na celu dywersyfikację posiadanych zasobów wydobywczych poprzez przejęcia światowych złóż uranu. Dokonuje w tym celu zakupu akcji szeregu zagranicznych firm wydobywczych uzyskując dostęp do ich zasobów.

Wszystkimi przedsięwzięciami związanymi z wydobyciem rudy uranu i produkcją koncentratu uranowego do roku 2013 kierowało w Federacji Rosyjskiej państwowe przedsiębiorstwo wydobywcze ARMZ Uranium Holding Co. (JSC Atomredmetzoloto). Należy ono do państwowej koncernu Rosatom i początkowo skupiało wszystkie kopalnie uranu w Rosji, jak również szereg wspólnych przedsięwzięć w ramach WNP i poza jej granicami. W grudniu 2013 r. w ramach restrukturyzacji koncernu rozdzielono zarządzanie krajowymi i zagranicznymi zasobami uranu. Firma ARMZ od tej pory kontroluje tylko złoża i kopalnie krajowe, a do nadzoru nad zasobami zagranicznymi powołano nowy podmiot – Uranium One Holding N.V. (U1H) zarejestrowany

w Amsterdamie. Dla zapewnienia efektywnej koordynacji pomiędzy ARMZ i U1H, te dwie firmy w 2014 roku utworzyły wspólne przedsięwzięcie pod nazwą United Uranium Companies.

Obecnie państwowy koncern Rosatom poprzez swoje podmioty zależne ARMZ i U1H kontroluje złoża uranu zlokalizowane w Australii, Kazachstanie, Rosji, USA i Tanzanii.

Najbardziej spektakularnym sukcesem Rosji było przejście w latach 2009-2013 kanadyjskiej firmy wydobywczej Uranium One. W roku 2009 rosyjska firma ARMZ nabyła 17% akcji Uranium-One, w 2010 r. przejęła za 610 mln USD oraz część swoich zasobów w Kazachstanie 51% jej akcji i w 2013 r. za kwotę 1,3 mld USD nabyła pozostałe udziały - stając się jej wyłącznym właścicielem. Weszła w ten sposób w posiadanie zagranicznych kopalni uranu należących do tej firmy, które zlokalizowane są w:

- Kazachstanie: Akdala, Inkai, Karatau, Kharasan, Akbastau i Zarechnoye,
- USA: Willow Creek Project, Powder River Basin<sup>6</sup>,
- Australii: Honeymoon Uranium Project<sup>7</sup>.

W 2011 r. ARMZ przejął za kwotę 1,16 mld USD australijską firmę wydobywczą Mantra Resources Ltd, która posiada prawa do eksploatacji złoża uranu Mkuju River zlokalizowanego w Tanzanii.

Ponadto ARMZ w latach 2008-2011 podpisał szereg umów i porozumień międzynarodowych o współpracy, które mogą zapewnić mu w przyszłości dostęp do zagranicznych złóż uranu zlokalizowanych w:

- Armenii – utworzenie w 2008 r. wraz z ministerstwem energii i zasobów naturalnych Armenii wspólnego przedsiębiorstwa wydobywczego Armenian-Russian Mining Co. (ARMC);

- Mongolii – utworzenie w 2011 r. przez MonAtom wspólnego przedsiębiorstwa wydobywczego Dornod Uranium;
- Namibii – porozumienie podpisane w 2010 r. z namibijską firmą wydobywczą Epangelo Mining o współpracy w zakresie poszukiwań, wydobycia i produkcji uranu.

Dzięki przejęciom dokonany w latach 2010-13 przez przedsiębiorstwo ARMZ Rosja umocniła swoją pozycję wśród liderów na światowym rynku wydobycia i produkcji uranu. Rosyjskie spółki posiadają 13 % udziału w globalnym rynku produkcji uranu z wynikiem 7849 tU w roku 2015 (6944 tU w 2014 r.) co daje im czwarte miejsce w świecie wśród producentów uranu.

Chiny prowadzą podobną do Rosji politykę ekspansji. W celu zagwarantowania dostaw uranu dla rozwijającej się w szybkim tempie floty reaktorów, starają się uzupełniać krajową produkcję uranu poprzez uzyskiwanie bezpośredniego dostępu do zagranicznych złóż uranu. Dwa największe chińskie koncerny działające w obszarze energetyki jądrowej China National Nuclear Corporation (CNNC) oraz China General Nuclear Power Corporation (CGN) aktywnie uczestniczą w zagranicznych projektach poszukiwawczych i wydobywczych uranu w Nigrze, Namibii, Zimbabwie, Kazachstanie, Uzbekistanie, Mongolii i Australii. Realizując tę politykę zagwarantowały sobie dotychczas za granicą dostęp do zasobów uranu trzykrotnie większych od posiadanych w kraju.

- Zagraniczne zasoby CNNC wynoszą ok. 200.000 tU i zlokalizowane są w następujących państwach:
- Niger: Azelik, Imouraren (wspólnie z Arevą);
  - Namibia: Rösing, Zhonghe, Langer Heinrich;
  - Zimbabwe: Kanyemba;
  - Mongolia: Gurvanbulag;

- Kazachstan: Zhalpak.

Zagraniczne zasoby CGC wynoszą ok. 308.000 tU i zlokalizowane są w następujących państwach:

- Kazachstan: Irkol, Semizbai;
- Namibia: Husab;
- Australia: Energy Metals;
- Uzbekistan: Boztau;
- Afryka Płd.: UraMin

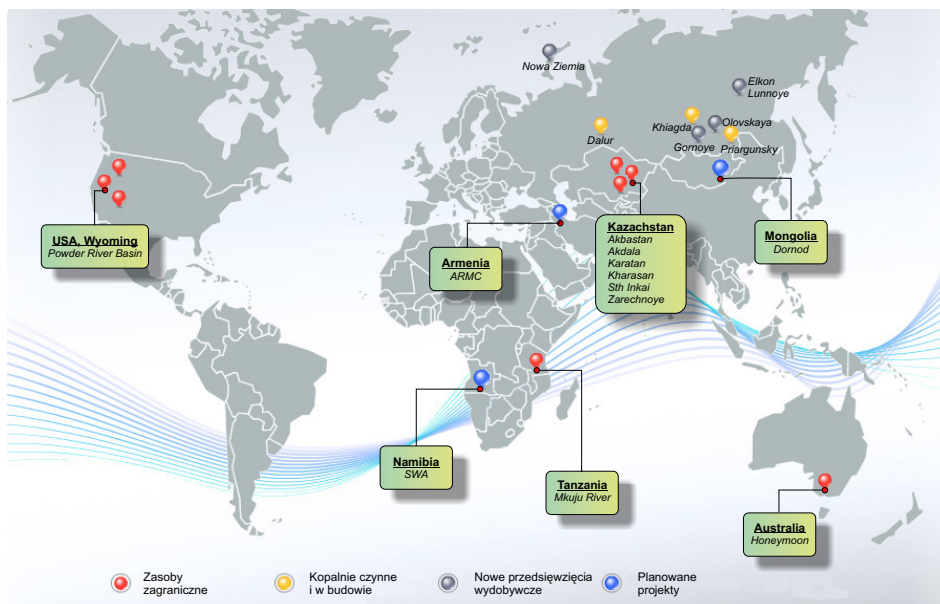
Łączna produkcja tych firm w roku 2015 wyniosła 3303 tU (2684 tU w 2014 r.), co uplasowało je na piątym miejscu wśród światowych producentów uranu.

Pomimo występujących tendencji do przejmowania rynku uranu przez poszczególnych dostawców technologii i prób kontroli dostępu do tego surowca strategicznego przez niektóre państwa w dłuższej perspektywie nie należy obawiać się występowania dominacji któregoś z nich na rynku uranu.

Działania takie, jak pokazały doświadczenia rynku ropy naftowej, prowadzą początkowo do wzrostu cen surowca, w krótkim okresie stymulują wzrost efektywności jego zużycia oraz wzrost produkcji w dłuższym okresie i w efekcie spadek jego cen. Dowodzi tego sytuacja, jaka miała miejsce w latach 70-80 ubiegłego wieku, gdy państwa OPEC usiłowały przejąć kontrolę nad rynkiem ropy naftowej. Doprowadziło to do dziesięciokrotnego wzrostu jej cen, lecz ta wysoka cena stymulowała rozwój wydobycia w innych państwach oraz pojawienie się technologii innowacyjnych takich jak poziome odwierty i szczelinowanie, co umożliwiło Stanom Zjednoczonym zostać światowym liderem w produkcji ropy z łupków. Z ostatnich doświadczeń – próby Chin ograniczenia eksportu pierwiastków ziem rzadkich doprowadziły do wznowienia produkcji tych surowców w USA i Australii i jej wzrostu skutkującego spadkiem cen o 70-90% w stosunku do szczytu z lat 2010-2011. Produkcja krajowa

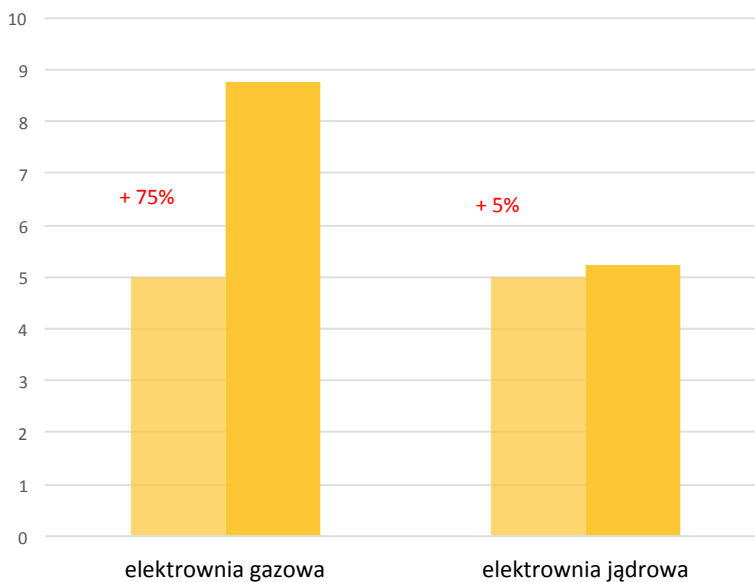
## Mapa 2.

Mapa rosyjskich zasobów uranu (ARMZ, U1H)



## Wykres 5.

Porównanie wzrostu kosztów produkcji energii elektrycznej przy dwukrotnym wzroście cen paliw



USA, która w roku 2011 wynosiła zero obecnie zapewnia pokrycie 41% rocznego zapotrzebowania na ten surowiec.

Rynek uranu podlega tym samym prawom i doświadczał w przeszłości podobnych zmian. Od początków w latach 70. XX w. przemysł uranu przechodził już dwa cykle zmian. Początkowe oczekiwania na szybki rozwój energetyki jądrowej spowodowało gwałtowny wzrost cen uranu do 350 USD/kgU w roku 1977 po czym nastąpił dziesięciokrotny spadek w ciągu 15 lat gdy energetyka jądrowa weszła w okres stagnacji (poniżej 40 USD/kgU w roku 1992). Drugi wzrost cen do 400 USD/kgU nastąpił w roku 2007, gdy wyczerpały się zgromadzone dotychczas zapasy tego surowca i pojawiły się symptomy renesansu energetyki jądrowej. Awaria w Fukushima, gwałtowny rozwój OZE i spowodowane tym zmiany w politykach energetycznych różnych państw ponownie sprowadziły ceny uranu do poziomu 100 USD/kgU w roku 2015. Spowodowało to zaniechanie wydobycia w nierentownych kopalniach cechujących się niską zawartością uranu w złożu i wysokimi kosztami eksploatacyjnymi. Przy obecnych cenach nie należy spodziewać się znaczącego wzrostu produkcji uranu – rozpoznane zasoby wynoszące ok. 7,6 mln ton wystarczą na ponad 100 lat przy obecnym poziomie zapotrzebowania (66 tys. ton).

Uranu nie zabraknie co najmniej przez kilka stuleci, a także nie jest możliwe kontrolowanie jego wydobycia i produkcji przez jedno państwo. Jakiegokolwiek próby takiej kontroli spowodują uruchomienie wydobycia przez innych producentów w innych lokalizacjach bowiem jego zasoby rozmieszczone są równomiernie na wszystkich kontynentach, w państwach stabilnych politycznie i ekonomicznie.

Przy czym warto zauważyć, że możliwy wzrost cen uranu nie wpłynie znacząco na wzrost ceny energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach jądrowych. Koszt uranu stanowi jedynie 6% kosztu wyprodukowanej energii co stanowi, że energetyka jądrowa dostarcza energię elektryczną praktycznie po stałej cenie. Choć budowa elektrowni jądrowej jest stosunkowo droga (wysokie nakłady inwestycyjne), to bardzo niskie są koszty jej eksploatacji wynikające z małego udziału ceny paliwa w koszcie całkowitym. Koszt wytwarzania prądu w elektrowniach jądrowych prawie nie zależy od wahań cen na światowym rynku surowcowym. Pomaga to w utrzymaniu stabilności cen energii w danym kraju, co sprzyja jego zrównoważonemu rozwojowi.

Niski udział cen paliwa w kosztach produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych powoduje, iż dwukrotny wzrost cen paliwa wywołuje zaledwie 5% przyrost ceny energii elektrycznej. W przypadku gazu wzrost ten wyniosłby 75%. Nawet podwojenie czy potrójnie kosztu uranu w paliwie nie spowoduje więc zauważalnego wzrostu ceny energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni jądrowej. Pracujące przez ok. 60 lat elektrownie jądrowe mogą więc być stabilizatorem cen energii w kraju.

### 2.3 Wtórne źródła uranu

Obecna produkcja z istniejących kopalń oraz przewidywana z nowych projektów nie wystarcza do pokrycia zapotrzebowania na uran dla celów energetycznych (obecnie pokrywa to zapotrzebowanie w 90%)<sup>8</sup>. Brakujące ilości uranu dostarczane są na rynek z innych źródeł (tzw. wtórnych), do których należą:

- przerób wypalonego paliwa i produkcja paliwa MOX i ERU<sup>9</sup>,

- uran zaoszczędzony poprzez zmniejszenie resztkowej koncentracji <sup>235</sup>U w uranie zubożonym (DU) będącym odpadem podczas procesu wzbogacania izotopowego (underfeeding),
- uran uzyskany przez ponowne wzbogacanie (re-enrichment) zubożonego uranu będącego odpadem z pierwotnego procesu wzbogacania<sup>10</sup> (tails stripping),
- nadwyżka uranu i plutonu zgromadzonego dla celów militarnych<sup>11</sup>,
- zgromadzone w latach ubiegłych zapasy paliwa w elektrowniach,
- uran i pluton zgromadzone w sektorze cywilnym poza zapasami w elektrowniach jądrowych.

Duży wpływ na skalę wzrostu popytu na uran ma rozwój technologii reaktorów mający na celu zwiększenie efektywności ich pracy. Dzięki zastosowaniu nowoczesnego paliwa jądrowego w najnowszych reaktorach generacji III i III+ możliwe jest uzyskiwanie wyższego stopnia jego wypalenia (do 65.000 MWd/t<sup>12</sup>), co uzyskuje się m.in. poprzez zwiększenie stopnia wzbogacania z 3,3 do 5% U-235. Pozwala to wydłużyć okres pomiędzy przetadunkiem paliwa i zmniejszyć jego zużycie<sup>13</sup>. Wszystko to powoduje, że mimo stałego wzrostu zainstalowanej mocy reaktorów energetycznych zapotrzebowanie na uran nie rośnie w tym samym tempie<sup>14</sup>.

Zmniejszenie z 0,3 do 0,2% zawartości <sup>235</sup>U w odpadach podczas procesu wzbogacania pozwala zaoszczędzić od 5000 do 8000 tU rocznie. Jest to w ostatnich latach możliwe dzięki zastosowaniu technologii wzbogacania za pomocą wirówek gazowych, która zużywa mniej energii i jest tańsza od stosowanej dotąd metody dyfuzji gazowej.

Ponowne wzbogacanie zubożonego uranu także pozwala zmniejszyć zapotrzebowanie na uran naturalny niezbędny do produkcji

uranu wzbogaconego. Na świecie dotychczas zgromadzono ok. 1,3 mln ton zubożonego uranu (DU), który wciąż zawiera ok. 0,3-0,4 %  $^{235}\text{U}$ . Wykorzystując nadwyżkę zdolności zakładów wzbogacania uranu można te zapasy DU ponownie wzbogacać do poziomu

uranu naturalnego (0,7%  $^{235}\text{U}$ ), pozostawiając w odpadach zaledwie 0,1 %  $^{235}\text{U}$ .

Także przerób wypalonego paliwa w celu odzyskania uranu (RepU) oraz plutonu (Pu) i coraz szersze stosowanie paliwa MOX oraz ERU pozwala zmniejszyć

o ok. 30% zapotrzebowanie na uran naturalny (we Francji ponad 17% elektryczności pochodzi z recyklingu paliwa jądrowego).

### Fotografia 3

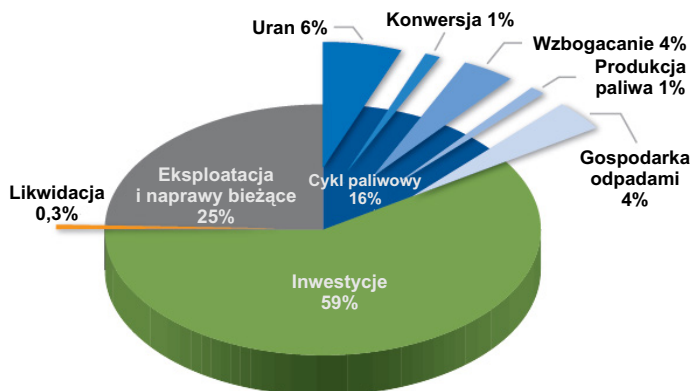
Kopalnia uranu fot. Alberto Otero Garc





## Wykres 6.

Rozkład kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowni jądrowej [5]



6. Złoża te stanowią ok. 20% amerykańskich zasobów uranu i w związku z tym transakcja przejęcia firmy Uranium One musiała uzyskać aprobatę amerykańskiego komitetu ds. inwestycji zagranicznych (Committee on Foreign Investment) złożonego z przedstawicieli różnych agencji rządowych odpowiedzialnych za bezpieczeństwo narodowe, w tym Departamentu Stanu kierowanego wówczas przez Hillary Clinton.

Na początku 2015 r. w światowych mediach pojawiły się doniesienia o związku Fundacji Clintonów z osobami z kierownictwa Uranium One, które przelały na konto fundacji znaczące sumy pieniędzy. Wątpliwości budziło również honorarium w wysokości 500 tys. USD, jakie otrzymał były prezydent B. Clinton od rosyjskiego banku za wykład przeprowadzony w Moskwie. Ta nadzwyczajna uległość ze strony rządu USA w sprawie przejęcia strategicznych zasobów uranu przez podmiot rosyjski jest przedmiotem dalszych badań dziennikarzy.

Więcej na ten temat m.in. na stronach: [http://www.nytimes.com/2015/04/24/us/cash-flowed-to-clinton-foundation-as-russians-pressed-for-control-of-uranium-company.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2015/04/24/us/cash-flowed-to-clinton-foundation-as-russians-pressed-for-control-of-uranium-company.html?_r=0) oraz

[http://www.nytimes.com/interactive/2015/04/23/us/clinton-foundation-donations-uranium-investors.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/interactive/2015/04/23/us/clinton-foundation-donations-uranium-investors.html?_r=0)

7. Od roku 2013 z uwagi na niskie ceny uranu jego

wydobywie w kopalni Honeymoon było wstrzymane i we wrześniu 2015 r. projekt ten został odsprzedany australijskiej firmie wydobywczej Boss Resources.

8. Wg ocen World Nuclear Association zapotrzebowanie na paliwo dla 440 pracujących obecnie reaktorów w roku 2016 wyniesie ok. 65.220 tU. Przy produkcji z kopalń w roku 2015 wynoszącej 60.518 tU brakujące 5 tys tU zostanie pokryte ze źródeł wtórnych.

9. ERU (enriched reprocessed uranium) – paliwo jądrowe wyprodukowane z uranu odzyskanego z przerobu wypalonego paliwa (reprocessed uranium – RepU) po jego uprzedniej konwersji i wzbogaceniu. Może być stosowane w reaktorach lekkowodnych jako zamiennik niskowzobogaconego paliwa uranowego (LEU) lecz z uwagi na skład izotopowy uranu musi być wzbogacane do wyższych wartości <sup>235</sup>U.

MOX (Mixed oxide fuel) – paliwo jądrowe, które zawiera pluton zmieszany z uranem naturalnym, RepU lub zubożonym (depleted uranium – DU). Skład paliwa umożliwia stosowanie go w reaktorach lekkowodnych jako zamiennik niskowzobogaconego paliwa uranowego (LEU).

10. Proces ten realizowany jest przez Rosję w zakładach w Nowouralsku i Zielenogorsku.

11. W 2013 r. nastąpiło zakończenie programu konwersji uranu zgromadzonego dla celów militarnych

„Megatons to Megawatts” (M2M), który w okresie ostatnich 20 lat był źródłem paliwa powstałego ze stopienia wysoko-wzobogaconego uranu klasy zbrojeniowej (Weapons Grade Uranium, WGU) z uranem zubożonym, w wyniku czego powstawał niskowzobogacony uran (LEU) przeznaczony jako paliwo dla reaktorów energetycznych. Rosja pozbyła się w ten sposób 500 ton WGU, a Stany Zjednoczone 210 ton. Oprócz tego państwa te zobowiązały się do redukcji po 34 ton plutonu militarnego (Weapons Grade Plutonium, WGPu), który posłużyć ma do produkcji paliwa typu MOX dla reaktorów energetycznych.

12. Nowoczesne paliwo jądrowe umożliwia również sterowanie mocą reaktora nawet o 25% - co zapewnia możliwość pracy elektrowni jądrowych nie tylko w podstawie systemu energetycznego ale również w trybie nadążnym za zmianami obciążenia w sieci energetycznej.

13. Ocenia się, że w stosunku do reaktorów II Gen. pozwala to uzyskać zmniejszenie o 6% wsadu uranu naturalnego kosztem zwiększenia o 2% ilości pracy rozdzielania (separative work - SW).

14. W latach 1980-2008 ilość energii elektrycznej wyprodukowana w elektrowniach jądrowych wzrosła 3,6 krotnie, podczas gdy ilość zużytego uranu wzrosła jedynie o współczynnik 2,5.

### 3.

## Niekonwencjonalne zasoby uranu na świecie

Oprócz 7,6 mln ton zidentyfikowanych konwencjonalnych zasobów uranu istnieją także zasoby tego pierwiastka, w których występuje on w bardzo małych koncentracjach (2-30 ppm). Są to tzw. zasoby niekonwencjonalne, z których uzyskiwanie uranu byłoby uzasadnione w przypadku, gdyby zaczęło brakować złóż konwencjonalnych lub dostęp do nich byłby blokowany ze względów politycznych lub ekonomicznych.

Do niekonwencjonalnych złóż uranu należą fosforyty, szeroko wykorzystywane do produkcji nawozów sztucznych. Szacuje się, że zasoby mogą się wówczas zwiększyć od 9 do 22 milionów ton. Fosforyty zawierają od 70 do 200 ppm uranu, a niektóre złoża nawet do 800 ppm. Jedną z obiecujących technologii jest otrzymywanie uranu z kwasu fosforowego podczas produkcji nawozów fosforowych. Technologia ta została zarzucona w XX w. z uwagi na ówczesne niskie ceny uranu. W 2012 r. australijska firma Uranium Equities stosując technologię PhosEnergy rozpoczęła w Stanach Zjednoczonych produkcję uranu w przewoźnej (2 kontenery) instalacji pilotażowej. Uzyskano wydajność ponad 90% odzysku uranu przy kosztach ok. 46 USD/kgU [1]. Opanowanie przemysłowej produkcji w oparciu o tą metodę może w przyszłości zmienić mapę producentów uranu, bowiem

przybędzie na niej Afryka Płn. (Maroko, Jordania, Tunezja, Egipt), gdzie znajdują się największe złoża fosforytów na świecie.

Alternatywne złoża uranu znajdują się również w wodzie morskiej. Metr sześcienny wody morskiej zawiera średnio 3 mg uranu. Oceany Ziemi zawierają 4,6 miliarda ton uranu – 650 razy więcej, niż znane zasoby konwencjonalne. Dodatkowo są one wciąż uzupełniane przez rzeki, które wprowadzają do oceanów 32 tys. ton uranu rocznie. Uran z morza stanowi zatem obfite, odnawialne źródło energii (wystarczy na ponad 10 tys. lat).

W latach 90. XX w. japońscy naukowcy opracowali metodę wydobycia uranu z wody morskiej opartą na żywicy jonowymienniej, wiążącej metale ciężkie (w tym uran), która zanurzana jest w oceanie na głębokość 100 m. Po kilku miesiącach zgromadzony na niej uranu wymywany jest za pomocą kwasu solnego. Żywicę można wykorzystywać wielokrotnie. Skuteczność tej metody potwierdziły badania prowadzone w roku 2012 przez amerykańskie laboratoria Oak Ridge National Laboratory (ORNL) i Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). Koszt otrzymanego w ten sposób uranu, przy komercyjnym zastosowaniu w dużej skali szacuje się na 400-1000 USD/kgU i jest on obecnie kilkakrotnie większy od obecnych cen uranu,

które kształtują się poniżej 100 USD/kgU<sup>15</sup> [1, 7].

Badaniami nad pozyskiwaniem uranu z wody morskiej zainteresowane są także Chiny oraz Indie, które nie posiadają własnych wystarczających zasobów uranu. Metoda ta jest atrakcyjna również z punktu widzenia ochrony środowiska, bowiem pozwala uniknąć prac górniczych, które znacznie niszczą środowisko i narażają pracowników na choroby i wypadki. W miarę rozwoju tej technologii i zastosowania nowych wydajniejszych materiałów jako absorbentów uranu należy spodziewać się dalszego zmniejszania kosztów pozyskiwania uranu tą metodą.<sup>16</sup>

Do innych niekonwencjonalnych zasobów uranu należą również rudy miedzi i złota (RPA, Australia), rudy metali ziem rzadkich (Chiny, Indie, RPA, Grenlandia) oraz czarne łupki (Szwecja, Finlandia, USA, Brazylia), a także węgiel brunatny (USA, Kazachstan, Niemcy) [9].

Wykorzystując, gdy będzie to ekonomicznie uzasadnione, opisane technologie jądrowe do produkcji uranu, można korzystać z energii jądrowej przez kilka tysięcy lat. Jest to horyzont czasowy przekraczający jakiegokolwiek weryfikowalne prognozy.



#### Fotografia 4-6

Przewoźna instalacja do produkcji uranu z fosforytów wg technologii PhosEnergy  
fot. [www.phosenergy.com/gallery](http://www.phosenergy.com/gallery)



15. Najwyższą cenę uranu 300 USD/kgU odnotowano w 2007 roku (uranium bubble of 2007).

16. W 2012 roku naukowcy z Uniwersytetu Pfn.

Karoliny zastosowali nowy porowaty materiał Metal-organic frameworks (MOF) do ekstrakcji uranu. Spodziewają się, że ta technologia może obniżyć koszt jego otrzymania do 350 USD/kgU.

W charakterze sorbentu badane są obecnie także zaawansowane struktury polimerów i protein (sorbent biologiczny) [8].

## 4.

# Aspekty ekologiczne i bezpieczeństwa wydobycia i produkcji uranu

Wszystkie formy wydobycia uranu przy braku prawidłowej polityki ochrony środowiska ze strony operatorów kopalni mogą powodować występowanie ryzyka dla zdrowia zatrudnionych górników oraz dla zdrowia publicznego, a także mają negatywny wpływ na środowisko naturalne. Dlatego też ten dział gospodarki (podobnie do wydobycia innych metali) wymaga stosowania bardzo wysokich standardów bezpieczeństwa oraz ochrony zdrowia i środowiska.

Wydobycie odkrywkowe polega na eksploatacji złóż rudy zalegających blisko powierzchni. Wiąże się to z koniecznością usunięcia powierzchniowej warstwy (nadkładu) skał i gleby w celu odstonięcia pola wydobywczego. Metoda ta generuje ok. 40 ton skały płonnej (odpadu) na każdą tonę wydobyczego uranu. Składowana jest ona w postaci hałdy w pobliżu pola wydobywczego. Po zakończeniu eksploatacji kopalni może posłużyć do rekultywacji terenu. W trakcie działania kopalni, na skutek oddziaływania atmosferycznego następuje wymywanie z hałdy śladowych ilości uranu, ciężkich metali i innych substancji chemicznych. Woda opadowa wypompowywana z pola wydobywczego gromadzona jest w oddzielnych zbiornikach, gdzie następuje jej odparowywanie. Kopalnia odkrywkowa uwalnia także do atmosfery

duże ilości pyłu, a także emituje promieniotwórczy radon uwięziony w pokładach skał. Uwalnianie w trakcie eksploatacji substancje promieniotwórcze i toksyczne mogą w rezultacie złej polityki ochrony środowiska przedostawać się do otaczających wód powierzchniowych.

**Kopalnie podziemne** podobnie do kopalni węgla, miedzi, złota i innych surowców mineralnych składają się z dużej ilości szybów i chodników, w których następuje kruszenie skał zawierających uran i następnie ich wydobywanie na powierzchnię ziemi. Przed wydobyciem są one uprzednio zgrubnie oczyszczane, a oddzielona frakcja zanieczyszczeń pozostaje w kopalni i służy do zasypywania komór po zakończeniu urobku. Górnicy oprócz narażenia na typową dla tego zawodu chorobę – pylicę – wystawieni są także na działanie radonu znajdującego się w rudzie uranu. Niezwykle istotnym czynnikiem gwarantującym bezpieczeństwo radiologiczne jest odpowiednia wentylacja szybów i pól wydobywczych. Za pomocą systemu wysokowydajnych wentylatorów narażenie na oddziaływanie radonu utrzymuje się na odpowiednio niskim i bezpiecznym poziomie<sup>17</sup>. W obecności dużej ilości wody, jak np. w przypadku wilgotnego klimatu Płd. Wirginii

wydzielanie radonu potęguje się i może wywoływać niestabilność górotworu. Górnictwo podziemne powoduje również erozję gleby i typowe szkody górnicze występujące na powierzchni w obrębie prowadzonych prac wydobywczych.

**Metoda otworowa (ISL)** jest połączeniem techniki wydobywczej z techniką przerobu (ługowania). Mieszanina różnych związków chemicznych jest wtłaczana pod ciśnieniem pod powierzchnię ziemi poprzez serię licznych otworów. Wprowadzane związki powodują wydzielanie uranu z otaczających skał i następnie roztwór uranu jest wypompowywany na powierzchnię w celu dalszej jego obróbki. Ciągła obecność silnych związków chemicznych pod ciśnieniem w obrębie pola wydobywczego teoretycznie może spowodować przedostanie się czynnika wymywającego uran (kwas lub zasada w zależności od rodzaju skały) do wód podziemnych powodując ich skażenie i czyniąc je niezdatnymi do wykorzystania. Jednak praktycznie zjawisko to występuje rzadko, bowiem słodka woda nadająca się do picia zalega na głębokościach do 400 m., podczas gdy odwierty ISL prowadzone są zwykle na większych głębokościach (do 1000 m), na których woda jest tak zasolona, że nie nadaje się do żadnego wykorzystania

(nawet przemysłowego). Trudno więc w tym przypadku mówić o jej potencjalnym skażeniu gdy sama jest już wystarczająco silnie zanieczyszczona.

Podczas procesu ługowania uranu w płucze znajduje się także radon, który wraz z nią wydostaje się na powierzchnię i odparowuje do otoczenia.

Po zakończeniu wydobycia jakość wody gruntowej musi zostać przywrócona do poziomu pierwotnego - zanieczyszczona woda jest oczyszczana i powtórnie wtłaczana do warstwy wodonośnej, z której pochodziła. W niektórych regionach (Australia) jakość wody przed rozpoczęciem wydobycia uranu jest tak słaba, że nie nadaje się do żadnego wykorzystania (zasolona, o dużej zawartości radionuklidów i metali ciężkich). W tym przypadku proces powrotu do pierwotnej jakości następuje samoistnie.

Po wydobyciu rudy uranu z pola wydobywczego następuje jej przerób (milling) w celu uzyskania koncentratu uranowego, który służy następnie do produkcji paliwa jądrowego. Przerób rudy uranu polega głównie na jej kruszeniu (mieleniu) i poddawaniu działaniu różnych związków chemicznych, które rozpuszczają zawarty w rudzie uran. Uran odzyskuje się z roztworu za pomocą procesu wymiany jonowej (IX) lub ekstrakcji rozpuszczalnikowej (SX). Procesy te wymagają obecności dużej ilości wody i powodują powstawanie znacznej ilości płynnych odpadów. Odpady te zawierają wszystkie substancje promieniotwórcze znajdujące się pierwotnie w rudzie (w szczególności cały zawarty rad) za wyjątkiem uranu, który został oddzielony w procesie jej przerobu. Ponieważ uran został uprzednio usunięty aktywność promieniotwórcza odpadów jest

ok. 15% niższa od aktywności wydobywanej rudy. Zawierają one ponadto inne szkodliwe substancje chemiczne używane podczas procesu ługowania takie jak: metale ciężkie (nikiel, miedź), arsenik i selen oraz amoniak.

**Odpady ciekłe** powstałe w procesie przerobu rudy uranu podlegają starannemu procesowi ochrony i zwykle gromadzone są na terenie zakładu przerobu w zbiornikach osadowych otoczonych wałami ochronnymi o specjalnej konstrukcji, które muszą być odporne na przecieki, erozję i pęknięcia. W niektórych kopalniach do gromadzenia odpadów ciekłych wykorzystuje się także nieczynne wyrobiska rudy uranu.

W celu zmniejszenia szkodliwego działania radonu, który powstaje w wyniku rozpadu radu zawartego w odpadach w okresie aktywnego wydobycia uranu zbiorniki odpadowe pokrywa się wodą, która powoduje zmniejszenie emisji radonu i jednocześnie służy za osłonę biologiczną przed promieniowaniem.

Po zakończeniu prac wydobywczych w danej kopalni zbiorniki odpadowe po usunięciu i oczyszczeniu wody pokrywa się dwumetrową warstwą gliny i gleby oraz sadi rośliność, co skutecznie chroni przed szkodliwym oddziaływaniem radonu na środowisko. Prace rekultywacyjne pozwalają uzyskać podobny poziom promieniowania i emisji radonu jaki obserwowano w danym rejonie przed rozpoczęciem prac wydobywczych (poziom tła).

Wydobywanie i produkcja uranu jak każde przedsięwzięcie przemysłowe wymaga posiadania odpowiedniego zezwolenia, które wydawane jest przez uprawniony organ państwowy po dokonaniu oceny jego oddziaływania na środowisko i po uwzględnieniu uwag

ze strony opinii publicznej<sup>18</sup>. Rudy uranu związane są zawsze z obecnością w złożu pierwiastków radioaktywnych takich jak rad i radon, które powstają w trakcie rozpadu promieniotwórczego uranu przez okres kilku milionów lat. Dlatego też, pomimo, że uran jako pierwiastek jest bardzo słabo promieniotwórczy<sup>19</sup>, to postępowanie z wydobywaną rudą (szczególnie gdy zawiera ona dużo uranu) podlega ścisłemu nadzorowi w celu zachowania odpowiednich warunków bezpieczeństwa. W większości kopalni uranu w Australii i Kanadzie obowiązują międzynarodowe normy zarządzania jakością ISO 9001 i ochroną środowiska ISO 14001.

Wszystkie operacje związane z wydobyciem uranu są prowadzone zgodnie z przyjętymi przez dane państwo zasadami postępowania<sup>20</sup>. Przy ich opracowywaniu brane są pod uwagę wytyczne Międzynarodowej Komisji Ochrony Radiologicznej (International Commission on Radiological Protection, ICRP). Środki ochronne stosowane przy wydobyciu uranu obejmują m.in.:

- Wydajne systemy wentylacji w kopalniach podziemnych zapewniające, że narażenie na radon i jego produkty rozpadu nie przekracza ustanowionego bezpiecznego poziomu;
- Wydajne i efektywne systemy kontroli pyłów w celu zminimalizowania możliwości inhalacji minerałów alfa i gamma promieniotwórczych (głównie w kopalniach odkrywkowych i w procesie mielenia rudy);
- Ograniczanie narażenia na promieniowanie jonizujące górników zatrudnionych w kopalniach, zakładach przerobu uranu i w rejonach zbiorników odpadowych, w tym stosowanie systemów zdalnie sterowanych w miejscach szczególnie

narażonych;

- Stosowanie sprzętu do wykrywania promieniowania jonizującego, w tym dozymetrów osobistych oraz rutynowa kontrola skażenia powietrza, pyłu

i powierzchni;

- Wymuszanie stosowania wysokich standardów higieny osobistej u pracowników mających bezpośredni kontakt z koncentratem uranowym.

Ostateczni użytkownicy uranu, którymi są głównie firmy energetyczne, świadome konieczności stosowania zasad zrównoważonego rozwoju wprowadzają coraz częściej

17. Poziom radonu jest kontrolowany także w kopalniach węgla kamiennego i rud metali.

18. W Indiach ze względu na silny opór ze strony społeczności lokalnej i NGO zostały wstrzymane dwa projekty wydobywcze: Domiasiat (9500 tU) i Nalgonda (6000 tU) pomimo, że uzyskały one wstępną aprobatę rządu w Delhi.

19. Uran jest pierwiastkiem promieniotwórczym emitującym głównie promieniowanie alfa ( $\alpha$ ). Głównym jego izotopem jest U-238, który posiada okres potwórczego

zaniku porównywalny z wiekiem Ziemi (4,5 mld lat) jest więc niezbyt silnie radioaktywny. Jego drugi izotop U-235 w wyniku spontanicznego rozszczepienia emituje również promieniowanie gamma ( $\gamma$ ). Bryła czystego uranu wysyła słabe promieniowanie alfa i szczątkowe gamma o intensywności porównywalnej do granitu. Szkodliwość uranu dla człowieka zależy od postaci, w jakiej dochodzi do kontaktu – czy jest to skała (bryła) czy pył. Tylko występując w tej drugiej formie emitowane promieniowanie alfa może mieć pewne własności szkodliwe (dopiero po wchłonięciu

drogą wziewną lub po połknięciu). Uran jest także szkodliwy pod względem chemicznym, a jego toksyczność porównywalna jest z ołowiem. Jako metal jest przenoszony w rękawicach, co stanowi wystarczające zabezpieczenie. Koncentrat uranowy jest przechowywany w zamkniętych pojemnikach aby zapobiec możliwości jego przeniknięcia do organizmu człowieka (połknięcie lub inhalacja).

20. Dla przykładu w Australii obowiązuje Code of Practice and Safety Guide for Radiation Protection and Radioactive

## 5.

# Zagadnienia nieproliferacyjne

Spośród państw-eksporterów uranu Australia i Kanada posiadają najbardziej rygorystyczne uregulowania prawne odnoszące się do sposobu wykorzystywania dostarczanego uranu. Systemy zabezpieczeń wymagane przez te państwa mają gwarantować, że eksportowany uran jest wykorzystywany wyłącznie do celów pokojowych i w żaden sposób nie przyczynia się do rozwoju programów militarnych.

Państwo pragnące dokonać zakupu uranu w jednym z tych krajów musi uprzednio zawrzeć porozumienie dwustronne, niezależnie od systemu zabezpieczeń (*safeguards*) obowiązującego w ramach Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (NPT), w którym wyraża zobowiązanie do niestosowania pozyskanego uranu w celach innych niż pokojowe.[11]





# Program jądrowy na Ukrainie

Ukraina w bardzo dużym stopniu zależna jest od energii jądrowej – eksploatuje 15 reaktorów produkujących ok. 50% energii elektrycznej. Otrzymuje paliwo i większość usług w dziedzinie przemysłu jądrowego z Rosji, lecz stara się ograniczać to uzależnienie poprzez zakupy paliwa jądrowego od producentów zachodnich (Westinghouse). W 2004 roku uruchomiono dwa nowe reaktory i rząd planuje do 2030 r. utrzymać udział energetyki jądrowej na obecnym poziomie, co wymagać będzie dalszych znacznych inwestycji w ten sektor energetyki.

# 1.

## Bilans energetyczny

Znaczna część dostaw energii pierwotnej na Ukrainie pochodzi z krajowych zasobów uranu i węgla. Pozostałe – ropa naftowa i gaz ziemny w większości importowane są z Rosji. W roku 1991, w wyniku rozpadu Związku Radzieckiego, gospodarka kraju uległa załamaniu i zużycie energii elektrycznej spadło z 296 TWh w 1990 r. do 170 TWh w roku 2000 (cały spadek kosztem wyłączenia elektrowni gazowych i węglowych). Obecnie Ukraina rozwija program poszukiwania gazu łupkowego i ma nadzieję na jego eksport do krajów zachodniej Europy.

Całkowita produkcja elektryczności w 2013 r. wynosiła 194 TWh, z czego 10 TWh przeznaczono na eksport do Europy. Udział paliw w produkcji prądu kształtował się następująco: 83 TWh (43%) z elektrowni jądrowych, 80 TWh (41%) z węglowych, 14 TWh

(7%) z gazowych i 14 TWh (7%) z hydroelektrowni. [1] Najnowsze dane z 2015 r. podają, że zainstalowana moc siłowni jądrowych (15 reaktorów) wynosiła 13,107 GWe i wyprodukowały one 82,4 TWh energii elektrycznej, co stanowiło 56,5% krajowej produkcji energii elektrycznej. [2]<sup>1</sup>

Polityka energetyczna kraju przewiduje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do 307 TWh w 2020 r. i 420 TWh do roku 2030. Rząd w Kijowie zamierza w 50% pokryć to zapotrzebowanie dostawami z elektrowni jądrowych. Wymagać to będzie dwukrotnego wzrostu mocy zainstalowanej w EJ do 29,5 GWe w 2030 r. (z obecnych 13,107 GWe). Nowoutworzony gabinet w 2014 r. potwierdził powyższe cele energetyczne i ogłosił, że Ukraina będzie dążyć do integracji z europejską siecią energetyczną oraz siecią gazociągów, aby w 2017 r. kraj ten

stał się częścią europejskiego rynku energii (**Tabela 1.**)<sup>2</sup>

O pewnym otwarciu na Zachód świadczy także fakt, iż we wrześniu 2014 r. nowy rząd skierował do parlamentu ustawę, która zezwoli na sprzedaż zagranicznym inwestorom 40% udziałów w państwowym koncernie energetycznym Energoatom. Ponadto przewiduje się budowę nowych bloków energetycznych konstrukcji zachodniej<sup>3</sup>. Niemniej jednak pod względem finansowym i czasowym bardziej prawdopodobne wydaje się być przystąpienie do modernizacji starych obiektów, której celem byłoby wydłużenie ich bezpiecznej eksploatacji oraz spełnienie standardów UE w dziedzinie bezpieczeństwa jądrowego. Głównym kontrahentem ubiegającym się o realizację tego projektu jest koncern Westinghouse.

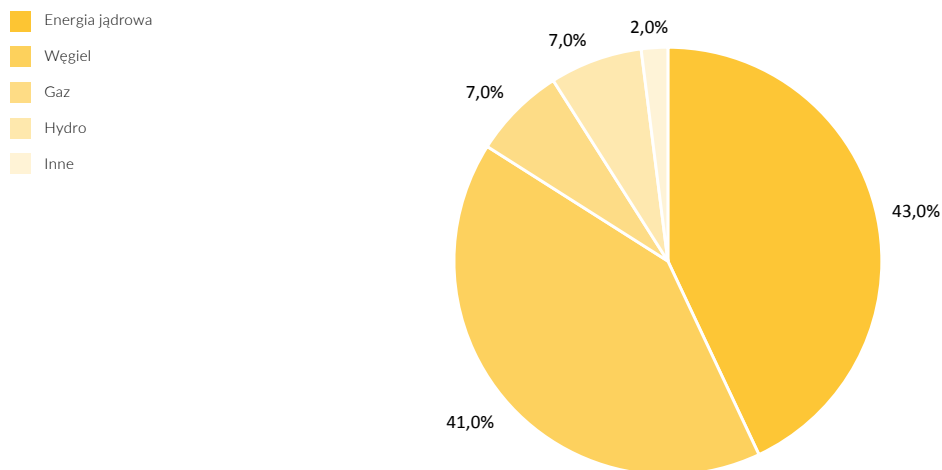
1. W grudniu 2015 r. oddano do użytku nową linię przesyłową 750 kV z Równego do Kijowa, co umożliwiło pracę EJ Równe i Chmielnicki z pełną mocą (4840 MWe).  
2. W marcu 2015 r. ukraińska firma Ukrenergo zajmująca się dystrybucją energii podpisała porozumienie ramowe z polską

firmą Polenergia w sprawie eksportu energii elektrycznej do UE w ramach tzw. mostu energetycznego (energy bridge). Planowana jest budowa linii przesyłowej 750 kV z EJ Chmielnicki do Rzeszowa oraz odłączenie bloku Chmielnicki 2 od sieci ukraińskiej i zsynchronizowanie go z siecią energetyczną UE.

3. W lipcu 2014 r. władze w Kijowie stwierdziły, że możliwa jest budowa reaktora konstrukcji zachodniej w EJ Pld, Ukraina z uwagi na jej bliski dostęp do morza i łatwość transportu barkami po rzece dużych obiektów technicznych.

## Wykres 1.

Bilans energetyczny Ukrainy w 2013 r.



## Tabela 1.

Wykaz reaktorów energetycznych eksploatowanych obecnie na Ukrainie

[1]

Lp.	Elektrownia	Typ reaktora	Moc zainstalowana (netto) MWe	Oddanie do eksploatacji	Planowany / możliwy termin wyłączenia
1.	Chmielnicki 1-2	V-320	950	08/1998	2018 / 2032
		V-320	950	08/2005	2035 / 2050
2.	Równe 1-4	V-213	381	09/1981	2030
		V-213	376	07/1982	2031
		V-320	950	05/1987	2017 / 2032
		V-320	950	04/2006	2035 / 2050
3.	Płd. Ukraina 1-3	V-302	950	10/1983	2023 / 2033
		V-338	950	04/1985	2015 / 2030
		V-320	950	12/1989	2019 / 2034
4.	Zaporoże 1-6	V-320	950	12/1985	2015 / 2030
		V-320	950	02/1986	2016 / 2031
		V-320	950	03/1987	2017 / 2032
		V-320	950	04/1988	2018 / 2033
		V-320	950	10/1989	2019 / 2034
		V-320	950	09/1996	2026 / 2041

Razem: 15 reaktorów w 4 elektrowniach

Moc zainstalowana: 13,107 GWe

## 2.

# Energetyka jądrowa

Program rozwoju energetyki jądrowej zapoczątkowany został na Ukrainie w 1970 r. wraz z rozpoczęciem budowy EJ Czarnobyl – pierwszy blok jądrowy uruchomiono w 1977 r. Chociaż przemysł jądrowy Ukrainy przez wiele lat był blisko związany z Rosją to pozostawał on relatywnie stabilny w okresie zmian jakie nastąpiły gdy kraj ten stał się niezależny od Rosji. W rzeczywistości w okresie tym nastąpił wzrost poziomu bezpieczeństwa eksploatacji oraz stopnia wykorzystania (obciążenia) reaktorów ukraińskich.

Obecnie Ukraina eksploatuje 15 bloków jądrowych w czterech elektrowniach o sumarycznej mocy 13,107 GWe. Wszystkie reaktory są jednostkami typu WWER konstrukcji radzieckiej – dwa o mocy nominalnej 440 MWe typu V-312, a pozostałe o mocy 1000 MWe w większości typu V-320. Ich wyłącznym operatorem jest przedsiębiorstwo państwowe National Nuclear Energy Generating Company "Energoatom" (NNE-GC Energoatom). W ciągu 300 reaktoro-lat eksploatacji reaktorów WWER nie wystąpiły żadne znaczące usterek i cieszą się one dobrą opinią. Ich współczynnik obciążenia stale rósł i w roku 2004 osiągnął 81,4%. Późniejszy spadek do 73% w roku 2010 spowodowany był ograniczeniami wprowadzonymi przez operatora sieci przesyłowej. Zmniejszyła się także liczba zakłóceń w pracy

elektrowni z 71 w 1999 r. do 21 w roku 2009.

Po oddaniu w roku 1995 ostatniego szóstego bloku w EJ Zaporozże elektrownia ta z sumaryczną mocą netto 5718 MWe<sup>4</sup> została największą elektrownią jądrową w Europie.

W roku 2004 oddano do użytku bloki: Chmielnicki 2 i Równe 4 o łącznej mocy 1900 MWe, kończąc tym samym ich kilkunastoletnią budowę przerwana w 1990 roku i wznowioną w roku 2000. Zastąpiły one wyłączone w roku 1996 i 2000 bloki Czarnobyl 1 i 3. Inwestycja została sfinansowana z kredytów udzielonych przez Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBRD), Komisję Europejską (EC) oraz Rosję i ukończona przez konsorcjum firm Framatome ANP i Atomstroyexport.

W roku 1990 przerwano także budowę bloków 3 i 4 w EJ Chmielnicki pomimo, iż infrastruktura dla wszystkich czterech bloków była prawie ukończona. Blok 3 był w 75% kompletny, a blok 4 – w 28%.

### **Przedłużenie okresu eksploatacji reaktorów i ich modernizacja**

Oryginalny okres eksploatacji reaktorów radzieckich wynosił 30 lat. Energoatom początkowo planował wydłużyć okres eksploatacji bloków Równe 1 i 2 oraz Płd. Ukraina 1 o 15 lat i w latach 2008-9 dokonał sprawdzenia zbiorników ciśnieniowych (pod względem kruchości

stali, z której są wykonane) oraz innych urządzeń we wnętrzu wszystkich trzech bloków. Ponadto wydano w tym okresie ponad 300 mln USD na ich modernizację, która wykonana została we współpracy z MAEA. W roku 2010 dozór jądrowy Ukrainy wydał zezwolenie na przedłużenie eksploatacji bloków Równe 1 i 2 o 20 lat. Energoatom potraktował ten projekt jako pilotażowy i do roku 2030 zamierza o 20 lat przedłużyć okres eksploatacji wszystkich 11 najstarszych reaktorów 1000 MWe. Blok Płd. Ukraina 1 po przejściu procesu modernizacji w 2013 r. uzyskał zezwolenie na eksploatację do roku 2033. Modernizacja ukraińskich bloków jądrowych finansowana jest częściowo przez bank EBRD oraz Euratom i obejmuje głównie wymianę wyposażenia w układach bezpieczeństwa i kontroli, a także poprawę organizacji zarządzania na wypadek awarii jądrowej. W ramach realizacji tego programu w październiku 2015 r. Energoatom podpisał porozumienie z belgijskim przedsiębiorstwem Tractabel Engineering w sprawie pomocy technicznej przy modernizacji bloków jądrowych. W marcu 2016 r. podpisane zostało także porozumienie pomiędzy firmami Turboatom i Westinghouse w sprawie podniesienia o 10% sprawności 13 turbogeneratorów napędzanych przez reaktory WWER-1000.

Program modernizacji i przedłużenia eksploatacji reaktorów spotyka się z krytyką państw w ramach międzynarodowej konwencji o ocenach oddziaływania na środowisko w kontekście transgranicznym (tzw. Konwencja z Espoo)<sup>5</sup>, które zarzucają Ukrainie nieadekwatność przeprowadzanych ocen oddziaływania reaktorów na środowisko.

### **Planowany wzrost mocy elektrowni jądrowych**

Priorytetem w polityce energetycznej Ukrainy (potwierdzony w grudniu 2014 r.) jest ukończenie budowy bloków jądrowych Chmielnicki 3 i 4. W tej sprawie obowiązywała umowa podpisana z Rosją w 2011 r. na budowę dwóch bloków typu AES-92 z reaktorami V-392B, każdy o mocy 1000 MWe. W ramach tego porozumienia Rosja miała finansować inwestycję w 85%, natomiast

strona ukraińska w 15% (całkowity koszt szacowano na 4,9 mld USD). Rosyjska pożyczka miała zostać spłacona w ciągu 5 lat po uruchomieniu elektrowni. Pierwotne plany zakładały wznowienie budowy bloków w roku 2015 i zakończenie w latach 2019-2020. Umowa ta została wypowiedziana przez parlament ukraiński we wrześniu 2015 r.

W sierpniu 2016 r. Energoatom zawarł z koreańskim koncernem energetycznym Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) porozumienie ramowe w sprawie zacieśnienia współpracy w dziedzinie energetyki jądrowej. Obejmuje ono m.in. ukończenie bloków Chmielnicki 3 i 4 oraz budowę połączenia energetycznego (energy bridge) Ukrainy z obszarem UE.

Energoatom wcześniej podpisał umowę kredytową z brytyjskim bankiem Barclays na sfinansowanie

dokończenia budowy wspomnianych bloków.

Oprócz ukończenia bloków Chmielnicki 3 i 4 polityka energetyczna Ukrainy przewiduje także budowę dwóch nowych obiektów jądrowych o sumarycznej mocy 2300 MWe. Technologia reaktorów ma zostać wybrana po roku 2015. Energoatom proponuje wybranie standardowego reaktora PWR (lub Candu). Jedną z rozważanych opcji jest rozbudowa EJ Płd. Ukraina lub budowa nowej EJ zlokalizowanej w m. Czechryń nad rzeką Taśminą w południowym obwodzie Czerkaskim. W celu zapewnienia odpowiednich środków finansowych na realizację przyjętej polityki Energoatom planuje podniesienie taryfy za energię elektryczną.

4. Drugą co do wielkości elektrownią jądrową w Europie jest francuska EJ Gravelines o mocy netto 5460 MWe.

5. Ukraina podpisała Konwencję z Espoo 26 lutego 1991r. i ratyfikowała ją w dniu 20 lipca 1999 r.

### 3.

## Jądrowy cykl paliwowy

Ukraina przyjęła model otwartego jądrowego cyklu paliwowego bez przerobu wypalonego paliwa. Plany rządu w Kijowie w zakresie rozwoju cyklu paliwowego obejmują wydobycie uranu i produkcję paliwa jądrowego lecz bez konwersji uranu i jego wzbogacania oraz przerobu wypalonego paliwa – przedsięwzięcia te będą realizowane w Rosji (choć z pewnym udziałem Ukrainy we wzbogacaniu).

Na terytorium Ukrainy znajdują się zidentyfikowane<sup>6</sup> (RAR & IR) zasoby uranu wynoszące 223620 tU przy koszcie wydobycia nie przekraczającym 260 USD/kgU (117678 przy koszcie do 130 USD/kgU i 59642 tU przy koszcie do 80 USD/kgU) [3].

Skoncentrowane są one w dwóch rodzajach pokładów geologicznych:

- metasomatytach (zlokalizowanych w rejonie m. Kirowogród). Zawartość uranu w rudzie wynosi 0,1-0,2% U i nadają się one do eksploatacji metodą górniczą;
- osadach piaskowcowych (zlokalizowanych w rejonie m. Safonowsk). Zawartość uranu w rudzie wynosi 0,01-0,06% U i nadają się do eksploatacji metodą otworową (ISL).

Wydobycie uranu rozpoczęło na Ukrainie już w roku 1946 w kopalni Pierwomajskoje i dotychczas wydobyto w tym kraju ok. 65000 tU. Produkcja uranu w roku 2015 wyniosła 1200 tU (926 tU w 2014 r., 922 tU w 2013 r.).

Wydobyciem i przerobem rudy uranu zajmuje się przedsiębiorstwo

państwowe Vostochny Gorno-Obogatitelny Kombinat (VostGOK), który pokrywa 30% krajowego zapotrzebowania na uran. Eksploatuje on obecnie kilkanaście złóż uranu, z których najważniejsze zlokalizowane są w centrach wydobywczych: Ingulskim, Smolińskim i Nowokonstantinowskim<sup>7</sup>, gdzie wydobycie odbywa się metodą górniczą (złoża metasomatyczne) oraz Safonowskim, gdzie wprowadzana jest metoda otworowa (złoża piaskowcowe). Plany przewidują uruchomienie w roku 2020 kolejnej podziemnej kopalni Sewerińsk w złożu metasomatycznym.

Centralny zakład przerobu uranu i produkcji koncentratu uranowego znajduje się w m. Żółte Wody w obwodzie Dniepropietrowskim.

Ukraina nadaje wysoki priorytet sprawie wydobycia uranu i poszukuje partnerów zagranicznych dla inwestycji w ten sektor wydobywczy<sup>8</sup> aby zwiększać produkcję uranu w celu pełnego zaspokojenia potrzeb krajowych (docelowo 6400 tU/rok w 2030 r.).

### Produkcja paliwa uranowego

Wyprodukowany w zakładach w Żółtych Wodach koncentrat uranowy oraz cyrkon<sup>9</sup> wysyłane są do Rosji jako surowiec do produkcji paliwa jądrowego dla wszystkich ukraińskich EJ. Państwo to jest całkowicie zależne od Rosji w zakresie pozostałych usług związanych z cyklem paliwowym.

W październiku 2010 r. weszło w życie porozumienie o przejęciu przez Ukrainę 10% udziałów w międzynarodowym centrum wzbogacania uranu (International Uranium Enrichment Center, IUEC) w Angarsku na Syberii<sup>10</sup>. Państwowy ukraiński koncern Nuclear Fuel sprzedaje koncentrat uranowy do IUEC, który dokonuje jego wzbogacenia w swoich zakładach, a następnie przekazuje wzbogacony uran do zakładów produkcji paliwa Fuel Company TVEL. Wyprodukowane paliwo dostarczane jest poprzez Energoatom do ukraińskich EJ.

W czerwcu 2010 roku Energoatom podpisał z firmą TVEL długoletni kontrakt o wartości 608 mln USD na dostawę paliwa dla wszystkich 15 reaktorów. Ukraina jest największym zagranicznym kontrahentem firmy TVEL (odbiera 55% jej eksportu) i w całości zależna jest od jej dostaw paliwa do reaktorów WWER-440 w elektrowni Równe 1 i 2.

Aby stopniowo uniezależnić się od Rosji i podnosić bezpieczeństwo energetyczne kraju Ukraina stara się zdywersyfikować dostawę paliwa jądrowego dla swoich elektrowni jądrowych. W tym celu już w czerwcu 2000 r. podpisano z USA międzyrządowe porozumienie w sprawie rozpoczęcia realizacji programu Ukraine Nuclear Fuel Qualification Project (UNFQP) zastąpienia rosyjskiego paliwa do reaktorów WWER-1000 paliwem produkcji zachodniej.

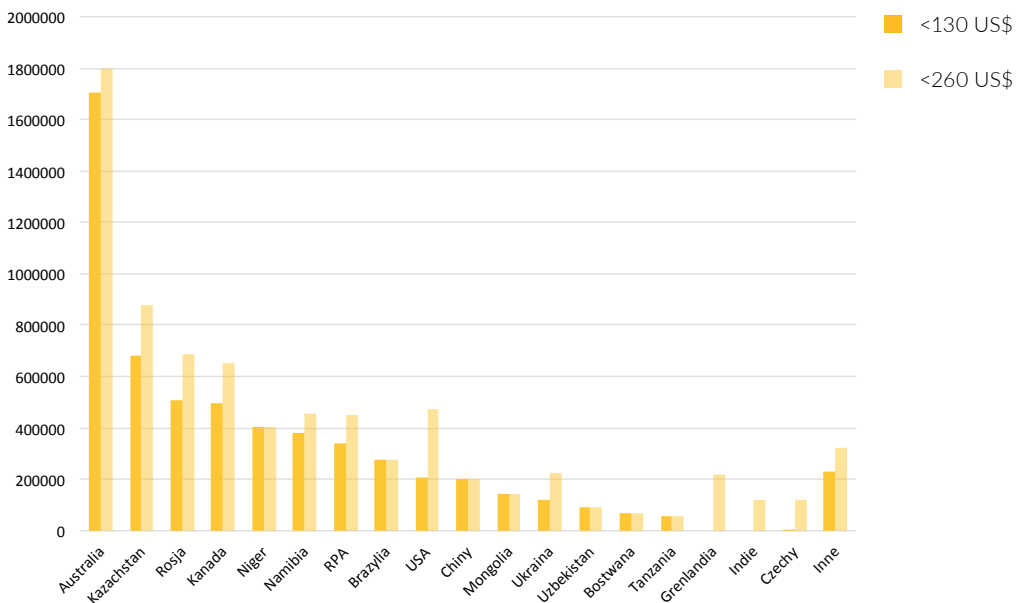
## Mapa 1.

Rozmieszczenie zasobów uranu na Ukrainie



## Wykres 2.

Rozmieszczenie światowych zasobów uranu w zależności od kosztów wydobycia [3]



W wyniku ogłoszonego przetargu na dostawcę takiego paliwa wybrany został amerykańsko-japoński koncern Westinghouse i w 2005 roku w bloku 3 EJ Płd. Ukraina po raz pierwszy zastosowano testową partię paliwa dostarczonego przez ten koncern. Oprócz dostaw paliwa program przewiduje także transfer technologii jego produkcji.

W marcu 2008 roku Energoatom podpisał z koncernem Westinghouse kontrakt na dostawę w latach 2011-2015 paliwa dla trzech reaktorów WWER-1000: Płd. Ukraina 2 i 3 oraz Zaporozże 5 (630 zestawów), umożliwiając po raz pierwszy w historii stronie ukraińskiej dywersyfikację jego dostaw. Testy paliwa z 2011 r. nie wypadły jednak całkiem pomyślnie – Energoatom utrzymywał, że błędy przy produkcji i defekty paliwa spowodowały długotrwałe przestoje dwóch bloków, podczas gdy Westinghouse twierdził, iż wynikało to z błędów popełnionych w czasie ich załadunku. Pomimo tych rozbieżności w ocenach w kwietniu 2014 roku obydwie firmy porozumiały się wstępnie o przedłużeniu kontraktu do 2020 roku.

W grudniu 2014 r. firmy Energoatom i Westinghouse podpisały kolejną umowę w sprawie dostaw paliwa dla ukraińskich elektrowni jądrowych. Ma być ono produkowane w zakładach Westinghouse Electric Sweden AB w Västerås w Szwecji. Porozumienie zakłada także możliwość dostarczania przez amerykański koncern usług w zakresie przeładunku paliwa oraz kontroli pracy, serwisowania i modernizacji elektrowni. Wzbogacony uran do produkcji paliwa dostarczany będzie przez brytyjsko-niemiecko-holenderską firmą URENCO na podstawie umowy, zawartej z Energoatommem w sierpniu 2016 r.

MSZ Rosji z zaniepokojeniem przyjęło podpisanie przez Ener-

goatom umowy o dostarczaniu paliwa jądrowego na Ukrainę przez koncern Westinghouse. Według rosyjskiego resortu dyplomacji wykorzystanie w ukraińskich elektrowniach tego paliwa stanowi zagrożenie zarówno dla Ukrainy jak i Europy<sup>11</sup>.

Testy paliwa dostarczonego przez Westinghouse, przeprowadzone na przełomie lutego i marca 2015 w EJ Płd. Ukraina wykazały, że w ciągu trzech cykli przeładowczych zachowywało się ono nienagannie i kolejne 42 zestawy paliwowe zostaną załadowane do bloku 3.

#### **Zakład produkcji paliwa jądrowego**

Zarówno TVEL jak i Westinghouse startowały w przetargu na budowę zakładów produkcji paliwa jądrowego. We wrześniu 2010 roku Ministerstwo Paliw i Energii wybrało firmę TVEL i państwowy holding Nuclear Fuel podpisał z nią umowę o utworzeniu wspólnego przedsięwzięcia do budowy zakładów produkcji paliwa dla reaktorów WWER-1000 w m. Smolino w obwodzie Kirowogradzkim. Koszt budowy miał wynieść 460 mln USD, a jego zdolność produkcyjna 800 tU/rok (400 zestawów paliwowych). Warunki porozumienia przewidywały zachowanie przez Ukrainę „złotej akcji” oraz transfer technologii do produkcji zestawów paliwowych. TVEL miał zapewnić również pożyczkę na realizację 70% przedsięwzięcia.

W grudniu 2011 r. utworzono prywatną spółkę giełdową Nuclear Fuel Production Plant (NFPP), której zadaniem była budowa i eksploatacja zakładów produkcji paliwa jądrowego. Prace budowlane rozpoczęto w 2012 r. i kolejny etap miał rozpocząć się w 2014 r. z zamiarem ukończenia pierwszej fazy w 2015 r. – produkcji prętów i zestawów paliwowych w oparciu o pastylki paliwowe produkowane

w zakładach Ulba w Kazachstanie. Drugi etap do roku 2020 zakładał produkcję pastylek paliwowych na miejscu. Spodziewano się rozpoczęcia produkcji w 2016 roku, która pokrywałaby zapotrzebowanie wszystkich elektrowni jądrowych na Ukrainie. Dalszy wzrost produkcji mógłby być, za zgodą TVEL, eksportowany do Europy Wschodniej.

W lipcu 2014 r. budowa została wstrzymana z powodu różnicy zdań odnośnie warunków kontraktu i strona ukraińska zasugerowała możliwość podjęcia dalszej współpracy przy ukończeniu projektu z firmami Areva lub Westinghouse. W sierpniu 2014 r. TVEL potwierdził gotowość wyposażenia zakładów w niezbędny sprzęt i maszyny do podjęcia produkcji paliwa jak tylko zostaną wyjaśnione wątpliwości finansowe. Gotowa linia produkcyjna została wyprodukowana przez Novosibirsk Chemical Concentrates Plant (NCCP) i jest składowana na terenie tamtejszego zakładu.

W marcu 2015 r. strona ukraińska stwierdziła, iż firma TVEL nie wywiązała się ze swojego zobowiązania i w tej sytuacji możliwe było powierzenia budowy zakładu firmie Westinghouse jako drugiemu uczestnikowi przetargu. W sierpniu 2016 r. władze ukraińskie osiągnęły porozumienie z tym koncernem w sprawie budowy fabryki paliwa jądrowego i dzięki temu połowa ukraińskich elektrowni jądrowych będzie mogła w przyszłości zrezygnować z dostaw paliwa od rosyjskiego koncernu TVEL.

#### **Inne inicjatywy w zakresie cyklu paliwowego**

W maju 2008 r. ukraińskie Ministerstwo Paliw i Energii podpisało porozumienie z Atomic Energy of Canada Ltd (AECL) w sprawie

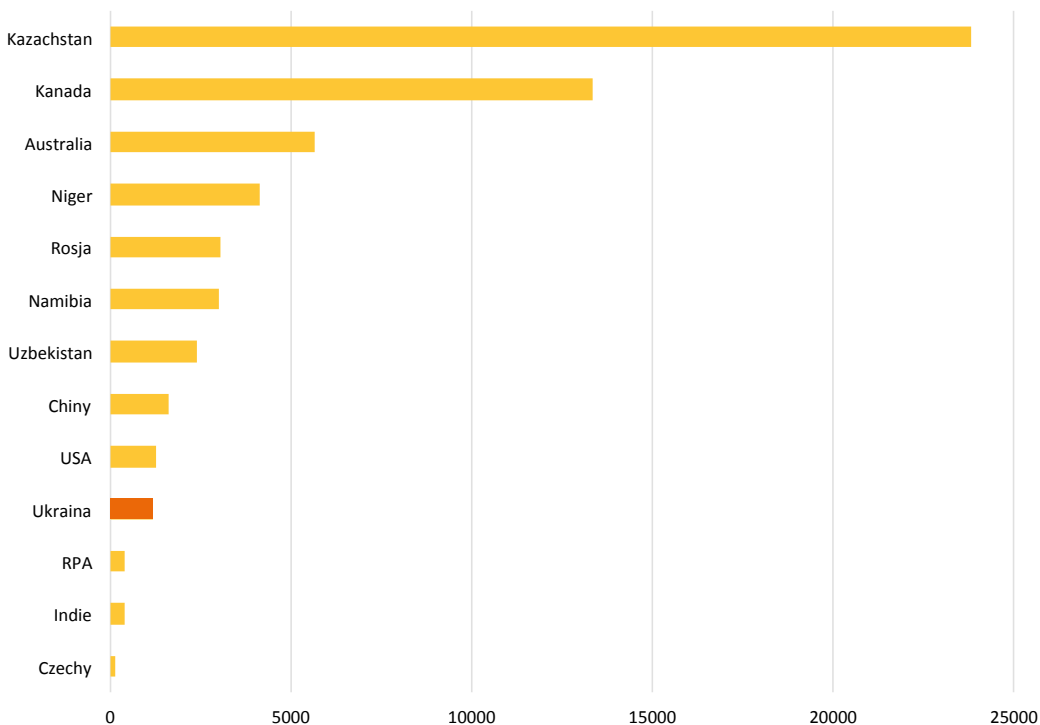


rozwoju reaktorów CANDU oraz technologii DUPIC (Direct Use of spent PWR fuel In Candu Reactors). Technologia ta mogłaby

zapewnić bardziej efektywne wykorzystanie uranu odzyskanego z wypalonego paliwa pochodzącego z reaktorów WWER<sup>12</sup>.

### Wykres 3.

Produkcja uranu na świecie w 2015 r. [tU]



6. Zasoby rozpoznane (zidentyfikowane) obejmują zasoby racjonalnie pewne (ang. Reasonably Assured Resources - RAR) i zasoby przypuszczalne (ang. Inferred Resources - IR).  
 7. Żłozę nowokostantynowskie zawiera ok. 100000 tU i uznawane jest za największe żłozę uranu w Europie.  
 8. W roku 2008 trwały próby podjęcia współpracy pomiędzy VostGOK i australijską firmą Uran Ltd w zakresie studium wykonalności wydobycia uranu metodą otworową (ISL) lecz w 2009 r. projekt ten został porzucony.  
 9. Głównym producentem cyrkonu w klasie czystości niezbędnej do wytwarzania koszulek paliwowych na Ukrainie jest państwowe przedsiębiorstwo naukowo-produkcyjne Zirconium zlokalizowane w Dnieprodzierżyńsku w obwodzie Dniepropietrowskim.

10. Obecnie podział aktywów w JSC Angarsk IUEC kształtuje się następująco: TVEL 70%, Kazatomprom 10%, Ukraine Nuclear Fuel 10%, Armenia NPP 10%.  
 11. Strona rosyjska przypomina, że koncern Westinghouse już od wielu lat usiłuje zająć miejsce na rynku paliwa jądrowego dla reaktorów jądrowych konstrukcji rosyjskiej WWER-1000. Jednak - jak twierdzi MSZ - paliwo to nie nadaje się do reaktorów tego typu. Według niego miały miejsce próby wykorzystania tego paliwa w czeskiej elektrowni Temelin, co doprowadziło do poważnego incydentu. Do wypadków doszło też przy wykorzystaniu tego paliwa w elektrowniach na Ukrainie - twierdzi MSZ Rosji. Rosyjski resort dyplomacji uważa, że zaniepokojenie wywołuje fakt, iż ostatnia umowa została podpisana, gdy na Ukrainie „panuje niestabilna sytuacja,

kiedy polityczne zaangażowanie bierze górę nad bezpieczeństwem jądrowym, a możliwości kraju reagowania na nadzwyczajne sytuacje są ograniczone”.  
 12. Odzyskany uran z przerobu wypalonego paliwa z reaktorów PWR (WWER) posiada strukturę izotopową zbliżoną do uranu naturalnego i może być bezpośrednio wykorzystany jako paliwo do reaktorów typu CANDU. Technologia ta (DUPIC) od dawna znajduje się w kręgu zainteresowań AECL. Najbardziej zaawansowane prace w tym względzie prowadzone są w Korei Płd., która eksploatuje liczną flotę reaktorów PWR oraz CANDU. Również Chiny badają możliwość zastosowania przerobionego uranu w reaktorach CANDU.

## 4. Gospodarka odpadami promieniotwórczymi

Rząd w Kijowie wyraża brak intencji do prowadzenia przerobu wypalonego paliwa i zamknięcia w ten sposób jądrowego cyklu paliwowego.

W 2008 roku przyjęto program postępowania z odpadami promieniotwórczymi National Target Environmental Program of Radioactive Waste Management, który zakłada przechowywanie przez 50 lat wypalonego paliwa i następnie jego ostateczne składowanie.

Wypalone paliwo jest w większości przypadków przechowywane na terenie elektrowni, jedynie paliwo z reaktorów WWER-440 jest odsyłane do Rosji i tam przetwarzane. W EJ Zaporozie od 2001 r. działa suchy przechowalnik paliwa przeznaczony do długoterminowego składowania wypalonego paliwa z reaktorów WWER-1000 lecz paliwo z pozostałych reaktorów tego typu jest odsyłane do Rosji na przechowanie na koszt Ukrainy (ponad 100 mln USD rocznie). W rządowej strategii energetycznej z roku 2006 zakładano budowę centralnego przechowalnika typu suchego (CSFSF).

Na terenie EJ Zaporozie budowana jest nowa instalacja zaprojektowana do utylizacji stałych odpadów promieniotwórczych. Ma być ona wyposażona w najnowocześniejsze urządzenie produkcji duńskiej przeznaczone do spalania tych odpadów.

W 2013 roku rozpoczęto czteroletni projekt Ukraina-NATO, którego

celem jest usunięcie opadów niskoaktywnych z dziewięciu obiektów wojskowych na terenie kraju. Budżet tego projektu przewidziano na 25 mln EUR. Odpady te będą składowane na terenie strefy wyłączzonej w Czarnobylu.

### CSFSF

W grudniu 2005 r. Energoatom podpisał kontrakt o wartości 150 mln USD z międzynarodową firmą z siedzibą w USA Holtec International na konstrukcję i budowę centralnego składowiska wypalonego paliwa pochodzącego z reaktorów WWER - Central Spent Fuel Storage Facility (CSFSF). Warunki kontraktu zakładały zbudowanie systemu przechowywania suchego z pionową wentylacją dla 2500 zestawów paliwowych z reaktorów WWER-1000 i 1100 zestawów z reaktorów WWER-440. Składowisko miało zostać uruchomione w 2008 roku lecz jego budowę wstrzymano z powodów legislacyjnych. Dopiero w lutym 2012 r. parlament ukraiński wydał zgodę na budowę takiego składowiska w strefie wyłączzonej po awarii w Czarnobylu. W kwietniu 2014 r. reaktywowano kontrakt z firmą Holtec i zaakceptowano ostateczną lokalizację w pobliżu wsi Staraya Krasnitsa, Buryakovka, Chistogolovka i Stechanka na płd.-wsch. od Czarnobyla. Składowisko zajmujące obszar 45 ha ma zostać uruchomio-

ne w 2017 r. i przyjmować wypalone paliwo z EJ Równe, Chmielnicki i Płd. Ukraina. Pojemność ma wynosić 16530 zestawów paliwowych (12010 WWER-1000 i 4520 WWER-440), a przewidywany koszt budowy 460 mln USD (koszt czteroletniego okresu przechowywania wypalonego paliwa w Rosji). Do przechowywania wypalonego paliwa stosowane będą suche przechowalniki HI-STORM 190 o podwójnych ścianach zawierające pojemniki na paliwo METAMIC-HT. Do transportu paliwa z elektrowni stosowane będą pojemniki transportowe HI-STAR 190. [5]. Na podstawie porozumienia z października 2015 r. technologia produkcji suchych pojemników została przekazana przez Holtec ukraińskiej firmie Turboatom. [6]

Po uruchomieniu składowiska mają być w nim składowane również odpady wysokoaktywne powstałe przy przerobie paliwa z ukraińskich elektrowni w Rosji.

### ISF-2 Czarnobyl

Wypalone paliwo pochodzące z demontowanych reaktorów RBMK z EJ Czarnobyl będzie przechowywane w nowym suchym przechowalniku zlokalizowanym w pobliżu zniszczonej elektrowni, niedaleko CSFSF<sup>13</sup>. W 2007 r. rząd Ukrainy podpisał porozumienie z firmą Holtec International dotyczące ukończenia procesu składowania



**Fotografia 1.**

Budowa suchego przechowalnika paliwa ISF-2



**Fotografia2.**

Nowa obudowa bezpieczeństwa „Apka”, fot. Tim Porter



**Fotografia3.**

Elektrownia jądrowa Chmielnicki

**Mapa 2.**

Rozmieszczenie obiektów programu jądrowego na Ukrainie



wypalonego paliwa w przejściowym suchym przechowalniku Chernobyl Interim Spent Nuclear Fuel Storage Facility (ISF-2). Usunięcie paliwa z trzech nieuszkodzonych reaktorów jest warunkiem niezbędnym do rozpoczęcia demontażu tych bloków. Firma Holtec ma do roku 2018 zakończyć rozpoczęty w 1999 r. przez francuskie przedsiębiorstwo Framatome (obecnie Areva) proces budowy suchego składowiska. Koszt realizacji tego przedsięwzięcia wyniesie 411 mln USD.

Wypalone paliwo będzie przechowywane przez 100 lat w stalowych pojemnikach, rozmieszczonych poziomo w betonowych modułach. Koszt budowy przechowalnika wynosi 411 mln. \$ i ma być on ukończony w 2018 r.

### **Inne obiekty w strefie wyłączzonej w Czarnobylu**

Na terenie strefy wyłączzonej w Czarnobylu w 2009 r. ukończono budowę zakładu utylizacji odpadów

promieniotwórczych Industrial Complex for Solid Radwaste Management (ICSRM), w którym przetwarzane są stałe odpady nisko – i średnioaktywne powstające w trakcie prac związanych z demontażem bloków 1-3. Odpady te podlegają procesom spalania, kompresji oraz betonowania i przygotowywane są (pakowane) do długotrwałego składowania. Dodatkowo wysokoaktywne i długozyciowe odpady stałe są tutaj sortowane w celu czasowego oddzielnego składowania.

Od roku 2015 na terenie strefy wyłączzonej działa także zakład utylizacji ciekłych odpadów nisko i – średnioaktywnych Liquid Radioactive Waste Treatment Plant (LRTP), który przerabia je na odpady stałe i przygotowuje do składowania.

W odległym o 17 km kompleksie Vector zostało także zbudowane składowisko odpadów niskoaktywnych.

W lipcu 2015 r. rząd w Kijowie przedstawił koncepcję wykorzysta-

nia strefy wyłączzonej w Czarnobylu do budowy farmy solarnej. Na powierzchni 1000 km<sup>2</sup> mogłaby powstać elektrownia słoneczna o mocy 1000 MWe. Wykorzystałaby ona energetyczną sieć przesyłową, jaka pozostała po zniszczonej elektrowni jądrowej. Wstępne zainteresowanie tym projektem wyraziły firmy energetyczne z USA i Kanady, a także bank EBRD, który rozważa możliwość jego współfinansowania. [7]

13. Obecnie jest ono przechowywane na terenie elektrowni w tymczasowym mokrym przechowalniku Interim Storage Facility (ISF-1).

## 5.

# Likwidacja obiektów jądrowych

Cztery reaktory RBMK-1000, które były czynne w czasie awarii w 1986 roku oraz dwa będące w tamtym okresie w budowie znajdują się obecnie w fazie demontażu<sup>14</sup>. Blok 4, który został zniszczony w wyniku katastrofy jest zamknięty w pośpiesznie zbudowanej betonowej konstrukcji (sarkofagu) osłonowej. Obecnie powstaje nowa obudowa bezpieczeństwa New Safe Confinement (NCS) „Apka”, bardziej wytrzymała i odporna na czynniki zewnętrzne, która ma zostać ukończona w 2016 r.

Koszt projektu konstrukcji nowej obudowy, realizowanego przez

francuskie konsorcjum Novarka, wyniesie ok. 1,5 mld USD. Przykryje ona zarówno zniszczony blok 4 jak i betonową konstrukcję wokół miejsca katastrofy. Obudowa ma zapobiegać wydostawaniu się materiałów radioaktywnych do otoczenia i zapewnić możliwość rozebrania w przyszłości starego sarkofagu. Ma ona kształt łuku o wysokości 110 m i rozpiętości 257 m. Powstaje w pobliżu miejsca katastrofy i zostanie następnie nasunięta na uszkodzony blok 4.

W 1997 r. ustanowiono międzynarodową fundację International

Chernobyl Shelter Fund wspieraną przez indywidualne państwa, EBRD, grupę państw G8 i UE, która zapewnia finansowanie projektu. [8]

Bloki 1-3 w EJ Czarnobyl demontowane są w tradycyjny, konwencjonalny sposób i prace przy ich rozbiórce ulegną znacznemu przyspieszeniu z chwilą oddania do użytku przez firmę Holtec suchego składowiska wypalonego paliwa. W czerwcu 2016 r. ostatecznie usunięto całe paliwo z bloków 1-3 i przeniesiono je do mokrego przechowalnika ISF-1.[9]

14. 26 kwietnia 1986 r. blok 4 w EJ Czarnobyl uległ awarii jądrowej ze stopieniem rdzenia (7 stopień w skali INES). Ponieważ projekt reaktora RBMK-1000 nie zawierał obudowy bezpieczeństwa substancje promieniotwórcze (głównie jod-131 i cez-137) skazyły duże obszary ZSRR i Europy. Do października 1986 r. zakończono budowę betonowej osłony pokrywającej zniszczony reaktor. Pozostałe trzy bloki uruchomiono wkrótce po katastrofie aby pokryć zapotrzebowanie Ukrainy na prąd elektryczny. W 1991 r. wybuchł pożar w bloku 2 elektrowni, który uniemożliwił jego dalszą eksploatację. Wywołało to szeroką międzynarodową dyskusję na temat bezpieczeństwa

reaktorów RBMK-1000, w wyniku której parlament ukraiński podjął decyzję o całkowitym wyłączeniu EJ Czarnobyl z eksploatacji do 1993 r. lecz przed końcem upłygnięcia moratorium wycofał się z tej decyzji przewidując konieczność wyłączeń prądu w sezonie zimowym 93/94. Począwszy od lipca 1994 r. państwa G-7 rozpoczęły działania mające na celu ostateczne wyłączenie EJ Czarnobyl. W latach 1994-95 powstał szereg projektów dotyczących zastąpienia tej elektrowni w bilansie energetycznym Ukrainy. Projekty te uwzględniały budowę nowych elektrowni gazowych, modernizację węglowych i na olej opałowy lub budowę dwu nowych reaktó-

rów jądrowych w m. Sławutycz w pobliżu Czarnobyla. W grudniu 1995 r. Ukraina i G-7 podpisały porozumienie, które zawierało zapis o zamknięciu EJ Czarnobyl w zamian za przekazanie przez państwa zachodnie środków finansowych na dokończenie budowy bloków Chmielnicki-2 i Równe-4. Warunki porozumienia skróciły okres pracy reaktorów RBMK (zaprojektowanych do roku 2011) i zezwalały na ich eksploatację jedynie do roku 2000. W listopadzie 1996 r. wyłączono blok 1, a w grudniu 2000 r. – blok 3 kończąc tym samym historię pracy tej elektrowni.

## 6.

# Organy dozоровe, bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna

Za bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni jądrowych na Ukrainie odpowiada przedsiębiorstwo państwowe National Nuclear Energy Generating Company "Energoatom" (NNEGC Energoatom). Powstało ono w 1996 r. z przekształcenia przedsiębiorstwa Goskatom działającego jeszcze w strukturach ZSRR. Realizuje swoje zadania w oparciu o jednolite prawo regulujące eksploatację elektrowni jądrowych i ochronę radiologiczną – Nuclear Energy Use and Radiation Safety z 1995 roku. Zakres odpowiedzialności Energoatomu obejmuje: budowę nowych mocy produkcyjnych oraz przedłużanie eksploatacji istniejących obiektów,

zakupy świeżego i transport oraz gospodarkę paliwem wypalonym, zapewnienie fizycznej ochrony obiektów jądrowych, a także szkolenie personelu zatrudnionego w tych obiektach. Dotychczas Energoatom uzyskał postęp w zapewnieniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa elektrowni, podniósł ich współczynnik obciążenia do 83-85% i przedłużył możliwość pracy reaktorów o 10-15 lat.

Energetyka jądrowa kierowana jest na Ukrainie przez dwa departamenty w Ministerstwie Paliw i Energii: Departament Energii Jądrowej – odpowiedzialny za eksploatację elektrowni jądrowych oraz Departament Przemysłu Jądrowego

– odpowiedzialny za rozwój jądrowego cyklu paliwowego.

Rolę organu nadzoru nad programem jądrowym pełni instytucja State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine (SNRI lub SNRC) obecnie organ niezależny (do 2001 r. podlegał Ministerstwu Ochrony Środowiska i Bezpieczeństwa Jądrowego).

Uzupełnieniem ustawy z 1995 o zasadach eksploatacji elektrowni jądrowych jest ustawa w sprawie gospodarki odpadami promieniotwórczymi Law on Radioactive Waste Management – również z 1995 roku.

## 7. Badania i rozwój technologii jądrowych

Na terenie Ukrainy znajdują się dwa reaktory badawcze:

- b. małej mocy IR-100 (200 kW) na wydziale inżynierii morskiej uniwersytetu w Sewastopolu (Sevastopol National University of Nuclear Energy and Industry, SNU) na Krymie. Reaktor ten został przejęty przez Rosję podczas aneksji Krymu.
- małej mocy (10 MW) zbiornikowy typu WWR-M zbudowany w roku 1960 w ośrodku badań jądrowych (Institute for Nuclear Research, INR) w Kijowie. Reaktor ten został poddany konwersji na paliwo LEU

w 2008 r. w ramach amerykańskiego programu redukcji zagrożeń globalnych (US Global Threat Reduction Initiative, GTRI).

W 2012 r. rząd w Kijowie zaproponował budowę eksperymentalnego źródła neutronów (KIPT Experimental Neutron Source) w instytucie fizyki i techniki w Charkowie (Kharkov Institute of Physics and Technology, KIPT). Powstaje ono we współpracy z Argonne National Laboratory (ANL) – udział finansowy strony amerykańskiej wynosi ponad 70 mln USD. Projekt ten

został uzgodniony w zamian za zobowiązanie pozbycia się przez Ukrainę całego zgromadzonego zapasu wysokowzbogaconego uranu (HEU). Urządzenie badawcze stanowić ma zestaw podkrytyczny sterowany liniowym akceleratorem elektronów. Rdzeń reaktora zawierać będzie uran niskowzbogacony (LEU). W marcu 2016 r. źródło neutronów znajdowało się w końcowej fazie budowy i w przyszłości przeznaczone będzie do prowadzenia badań naukowych oraz produkcji radioizotopów dla medycyny.

## 8. Zagadnienia nieproliferacyjne

W następstwie rozpadu ZSRR i uzyskania w 1991 r. przez Ukrainę niepodległości odziedziczyła ona trzeci co do wielkości arsenał broni jądrowej na świecie składający się z ok. 1900 strategicznych i 2500 taktycznych głowic jądrowych oraz następujące środki do ich przenoszenia:

- międzykontynentalne pociski balistyczne (ICBM): 130 x SS-19 i 46 x SS-24;
- lotnictwo strategiczne: 29 x Tu-95 i 19 x Tu-160, wyposażone w 1081 pociski manewrujące wyrzeliwane z powietrza zdolne do przenoszenia głowic jądrowych (ALCM);

Wejście w posiadanie broni jądrowej postawiło ten kraj przed koniecznością podjęcia strategicznej decyzji: czy zwrócić tą broń Rosji czy ją zachować i stać się państwem jądrowym. Ukraina podpisała w maju 1992 Układ o redukcji broni strategicznej (START 1) lecz

jego ratyfikacja i proces denuklearyzacji przebiegał w parlamencie z oporami. W rezultacie żmudnych i przeciągających się rozmów trójstronnych pomiędzy Ukrainą, Rosją i Stanami Zjednoczonymi, po uzyskaniu gwarancji bezpieczeństwa<sup>15</sup> i pomocy finansowej Ukraina zdecydowała się (w zamian za dostawę paliwa jądrowego do swoich reaktorów) przekazać Rosji broń jądrową oraz wszystkie systemy do jej przenoszenia. W 1994 r. ratyfikowała START 1 i przystąpiła do Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej (NPT) jako państwa niejądrowe (NNWS). Porozumienie z MAEA o systemie zabezpieczeń (sefguards) weszło w życie w 1998 roku, a w 2005 r. ratyfikowano Protokół Dodatkowy do tego porozumienia.

Ukraina do 21 maja 1996 r. przekazała Rosji cały arsenał 1900 głowic jądrowych. Do stycznia 2002 r. wszystkie bombowce strategiczne

na terytorium Ukrainy zostały rozmontowane i przekazane do Rosji lub przekształcone do celów nie militarnych, a także wszystkie ICBM oraz 176 stałych wyrzutni (silosy) zostało zniszczonych lub unieszkodliwionych. Na wsparcie finansowe procesu denuklearyzacji Ukrainy Stany Zjednoczone przeznaczyły ponad 500 mln USD w ramach Nunn-Lugar Cooperative Threat Reduction Program. [10]

Również przy wydatnej pomocy amerykańskiej, w ramach programu GTRI w marcu 2012 r. Ukraina wypełniła zobowiązanie podjęte podczas szczytu bezpieczeństwa jądrowego z roku 2010 odnośnie pozbycia się ze swojego terytorium całego zapasu 234 kg wysoko-wzbogaconego uranu (HEU), który został przez Rosję rozcieńczony do uranu niskowzboagaconego (LEU).

15. Memorandum budapeszteńskie (Memorandum Budapeszteńskie o Gwarancjach Bezpieczeństwa) – porozumienie międzynarodowe, niemające statusu traktatu, podpisane w grudniu 1994 roku w Budapeszcie, na mocy którego Stany

Zjednoczone, Rosja i Wielka Brytania zobowiązały się do respektowania suwerenności i integralności terytorialnej Ukrainy, oraz powstrzymania się od wszelkich gróźb użycia siły przeciwko jej niepodległości i integralności terytorialnej, a Ukraina zobowiązała się do

przekazania strategicznej broni nuklearnej Rosji i przystąpienia do Układu o nierozprzestrzenianiu broni jądrowej.



# Wykaz organizacji podmiotów zaangażowanych w program jądrowy Ukrainy

CSFSF - Central Spent Fuel Storage Facility  
ICSRM - Industrial Complex for Solid Radwaste Management  
INR Institute for Nuclear Research  
International Chernobyl Shelter Fund  
ISF-2 - Chernobyl Interim Spent Nuclear Fuel Storage Facility  
IUEC - International Uranium Enrichment Center  
KIPT - Kharkov Institute of Physics and Technology  
KIPT - Experimental Neutron Source  
NCS - New Safe Confinement  
NFPP - Nuclear Fuel Production Plant  
NNEGC Energoatom - National  
Nuclear Energy Generating Company "Energoatom"  
Sevastopol National University of Nuclear Energy and Industry  
SNRI lub SNRC - State Nuclear Regulatory Inspectorate of Ukraine  
UNFQP - Ukraine Nuclear Fuel Qualification Project  
VostGOKVostochny Gorno-Obogatitelnyi Kombinat

# Źródła

## Wydobycie i produkcja uranu

- [1] [www.mindat.org](http://www.mindat.org), maj 2016 r.
- [2] Uranium 2014: Resources, Production and Demand, OECD/NEA-IAEA
- [3] World Uranium Mining Production, WNA, May 2016
- [4] Greenland feasibility study complete, WNN, 26 May 2015
- [5] Nuclear Energy Today, NEA/OECD 2012
- [6] <http://www.phosenergy.com/gallery/>, maj 2016 r.
- [7] Joel Guidez, Sophie Gabriel, Extraction of uranium from seawater: a few facts, EPJ Nuclear Sci. Technol. 2, 10(2016)
- [8] C. Regalbuto, Past and Future Efforts to Extract Uranium from Seawater, Stanford University, March 21, 2014
- [9] P. Bruneton, Unconventional Uranium Resources, UNFC Workshop, Chile, 9-12 July 2013
- [10] Managing Environmental and Health Impacts of Uranium Mining, NEA/OECD, 2014
- [11] Uranium Mining Overview, WNA, February 2016

## Program jądrowy na Ukrainie

- [1] Country profile: Nuclear Power in Ukraine, WNA, September 2016
- [2] World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements, WNA, September 2016
- [3] Uranium 2014: Resources, Production and Demand, OECD/NEA-IAEA
- [4] World Uranium Mining Production, WNA, May 2016
- [5] Ukraine begins construction of centralized spent fuel storage, IPFM, October 21, 2014
- [6] Ukraine's Turboatom to produce Holtec casks, WNN, 30 October 2015
- [7] John Vidal, Chernobyl could be reinvented as a solar farm, says Ukraine, The Guardian, 29 July 2016
- [8] Chernobyl confinement arch joined together, WNN, 28 July 2015
- [9] Chernobyl units 1-3 now clear of damaged fuel, WNN, 07 June 2016
- [10] Ukraine Overview, NTI, April, 2016





MINISTERSTWO ENERGII

