

14

KONTRAKTY RÓŻNICOWE — SKUTECZNE FINANSOWANIE
SAMOLOT VS ELEKTROWNIA JĄDROWA
MONITORING SKAŻEŃ POWIETRZA





Baza czasopism naukowych - **IC Journals Master List** - liczy obecnie ponad 13000 czasopism z całego świata, w tym przeszło 1200 z Polski. W bazie rejestrowane są czasopisma naukowe, które pozytywnie przeszły wielowymiarową parametryzację, świadczącą o wysokiej jakości. Uznanie dla **IC Journals Master List** wyraziło Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego umieszczając bazę czasopism naukowych IC Journals Master List na liście baz, za indeksację w których, periodyki otrzymują dodatkowe punkty w prowadzonej przez Ministerstwo ewaluacji. Potwierdzeniem indeksacji w naszej bazie jest uzyskany wskaźnik liczbowy ICV (Index Copernicus Value).

Indeksacja czasopisma w IC Journals Master List daje następujące korzyści:

- Indeksacja w naukowych bazach danych – w tym w IC Journals Master List – jest punktowana w ewaluacji prowadzonej przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego.
- Metodologia ICI zawsze była jawna, a kryteria transparentne. Połączenie wiedzy zawartej w raporcie z ewaluacji wraz ze specyfikacją metody pomagają określić obszary, które wymagają poprawy aby uzyskiwać lepsze wyniki w różnego rodzaju indeksacjach i parametryzacjach.
- Dzięki obecności w międzynarodowej bazie IC Journals Master List czasopisma zwiększają swój zasięg oraz podnoszą cytowalność.

Obecnie trwa proces parametryzacji czasopism za rok 2013. W pierwszej kolejności oceniane są periodyki, które wykupiły IC Ewaluacja na Życzenie, kolejno czasopisma są poddawane ocenie zgodnie z kolejnością zgłoszeń. Informacje na temat czasopism ewaluowanych będą sukcesywnie dodawane na stronie internetowej. Ewaluacja IC Journals Master List 2013 zostanie zakończona jesienią br. Kompleksowe wyniki parametryzacji zostaną opublikowane jesienią br. na stronie internetowej oraz w IC Journals Master List Raporcie Rocznym.

EKOATOM IN ENGLISH

Andrzej Drozd

**REGULATORY VIEWPOINT: LICENSING PROCESS OF NUCLEAR
POWER PLANT12**

SPIS TREŚCI

Krzysztof Isajenko, Barbara Piotrowska, Izabela Kwiatkowska, Aleksandra Szymańska, Witold Sączawa

**MONITORING SKAŻEŃ POWIETRZA W PIERWSZYM PÓŁROCZU
2014 ROKU W POLSCE.....18**

Jerzy Majcher

**CFD LEGALNĄ DŹWIGNIĄ INWESTYCYJNĄ W ENERGETYCE JĄ-
DROWEJ !..... 24**

Daniel Jankowski

**PRZEGLĄD TYPÓW DETEKTORÓW PROMIENIOWANIA
JONIZUJĄCEGO — DETEKTOR SCYNTYLACYJNY 36**

Irena Szumiel

**ROLA MITOCHONDRIÓW W ODPOWIEDZI KOMÓREK SSAKÓW
NA PROMIENIOWANIE JONIZUJĄCE..... 44**

Mirosław Duda

CO Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ W POLSCE?..... 50

EKOATOM IN ENGLISH

Will Dalrymple

SAY IT RIGHT..... 62



Szanowni Państwo,

W czternastym numerze czasopisma kontynuujemy nasz podstawowy cel, którym jest pełne i obiektywne informowanie społeczeństwa o różnych problemach związanych z energetyką jądrową. Staramy się również, by nasze czasopismo pełniło funkcje szkoleniowe w służbie rozwoju kultury bezpieczeństwa.

Najważniejszymi wydarzeniami związanymi z energetyką i technikami jądrowymi były dwie międzynarodowe konferencje NUTECH – 2014 Międzynarodowa Konferencja „International Conference on Development and Applications of Nuclear Technologies” (w dniach 21 -23 września) zorganizowana przez Instytut Chemii i Techniki Jądrowej i Wydział Fizyki i Informatyki Stosowanej AGH oraz III Międzynarodowy Kongres Energetyki Jądrowej (w dniach 23 -24 września) zorganizowany przez Politechnikę Warszawską. W obu wydarzeniach przewijał się problem niedostatecznego informowania społeczeństwa o korzyściach wpływających z korzystania z technik jądrowych.

Rozpoczynamy artykułem w języku angielskim „Regulatory viewpoint: licensing process of nuclear power plants” dotyczący wdawania zezwoleń (licencji na budowę i eksploatację elektrowni jądrowych w Stanach Zjednoczonych opracowany przez emerytowanego pracownika NRC (Nuclear Regulatory Commission) A. Drozda.

Jednym z ważniejszych problemów podnoszonych przez przeciwników energetyki jądrowej są zagadnienia związane z zanieczyszczaniem powietrza. Problem ten jest poruszony w artykule „Monitoring skażeń powietrza w pierwszym półroczu 2014 roku w Polsce” przygotowany przez pracowników Centralnego Laboratorium Ochrony Radiologicznej (K. Isajenko, B. Piotrowska, I. Kwiatkowska, A. Szymańska, W. Sączawa).

Obecnie często poruszanym tematem w publicznych dyskusjach w mediach jest zagadnienie finansowania energetyki jądrowej. Problem ten jest omówiony w artykule „Cfd legalną dźwignią inwestycyjną w energetyce jądrowej!” opracowanym przez specjalistę J. Majchera (Mott MacDonald).

Kontynuujemy serię artykułów omawiających sposoby detekcji promieniowania, tym razem przedstawiamy artykuł o licznikach scyntylacyjnych (D. Jankowski – Polon Bydgoszcz).

Problemy polskiej energetyki jądrowej na tle osiągnięć innych państw przedstawiono w artykule „Co z energetyką jądrową w Polsce?” (M. Duda).

W artykule „Rola mitochondriów w odpowiedzi komórek ssaków na promieniowanie jonizujące” (I. Szurmiel - ICHTJ) powracamy do tematu wpływu promieniowania na organizmy żywe.

Zgodnie z sugestiami przekazanymi nam przez międzynarodową bazę indeksową COPERNICUS by czasopismo o takim unikalnym przekroju tematycznym miało szerszy zasięg międzynarodowy zamieszczamy przedruk artykułu Will’ego Dalrymple „Say it right” z Nuclear Engineering International

Jak zwykle, wszystkich chętnych, a przede wszystkim specjalistów, serdecznie zapraszamy do współpracy i publikowania na naszych łamach

ul. Świętokrzyska 14
00-050 Warszawa
tel. 22 336 14 19 fax. 22 336 14 25
www.ekoatom.com.pl
E-mail: redakcja@ekoatom.com.pl

SKŁAD REDAKCJI

Redaktor Naczelny
dr inż. Krzysztof Rzymkowski,
dr inż. Marek Rabiński,
dr inż. Andrzej Mikulski,
dr inż. Piotr Czerski (PGE),
dr inż. Jerzy Chmielewski

Sekretarz Redakcji

mgr Jerzy Szczurowski (SEP COSIW)

Redaktor Techniczny

Jarosław Cyrynger (SEP COSIW)

RADA PROGRAMOWA:

Przewodniczący
prof. dr hab. Maciej Sadowski,
Członkowie
prof. dr hab. Janusz Lewandowski (PW),
prof. dr hab. Łukasz Turski (UW)
prof. dr hab. Zdzisław Celiński,
prof. dr Andrzej Strupczewski,
prof. dr hab. Natalia Golnik (PW)
prof. dr hab. inż. Roman Domański

Redakcja zastrzega sobie prawo dokonywania skrótów, korekty, edycji nadesłanych materiałów, oraz nie zwraca materiałów niezamówionych. Redakcja zastrzega sobie prawo do publikacji materiałów w dogodnym dla redakcji czasie i kolejności oraz niepublikowania materiału bez podania przyczyny. Redakcja nie odpowiada za treść za-



mieszczonych reklam ogłoszeń i innych płatnych.

Wydawca
Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictwo
Ul. Świętokrzyska 14
00-050 Warszawa
tel. 22 336 14 19 fax. 22 336 14 25
www.cosiw.pl
e-mail: handlowy@cosiw.pl

facebook

NUTECH-2014

Warsaw, 21-24 September 2014
International Conference on
Development and Applications of Nuclear
Technologies



Pełna relacja na stronach internetowych
EkoAtom

PGE EJ 1 podczas letnich imprez plenerowych w gminach lokalizacyjnych: Choczewo, Gniewino i Krokowa

Po raz kolejny w sezonie wakacyjnym spółka PGE EJ 1 zaangażowała się w lokalne wydarzenia plenerowo-sportowe, prezentując wiedzę o energetyce jądrowej mieszkańcom gmin Choczewo, Gniewino i Krokowa oraz turystom odwiedzającym ten region. W okresie czerwiec – lipiec, w trakcie sześciu imprez plenerowych, stoiska PGE EJ 1 odwiedziło w sumie blisko 2 tys. osób.

Głównym celem Spółki było zaprezentowanie rzetelnej i obiektywnej informacji o energetyce jądrowej i samej inwestycji w jak najbardziej atrakcyjny i przystępny sposób. *–Połączenie dobrej zabawy i aktywności ruchowej z działaniami edukacyjnymi okazało się trafnym rozwiązaniem, bowiem osoby odwiedzające stoiska PGE EJ 1 z chęcią angażowały się w nasze konkursy, dowiadując się przy okazji wielu nowych rzeczy z zakresu energetyki jądrowej – mówi Katarzyna Włodek-Makos, Zastępca Dyrektora Biura Komunikacji i Relacji Zewnętrznych PGE EJ 1.* W pierwszej połowie wakacji Spółka była zaangażowana w organizację sześciu lokalnych wydarzeń. Jeszcze w czerwcu stoisko PGE EJ 1 było obecne podczas III Maratonu Wrotkarskiego o Puchar Wójta Gminy Choczewo, gdzie oprócz standardowego punktu informacyjnego, ustawiona została strefa sportowa. PGE EJ 1 była też fundatorem nagród specjalnych dla startujących w zawodach. Dwa lipcowe weekendy to tradycyjnie uroczystości gminne w Gniewinie, Choczewie i Krokowej. Podczas tych wydarzeń nie mogło zabraknąć PGE EJ 1 z punktem informacyjnym i strefą sportową. Dobra zabawa i atrakcje związane z grami i quizami edukacyjnymi przyciągały do stoiska setki zainteresowanych osób.

W lipcu PGE EJ 1 była partnerem jeszcze dwóch imprez: zawodów z cyklu o Puchar Bałtyku w Nordic Walkingu rozgrywanych w Białogórze oraz XIII Festynu Folklorystycznego KRANCBAL w Nadolu. Oba wydarzenia, choć różne w swoim założeniu, przyciągnęły ogromne rzesze mieszkańców i turystów, a stoisko PGE EJ 1 ponownie cieszyło się dużym zainteresowaniem.

– Cieszymy się bardzo, że po raz kolejny mogliśmy zaangażować się w lokalne inicjatywy, bo czujemy się częścią tej społeczności. To dla nas także znakomita okazja do dialogu z mieszkańcami, wymiany poglądów i edukacji na temat budowy w ich sąsiedztwie elektrowni jądrowej. Dziękujemy im za zainteresowanie i otwartość. Podziękowania należą się również władzom lokalnym, które blisko współpracowały z nami podczas organizacji naszych aktywności – podsumowuje Katarzyna Włodek-Makos.

W sierpniu spółka planuje kolejne aktywności, m.in. na plażach w Lubiatowie oraz w Białogórze. Wakacyjne Punkty Informacyjne obecne będą w miejscach atrakcyjnych turystycznie na terenie trzech gmin lokalizacyjnych.

Filmowa relacja z Dni Choczewa i Krokowej oraz zawodów Nordic Walking w Białogórze:

<https://www.youtube.com/watch?v=DeVoudEUbYc>

Korea rozwiązała problem odpadów o niskiej i średniej aktywności.

W 1978 roku rozpoczął pracę reaktor Kori 1 i do dnia dzisiejszego Korea rozwija silny krajowy potencjał energetyki jądrowej, który jest filarem polityki energetycznej kraju.



Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) zarządza 23 reaktorami o łącznej mocy 20,716 MW. Wzrost zdolności wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł nuklearnych jest 35 razy większy niż w roku 1978 roku, kiedy pierwszy blok EJ Kori wszedł do użytku komercyjnego (587 MW). W krótkim okresie czasu Korea stała się piątym państwem na świecie pod względem ilości elektrowni jądrowych.

Tak dynamiczny program rozwoju energetyki jądrowej w Korei produkuje znaczne ilości odpadów promieniotwórczych i wypalonego paliwa jądrowego. 23 pracujące bloki jądrowe oraz 11 planowanych wytworzą prawie milion beczek odpadów z wymiany paliwa, likwidacji obiektów oraz odpadów LILW*. Obecnie Korea produkuje około 700 T wypalonego paliwa jądrowego rocznie, które jest przechowywane w elektrowniach jądrowych w suchych i mokrych magazynach, a do niedawna nie było składowiska odpadów radioaktywnych w kraju. Projekt omawianego składowiska został ukończony w momencie, kiedy magazyny na odpady suche i baseny w pracujących elektrowniach są prawie pełne.



Koncern **Korea Electric Power Corporation (KEPCO Engineering & Construction)** zaprojektował centrum utylizacji w Wolsong, które jest pierwszym na świecie składowiskiem z użyciem silosów oraz składowiskiem płytkim typu „przy powierzchni”, zbudowanym w tym samym miejscu. Pomoże to poprawić efektywność składowania odpadów promieniotwórczych. Po stopniowej rozbudowie ostateczna pojemność silosów będzie wynosiła 800 tysięcy beczek.



KORAD (Korea Radioactive Waste Agency) Państwowa Koreańska Agencja Zarządzania Odpadami Promieniotwórczymi została powołana do prowadzenia bezpiecznego i ekologicznego gospodarowa-

nia i utylizacji odpadów promieniotwórczych. Działanie KORAD oparte jest na regułach i zasadach zaufania, wypracowanego pomiędzy rządem Korei, koncernami a społeczeństwem.

Plany budowy składowiska datuje się na rok 1986, jednak dopiero w roku 2005, po 20 latach pracy nad świadomością Koreańczyków, wybrano miejsce w pobliżu miasta Gyeongju - 370 km na południowy wschód od Seulu obok EJ Wolsong (NPP). Miasto i region objęte są programem informacyjnym, monitorującym oraz wspierającym lokalną przedsiębiorczość oraz ochronę przyrody. Warto zaznaczyć, że powstanie składowiska odbyło się po konsultacjach w kilku rejonach Korei i uzyskano bardzo dużą akceptację społeczną.

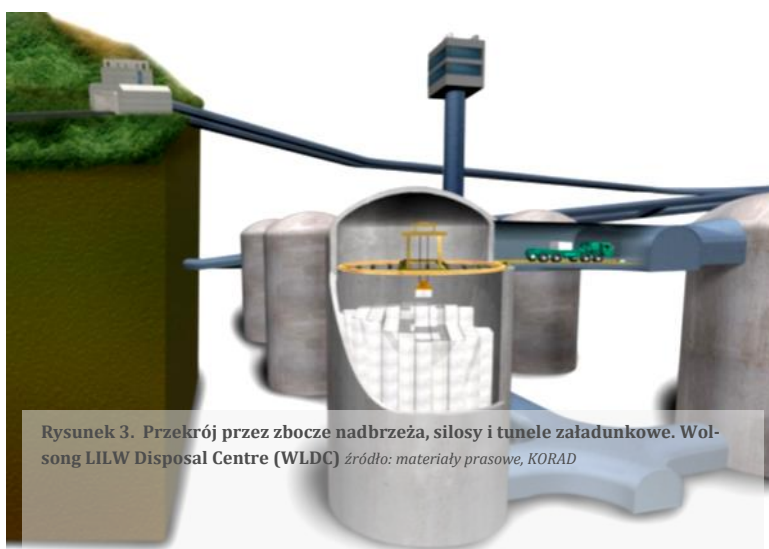


Rysunek 1
Położenie Wolsong LILW Disposal Centre (WLDC)
źródło: materiały prasowe, KORAD



Rysunek 2. Widok od strony morza (Morze Japońskie) Wolsong LILW Disposal Centre (WLDC) źródło: materiały prasowe, KORAD

Budowa składowiska została podzielona na 2 etapy. W pierwszym, zakończonym 30 czerwca 2014, zbudowano sześć podziemnych silosów o łącznej pojemności 100.000 beczek, co daje ok 35.200 m³ odpadów. Pojedynczy silos o wysokości ok 50 m i średnicy 25 m pomieści 16700 beczek. Silosy połączone tunelami technicznymi i operacyjnymi osadzone są w zboczu wybrzeża, na głębokości ok. 100 m pod poziomem morza. Beczki o pojemności 200 litrów tworzyć będą „pakiety” po 16 szt. Za załadunek do silosów odpowiedzialny jest system komputerowy sterujący zdalnie urządzeniem podobnym do dźwigu. Od zakończenia budowy silosów praca koncentruje się na montażu żurawi silosów do składowania odpadów, instalacji ochrony przeciwpożarowej, monitorowania promieniowania i systemów wentylacyjnych.



Rysunek 3. Przekrój przez zbocze nadbrzeża, silosy i tunele załadunkowe. Wolsong LILW Disposal Centre (WLDC) źródło: materiały prasowe, KORAD

Drugi etap to budowa składowiska typu „przy powierzchni” na obszarze ok 71 tys. m² o pojemności do 125 tysięcy beczek oraz budowa zakładu utylizacji. Prace rozpoczęły się w 2011 roku, a KEPCO Engineering & Construction został wybrany do zaprojektowania również tego etapu. Oczekuje się, że drugi etap budowy WLDC zostanie ukończony pod koniec roku 2016.



Agencja KORAD jest odpowiedzialna za rozbudowę i eksploatację składowiska Wolsong. Planuje zapewnić miejsce dla 350.000 beczek, do roku 2020 w silosach i składowisku przypowierzchniowym. Dodatkowo wybudowano przyjazny środowisku kompleks informacyjno- rekreacyjny umieszczony na zrehabilitowanych po pracach budowlanych i ziemnych terenach, który w przyszłości ma być atrakcją turystyczną w Gyeongju.



REGULATORY VIEWPOINT: LICENSING PROCESS OF NUCLEAR POWER PLANT

Andrzej Drozd

Introduction

The following are the author's remarks on licensing process of the nuclear power plants based on experience gained working primarily in the USA, in both the industry and the Nuclear Regulatory Commission (USNRC), enhanced by involvement in various international activities. The term "licensing" here means a process of issuing an official government permit to build and operate a nuclear power plant of a particular design, and at a specific site (location). The views and opinions presented here, although heavily influenced by the USNRC practices, are solely those of the author.

Historical background (source: US NRC publication)

Development of nuclear regulation started with creation of the Atomic Energy Commission (AEC) established by the United States Congress by the Atomic Energy Act of 1946, later replaced with the Atomic Energy Act of 1954, which for the first time made the development of commercial nuclear power possible. The act assigned the AEC functions of both encouraging the use of nuclear power and regulating its safety. The AEC's regulatory programs sought to ensure public health and safety from the potential hazards of nuclear power without imposing excessive requirements that would inhibit the growth of the industry. This was a difficult goal to achieve, especially in a new industry, and within a short time the AEC's programs stirred considerable controversy. An increasing number of critics during the 1960s charged that the AEC's regulations were insufficiently rigorous in several important areas, including radiation protection standards, reactor safety, plant siting, and environmental protection.

By 1974 it became apparent that the promotional and regulatory duties of the AEC should be assigned to different agencies. The public discussion of an inherent potential of conflict of interest led Congress to passing a new legislation. As a result, The Energy Reorganization Act of 1974 created the Nuclear Regulatory Commission; it began operations on January 19, 1975. The NRC was commissioned to focus its attention on several broad issues that were essential to protecting public health and safety, while other nuclear related programs, like research and development of nuclear technologies (including nuclear weapons) became eventually the responsibility of the Department of Energy (DOE).

Licensing of the commercial nuclear power plants.

Licensing process of the nuclear power plants evolved over the years from the ad hoc requirements in the early years of plants constructions to a well-structured set of laws, rules and regulations reflecting engineering traditions and cultures of the individual countries.

Simultaneously, the international organizations, such as the International Atomic Energy Agency (IAEA), the United Nations nuclear safety watch dog, Nuclear Energy Agency (NEA), a semi-autonomous agency of the Organization of Economic Development and Cooperation (OECD), an international think-tank, and EURATOM, an European Union agency, were developing safety standards and recommendations based on ever growing body of operational experiences, including a wealth of experimental data base and progress made in the area of analytical modeling.

Regardless, many, if not most of the original principles of assuring the nuclear safety remains still valid. That is because the primary mission of all known regulatory authorities is always the protection of public health and safety.

What is a "licensing process"?

Licensing process is a set of reviews and analyses fulfilling established (legal) safety requirements and

leading to an issuance of permission for construction and operating of a specific plant at a specific site. In the USA the evolution of such a process led the NRC to development of a consolidated one-step approach to reduce, among other reasons, potential investment uncertainties. However, all of the elements of the original multi-stage process are preserved.

The current process adopted by the USNRC is depicted in Figure 1.

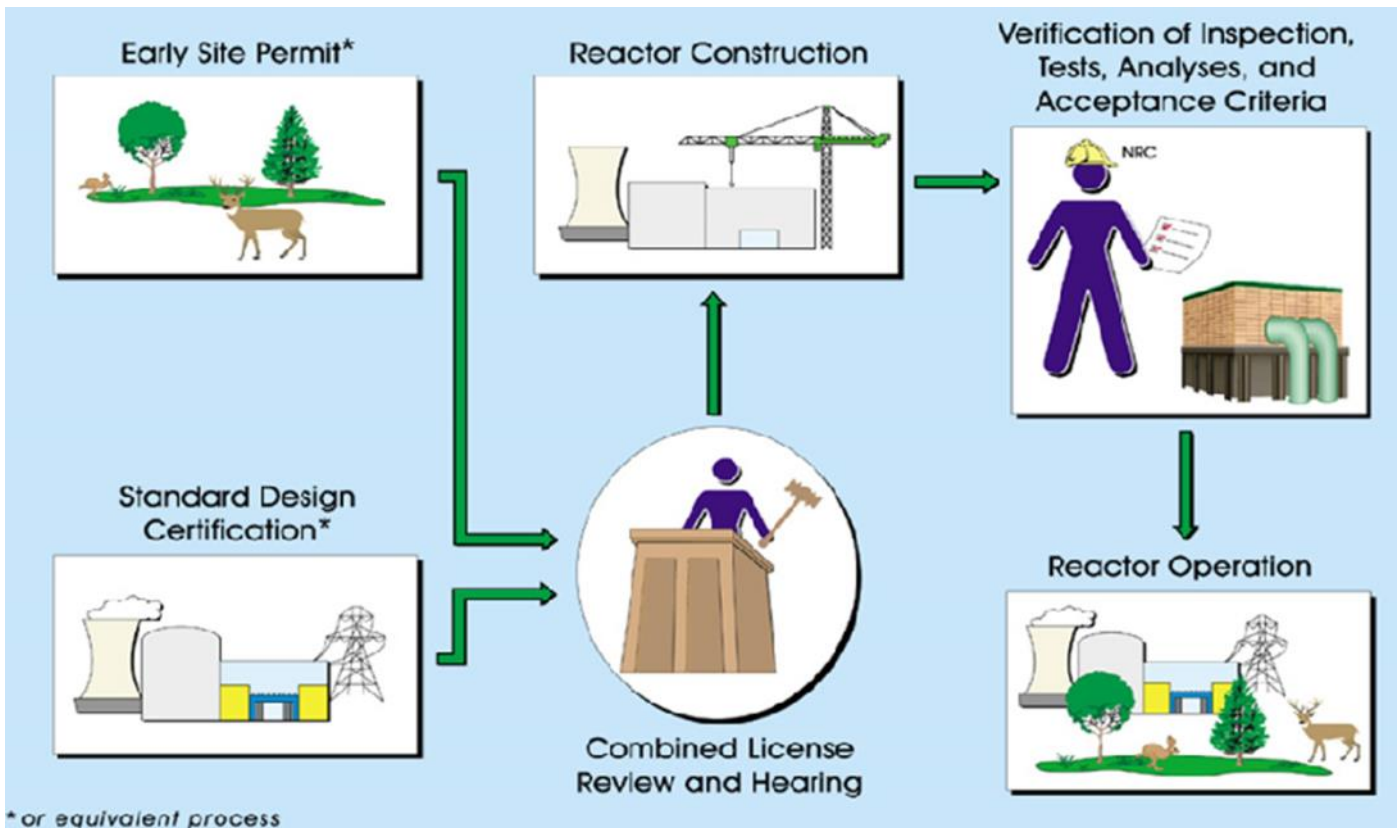


Figure 1: NRC combined licensing process (source: US NRC)

As can be seen, the two crucial elements needed to obtain the construction permit (CP) are the design certificate (DC) and the site permit (SP). Both licenses are obviously related, however can be processed independently. In particular, the NRC allows to obtain the early SP (EPS) after submitting the environmental impact study (EIS) based on a “stylized”, rather than design-specific, postulated releases of radioactive products following various hypothetical accident scenarios. Obtaining reactor DC is basically site independent.

After receiving the CP, any regulator continues the construction oversight, following a plan developed during the DC process. In the case of NRC such a process is called Inspection, Test, Analyses and Acceptance Criteria (ITAAC).

Finally, successful applicant receive permission to start normal plant operation. At that point the role of the regulator changes from the review mode into the operational oversight. Again, in the case of NRC, such an oversight is performed through a system of resident inspectors, i.e. qualified NRC personnel continuously monitoring at the site the plant operation. Such an on-site monitoring can be seen as a part, or continuation of the licensing process.

Detail discussion of all of these elements is beyond the scope of this paper, and will be described only briefly.

Reactor Design Certificate (DC)

The issuance of reactor DC is based on the review of the information provided by the applicant, i.e. a prospective plant operator. The information is usually submitted in the form of a set of design documents, including a Safety Analysis Report (SAR). Typically the content of such a report includes:

- general description of plant and site characteristics,
- design of structures, systems, components and equipment,
- reactor core, coolant system and other connected systems,
- engineered safety systems,
- accident analyses and initial test program,
- instrumentation and control,
- steam and power conversion system,
- radiation protection and radioactive waste management,
- technical specification and conduct of operation, and
- quality assurance and control programs.

The technical reviews, and supporting independent confirmatory analyses are performed based on a set of criteria developed by designated national regulatory bodies. In the US such criteria are specified in Appendix A (General Design Criteria – GDC) of the Title 10 of the Code of Federal Regulations, Chapter 50 (10 CFR 50, Appendix A). It establishes the principal design criteria for design, fabrication, construction, testing, and performance requirements for structures, systems, and components (SSC) important to safety, i.e., the SSC are to provide reasonable assurance that the facility can be operated without undue risk to the health and safety of the public.

Some basic concepts involved in the reviews and analyses include:

Design Basis Criteria (DBA), i.e., a postulated accident that facility is designed and built to without exceeding the offsite exposure guidelines of established siting regulation. Each DBA includes at least one significant failure of a component, in accordance with Single Failure Criterion. It has to be pointed out that not all of the national regulators adopt the notion of DBA in such an explicit form.

The **Single-Failure Criterion** states that “fluid and electric systems are considered to be designed against an assumed single failure if neither (1) a single failure of any active component (assuming passive components function properly) nor (2) a single failure of passive component (assuming active components function properly), results in a loss of the capability of the system to perform its safety functions.” Establishing the worst possible single failure helps achieve a high design reliability, and leads to a better understanding of the systems performance.

Defense-in-Depth (DID) approach results in a multiple-barrier design that reduces the risk of a potential radioactive release and its health consequences. As stated by the NRC Commission (White Paper, 1999), “Defense-in-Depth is an element of the Nuclear Regulatory Commission’s safety philosophy that employs successive compensatory measures to prevent accidents or mitigate damage if a malfunction, accident, or naturally caused events occurs at a nuclear facility.” The DID multilayer protection from radioactive releases consist of ceramic fuel pellets; metal cladding; reactor vessel and piping; containment; exclusion area; low population zone and evacuation plan. Each of the barriers has its own specific design basis accident(s) that require specific independent review and analysis. The concept of DID is widely accepted within the international community.

The experience gained from the plant operation, including the unfortunate accidents, led the regulatory bodies to establishing more stringent safety requirements. All new reactor designs are expected to have an enhanced level of safety compared to reactors licensed in the past. Although the generic safety goals and fundamental safety requirements remain largely the same, there is a number of factors providing substantial safety enhancements, such as:

- the new reactors are required to address lessons from the operating experience. This allows many of the past problems to be part of design basis rather than managed during operation,
- the increase use of Probabilistic Safety Assessment (PSA), especially at the design stage, has al-

lowed designed to mitigate or eliminate potentially dominate risk accident scenarios,

- specific new safety and security requirements are imposed, e.g., assessment of an aircraft impact, or an effect of nearby car or railway accidents,
- upgrading the regulatory guidelines to reflect operating experience and advances in material, testing and research.

The Design Certification process also includes:

- audits of the information provided by the applicant,
- determination of potential need for additional information,
- confirmation of consistency with regulatory requirements and guidance,
- performing independent confirmatory analyses, whenever appropriate.

The technical review results and/or conclusions by the regulatory body analysts (the NRC analysts and management is collectively called “Staff”) must be, or at least should be, reviewed by a group of independent technical experts. In case of the USNRC it is the Advisory Committee for Reactor Safety (ACRS), which is funded directly by the US Congress, and reports only to the NRC Chairman. The Staff is required to present its reviews, defend any analytical assumption made, and indicate the compliance with the regulations during series of open public meetings, with the applicant representatives present. Occasionally selective portions of the meetings may be closed to the public to protect vendors specific proprietary information. The ACRS then makes its own judgment regarding completeness of the applicant’s information, and correctness of the Staff’s review. Potential discrepancies and/or disagreements regarding safety issues, between the Staff and the applicant, must be resolved before the final decision on granting DC is made.

Environmental issues - Site approval

The environmental issues related to potential nuclear plant location (siting) are depicted in Figure 2. Addressing complexity of the siting approval is beyond the scope of this article. In general, the plant has to be designed and built taking into account for the protection against design basis natural phenomena, po-

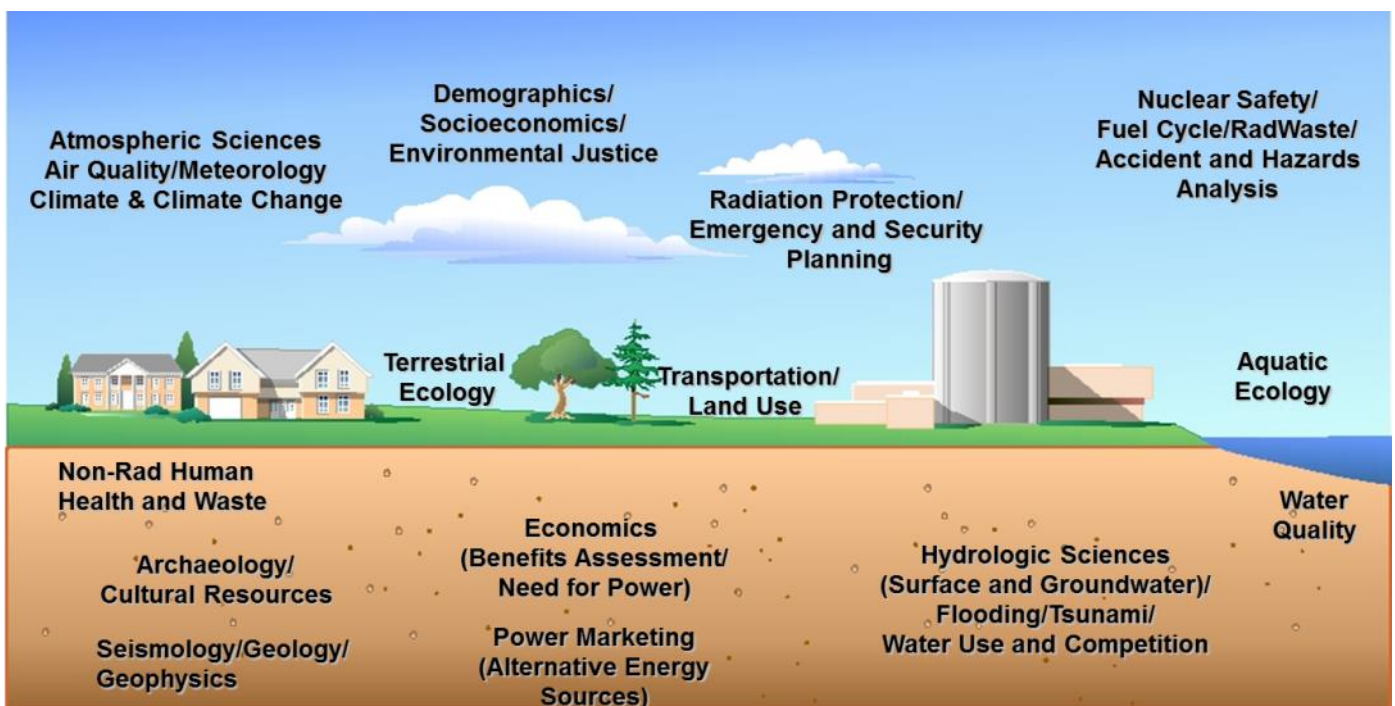


Figure 2: Siting issues (source: US NRC)

tential consequences from the postulated accidents, and the site and vicinity characteristics that could affect security and emergency planning. In particular, all plant structures, systems, and components are to be designed to withstand the effects of earthquakes, tornadoes, hurricanes, floods, tsunamis, etc., without loss of capability to perform safety function. In addition, the review must include evaluation of the impact on the human environment, like construction and operational demands such as water use and quality, socioeconomics, terrestrial and aquatic species, and routine and accidental releases.

Construction Permit

After issuing the Design Certificate and the Site Approval, a Construction Permit can be granted. It is, however, a good practice to have an established formal process of construction inspection in order to assure that all of the parameters important to safety are in fact satisfied and assured during construction, i.e., the values of all critical parameters are within the acceptable range as defined in the submitted, and approved, safety analysis.

As depicted on Figure 3, the NRC approach to this problem is establishing a formal ITAAC program, i.e. the Inspection, Tests, and Analyses that the licensee shall perform, and the Acceptance Criteria that, if met, are necessary and sufficient to provide reasonable assurance that the facility has been constructed and will be operated in conformity with the license and the relevant regulations. At this stage, the regulatory involvement of a regulator is to verify that the design commitments (i.e., safety parameters and analyses assumptions) conforms to the ones under construction, and the appropriate quality standards are met.

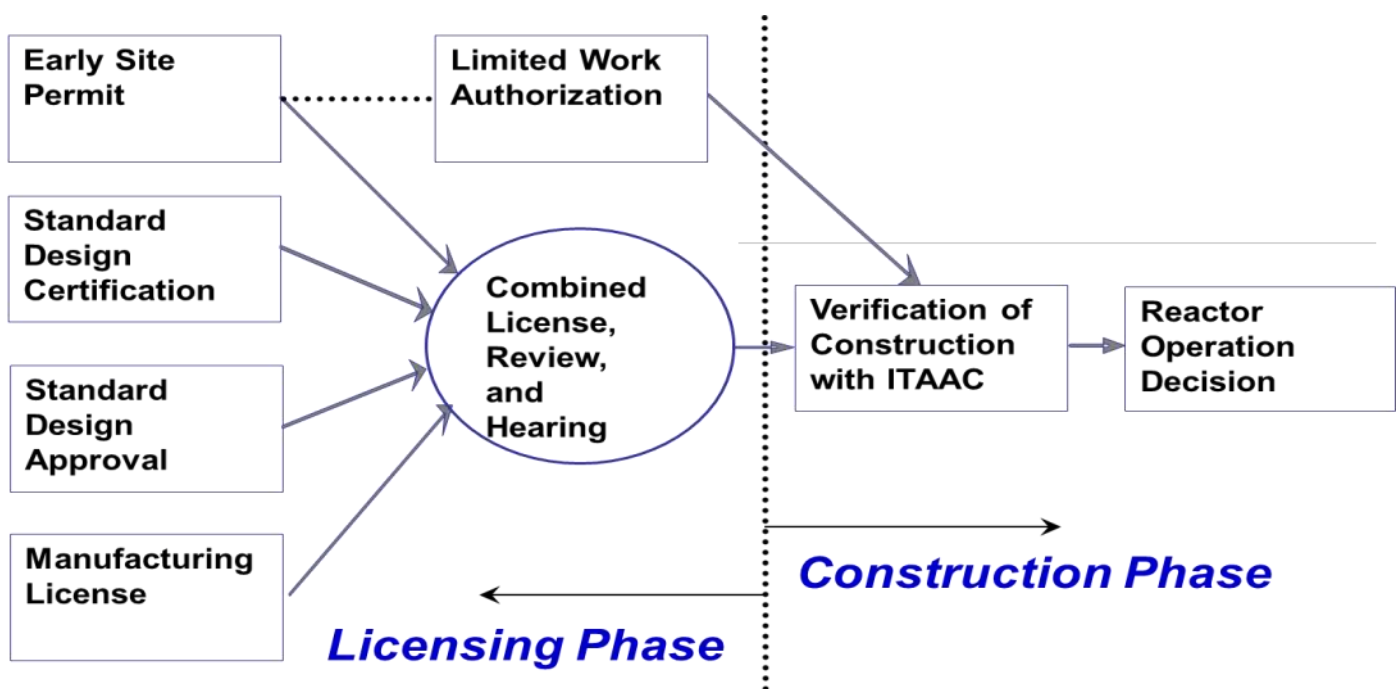


Figure 3: Licensing and Construction phases (source: US NRC)

Final Remarks

Issuance of the regulatory license to build and operate a nuclear power plant involves a number of safety issues. There is no single analysis, let alone a single parameter, that can define safe plant operation. The final licensing decision should include several elements, such as interaction with the perspective operator, and performing independent safety analyses, both deterministic and probabilistic, including both conservative and realistic approaches. At the NRC such a licensing decision making process that includes all of the review elements is called risk-informed.

In summary, the good licensing practices indicate that

- a regulator should interact with the construction team on quality and inspectability issues,
- technical reviewers and regulatory management should ensure the construction inspection is of sufficient quality, and process is easily understood,
- a “smart-sample” approach should be an integral part of the construction inspection program, but the regulator must review and confirm the closure of all of the safety issues,
- a “common sense,” shared understanding of the inspection process is critical to proper closure and regulatory verification of acceptability,
- “inspectability” implies that the plant design review, and/or the construction inspection is that which is “necessary and sufficient” to meet regulatory requirements.

MONITORING SKAŻEŃ POWIETRZA W PIERWSZYM PÓŁROCZU 2014 W POLSCE



MONITORING SKAŻEŃ POWIETRZA W PIERWSZYM PÓŁROCZU 2014 ROKU W POLSCE

Krzysztof Isajenko, Barbara Piotrowska, Izabela Kwiatkowska

Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej

Aleksandra Szymańska, Witold Sączawa

Uniwersytet Warszawski, Wydział Chemii

Wprowadzenie

Monitoring skażeń promieniotwórczych powietrza prowadzony jest w Polsce od lat 70 ubiegłego stulecia. Organem odpowiedzialnym za monitoring, zgodnie z obowiązującymi przepisami jest Prezes Państwowej Agencji Atomistyki. Głównym elementem sieci monitoringu jest sieć stacji ASS-500, które zaprojektowało i obsługuje Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej w Warszawie.

Informacje o stacji

Stacja ASS-500 (Aerosol Sampling Station) jest przeznaczona do rutynowej kontroli promieniotwórczych zanieczyszczeń powietrza. Stacja jest przystosowana do ciągłej pracy w różnych warunkach meteorologicznych. Jest to urządzenie wolnostojące, które wyposażone jest w aparaturę do ciągłego poboru aerozoli. Objętość powietrza przepływającego w ciągu godziny przez filtr wykonany z polichlorku winylu wynosi nominalnie 500 m³. Pobór próbek promieniotwórczych aerozoli wykonywany jest przez okres tygodnia z objętości powietrza od 10 000 do 100 000 m³, filtry wymieniane są w poniedziałki koło południa (w sytuacji normalnej, gdy nigdzie nie doszło do zagrożenia radiologicznego).

W sytuacjach nadzwyczajnych np. po awarii w Czarnobylu czy Fukushima, częstość wymiany filtrów była zwiększana. W przypadku Czarnobyla filtry wymieniane były nawet co 10 min, a w przypadku Fukushima do trzech razy w tygodniu. Każdy filtr wyjmowany ze stacji i mierzony jest dwukrotnie. Pierwszy pomiar bezpośrednio po wyjęciu filtra – 3000 s. Jest to pomiar poglądowy, nie zawsze miarodajny – ma on na celu sprawdzenie czy na zdjętym filtrze nie pojawiło się coś niepokojące (radioaktywność pochodzenia sztucznego). Po upływie 2 dni wykonywany jest drugi pomiar trwający 80000 s. Ten dwudniowy odstęp między pomiarami powoduje rozpad nadmiaru krótkożyciowych izotopów naturalnych, które obecne są w powietrzu w dość dużych stężeniach, uniemożliwiających dokładną analizę składu izotopowego filtrów. Pomiary wykonywane są za pomocą wysokorozdzielczej spektrometrii promieniowania gamma, która wykorzystuje detektory półprzewodnikowe HPGe.

Zastosowana metodyka pozwala na określanie stężeń radionuklidów naturalnych i pochodzenia sztucznego na poziomie od około dziesiątych części $\mu\text{Bq}/\text{m}^3$. Nad filtrem mocowana jest sonda scyntylacyjna NaI(Tl) współpracująca ze sterownikiem AS-01, dzięki któremu możliwy jest pomiar aktywności aerozoli zbieranych na filtrze w trybie „on-line”.



Wykaz lokalizacji 12 stacji ASS-500 znajdujących się w Polsce:

WARSZAWA: Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej, Zakład Dozymetrii,

BIAŁYSTOK: Uniwersytet Medyczny w Białymstoku, Zakład Biofizyki,

GDYNIA: Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Morski w Gdyni,

KATOWICE: Główny Instytut Górnictwa, Śląskie Centrum Radiometrii Środowiskowej im. Marii Goeppert-Mayer

KRAKÓW: Instytut Fizyki Jądrowej PAN im. Henryka Niewodniczańskiego, Zakład Fizykochemii Jądrowej, Pracownia Badań Skażeń Promieniotwórczych Środowiska,

LUBLIN: Uniwersytet Marii Curie-Skłodowskiej, Wydział Chemii, Zakład Radiochemii i Chemii Koloïdów,

ŁÓDŹ: Politechnika Łódzka, Międzyresortowy Instytut Techniki Radiacyjnej,

SANOK: Wojewódzka Stacja Sanitarno-Epidemiologiczna w Rzeszowie, Laboratorium Pomiarów Promieniowania w Sanoku,

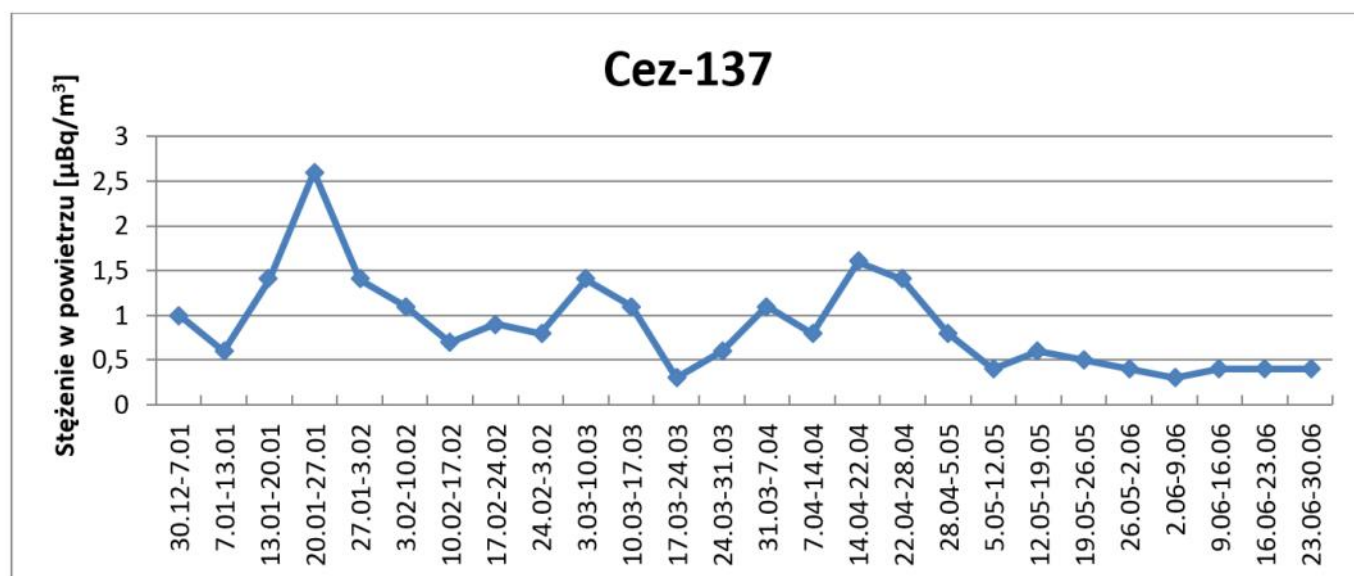
SZCZECIN: Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny, Wydział Technologii i Inżynierii Chemicznej, Instytut Inżynierii Chemicznej i Procesów Ochrony Środowiska, Zakład Ekologicznych Procesów Ochrony Środowiska, Pracownia Zapachowej Jakości Powietrza,

TORUŃ: Uniwersytet Mikołaja Kopernika, Instytut Fizyki,

WROCŁAW: Politechnika Wrocławska, Zakładowy Inspektor Ochrony Radiologicznej,

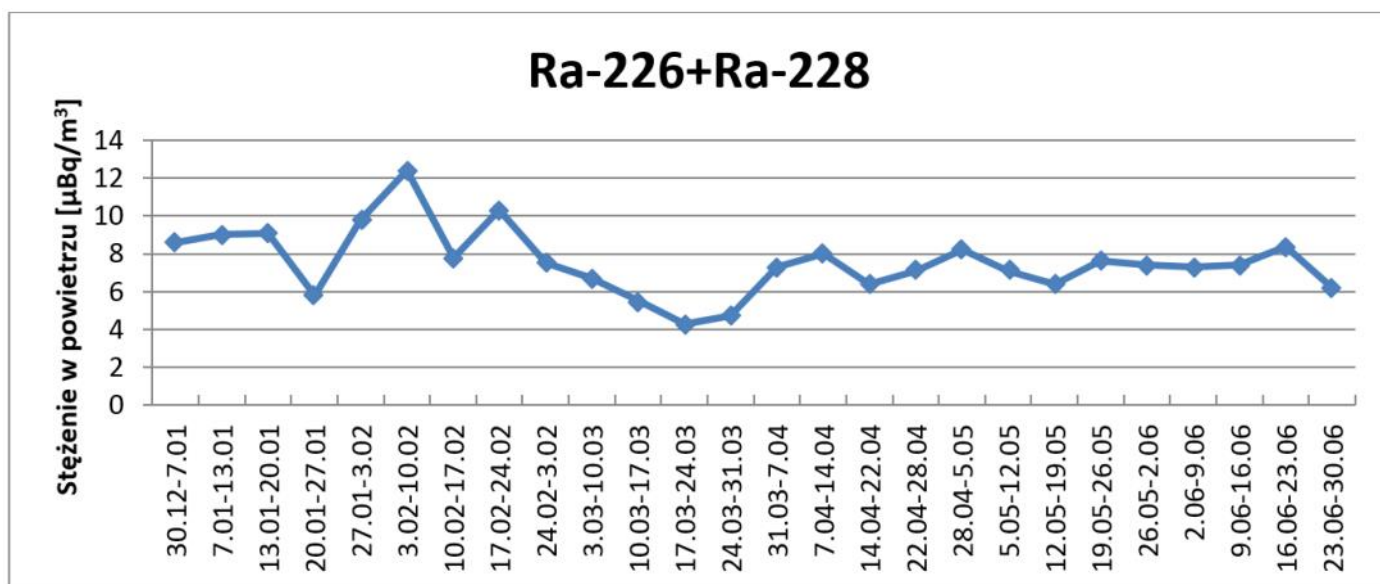
ZIELONA GÓRA : Uniwersytet Zielonogórski, Instytut Inżynierii Środowiska, Zakład Ochrony i Rekultywacji Gruntów.





Wykres 1. Średnie stężenie cezu-137 w przyziemnej warstwie atmosfery w pierwszym półroczu 2014 roku dla całej Polski

Cez-137 to najpowszechniejszy izotop cezu. Powstaje w wyniku rozszczepienia uranu-238, tym samym występuje w opadzie radioaktywnym oraz w wypalonym paliwie jądrowym. Jest drugim najliczniej uwalnianym radioizotopem w przypadku awarii jądrowych zaraz po jodzie-131. Jego czas połowicznego zaniku wynosi 30,7 lat. W Polsce występuje ze względu na awarię reaktora w Czarnobylu z 1986 roku. Ze względu na długi czas półroczu jego stężenie jest stałe w krótkich przedziałach czasu (rok), a jego podwyższony poziom świadczy o awariach jądrowych lub próbach nuklearnych.

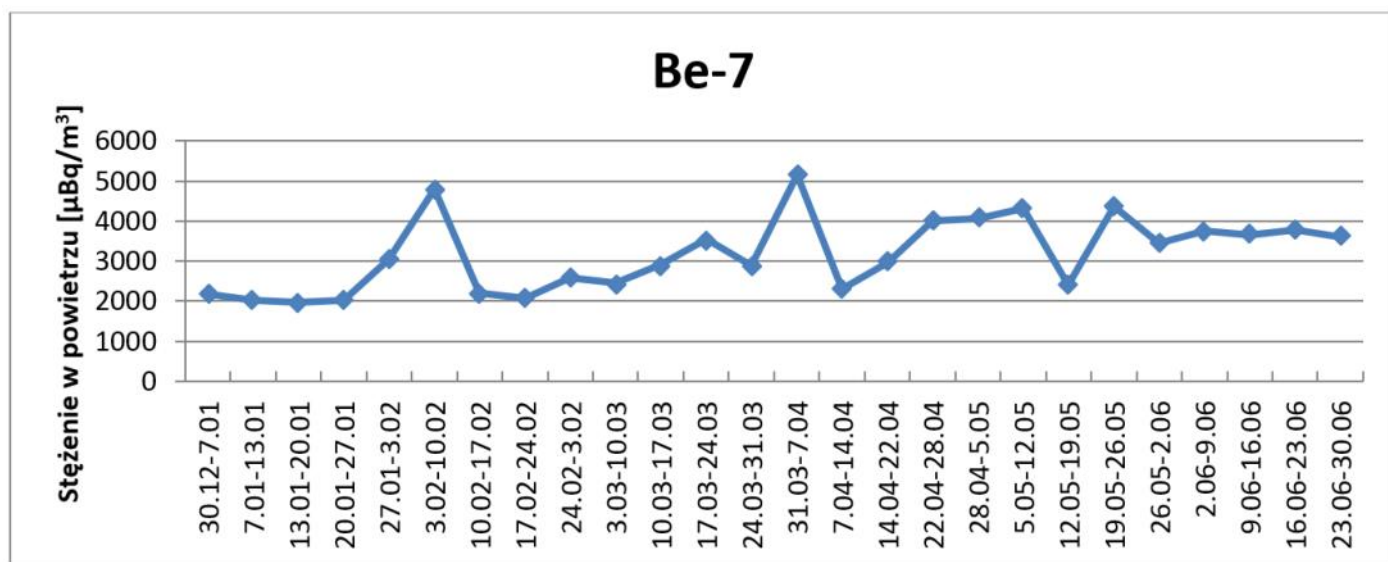


Wykres 2. Średnie stężenie radu w przyziemnej warstwie atmosfery w pierwszym półroczu 2014 roku dla całej Polski

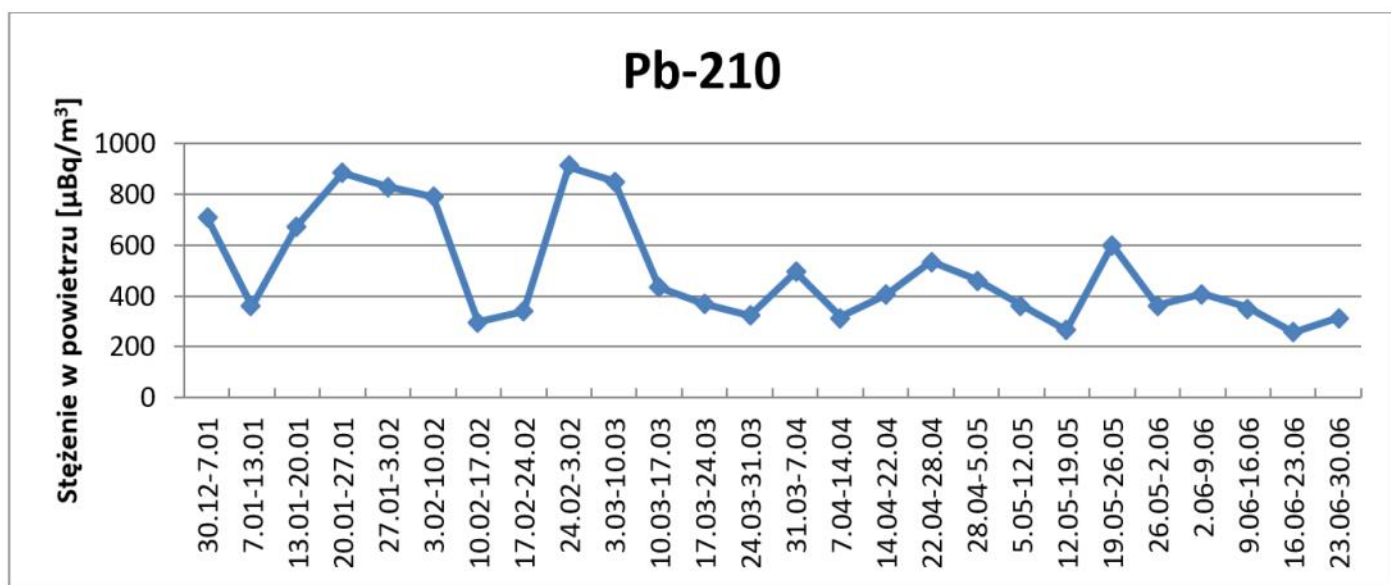
Rad występuje naturalnie w rudach uranu, w formie tlenku RaO i wodorotlenku $\text{Ra}(\text{OH})_2$. W skorupie ziemskiej występuje w ilości ok. 6×10^{-7} ppm. Rad posiada 33 izotopy. Wszystkie jego izotopy są niestabilne. Najtrwalszy z nich jest izotop rad-226. Rad-226 jest elementem szeregu uranowego-radowego, natomiast rad-228 – szeregu

torowego. Czas połowicznego zaniku dla radu-226 to 1599 lat, a dla radu-228 to 6,7 lat. W praktyce jednak nie oznacza się bezpośrednio radu-228, lecz jego izotop-córkę aktynu-228, będący z nim w równowadze – ilość oznaczonego aktynu-228 jest równa ilości radu-228.

Beryl-7 występuje naturalnie w górnych warstwach Ziemi. Jest izotopem pochodzenia kosmogenicznego. Powstaje w wyniku przemiany azotu i tlenu w górnych warstwach atmosfery pod wpływem promieniowania kosmicznego. Jego stężenie zależy od aktywności słońca i warunków pogodowych. Przy obserwacji w dłuższym okresie czasu obserwuje się zjawisko antyfazy stężenia w powietrzu berylu-7 i ołowiu-210. Jego czas połowicznego zaniku wynosi 53,12 dni.



Wykres 3. Średnie stężenie berylu -7 w przyziemnej warstwie atmosfery w pierwszym półroczu 2014 roku dla całej Polski



Wykres 4. Średnie stężenie ołowiu-210 w przyziemnej warstwie atmosfery w pierwszym półroczu 2014 roku dla całej Polski

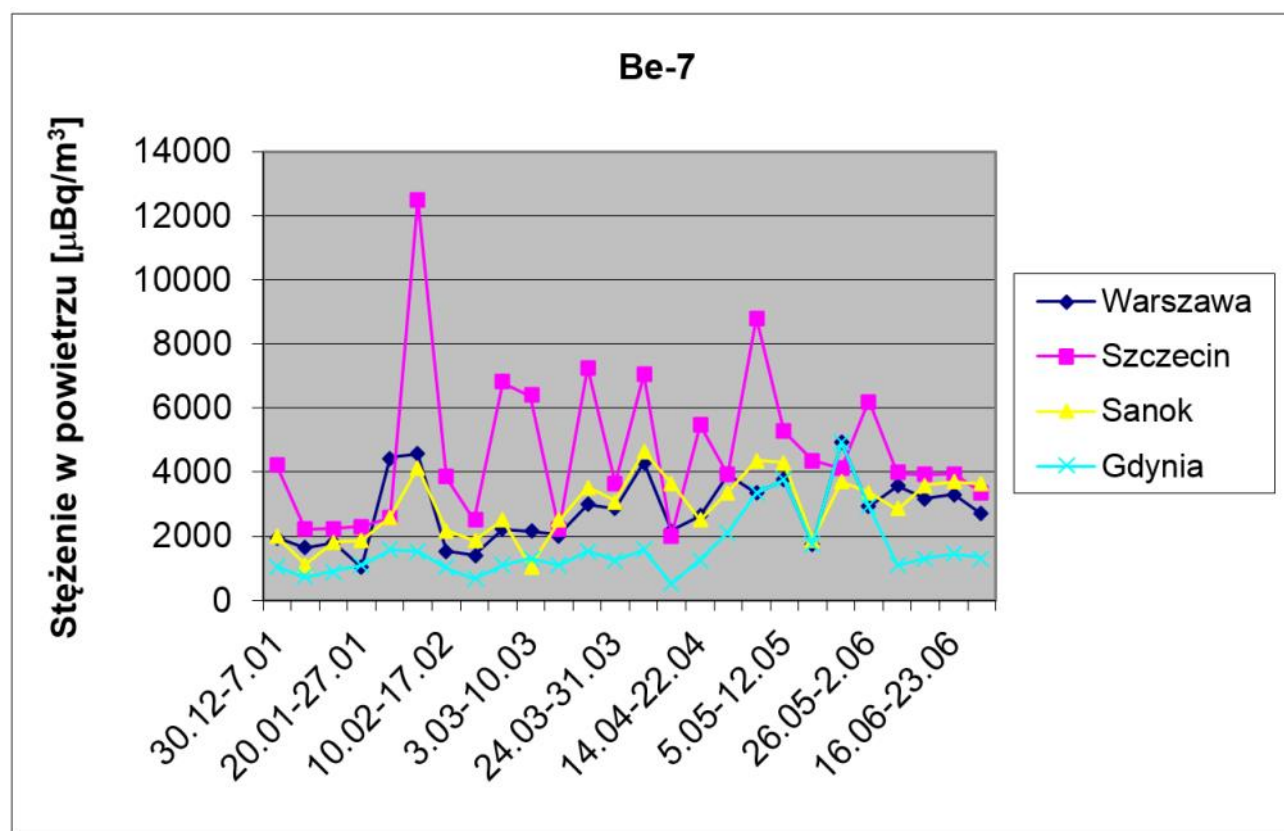
Ołów-210 jest naturalnym radioizotopem. Jest jednym z produktów rozpadu radonu-222. Jego czas połowicznego zaniku wynosi 22,3 lat.

Podsumowanie

Radionuklid cez-137 jest jedynym sztucznym izotopem stale rejestrowanym przez polskie stacje monitoringu powietrza. W pierwszym półroczu 2014 roku stężenie w przyziemnej warstwie atmosfery wahało się od poziomu granicy wykrywalności (poniżej $0,1 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$) w Sanoku, Gdyni i Łodzi w marcu oraz w Gdyni, Toruniu i Zielonej Górze na przełomie maja i czerwca. Najwyższe stężenie cezu-137 oznaczono w stacji w Białymstoku pod koniec kwietnia – $9,4 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$. Średnie stężenie tego radionuklidu w Polsce wyniosło $0,7 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$.

Dla porównania naturalny izotop beryl-7 (promieniowanie kosmiczne) oznaczono w ilościach od $520 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Gdyni w trzecim tygodniu lutego do $12510 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Szczecinie w pierwszym tygodniu lutego. Są to więc stężenia nawet dziesiątki tysięcy razy wyższe niż stężenia cezu-137. Średnio dla całej Polski w pierwszym półroczu stężenie berylu-7 wyniosło ok. $3000 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$, przy czym w pierwszym kwartale wartości te były wyższe niż w kwartale drugim.

Związany z radonem-222 izotop ołowiu-210 rejestrowano w zakresie od $82 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Gdyni na początku kwiet-



Wykres 5. Pokazanie różnic w pomiarach w wybranych stacjach na przykładzie oznaczania berylu-7 w pierwszym półroczu 2014 roku

nia do $2478 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Szczecinie na początku marca. O ile także najmniejsze średnie stężenie półroczne Pb-210 przypada stacji w Gdyni, o tyle średnie maksymalne stężenie występowało w Katowicach i Krakowie. Średnie stężenie półroczne na całą Polskę wyniosło ok. $500 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$. Ołów-210 jest jednym z izotopów, od którego wchłonięcia człowiek otrzymuje najwyższą dawkę inhalacyjną, dlatego jego monitoring jest bardzo ważny.

Minimalne stężenia radu-226 i radu-228 (a właściwie aktynu-228) wynosiły odpowiednio $1,4 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Toruniu i Łodzi oraz $0,1 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Łodzi. Maksymalne stężenia wyniosły $48,6 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Krakowie dla radu-226 oraz $9,5 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w Lublinie dla aktynu-228. Średnio dla Polski stężenia tych izotopów wyniosły odpowiednio $6,4 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ oraz $1,2 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$.

Powyższe wyniki pomiarów wskazują, że w pierwszym kwartale 2014 roku stan powietrza atmosferycznego nad Polską z radiologicznego punktu widzenia był w normie i nie stwarzał żadnego zagrożenia z punktu widzenia ochrony radiologicznej.

W trakcie półroczna nie wykryto żadnych innych izotopów pochodzenia sztucznego poza cezem-137. Co prawda kilkakrotnie w różnych lokalizacjach został zarejestrowany jod-131. Miało to miejsce w Toruniu ($1,5 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$, 9 tydzień roku), Łodzi i Lublinie (kolejno $0,4$ i $0,5 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$, oba w 10 tygodniu roku), Katowicach i Szczecinie (oba $1,3 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w 13 tygodniu roku), Warszawie i Lublinie (kolejno $0,6$ i $0,3 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$, oba w 16 tygodniu roku), Warszawie ($0,9 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$, w 20 tygodniu roku) i Toruniu ($0,4 \mu\text{Bq}/\text{m}^3$ w 25 tygodniu roku). Były to jednak stężenia bardzo niskie i występujące sporadycznie. Mogły być wynikiem jakichś drobnych uwolnień z ośrodków medycznych (szpitali), stosujących powszechnie ten izotop jodu do diagnostyki i terapii tarczycowej. Za takim pochodzeniem rejestrowanego jodu przemawia także fakt, że nie zarejestrowano innych radionuklidów pochodzenia sztucznego (w przypadku awarii w obiekcie jądrowym obserwowano by także inne radionuklidy).

W okresie zimowym (styczeń-luty) obserwuje się dla wszystkich nuklidów wzrost stężenia w stosunku do innych miesięcy. Może mieć to związek z warunkami atmosferycznymi panującymi w okresie poboru. Przy bardzo niskich temperaturach (poniżej minus 20°C) mogą wystąpić zaniżenia w odczycie ilości pobranego powietrza (nie do końca prawidłowe wskazania przepływomierzy), co skutkuje wzrostem obliczonej aktywności na jednostkę objętości (stężenia) dla danego radionuklidu. Porównanie wyników z różnych stacji z wynikami ze stacji w Warszawie (wyk. 5.), która jako jedyna (oprócz Lublina) posiada grzałki w przepływomierzach, dzięki czemu zapobiega to nieprawidłowym wskazaniom. Zestawienie nie daje jednoznacznej odpowiedzi, w celu pełnej weryfikacji należałoby porównać otrzymane dane z danymi meteorologicznymi z tego okresu, czym niestety nie dysponujemy.

Przyczyną zawyżania stężeń radionuklidów w okresie zimowym (szczególnie w przypadku radionuklidów naturalnych) może być także zwiększone ogrzewanie (w przypadku dużych mrozów) domów przez mieszkańców. Jeśli domy ogrzewane są drzewem lub węglem, to następstwem ich spalania jest zwiększone dostarczanie do atmosfery naturalnych izotopów promieniotwórczych (rad-226, ołów-210, aktyn-228 i inne).

Krzysztof Isajenko, Barbara Piotrowska, Izabela Kwiatkowska

Centralne Laboratorium Ochrony Radiologicznej

Aleksandra Szymańska, Witold Sączawa

Uniwersytet Warszawski, Wydział Chemii

CfD

legalną dźwignią inwestycyjną w energetyce jądrowej!

Dr inż. Jerzy Majcher

Dyrektor Wydziału Energetyki – Mott MacDonald



Bez wątplenia we wszystkich krajach UE planujących inwestycje w technologiach nuklearnych przeznaczonych do produkcji energii elektrycznej w obiektach cywilnych, stały przed wielkim dylematem zapewnienia rentowności inwestycji. Środowisko energetyków z dużą ciekawością obserwowało starania Rządu Wielkiej Brytanii oraz Dostawców Technologii i inwestorów w tym przypadku Electricite de France (EdF) oraz AREVA, polegające na poszukiwaniu takiego narzędzia finansowego, które dawałoby szanse efektywnego wdrożenia strategicznej polityki klimatyczno - energetycznej Rządu Wielkiej Brytanii oraz inwestora dysponującego sprawdzoną technologią najnowszej generacji reaktorami „III+”, w postaci zamknięcia finansowego dla planowanej budowy nowej elektrowni jądrowej.

Obserwowana determinacja Rządu Wielkiej Brytanii w promowaniu bezemisyjnych, stabilnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, po wykonaniu wielu specjalistycznych analiz w zakresie bezpieczeństwa, ekonomii oraz skutków społecznych wynikających z decyzji o strukturze mocy zainstalowanych źródeł wytwarzania sprowadziła się do przejrzystej i publicznie ogłoszonej procedury negocjacji tzw. **Kontraktu Różnicowego (Contract for Difference- CfD)**.

Ostatecznie w Listopadzie 2013r, strony negocjacyjne ustaliły najważniejsze aspekty takiego Kontraktu Różnicowego, w tym publicznie ogłoszoną cenę transakcyjną (cena równowagi rynkowej) dla energii wytwarzanej w nowych blokach jądrowych, jakie miały powstać na Wyspach Brytyjskich. Ponieważ ten typ zobowiązania podjętego przez Rząd UK nosił znamiona ingerencji w wolny rynek to powstały wątpliwości zgłoszone przez Komisję Europejską (KE) związane z wszczęciem postępowania zmierzającego do zbadania legalności takiej umowy, z punktu widzenia ewentualnej, niedozwolonej pomocy publicznej. KE ma rozstrzygnąć, czy taki mechanizm finansowania inwestycji, z ceną gwarantowaną przez Rząd Wielkiej Brytanii, zawarty w formie wieloletniej (35 lat) umowy z podmiotem dominującym na rynku energetycznym jest zgodny z doktrynalnym zakazem subsydiowania działalności energetycznej i czy nie koliduje on z zasadami liberalnego rynku energii.

Krótko mówiąc cała branża energetyki od lat cierpiącej na brak mechanizmu, który mógłby zastąpić klasyczny model finansowania inwestycji infrastrukturalnych przed laty realizowanych metodą „**projekt finanse**”, czyli takim sposobem pozyskiwania środków z aranżacji finansowania dłużnego, który był zabezpieczany stabilnym długoletnim kontraktem sprzedaży (w Polsce KDT lub w UK PPA) energii elektrycznej. Taka długoletnia umowa zapewniała warunki całkowicie policzalność przyszłych przychodów inwestora, ponieważ strony umowy opierały się na zaakceptowanej projekcji (symulacji warunków) finansowej. W ten sposób inwestor w przejrzysty sposób, udowadniał kredytodawcom w oparciu o KDT (kontrakt długoterminowy), że będzie dysponował takim przyszłym strumieniem przychodów i poniesie przewidywalne uwzględnione wszystkie koszty, dające gwarancję bankom i funduszom inwestycyjnym, że będzie w stanie spłacać swoje zobowiązania zwrotu udzielonych kredytów. Jakkolwiek większość poważnych inwestycji energetycznych w krajach UE-15 zostało w przeszłości zrealizowanych w oparciu właśnie o taki model finansowania metodą „**projekt finanse**”, to po wdrożeniu dyrek-



tyw liberalizujących rynek energii elektrycznej ten sposób gwarantujący jednej stronie bezkonkurencyjną sprzedaż, w gwarantowanej cenie (**FiT – Feed in Tariff**) został uznany za sprzeczny z zasadami wolnego rynku i podlegał zakazowi z powodów niedozwolonej pomocy publicznej. Kontrakty Długoterminowe zostały rozwiązane z mocy prawa, a pozostające po nich tzw „koszty osierocone” (**strengthened costs**) miały być rozliczone względem cen wolnorynkowych, przejrzystości ustalanych na rynku typu SPOT (ceny na giełdach i platformach obrotu energią elektryczną).

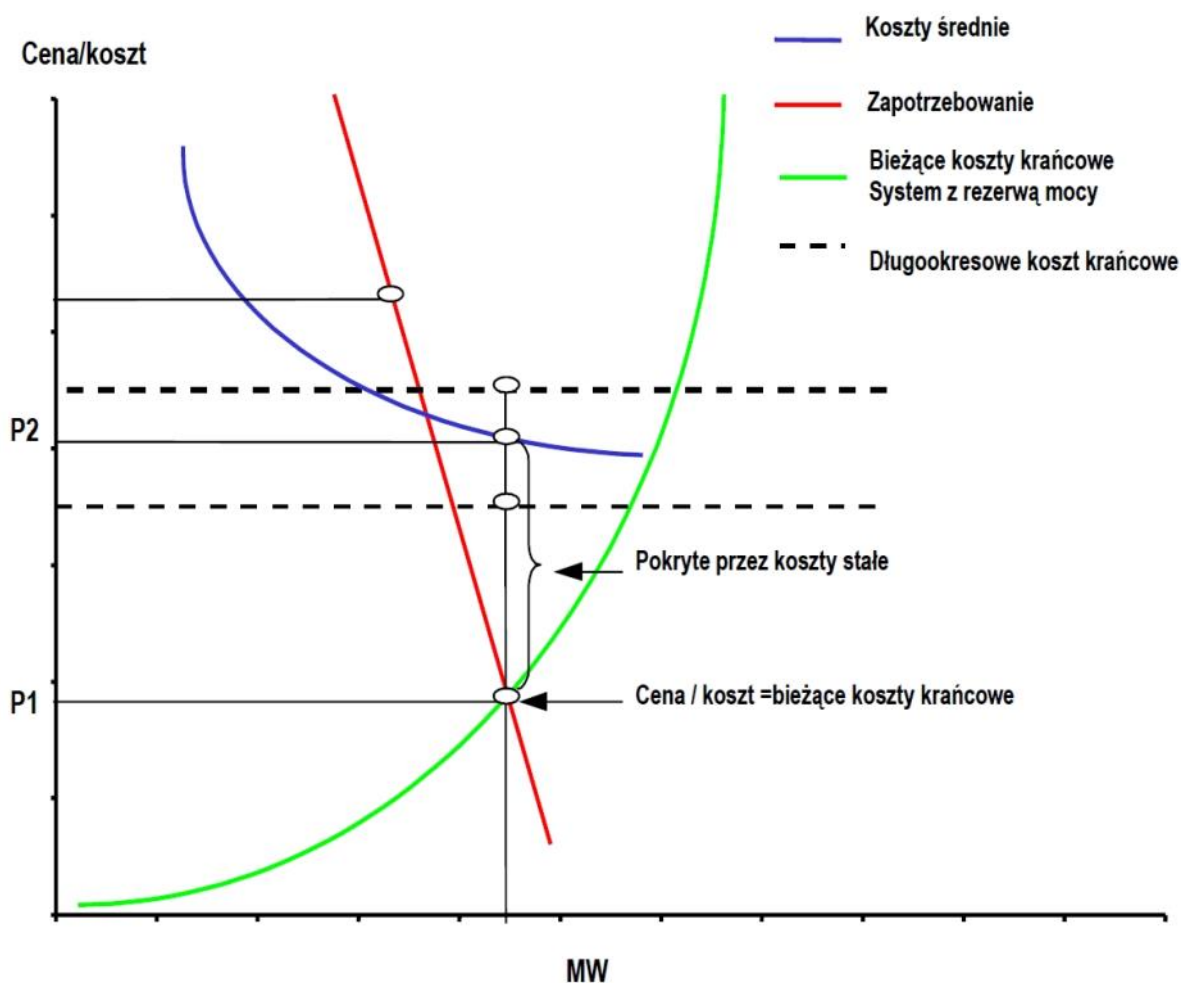
Trwające uwolnienie rynku obrotu energią elektryczną i brak wiarygodnego mechanizmu akceptowalnego przez banki inwestycyjne, które dodatkowo przeżywały kryzys finansowy wygenerowany przez sam sektor bankowy, spowodowały niemal histerię związaną z fetyszyzowaniem ryzyka w inwestycjach infrastrukturalnych. Ostatecznie nie było problemem zdobycie środków na finansowanie inwestycji, ale naczelnym problemem w finansowaniu energetyki stało się przekonywujące dla banków zidentyfikowanie ryzyka inwestycyjnego.

Tymczasem analiza ryzyka związanego z przewidywalnością **cen energii elektrycznej** ustalonej na wolnym rynku, kształtowanych na giełdach energii i platformach obrotu, głównie wg mechanizmu **Merit Order**, czyli w oparciu o zasadę kosztów krańcowych charakterystycznych dla określonej technologii. Mechanizm ten uwzględnia aktualne warunki wytwarzania, takie jak struktura mocy dyspozycyjnej, warunki przesyłu między systemami, sezonowość, cykliczność dobową zapotrzebowania, warunki pogodowe. W takim deterministycznym modelu, możliwe było symulacyjne szacowanie cen. Ponadto z dużą dozą prawdopodobieństwa można było przewidzieć zachowanie graczy kształtujących poziomy cen na rynku typu SPOT. Jednak nie zawsze na giełdach energii elektrycznej można było przewidzieć istotne zdarzenia losowe np. wielkie awarie systemowe, anomalie pogodowe oraz długość ich występowania lub częste spekulacyjne zachowania niektórych graczy, które w znaczny sposób powodowały niewytłumaczalność (brak analitycznych podstaw) skrajnych zjawisk zmian cen, które miałyby racjonalne wyjaśnienie. Sygnały cenowe z wolnego rynku obrotu energią elektryczną, obciążone były dużą niepewnością, głównie dla wytwórców energii, których koszty krańcowe z racji określonej technologii znajdowały się blisko tzw ceny równowagi- tj. ceny takiego wolumenu energii, który spotykał się z ceną kształtowaną przez odbiorców tzw **Strike Price**. Mechanizm kształtowania ceny równowagi między podażą i popytem (wytwarzaniem i zapotrzebowaniem) na wolnym rynku typu SPOT w oparciu o zasadę SRMC (**Short Run Marginal Costs**), wyjaśnia poniżej zamieszczony rysunek nr 5.

Z zasady określania ceny równowagi wynika, że każdy wytwórca oferujący w rozpatrywanym czasie cenę energii poniżej lub równej cenie punktu równowagi (**Strike Price**) stanowiącego zbilansowanie zapotrzebowania z wytwarzaniem energii przez Operatora Sytemu. Ten charakterystyczny punkt określa stan, który będzie wskazywał tę energię wyznaczającą ostatniego z oferentów, który będzie dostarczał i sprzedawał energię w tej właśnie cenie. Wszyscy wytwórcy oferujący cenę energii elektrycznej niższą od ostatniego wytwórcy spełniającego powyższą zasadę równowagi, uzyska cenę równowagi, a zatem będzie miał nie tylko zysk wyższy, ponieważ jego cena była niższa od ceny równowagi- to jeszcze osiągnie zysk nadzwyczajny. Oznacza to , że wytwórcy dysponujący technologią o bardzo niskich kosztach krańcowych, będą zawsze sprzedawali swoje usługi i mieli ka-

piął wytwórczy zawsze zaangażowany w dostawy energii. Mając zapewniony przychód ze sprzedaży wyprodukowanej energii odpowiadający prawie zawsze kosztom zmiennym produkcji, mają również pokryte koszty stałe wytwarzania.

W przypadku, gdy dany wytwórca energii ma koszty (i cenę ofertową) powyżej ceny równowagi, wtedy Operator Systemu nie angażuje go jako czynnego dostawcy energii, a pozostawia go w rezerwie. Ten stan dla takiego wytwórcy oznacza, iż nie dość że nie uzyskuje przychodu ze sprzedaży to musi ponieść koszty stałe, związane z utrzymaniem zdolności wytwarzania. Pozostawanie w nieopłaconej rezerwie mocy, w przypadku takiego wytwórcy oznacza ponoszenie bieżącej straty. Stąd też obserwujemy na wolnym rynku stałe dążenie wytwórców do składania konkurencyjnych ofert niższych niż potencjalna cena równowagi. Zjawisko to doprowadziło do istotnego obniżenia cen energii elektrycznej na hurtowym rynku typu SPOT, ale jednocześnie tworzy zagrożenie wynikające z nie uzyskiwaniem wystarczających przychodów na inwestycje. Dlatego taki mechanizm wyzwolił ryzyko postrzegane przez banki i spowodował znaczne spowolnienie lub ograniczenie inwestycji. Z zasady ryzyko kosztuje, a rosnące koszty finansowania są również ważnym powodem rzekomej nieopłacalności inwestycji w energetyce- mając na uwadze skalę nakładów i długi okres zwrotu występujący w warunkach niepewności. Mechanizm wyznaczania ceny równowagi (punkt P1) na rynku SPOT wyjaśnia poniższy rysunek:



Rys.1 Teoretyczna zależność układu krzywych kosztów krańcowych wytwarzania (zielona krzywa), zapotrzebowania (czerwona prosta – ceny krańcowe odbiorców, które są skłonni płacić), punkt P1- cena rynku bieżącego SPOT **strike price** 1(SRMC), P2- cena krańcowa długookresowa z uwzględnieniem pokrycia kosztów stałych (LRMC-Long Run Marginal Costs)

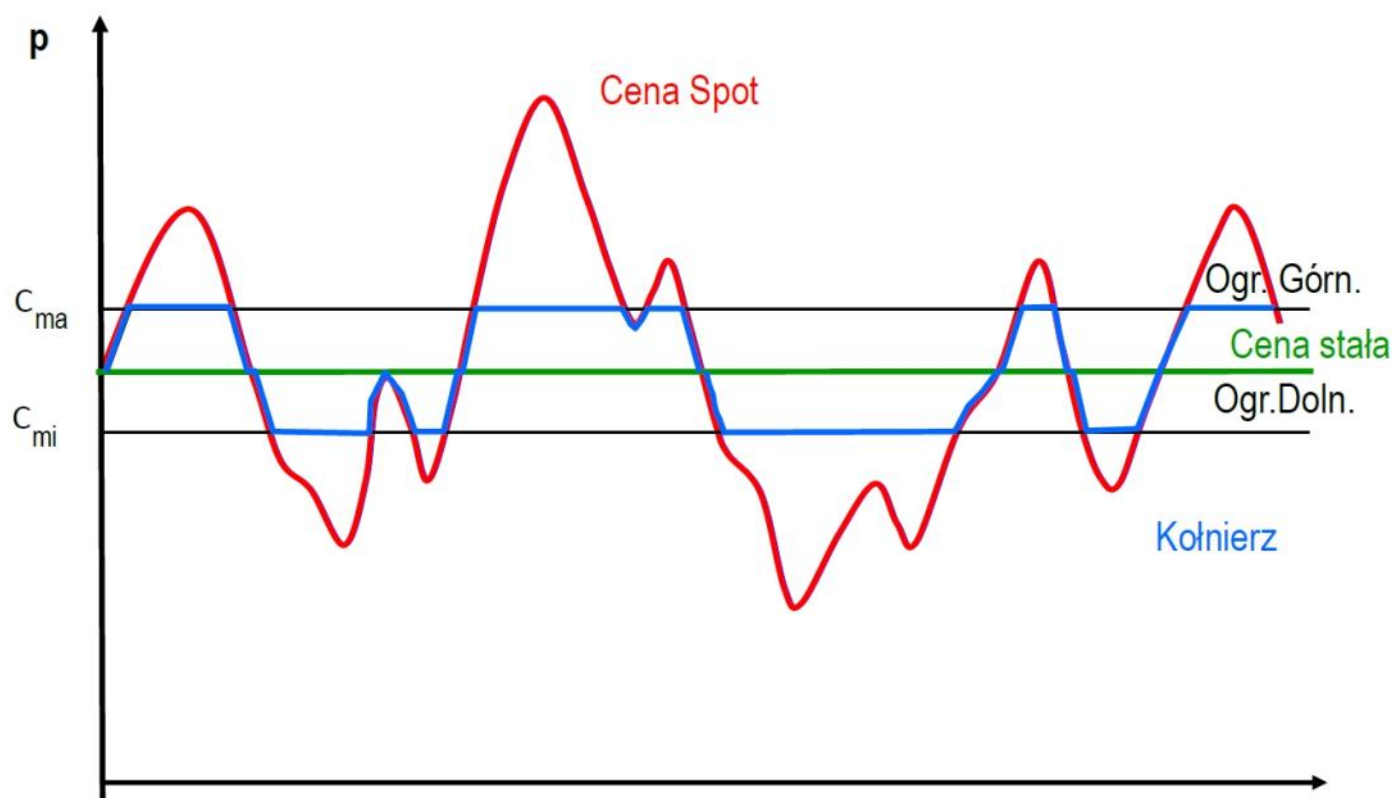
Jak widać z opisu mechanizmu działania wolnego rynku obrotu energią elektryczną, fundamentalnym elementem ryzyka danego wytwórcy jest realne zagrożenie pozostawiania w rezerwie **z nieopłaconymi kosztami stałymi (Paradoks Niepokrytych Kosztów Moc)**. Takie zjawiska mają miejsce na krótkoterminowych rynkach obrotu energią elektryczną. W długim okresie czasu, wytwórcy energii nawet z wyższymi kosztami krańcowymi, w określonych warunkach pracy w systemie energetycznym spotkają takie sytuacje, które uzasadnią ich zaangażowanie nawet z wysokimi cenami (szczyty zapotrzebowania, awarie, anomalie pogodowe, okresy remontowe źródeł o niższych kosztach krańcowych itp.). Dopiero wtedy uzyskują wyższe przychody ze sprzedaży, które mogą pokryć ich koszty stałe, ponoszone zawsze niezależnie od tego czy dana elektrownia pracuje czy jest odstawiona do rezerwy. Niemniej jednak w długim okresie czasu taki wytwórca pracuje w oparciu o długookresowe kształtowanie kosztu (ceny) krańcowego – niebieska krzywa na rys. 11 tzw. LRMC (**Long Run Marginal Costs**). Wspomniany Paradoks jest powodem do uznania faktu, że liberalny rynek poniósł fiasko w zakresie możliwości wykreowania stabilnego mechanizmu finansowania inwestycji nie obciążonych nadmiernym ryzykiem przewidywalności cen i strumienia przychodów wytwórców, mogących pokrywać zobowiązania zwrotu z inwestycji.

Inwestorzy powinni swoje decyzje inwestycyjne, kształtować według właśnie tego mechanizmu (LRMC), a nie wg bieżącej sytuacji cenowej SRMC, ponieważ zawsze prowadzić to może, albo do hurra optymizmu lub też w skrajnym przypadku zbyt niskich cen transakcyjnych, do odejścia od planów inwestycyjnych, bo w tym przypadku przychody nie pokryją zobowiązań spłaty kredytów. Właśnie obecnie w polskim sektorze energetycznym mamy do czynienia z błędnym sposobem podejmowania (wstrzymywania) decyzji inwestycyjnych na podstawie sygnałów cenowych zawartych w mechanizmie krótkoterminowych sygnałów z rynku energetycznego, czyli na podstawie poziomu SRMC.

Powyżej opisany **dylemat pokrywania (lub nie) kosztów** stałych w wyniku działania wolnego rynku bieżącego w oparciu o zasadę **Merit Order** wyznaczającego ceny równowagi, która kwalifikuje dany podmiot do tytułu do uzyskiwania przychodów lub eliminuje ze sprzedaży energii elektrycznej z powodu ceny wyższej, niż kupujący jest skłonny za nią zapłacić. Zjawisko gry rynkowej na rynku typu SPOT, i realne ryzyko nie uzyskiwania przychodu, przy stale ponoszonych kosztach stałych jest głównym powodem postrzegania wytwórców energii elektrycznej (głównie konwencjonalnych źródeł) jako obciążonych wysokim **ryzykiem deficytu środków** niezbędnych **do pokrywania zobowiązań kredytowych**. Rynek typu SPOT obejmuje w różnych krajach ok. 30-40% całości obrotów energii elektrycznej.

Gdyby nie występował równolegle rynek kontraktów dwustronnych stanowiący ok 60-70% obrotów, z ustalonymi cenami energii wg uzgodnionych w okresie kontraktowania formuł cenowych, to sektor energetyczny byłby pozbawiony fundamentów stabilności przychodów, zdolnych do obsługi zobowiązań w szczególności długoterminowych.

Poszukując sposobu na ograniczenie ryzyka cenowego, jak i uniknięcia sytuacji pozostawiania długotrwale w rezerwie bez zaangażowania w wytwarzanie, zaczęto doskonalić umowy handlowe sprzedaży / zakupu energii elektrycznej. Doskonalenie rynku energii spowodowało stworzenie nowej struktury kontraktów nazwanych Kontraktami Kołnierzowymi (Collar Contracts). Odniesieniem w tych kontraktach były ceny rynkowe z rynków bieżących typu SPOT, ustanawianych na przejrzystych i publicznie znanych cenach giełdowych. Jednak umawiające się strony tj. kupujący jak i sprzedający, chcąc uniknąć sytuacji, że w stosunku do publicznie znanych cen, mogłyby ponieść nieprzewidywalną stratę lub nadzwyczajny zysk, postanowiły wzajemnie sobie kompensować różnice między cenami na wolnym rynku, a ceną transakcyjną zawartą z drugą stroną.

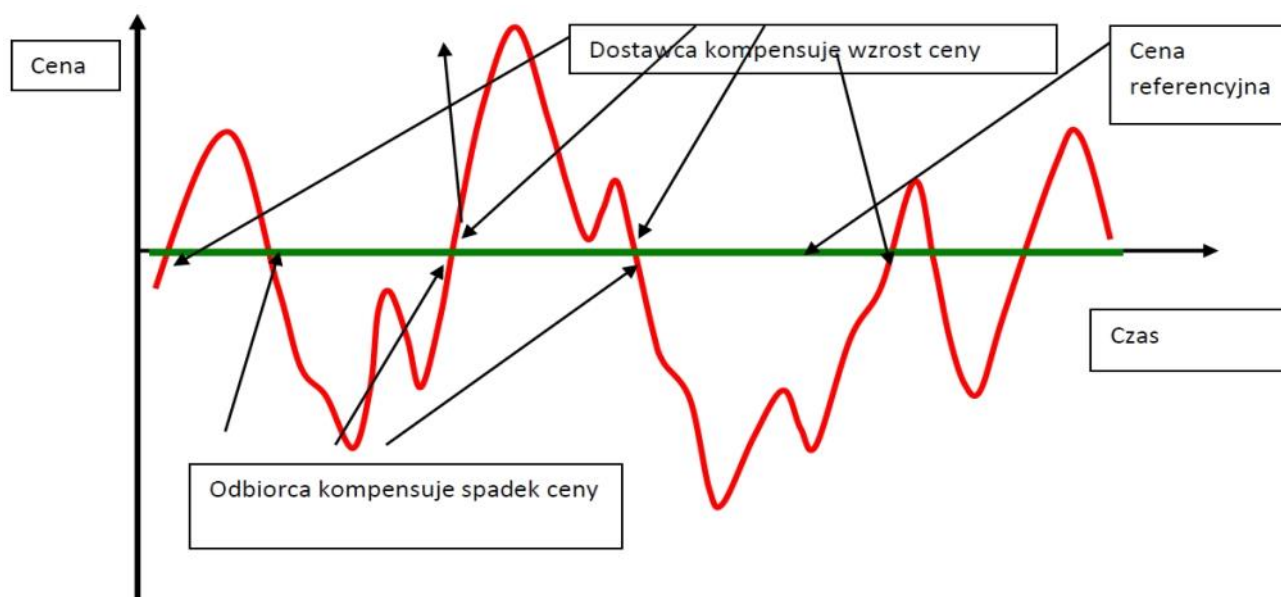


rys 2. Mechanizm działania kontraktu kołnierzowego ograniczającego fluktuację cen na wolnym rynku do zakresu między ceną maksymalną C_{ma} , oraz minimalną C_{mi} na tle cen rynkowych, niebieska krzywa obrazuje strumień przychodów dla wytwórcy, czerwona część krzywej wychodzącej poza margines zakresu uzgodnionego przez strony kontraktu są wzajemnie kompensowane, zarówno od góry przy wzroście cen rynkowych jak i od dołu przy spadku cen rynkowych. W ten sposób strony uniezależniają się od losowych fluktuacji cen na rynku bieżącym, w akceptowalnym dla stron paśmie cen maksymalnych i minimalnych.

Jakie są techniki kompensowania zmienności cen na rynku spot?

Techniki pokonywania różnic cenowych, a co za tym idzie obniżania ryzyka cenowego, strony kontraktów rozwiązują w wieloraki sposób. Poniżej na przykładach zostaną omówione zjawiska cenowe, ryzyka oraz sposoby, jakie pozwalają stronom transakcji „uodpornić” kontrakty od nadmiernego ryzyka.

Jeśli założymy, że cena energii w czasie zmienia się np. symetrycznie względem ceny odniesienia wg krzywej zbliżonej do odkształconej sinusoidy, tak jak na rysunku poniżej:



Rys.3 Mechanizm symetrycznego kompensowania wzajemnego różnic cenowych względem ceny referencyjnej przez dostawcę i odbiorcę, na rynku kontraktów bilateralnych – dwukierunkowy (kontrakt z kompensacją symetryczną jak w umowie zawartej w UK).

Jeżeli krzywa cenowa na rysunku 3 jest taka sama zarówno dla dostawcy jak i odbiorcy to, kontrahenci całkowicie rekompensują sobie występowanie różnic cenowych na rynku bieżącym i transakcja odbywa się wg ceny bazowej (stałej). W kontraktach dwustronnych dwukierunkowych wytwórca energii i jej nabywca ustalają cenę i wolumen energii na każdy okres handlowy (doba, godzina). Jeżeli chwilowa cena rynkowa różni się od ceny ustalonej w kontrakcie na dany okres handlowy, wówczas strony kontraktu rekompensują sobie wzajemnie różnice.

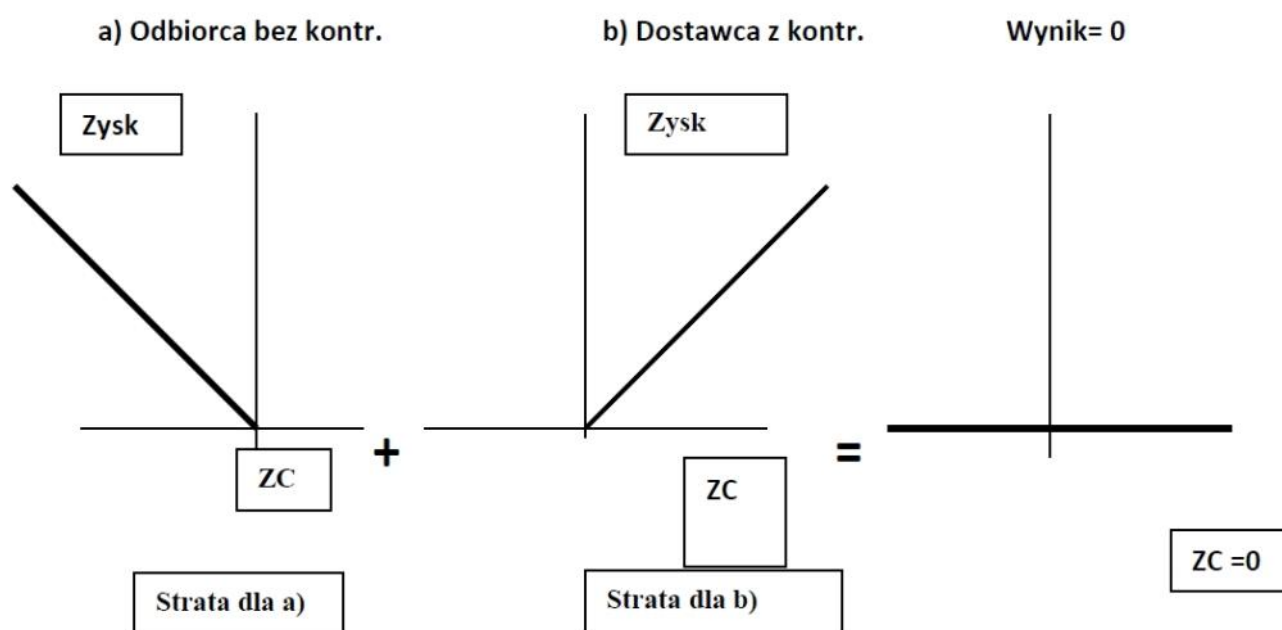
Analityczne profile ryzyka cenowego i jak się z nich korzysta?

Mimo, że kontrakty dwukierunkowe są realizowane po ustalonej cenie, to jednak zarówno wytwórca jak i nabywca ponoszą pewne ryzyko związane z tym, że wielkość energii wyprodukowanej lub pobranej może różnić się od wielkości zakontraktowanej.

Gdyby tę sytuację zilustrować na „Płaszczyźnie ryzyka cenowego”, zarówno dla dostawcy jak i odbiorcy, to taka sytuacja wyglądałaby następująco jak na rysunku poniżej.

Oś pionowa reprezentuje zysk lub stratę wynikającą z dyskutowanych różnic. Zmiany Cen (ZC) są przedstawione na osi poziomej. Przecięcie osi pionowej z poziomą wyznacza cenę określoną w kontrakcie. Przy cenie rynkowej równej cenie określonej w kontrakcie nabywca energii nie ponosi strat, ale też nie ma zysku związanego z wahaniami zapotrzebowania (punkt przecięcia osi na rys 5). Jeżeli cena rynkowa spada, to nie mając kontraktu nabywca, osiągałby dodatkowy zysk w stosunku do założonej ceny. Jeżeli cena rynkowa rośnie to ponosi on straty w stosunku do umówionej ceny. Profil ryzyka cenowego w części a –rys 4 przyjmuje wartości dodatnie (zysk) lub ujemne (strata) w zależności od zmiany ceny rynkowej (oś ZC). Wielkość zysków lub strat zależy od wielkości zapotrzebowania tego nabywcy. Zapotrzebowanie wyznacza pochylenie prostej profilu ryzyka. Im większe zapotrzebowanie tym bardziej pochylona jest linia prosta profilu ryzyka.

Pierwszy wykres po lewej stronie (a-rys5) przedstawia przypadek wyodrębnionego odbiorcy, kiedy cena na rynku bieżącym nie przekracza ceny umownej i wtedy ma on zysk na transakcji dostawy, lub kiedy cena na rynku bieżącym jest wyższa od transakcyjnej to wtedy ponosi on stratę na transakcji. (Część a-odbiorca bez kontraktu różnicowego)



Rys.4 Przypadek płaszczyzny ryzyka kiedy strony kontraktu (sprzedający {lewa płaszczyzna i kupujący prawa płaszczyzna) osiągają zysk lub stratę w funkcji zmiany ceny (ZC). Przy symetrycznej kompensacji, pomimo zmian cen na rynku bieżącym strony całkowicie pokrywają (sumują) sobie występujące różnice cenowe. Dla stron kontraktu wynik jest zawsze neutralny, całkowicie skompensowany.

Odwrotnie sytuacja taka ma miejsce dla dostawcy, w sensie zysku lub straty na transakcji względem ceny referencyjnej. (Część b- dostawca bez kontraktu różnicowego).

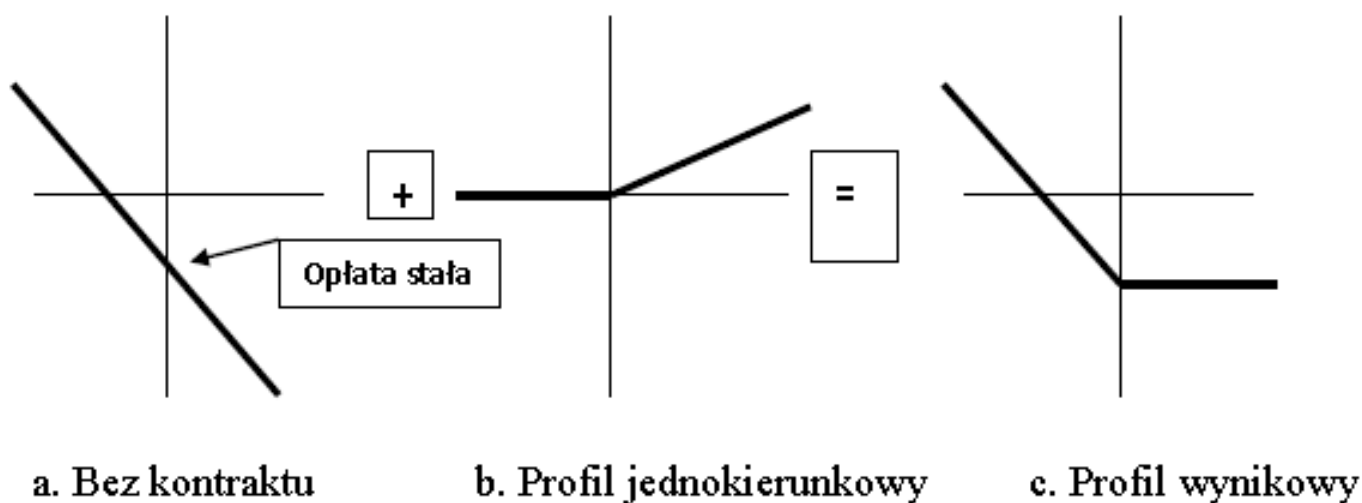
Aby „uciec” od ryzyka poniesienia straty, obie strony zawierają transakcję wzajemnego kompensowania sobie odstępstw od ceny transakcyjnej (stałej-bazowej). Dodanie dwóch Profili Ryzyka prowadzi do profilu wynikowego. Takie kontrakty nazywane są Kontraktami Różnicowymi Dwukierunkowymi. Gdyby nachylenia prostych dla dostawcy i odbiorcy różniły się między sobą, (co oznacza że w okresach handlowych pobór energii przekracza wielkość zakontraktowaną) kompensaty byłyby z różnymi wagami i w zależności od odchyłeń cenowych jedna lub druga strona miałaby zysk lub stratę Rys 4. Taki przypadek nosi nazwę Kontraktu Różnicowego Niesymetrycznego.

Jest w praktyce rynkowej kilka modeli kontraktów bilateralnych z kompensatami, które można zestawić w następujące kategorie:

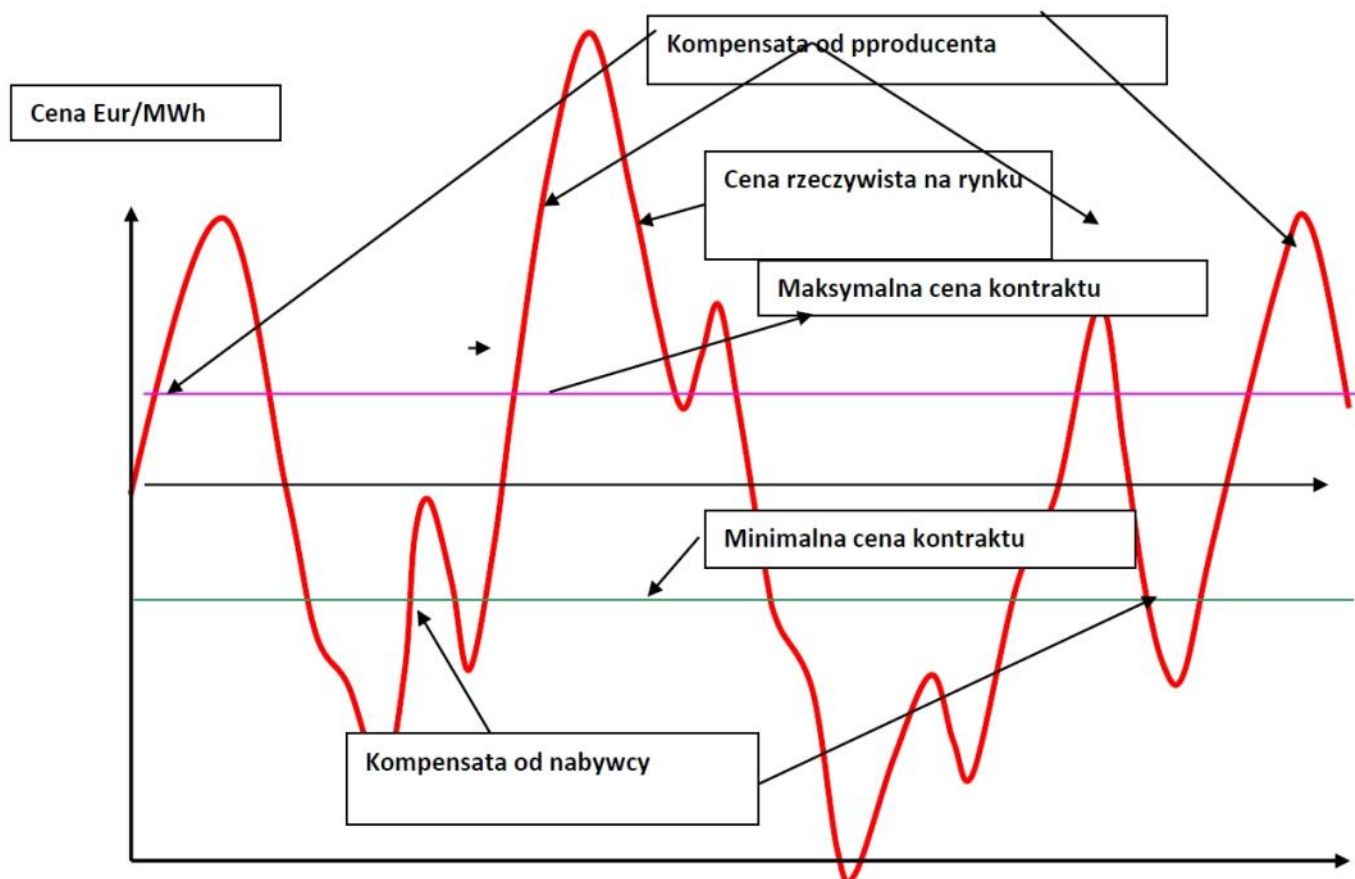
Kategorie Kontraktów bilateralnych różnicowych:

- Z symetryczną kompensacją odchyłeń cenowych (jak rys 3 i 4)
- Z niesymetryczną kompensacją odchyłeń cenowych (jak w opisie powyżej)
- Z niesymetryczną kompensacją z opłatą stałą dla wytwórcy (za moc dyspozycyjną)
- Z kołnierzowym max-min zakresem kompensacji.

Pierwsze dwie kategorie a i b zostały opisane powyżej, kategoria c –przypomina obecnie istniejące kontrakt długoterminowe KDT, w których wytwórca energii otrzymywał stałą opłatę od odbiorcy za utrzymywanie mocy dyspozycyjnej niezależnie od tego czy odbierał energię elektryczną. Taką sytuację przedstawia profil ryzyka dla kontrakt jednokierunkowego, w którym kompensata należy się tylko nabywcy od dostawcy (Kontrakt Jednokierunkowy), ale dostawca uiszcza jeszcze opłatę stałą za moc dyspozycyjną.

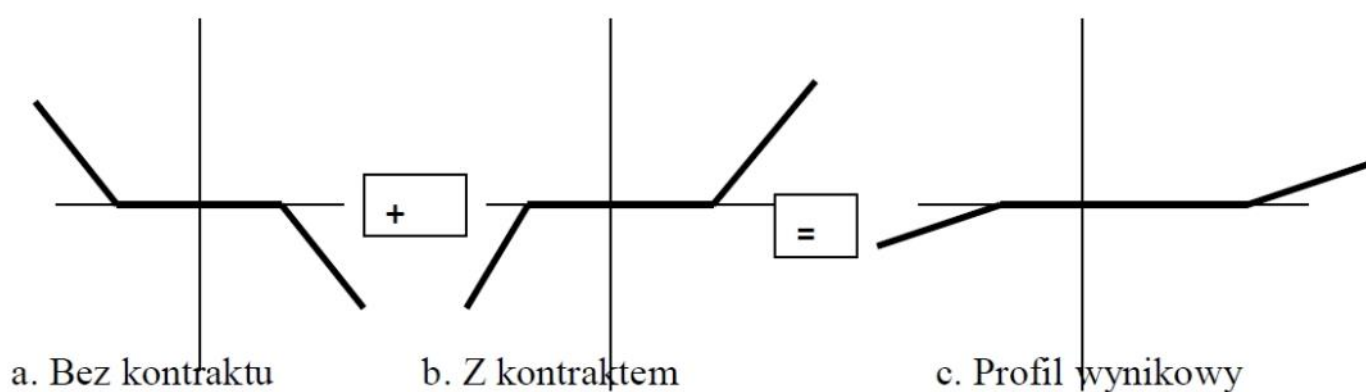


Rys 5 Przypadek płaszczyzny ryzyka w kontrakcie jednokierunkowym (kompensata dla nabywcy) oraz ze stałą opłatą za moc dyspozycyjną płaconą dostawcy.



rys. 6 Kontrakty typu maksimum- minimum tzw. kołnierzowe (*Collar Contract*). Strony w obrębie max-min płacą ceny rynkowe rzeczywiste, a po ich przekroczeniu następuje odpowiednia wzajemna kompensata różnic.

Profil ryzyka dla tego typu kontraktu można naszkicować jak na poniższym rysunku:



Rys. 7 Profil ryzyka dla kontraktu dwustronnego dwukierunkowego z ograniczeniem wzrostu ceny od góry powyżej ustalonego maksimum lub spadku ceny poniżej ustalonego minimum.

W zakresie max-min strony godzą się na płacenie cen rynkowych, a po przekroczeniu ograniczeń Zmiany Cen wzajemnie kompensują sobie straty. Wynikowy profil (c-rys 7) oznacza że poza granicami max-min nastąpiło przekroczenie wolumenu zakontraktowanej energii i dlatego występują wynikowe straty lub zyski.

Jak widać z powyższych opisów możliwe jest zawieranie wielu różnych typów kontraktów dwustronnych. Z dwukierunkową kompensatą, z jednokierunkową kompensatą – kiedy zwrot zmiany ceny następuje tylko dla jednej ze stron kontraktu oraz kontrakty typu „kołnierzowego”. Każdy z tych kontraktów może również

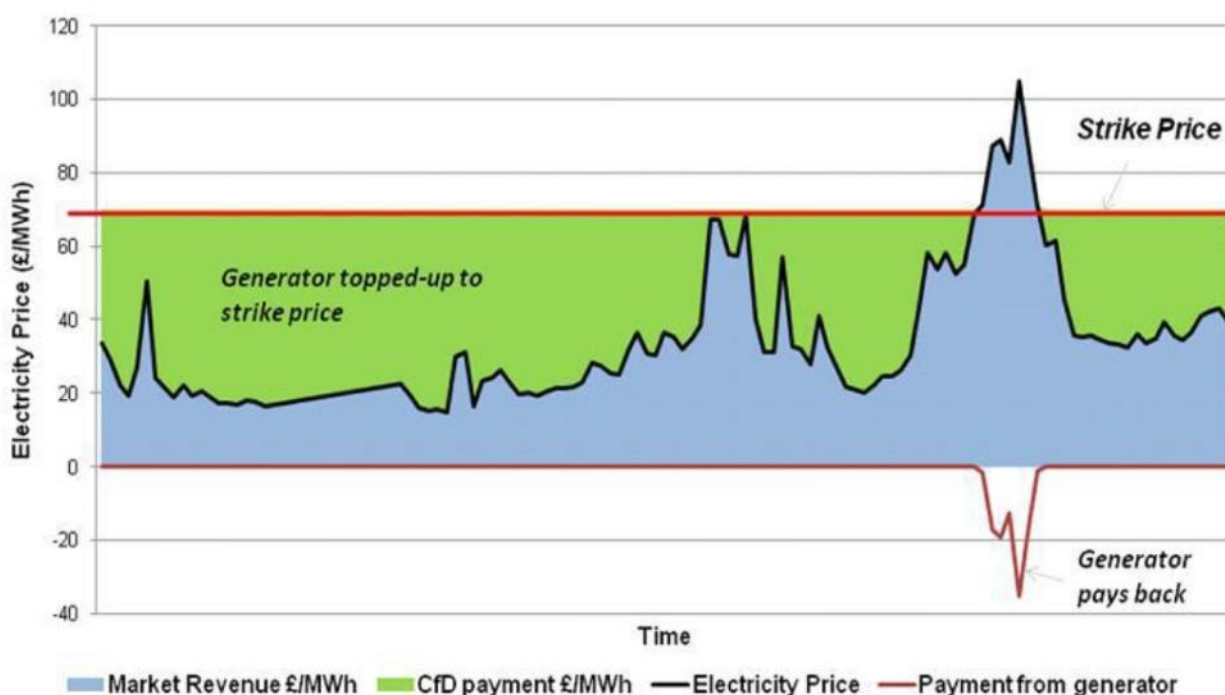
uwzględniać opłatę stałą za gotowość dostawcy (moc dyspozycyjną) niezależnie od wolumenu pobranej rzeczywście energii. Rodzaj kontraktu z reguły jest dostosowany do charakterystyki (oczekiwań) odbiorcy energii oraz jego priorytetów w dostawach.

Na cenę energii ma również wpływ ciągłość jej dostaw (czy jest dostarczana z przerwami lub znacznymi wahaniami wolumenu mocy), z gwarancją lub bez gwarancji.

Powyższy opis rodzaju i sposobu kontraktowania w sposób bezpośredni przekłada się na język zawieranej umowy i odpowiednie jej klauzule pomiędzy stronami.

Kontrakty różnicowe (Contract for Difference) w praktyce UK

Typową ilustrację zmienności cen rynkowych na brytyjskim rynku przedstawia rysunek poniżej, który wyjaśnia również mechanizm kompensacji odchyleń cen bieżących od wzajemnie uzgodnionej ceny pomiędzy kupującym a sprzedającym energię elektryczną. Ten mechanizm został zastosowany w kontrakcie różnicowym **CfD** pomiędzy Rządem Wielkiej Brytanii, a inwestorem EdF i dostawcą technologii jądrowej firmą AREVA. W tym przypadku strony ustaliły jeden poziom ceny, a nie akceptowalną zmianę ceny w zdefiniowanym zakresie jak to było omówione powyżej w kontraktach kołnierzowych.



Rys. 8. Zasada wzajemnej kompensacji cen między kupującym i sprzedającym względem ceny równowagi (Strike Price)

W rzeczywistości rynkowej, kontrakt symetryczny różnicowy działa jak na rysunku powyżej. Czerwona pozioma linia wyznacza uzgodnioną cenę, gwarantującą opłacalność inwestycji i zdolność pokrywania zobowiązań. Błękitny obszar oznacza strumień przychodu dla wytwórcy uzyskiwany z wolnego rynku np. sprzedaży energii na giełdzie energii. Czarna linia wyznacza fluktuację cen na rynku giełdy (cena odniesienia). Przy zbyt niskiej cenie, obszar ograniczony polem w kolorze zielonym oznacza strumień przychodu, uzupełniany przez gwaranta, pokrywającego różnicę ceny rynkowej i ceny transakcyjnej. Natomiast przekroczenie ceny rynkowej ponad cenę transakcyjną i przychód wytwórcy przewyższający cenę transakcyjną oznacza konieczność zwrotu (kompensację) przychodu wytwórcy uzyskanego na rzecz gwaranta. Mamy w tym przypadku do czynienia z

modelem symetrycznej kompensacji różnic w proporcji 1:1. Jest to najprostszy model kontraktu różnicowego tzw **Contract for Difference**.

Gdyby dokonać analizy ryzyka zilustrowanego na płaszczyźnie ryzyka „Ryzyko w funkcji Różnicy Ceny”, to ten przypadek wyjaśniały powyżej zamieszczone rysunki 3 oraz 4. Wynika z nich pełen komfort stron spowodowany całkowitą kompensacją ryzyka zmiany ceny, względem ceny gwarantowanej.

Taki właśnie rodzaj kontraktu został zagwarantowany umownie w Wielkiej Brytanii dla sekurytyzacji budowy nowej elektrowni jądrowej Hinkley Point C zawarty z EdF, pierwszej od ponad 20 lat inwestycji w tym sektorze w Wielkiej Brytanii. Koszt inwestycji szacowany był wstępnie na poziomie 16 mld funtów, przy cenie gwarantowanej (feed in tariff) 92,5 GBP/MWh dla dostarczonej energii. Kontrakt ten ma również gwarancje dla dostawcy technologii na poziomie 10 mld GBP. Co więcej dla podkreślenia determinacji Rządu UK dla budowy stabilnych i bezemisyjnych źródeł energii jakimi są bloki jądrowe, Minister ds. Energii i Zmiany Klimatu, zastosował zdrową zasadę gospodarki wielkotowarowej i ogłosił, że w przypadku budowy kolejnych bloków jądrowych zastępujących wysłużone reaktory typu Magnox w elektrowni Sazewell C, nowymi blokami o łącznej mocy 3,6 GW (prawdopodobnie w technologii dostarczonej przez GE Hitachi), gwarantowana cena energii powinna wynosić 89,2 GBP/MWh przez co najmniej 20 lat.

Rząd Brytyjski poza jasną polityką energetyczną ogłaszaną i obowiązującą w długim okresie czasu, stawia również wysokie wymagania inwestorom, oczekując od nich, nie tylko ograniczenia wzrostu cen czystej energii, ale swoje gwarancje obwarował ostrymi wymaganiami w zakresie dyscypliny budżetowej inwestycji (nie akceptuje wzrostu ceny inwestycyjnej) oraz dyscypliny harmonogramowej (nie akceptuje opóźnień inwestycji jądrowych). Każde odstępstwo w tym zakresie jest obwarowane dotkliwymi karami, zatem ryzyko jest przeniesione na dostawcę technologii.

Czy kontrakt różnicowy (CfD) jest niedopuszczalną pomocą publiczną?

Komisja Europejska poinformowała o rozpoczęciu postępowania wyjaśniającego w sprawie udzielenia rzekomej pomocy publicznej na rzecz projektu budowy j elektrowni atomowej Hinkley Point C.

KE wszczęła procedury wyjaśniające, które obejmować będą głównie prawidłowość przeprowadzenia konsultacji społecznych i badania możliwości wykorzystania pozycji dominującej przez EdF. W komunikacie KE zaznaczyła, że istnieją pewne obawy, że brytyjscy podatnicy mogą ponieść łączne koszty rzędu 17 mld funtów w ramach kontraktu typu **CfD** uznanego za rodzaj subsydiów zaproponowanych inwestorowi, francuskiemu koncernowi EDF. Oznaczać by to mogło, że domniemane subsydia byłyby wyższe od szacowanej wartości inwestycji.

Unijny komisarz ds. Konkurencji publicznie oświadczył, że projekt ten wraz z towarzyszącą mu umową (**CfD**) zawartą pomiędzy inwestorem, a rządem "jest niezwykle złożony i o niespotykanej do tej pory naturze i skali" (?). Z tej wypowiedzi wynikała raczej niewielka wiedza komisarza w zakresie metod kontraktowania wieloletniego, ponieważ tego rodzaju kontrakty zawierane były zwykle w wyniku długotrwałych negocjacji, strony kontraktu symetryzując wzajemnie obowiązki i prawa, tworzyły zapisy w umowie, który w naturalny sposób stawał się **„księgą opisującą mechanizm CfD”**. Dziennikarze oraz prasa fachowa, niemal na bieżąco informowały o przełomowych momentach trudnych negocjacji między stronami. Z pewnością zawarcie umowy typu **CfD** w Wielkiej Brytanii, nie było zaskoczeniem dla środowiska zajmującego się obrotem energią elektryczną, jak i środowiska inwestorów w tym sektorze.

Zarówno inwestor EdF jak i Brytyjski Rząd byli przekonani, że postępowanie wykaże ostatecznie konieczność udzielenia kontrolowanej społecznie „pomocy publicznej” dla tego typu projektu, ale tylko w celu zminimalizowania losowego ryzyka zmian cen wolnego rynku i ochrony odbiorców taryfowych przed niekontrolowanym wzrostem cen. W przypadku determinacji Rządu UK w dążeniu do budowy nowych źródeł energetyki jądrowej oraz przejrzystym wdrażaniu zaakceptowanej strategii rozwoju branży i kraju, gwarantującej bezpieczeństwo

dostaw energii wszystkim mieszkańcom – nie było mowy o jakiegokolwiek alternatywie typu „Plan B””. Nato-
miast inwestor EdF po raz kolejny potwierdził, że bez mechanizmów preferencyjnych projekt Hinkley Point C
nie byłby opłacalny, z powodu wysokiego ryzyka wynikającego z mechanizmów funkcjonowania wolnego rynku
i wyceny energii w oparciu o zasadę SRMC, pomijającej fakt nie uwzględniania w walce konkurencyjnej kosztów
stałych odpowiadających w przybliżeniu cenie mocy dyspozycyjnej (lub zainstalowanej).

Brytyjski sekretarz stanu ds. energii Edward Davey niedawno odwiedzający Polskę, konsultując europejską poli-
tykę energetyczną i klimatyczną, stwierdził w publicznym komunikacie, że decyzja Komisji Europejskiej o
wszczęciu postępowania jest standardową procedurą w takich przypadkach. Jego zdaniem projekt spełniał
wszelkie wymogi unijne w zakresie dozwolonej pomocy publicznej.

Kluczowym elementem podpisanego w październiku wstępnego porozumienia pomiędzy rządem brytyjskim, a
EdF jest wysokość **tzw. Strike Price**, czyli gwarantowanej ceny za energię wytworzoną w planowanej elektrow-
ni. Ustalona została ona na poziomie 92,5 GBP za megawatogodzinę. Gwarancje rządowe przewidują, że w
przypadku, gdy rzeczywista cena hurtowa energii będzie niższa, dopłaci on inwestorowi brakującą kwotę. W
przypadku, gdy cena będzie wyższa, koszty weźmie na siebie inwestor.

Mechanizm ten ma obowiązywać przez 35 lat od momentu uruchomienia elektrowni, a ewentualne subsydia fi-
nansowane będą pochodziły z opłaty doliczanej do rachunków za energię dla wszystkich jej konsumentów w
Wielkiej Brytanii. Jest to znany mechanizm **Feed in Tariff (FiT)**. W praktyce oznacza ten mechanizm, że koszty in-
westycji pokryje końcowy odbiorca, i tak się dzieje we wszystkich państwach świata. W przypadku UK ta proce-
dura jest jawna i przejrzysta, a Rząd UK realizujący strategię rozwoju kraju, zapewnia jej realizowalność, kontro-
lując zobowiązania w publicznie znany sposób.

Dodatkowo Rząd Wielkiej Brytanii, konsekwentnie realizując politykę energetyczną kraju, zobowiązał się rów-
nież do udzielenia EdF gwarancji finansowych na łączną kwotę do 10 mld funtów, która pozwoli inwestorowi
pozyskać finansowanie na realizację projektu. **W Wielkiej Brytanii nie pozoruje się założonej polityki energetycz-
nej, tylko w sytuacji gdy zyskują one akceptację społeczną, Rząd konsekwentnie i metodycznie ją realizuje w zgo-
dzie z procedurami obowiązującymi w UE.**

Obecnie środowisko energetyki zawodowej uważnie obserwowane były działania KE tak w zakresie meryto-
rycznym decyzji, które mogą wykazać trend w administracyjnej ingerencji w wolny rynek energii oraz w odnie-
sieniu do harmonogramu podejmowania takich decyzji bezsprzecznie wpływających na wolny rynek. Dzisiaj już
wiadomo, że KE ogłosiła pozytywną ostateczną decyzję w sprawie rzekomego wsparcia publicznego dla projek-
tu Hinkley Point C. Teoretycznie procedura mogła być prowadzona nawet do połowy 2015 roku, jednak Brytyjski
Rząd oczekiwał, że Komisja potraktuje sprawę priorytetowo i wyda pozytywną decyzję nie później niż w pierw-
szej połowie 2014 r. Każda zwłoka byłaby działąła na niekorzyść zarówno inwestorów, Rządu jako stron **CfD**, jak
również w ostateczności odbiorców energii- bo element czasu w inwestycjach ma również swój istotny koszt.

Według pierwotnego harmonogramu EdF miał podjąć ostateczną decyzję inwestycyjną w sprawie brytyjskiej
elektrowni atomowej HP-C w czerwcu przyszłego roku. W niedawnym oświadczeniu publicznym prezes koncer-
nu podtrzymał ten termin. Każda ingerencja administracji UE w misternie przygotowany plan inwestycyjny bę-
dzie powodowałaaby dodatkowe koszty, w tym koszty społeczne. KE miała świadomość, że tzw stałe czasowe
okno technologiczne wynikające z realizacji wybranej technologii, ma stały okres budowy, co oznacza, iż spóź-
nienie rozpoczęcia budowy, będzie skutkowało spóźnieniem jej zakończenia, a w konsekwencji poważnie zabu-
rzy bilans energetyczny UK po 2023r. Ten dylemat równie uważnie powinien analizować Polski Rząd i Sejm w
odniesieniu do przesuwanego w czasie terminu rozpoczęcia inwestycji jądrowej w Polsce.

Według przyjętego harmonogramu w UK w porozumieniu **CfD**, elektrownia powinna zostać oddana do użytko-
wania w 2023 roku. Przewiduje ono również, że koszty ewentualnych opóźnień projektu poniesie inwestor jeśli
zwłoka będzie spowodowana z jego winy.

Co jest atrakcją modelu CdF?

Według deklaracji Rządu UK ten rodzaj umowy nie zakłóca gry konkurencyjnej na rynku cen bieżących, gdyż nowa elektrownia jest z niego wyłączona w okresie gwarancji zakupu energii. Wynika z tego, że w strukturze bilansu mocy, będzie zajmowała pozycję źródła wymuszonego **tzw Must Run**.

Niewątpliwie z powodu generacji pozbawionej emisji CO₂ nie będzie również wpływać na ceny rynkowe pozwoleń na emisję w rynku ETS.

Bezsprzecznie obniży poziom emisji przemysłowych w bilansie emisji całej Wielkiej Brytanii, a zatem założone cele związane z efektem cieplarnianym zostaną zrealizowane zgodnie z przyjętą polityką klimatyczną.

Wytwórca energii pochodzącej ze źródła jądrowego zawsze zwraca różnicę ceny między ceną uzgodnioną w kontrakcie **CfD**, a w rezultacie powoduje obniżenie ceny odbiorców taryfowych.

Wytwórca zwracając różnicę ceny powoduje również stabilizację przychodu z nowego źródła, zapewniając spłatę zobowiązań.

Symetryczny mechanizm zwrotu różnicy cen odniesionych do cen obowiązujących na wolnym rynku, występuje w długim okresie czasu i jest znany wszystkim uczestnikom rynku, zapewniając jego przejrzystość.

Niższy koszt kapitału inwestycyjnego, powoduje obniżenie ceny gwarantowanej dla energii, co przyciąga wystarczającą ilość potencjalnych inwestorów z konkurującymi technologiami i kosztami inwestycyjnymi.

CfD tworzy otwarty mechanizm taki sam w zakresie warunków obowiązujących wszystkich uczestników rynku, zapobiegając tym samym preferencji lub restrykcji wobec wybranych podmiotów.

Elastyczność czasowa i znane okresy obowiązywania zasad ustanawiają kierunki gospodarki zmierzające do osiągnięcia celów jakimi są pełne wdrożenie parametrów zapisanych w polityce energetycznej i klimatycznej.

Stabilne i przewidywalnie produkcyjnie źródło wytwarzania energii elektrycznej przez co najmniej 60- 70 lat, będzie dawało solidną podstawę do zapewnienia niezawodnego zasilania odbiorców, w sytuacji wzrostu ilości źródeł odnawialnych opartych na wietrze, fotowoltaice, energii fal morskich oraz biomasie, które charakteryzują się tylko okresową zdolnością wytwarzania.

Po okresie gwarancyjnym, gdy inwestorzy i kredytodawcy uzyskają zwrot z poniesionych nakładów, elektrownia jądrowa przystąpi do konkurencji na wolnym rynku. Mając na uwadze relatywnie niską cenę paliwa jądrowego, będzie się legitymowała jednym z najniższych kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej, co daje gwarancję zajmowania pozycji z ceną poniżej bieżącej ceny równowagi tj. **Strike Price**. 15

Konkluzje.

Ostatnio ogłoszona decyzja KE w sprawie akceptacji Kontraktu Różnicowego jako dozwolonego mechanizmu finansowania inwestycji w źródła wytwarzania oparte na blokach jądrowych może wyznaczyć nową epokę finansowania takich inwestycji, które w ostatnich latach nie miały dobrych perspektyw na ich realizację.

Materiały źródłowe:

1. *Liberalizacja rynku energii elektrycznej, przegląd sytuacji prawnej i organizacyjnej. Mechanizmy wdrażania konkurencyjnego rynku na świecie i w UE- implikacje dla branży energetycznej i sektora elektroenergetyki- Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii- Warszawa styczeń 2006r- dr inż. Jerzy Majcher*
2. *Strategie na rynkach energii elektrycznej- Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii- Warszawa 2003r- Marek Zerka*
3. *Materiały Konferencyjne –Energetyka Jądrowa w Europie- PLATTS- Warszawa -2013r*

Przegląd typów detektorów promieniowania jonizującego detektor scyntylacyjny

Daniel Jankowski

Abstract

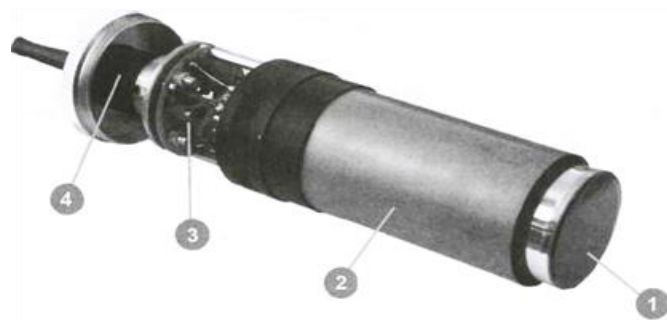
Scintillation detector (counter) belongs to a group of detectors which operation principle is based on the fact that charged particle crossing a scintillator medium deposit energy and create short scintillation, which is transformed by PMT (photomultiplier tube) and processing electronics into electrical signal. The pulse carries information about the energy of the original incident radiation on the scintillator. Thus both intensity and energy of the radiation can be measured. Scintillation counter is one of the widest used ionization radiation detectors. There is no doubt that their significance will be maintained in future, even though there is a huge development of other kind of detectors especially semiconductor ones. In this work one provides a short description of scintillation detector work mode and their different applications. In order to better understanding of work mode one shows how scintillator works taking into account the most important properties of different scintillation materials.

The application and use of a scintillation counter is described by an example of universal scintillation probe SSU-70-2, portable gamma monitor PM-1401M and scintillators produced by Polon Alfa.

Detektory scyntylacyjne reprezentują jedną z najstarszych metod detekcji promieniowania jonizującego. Polega ona na wykorzystaniu błysków scyntylacyjnych powstających w scyntylatorach. Już Rutherford i jego współpracownicy posługiwali się techniką scyntylacyjną przy detekcji cząstek w swoich słynnych doświadczeniach.

Współczesny detektor scyntylacyjny składa się z następujących części:

- scyntylatora, który przetwarza energię cząstki lub kwantu, rozproszoną w scyntylatorze, na energię świetlną dzięki procesowi luminescencji (fluorescencji),



Rys. 1 Licznik scyntylacyjny (bez obudowy i scyntylatora)

1. - fotopowielacz widziany od strony fotokatody,
2. - ekran magnetyczny fotopowielacza,
3. - dzielnik napięcia fotopowielacza i przedwzmacniacz,
4. - podstawa licznika ze sprężyną dociskającą.



- powielacza fotoelektronowego (fotopowielacza), którego fotokatoda absorbuje fotony światła emitując fotoelektrony, które następnie są powielane we wnętrzu powielacza (poprzez układ dynod); fotopowielacz jest zazwyczaj osłonięty ekranem magnetycznym (specjalnie spreparowane stopy niklu i żelaza bądź innych metali), który chroni przed wpływem zewnętrznych pól magnetycznych (w tym również ziemskiego, z powodu wysokiej wrażliwości fotopowielacza na nawet niskie pola magnetyczne); niekiedy zamiast fotopowielacza używa się po prostu fotodiody bądź zespołu fotodiod
- układu elektronicznego, zapewniającego stosowną obróbkę informacji, zebranej z rezystora obciążenia fotopowielacza,
- zasilacza wysokiego napięcia dla fotopowielacza.

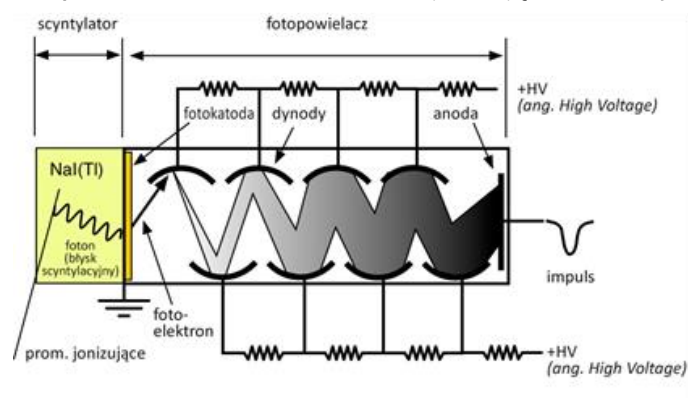
Przykład uniwersalnego licznika scyntylacyjnego, jest pokazany na rys. 1:

Elementem detektora scyntylacyjnego, w którym zachodzi przetworzenie energii promieniowania jonizującego w energię prom. elektromagnetycznego jest scyntylator. Zjawisko absorpcji energii w materiale i ponownej jej emisji w postaci promieniowania widzialnego bądź bliskiego widzialnemu nosi nazwę luminescencji.

W zjawisku luminescencji wzbudzenie początkowe może pochodzić z różnych źródeł, takich jak światło,

naprężenia mechaniczne, reakcje chemiczne lub ciepło. Scyntylacje spowodowane przez promieniowanie jonizujące mają swój początek we wzbudzeniu i jonizacji, wywołanej w materiale przez promieniowanie.

Scyntylator połączony jest optycznie z fotokatodą fotopowielacza. Promieniowanie jonizujące oddziały-



Rys.2 Budowa detektora scyntylacyjnego

wując na scyntylator wywołuje w nim emisję krótkotrwałych impulsów świetlnych. Powodują one emisję fotoelektronów przez fotokatodę (tzw. efekt fotoelektryczny).

Fotopowielacz jest odmianą fotokomórki, w której prąd fotoelektronów emitowany przez katodę lampy zostaje zwielokrotniony dzięki zjawisku powielania elektronów.

Współczynnik zwielokrotnienia elektronów może osiągnąć wartość 10^6 lub więcej. Elektrony emitowane przez fotokatodę są kierowane do pierwszej dyno-

dy, która znajduje się pod potencjałem wyższym niż potencjał fotokatody. Dzięki zjawisku emisji wtórnej, prąd wtórny jest 5 razy większy od prądu pierwotnego. Określa to tzw. współczynnik emisji wtórnej, którego wartość wynosi zazwyczaj około 4. Warunkiem prawidłowego procesu powielania fotoelektronów jest zapewnienie, że każda następna dynoda ma potencjał większy niż poprzednia. Zapewnia to prawidłowe zbieranie elektronów padających i dobry współczynnik emisji wtórnej.

Jakkolwiek istnieje wiele rozwiązań zasilania fotopowielacza i zbierania sygnału użytkowego, to w dozymetrii stosuje się zazwyczaj zasilanie wysokim napięciem anody fotopowielacza i redukowanie napięcia od strony anody za pomocą dzielnika zbudowanego z rezystorów dla zasilania kolejnych dynod, podczas gdy fotokatoda jest na potencjale masy. Wartości elementów dzielnika napięcia są zazwyczaj zalecane przez producenta fotopowielacza. Obowiązuje zasada, że prąd dzielnika powinien być, co najmniej 10 razy większy niż prąd anodowy. Poprawę zbierania strumienia elektronów przez ostatnie dynody, uzyskuje się przez bocznikowanie kilku rezystorów dzielnika napięcia od strony anody bezindukcyjnymi kondensatorami.

Istotnym elementem fotopowielacza jest fotokatoda, której charakterystyka widmowa powinna dobrze odpowiadać widmom emisyjnym powszechnie stosowanych scyntylatorów. Warunek ten spełnia najlepiej katoda antymonowo-cezowa.

Dla spektrometrii promieniowania gamma o wysokiej rozdzielczości tworzone są zespoły scyntylator NaJ/Tl - fotopowielacz połączone na stałe w jednej obudowie. Tworzy się w ten sposób tzw. scintiblok, który może być nawet wyposażony w dzielnik wysokiego napięcia. Wymaga on tylko zasilania wysokim napięciem i odbioru sygnału wyjściowego. Rozwój półprzewodnikowych elementów optoelektronicznych umożliwił tworzenie scintibloków: scyntylator CsJ/Tl - fotodioda dla celów dozymetrii. Stosuje się tu mniej higroskopijny CsJ/Tl, gdyż jego gorsza rozdzielczość dla promieniowania gamma nie jest istotna.

Przykładem licznika scyntylacyjnego jest sonda scyntylacyjna uniwersalna SSU-70-2 produkcji Polon-Alfa (rys. 3). Sonda SSU-70-2 jest przeznaczona do pomiarów radiometrycznych promieniowania alfa, beta, X i gamma, przy użyciu odpowiednio wybranych scyntyla-



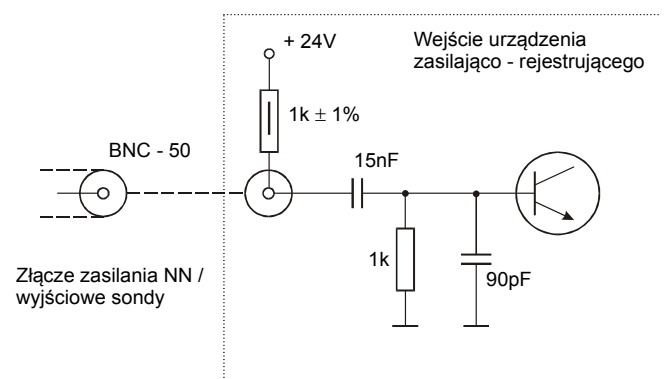
Rys.3 Sonda scyntylacyjna uniwersalna SSU-70-2

torów.

Sonda SSU-70-2 jest konstrukcją segmentową. W głowicy sondy, zależnie od wybranego wariantu, mocuje się scyntylator. Do scyntylatora, poprzez centralną sprężynę mocowaną u dołu sondy, dociskany jest fotopowielacz (z ekranem magnetycznym) osadzony w podstawce. Podstawka z kolei jest częścią podzespółu, w którym mocowane są rezystory dzielnika WN (wysokiego napięcia).

Układ scyntylator - fotopowielacz - dzielnik WN stanowi część światłoszczelną sondy.

W części nieświatłoszczelnej montowany jest wzmacniacz tranzystorowy i fragment dzielnika WN fotopowielacza. Obudowa części nieświatłoszczelnej jest łatwo zdejmowana. Obydwie części: nieświatłoszczelną i światłoszczelną łączy pierścień pośredniczący. Rezystor, z którego zdejmowany jest impuls wyjściowy, znajduje się w urządzeniu zasilająco-rejestrującym (np.: radiometr uniwersalny RUM-2).



Rys.4 - Układ zasilania sondy SSU-70-2 niskim napięciem oraz odbioru sygnału wyjściowego

Typowy układ zasilania sondy niskim napięciem i prze-

kazywania sygnału wyjściowego przedstawia rys. 4.

Omawiając bloki toru detekcyjnego przykładowej sondy scyntylacyjnej nie należy zapominać, że istnieje duża różnorodność materiałów scyntylacyjnych, a dobry scyntylator powinien mieć następujące właściwości:

- duża wydajność przetwarzania energii cząstek lub kwantów na energię promieniowania luminescencji (wydajność scyntylacji L definiuje się jako liczbę fotonów n_{ph} wyemitowanych przez materiał w wyniku absorpcji jednostki energii E_{rad} promieniowania jonizującego),
- przezroczystość dla właściwego promieniowania luminescencji,
- czas zaniku promieniowania luminescencji rzędu 1 μs lub mniejszy (tzw. charakterystyka czasowa impulsu scyntylacyjnego),
- energetyczna zdolność rozdzielcza (w uproszczeniu możemy to utożsamić z miarą rozróżnienia kolejnych linii widma energetycznego leżących obok siebie)
- zgodność składu widmowego scyntylacji z charakterystyką widmową fotokatod,
- właściwości optyczne (współczynnik załamania, transmisja),
- właściwości mechaniczne (twardość, łupliwość, odporność na uszkodzenia mechaniczne),
- higroskopijność (ze względu na łatwość absorpcji wilgoci niektórych materiałów stosuje się hermetyczne obudowy),
- gęstość (zależy od niej zdolność absorpcji prom. jonizującego przez scyntylator),
- odporność radiacyjna (zdefiniowana, jako dawka promieniowania jonizującego, po pochłonięciu, której transmisja kryształu dla długości fali odpowiadającej maksimum radioluminescencji spada o 20 - 40 %),
- stabilność termiczna właściwości mechanicznych oraz scyntylacyjnych (spadek wydajności scyntylacji wraz ze wzrostem temperatury, następujący w związku ze zwiększonym udziałem przejść bezpromienistych),
- dostępność materiału, koszt jego wytwarzania oraz rozsądny stosunek ceny do jakości.

Wymagania dotyczące właściwości, takich jak gęstość, postać i stan skupienia materiału scyntylatora oraz różnorodność kształtów i wymiarów zmieniają się zależnie od zastosowania.

Istnieje pięć klas materiałów scyntylacyjnych. W niniejszym artykule będą omówione dwie z nich: scyntylatory w postaci roztworów stałych oraz scyntylatory krystaliczne nieorganiczne.

Roztwory stałe substancji organicznych (scyntylatory plastikowe)

Istnieje szereg odmian scyntylatorów plastikowych. Wszystkie one stanowią roztwór takich substancji jak p-terfenyl, dwufenylooksazol i inne w polistyrenie lub poliwinylotoluenie. Przyjęto się porównywanie wydajności scyntylatorów organicznych do wydajności krystalicznego antracenu. Wymieniony wyżej roztwór ma wydajność ok. 38 % wydajności antracenu. Wydajność scyntylatorów plastikowych zwiększa się przez dodanie tzw. substancji przesuwających, transformujących widmo, wytwarzane przez podstawową substancję rozpuszczoną, na widmo o fali dłuższej, lepiej dopasowane do charakterystyki czułości widmowej fotopowielacza. Taką substancją jest m.in. POPOP ((1,4-di(5-fenyloksazolo-2-yl) benzen)).

Scyntylatory nieorganiczne

Scyntylatory nieorganiczne są kryształami soli nieorganicznych, głównie haloidkami metali alkalicznych, zawierających małe domieszki ciał obcych działających, jako aktywatory w procesie luminescencji. Kryształy nieorganiczne mają pożądaną właściwość przezroczystości względem własnego promieniowania luminescencji. Dodanie do kryształów odpowiednich atomów domieszek, zwanych aktywatorami, powoduje utworzenie tzw. centrów luminescencji. Spośród scyntylatorów nieorganicznych zawierających domieszki można wymienić te najbardziej powszechnie stosowane: jodek sodu z talem NaI/Tl, jodek cezu z talem CsI/Tl, jodek litu z europem $6LiJ/Eu$, siarczek cynku ze srebrem ZnS/Ag.

Poważną wadą scyntylatorów zawierających sole nieorganiczne jest ich higroskopijność. Narzuca ona ko-

nieczność umieszczania scyntylatorów w hermetycznych obudowach, które pozwalają na utrzymanie szczelności. Przykładem zastosowania detektora scyntylacyjnego w postaci CsJ/Tl zamkniętego w herme-



Rys.5 – Przykład zastosowania scyntylatora CsJ/Tl – monitor promieniowania gamma PM-1401M

tycznej obudowie jest monitor promieniowania gamma PM-1401M (rys. 5), który umożliwia lokalizację źródła promieniotwórczego oraz ocenę zagrożenia dla użytkowników poprzez pomiar mocy dawki.

Blok detekcji składa się ze scyntylatora typu CsJ/Tl z fotodiodą oraz modułu wzmacniacza – układu formującego. Scyntylator z fotodiodą realizują przekształcanie kwantów promieniowania fotonowego na impulsy elektryczne. Są one podawane na wejście wzmacniacza układu formującego, który wzmacnia impulsy, nadając im kształt quasi gaussowski. Impulsy te są podawane na wejście bloku obróbki informacji.

Monitor PM-1401M posiada również inne cechy, dzięki którym może być wykorzystywany przy lokalizacji źródeł prom. bądź odpadów zawierających substancje promieniotwórcze:

- algorytm obliczeniowy, dzięki któremu każda statystycznie istotna zmiana częstości zliczeń tła promieniowania sygnalizowana jest poprzez alarm (wibracyjny, akustyczny bądź optyczny)
- możliwość autokalibracji w dowolnym momencie czasu (umożliwia rozpoczęcie poszukiwania)
- zwiększenie częstości indykacji (sygnalizacji dźwiękowej i optycznej) proporcjonalnie do wzrostu natężenia promieniowania (zbliżanie się do źródła powoduje zwiększenie częstości indykacji)
- nieskompensowana charakterystyka energetyczna

(zawyżona czułość detektora w dolnym zakresie energetycznym).

Specjalną grupę stanowią scyntylatory do pomiaru małych aktywności próbek w medycynie nuklearnej zwane scyntylatorami studzienkowymi. Są to zazwyczaj duże scyntylatory typu NaJ/Tl, wyposażone we wnękę w osi głównej scyntylatora, bądź przelotowy otwór prostopadły do osi głównej. Otwory umożliwiają wprowadzenie strzykawki lub naczynia pomia-



Rys.6 – Przykład scyntylatora studzienkowego (ang. well-type scintillator) rowego z tworzywa sztucznego z mierzoną substancją w stanie ciekłym, zawierającą materiał promieniotwórczy.

Istnieje szereg kryteriów porównania różnych odmian scyntylatorów. O wyborze scyntylatora decydują kryteria w danym przypadku najważniejsze. Scyntylatory nieorganiczne zdecydowanie górują pod względem gęstości, co w połączeniu z dużą liczbą atomową części składników decyduje o wyższości tych scyntylatorów przy detekcji promieniowania dzięki silnej absorpcji tego promieniowania.

Ze względu na dobrą zdolność rozdzielczą pożądanym jest krótki czas zaniku. Scyntylatory organiczne górują pod tym względem nad scyntylatorami nieorganicznymi.

Wyższość wynika z faktu nie występowania w nich procesu fosforescencji.

Porównanie dostępności i opłacalności w przypadku dużych wymiarów jest korzystne dla scyntylatorów organicznych. Są one ponadto łatwe w obróbce i zupełnie niewrażliwe na warunki atmosferyczne. Scyntylator jest zazwyczaj umieszczony w obudowie ze względu na ochronę mechaniczną oraz osłonę przed światłem z otoczenia.

Scyntylatory higroskopijne jak NaJ/Tl muszą być zamknięte hermetycznie. Sam kryształ jest wówczas otoczony warstwą MgO odbijającą światło. Obudowa

ma szklane okienko przepuszczające światło w stronę fotokatody.

W przypadku scyntylatorów niehigroskopijnych osłona ma za zadanie jedynie zapewnienia szczelności. Stosuje się tutaj zazwyczaj dwustronnie metalizowane folie poliwęglanowe lub cienkie folie Al.

W ofercie polskiego producenta urządzeń dozymetrycznych POLON-ALFA z Bydgoszczy znajdziemy scyntylatory dedykowane do detekcji zarówno promieniowania alfa, beta, gamma oraz X. Poniżej przedstawiono najważniejsze własności fizyczne w/w scyntylatorów.

Scyntylatory spektrometryczne NaJ/Tl (detekcja promieniowania gamma)



Rys.7 – Scyntylator spektrometryczny gamma NaJ/Tl

Kryształy jodku sodu aktywowanego talem (NaJ/Tl) są najczęściej używanymi scyntylatorami przeznaczonymi do detekcji promieniowania gamma. Oprócz tej podstawowej funkcji, czyli detekcji promieniowania gamma oraz jego pomiarów spektrometrycznych, scyntylatory te są również używane do detekcji miękkiego promieniowania X (detekcja kwantów o energii > 30 keV). Dzięki dobrej wydajności, wysokiemu sygnałowi detekcji i dobrej rozdzielczości energetycznej scyntylatory te są szeroko używane w aplikacjach medycznych i przemysłowych, biologii, geologii oraz monitoringu środowiskowym.

Kryształki jodu pozyskiwane są ze stopionego surowca otrzymanego poprzez dokładnie kontrolowany technologiczny proces wzrostu. Otrzymane kryształy są w bardzo precyzyjny sposób przycinane do odpowiednich wymiarów. Z powodu wysokiej higroskopijności jodku sodu, kryształy są hermetycznie zamknięte w specjalnym kołnierzu. Strumień światła luminescencyjnego przechodzi przez szklane okno połączone optycznie z kryształem. Pozostałą część kryształu pokryta jest warstwą odbijającą światło.

Do każdego scyntylatora dołączony jest specjalny kołnierz pozwalający na umieszczenie scyntylatora w

sondzie pomiarowej. Obecnie montowany jest kołnierz z pewnym rodzajem przegrody, dzięki której uzyskujemy możliwość łatwego montażu oraz demontażu scyntylatora już na sondzie pomiarowej, rozszerzając tym samym zakres stosowania sond różnego typu.

Gęstość	3,67 g/cm ³
Współczynnik refrakcji	1,775
Strumień świetlny (referencyjnie do antracenu)	240 %
Długość fali przy maksymalnej emisji	[420 ± 10] nm
Czas zaniku luminescencji	2,3*10 ⁻⁷ s
Podstawowe własności fizyczne scyntylatorów NaJ/Tl:	

Scyntylatory typu SKX (detekcja promieniowania X)



Rys.8 – Scyntylator typu SKX NaJ/Tl do detekcji promieniowania X

Kryształy scyntylacyjne SKX zbudowane z jodku sodu domieszkowanego talem (NaJ/Tl) przeznaczone są do pomiaru niskoenergetycznego promieniowania gamma oraz X. Dolna granica energii promieniowania jonizującego jest uzależniona od grubości okna i materiału, z jakiego jest wykonany.

W ofercie firmy POLON-ALFA można znaleźć m.in.: Scyntylator SKX [0° x N°] mm (SKX °° U°°) Al - przeznaczony do pomiaru promieniowania X z okienkiem aluminiowym (0,1 mm) w zakresie energii [(15 ÷ 75) keV].

Scyntylator SKX [40 x 2] mm (SKX 12 U14) Be - przeznaczony do pomiaru promieniowania X z okienkiem berylowym (0,15 mm) w zakresie energii [(5 ÷ 75) keV].

Scyntylatory plastikowe typu SPF-32 (detekcja promieniowania beta)



Rys.9 – Scyntylator typu SPF-32 do detekcji promieniowania beta

Model SPF-32 przeznaczony jest do detekcji promieniowania beta. Scyntylator zbudowany jest z cienkiej folii scyntylacyjnej optycznie sprzężonej z podłożem wykonanym ze szkła organicznego. Scyntylator ekranowany jest specjalną światłoszczelną folią aluminiową, która pokrywa folię scyntylacyjną. Scyntylatory te dedykowane są do pomiaru średnio i wysoko energetycznego promieniowania beta.

Niewątpliwą zaletą tej metody pomiaru jest bardzo niskie tło promieniowania z racji małej objętości scyntylatora.

Plastikowe detektory scyntylacyjne nie powinny być ekspozowane na światło słoneczne. Powierzchnia scyntylatorów nie jest odporna na efekty działania kwasów i rozpuszczalników organicznych takich jak benzol, toluen, dioksan czy chloroform.

Scyntylatory plastikowe charakteryzują się krótkim czasem zaniku luminescencji i dużą odpornością na wysokie moce dawek prom. jonizującego. Wielką zaletą plastikowych scyntylatorów jest również ich dobra transmisja światła i szerokie spektrum promieniowa-

Folia scyntylacyjna	SPF 3
Światłowód optyczny (podłoże)	Szkło organiczne
Folia ekranująca	Folia PET 1,3 mg/cm ³
Transmisyjność siatki ochronnej	> 67%
Max. natężenie strumienia świetlnego	1000 lx
Długość fali przy maksymalnej emisji	[420 ÷ 440] nm
Współczynnik refrakcji	1,57
Czas zaniku luminescencji	2,5 * 10 ⁻⁹ s
Strumień świetlny (referencyjnie do antracenu)	65 %

nia.

Scyntylatory ZnS/Ag typu SAD-12 (detekcja promieniowania alfa)



Rys.10 – Scyntylator ZnS/Ag typu SAD-12 do detekcji promieniowania alfa

Scyntylatory te dedykowane są do pomiaru promieniowania alfa. Luminofor (materiał luminescencyjny) wykonany z siarczku cynku domieszkowanego srebrem jest jednorodnie osadzony w postaci cienkiej warstwy proszku na podłożu wykonanym ze szkła organicznego. Podłoże szklane, warstwa luminoforu oraz światłoszczelna folia, która tworzy okno wejściowe dla promieniowania alfa są osadzone w specjalnym kołnierzu. Folia światłoszczelna jest chroniona przed uszkodzeniami mechanicznymi poprzez zdejmowalną kratkę. Model SAD 12 jest odpowiedni do pomiaru prom. alfa o niskiej aktywności, detekcji zagubionych źródeł prom. alfa bądź skażeń powierzchniowych.

Luminofor	ZnS/Ag (siarczek cynku domieszkowany srebrem)
Światłowód optyczny (podłoże)	Szkło organiczne
Folia ekranująca	gęstość 1 mg/cm ²
Długość fali przy maksymalnej emisji	455 nm
Czas zaniku luminescencji	0,3*10 ⁻⁶ s
Transmisyjność siatki ochronnej	80 %
Max. natężenie strumienia świetlnego	1000 lx

Daniel Jankowski
Polon-Alfa Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.
85-861 Bydgoszcz, ul. Glinki 155
tel. 52 36 39 273
polonalfa@polon-alfa.pl
www.polon-alfa.pl

Konkurs z nagrodami.
Dla pięciu osób, które nadeślą prawidłową odpowiedź.
Kalendarze POLON ALFA i kubki EkoAtom

- A. *Jaki przyrząd produkowany przez POLON ALFA, może być przydatny do lokalizacji źródeł promieniotwórczych bądź odpadów zawierających substancje promieniotwórcze.*
- B. *Jakim urządzeniem można zmierzyć wiązkę rozproszoną prom. X (ang. stray radiation) emitowaną z aparatów RTG, skanerów oraz innych urządzeń będących źródłem promieniowania X*
- C. *Jakim przyrządem mogę zmierzyć względną aktywność izotopu promieniotwórczego (np.: jodu ^{131}J przy pomiarze jodochwytności)?*

Odpowiedzi prosimy nadsyłać na adres email
redakcja@ekoatom.com.pl



Nawet wśród osób stykających się zawodowo z problemami ochrony radiologicznej lub medycyny nuklearnej rozpowszechnione jest często przekonanie, że za niekorzystne skutki ekspozycji komórek ssaków na promieniowanie jonizujące odpowiada przede wszystkim, a może nawet wyłącznie, uszkodzenia DNA. Przez lata obowiązywała w radiobiologii teoria tarczy: promieniowanie zabija komórkę, bo trafia w „tarczę”, której uszkodzenie wywołuje skutek śmiertelny. Jako tarczę zidentyfikowano następnie DNA, zaś wykrycie mechanizmów naprawy uszkodzeń DNA udało się pogodzić z teorią znakomicie. W dodatku stwierdzono, że defekty naprawy DNA zwiększają skutki letalne oraz częstość mutacji. Dane te powiązano z kancerogenezą popromienną i wydawało się, że mechanizmy uszkodzenia komórek przez promieniowanie jonizujące zostały zadawalająco rozpoznane (Rys. 1, 2).

TEORIA TARCZY

OD PONAD 30 LAT BYŁA POWSZECHNE PRZYJĘTA W RADIOBIOLOGII

WYJAŚNIAŁA SKUTKI BIOLOGICZNE PROMIENIOWANIA JONIZUJĄCEGO PRZY ZAŁOŻENIU, ŻE W KOMÓRKACH ISTNIEJĄ TARCZE (CELE), KTÓRE NIEZBĘDNE SĄ DLA PRZEŻYCIA KOMÓRKI.

ICH USZKODZENIE BEZPOŚREDNIE LUB POŚREDNIE PRZEZ PROMIENIOWANIE JONIZUJĄCE („TRAFIENIE TARCZY”) POWODUJE ŚMIERĆ KOMÓRKI

TARCZĄ JEST DNA

W wyniku napromienienia uszkodzony DNA jest powodem powstawania aberracji chromosomowych, zazwyczaj prowadzących do śmierci komórek. Zatem po ekspozycji na promieniowanie uszkodzone komórki są eliminowane z populacji i po kilku podziałach komórkowych już się komórek z aberracjami nie obserwuje. Pozostają komórki „przeżywające”, zaś ich liczba w stosunku do liczby początkowej ilustruje szkodliwość zastosowanej dawki, promieniooporność, wpływ warunków środowiska itp.

Oczywiście nikt nie podważa związków przyczynowych między uszkodzeniami DNA i skutkami napromienienia obserwowanymi na poziomie komórkowym. jednak, -jak to często bywa w badaniach naukowych – okazało się, że **jest to prawda ale nie cała prawda**. Radiobiolodzy zajmujący się układami *in vitro* stopniowo gromadzili obserwacje, które nie znajdowały zadawalającego wyjaśnienia na podstawie teorii tarczy. Na przykład potomstwo komórek, które poddano działaniu promieniowania i które przeżyły a w dodatku były wolne od widocz-

nych aberracji chromosomowych - wykazywały cechy pozwalające przypuszczać, że pozostały w nich uszkodzenia popromienne: czas podwajania populacji wydłużał się, odsetek komórek martwych wzrastał, pojawiały się komórki z aberracjami chromosomowymi. Zmiany te określano początkowo jako „późne skutki” promieniowania, zaś *in vivo* zaliczano do nich także indukowane przez promieniowanie nowotwory. Dopiero po zebraniu licznych tego rodzaju obserwacji zaczęto określać je terminem „niestabilność genetyczna”.

DOWODY, ŻE TARCZĄ JEST DNA

KORELACJE/ ZWIĄZKI PRZYCZYNOWE

- MIĘDZY USZKODZENIAMI DNA, ABERRACJAMI CHROMOSOMOWYMI I PRZEŻYWALNOŚCIĄ
- MIĘDZY USZKODZENIAMI RESZTKOWYMI DNA, AKTYWNOŚCIĄ ENZYMÓW NAPRAWCZYCH (MUTACJE W KODUJĄCYCH JE GENACH) I PRZEŻYWALNOŚCIĄ ORAZ CZĘSTOŚCIĄ ABERRACJI CHROMOSOMOWYCH

PODOBNE KORELACJE Z CZĘSTOŚCIĄ MUTACJI, TAKŻE W KOMÓRKACH NOWOTWORÓW INDUKOWANYCH PRZEZ PROMIENIOWANIE JONIZUJĄCE

NIESTABILNOŚĆ GENETYCZNA JAKO PRZYKŁAD NIEZGODNOŚCI Z TEORIĄ TARCZY

EKSPOZYCJA KOMÓREK W HODOWLI NA PROMIENIOWANIE X/γ

PODZIAŁY MITOTYCZNE 1-3
OBECNOŚĆ ABERRACJI CHROMOSOMOWYCH

ELIMINACJA KOMÓREK Z ABERRACJAMI CHROMOSOMOWYMI

POPULACJA KOMÓREK PRZEŻYWAJĄCYCH

PONOWNE POJAWIENIE SIĘ KOMÓREK Z ABERRACJAMI

?

Rys. 3. Schemat doświadczenia wskazujący na niestabilność genetyczną w komórkach po ekspozycji na promieniowanie jonizujące. Przejawia się ona jako późne (tj. po wyeliminowaniu z populacji komórek uszkodzonych, z aberracjami chromosomowymi) ponowne pojawienie się komórek z aberracjami chromosomowymi

W latach 90-tych powstał termin efekty niecelowane (ang. non-targeted effects) dla określenia następstw promieniowania, które nie powstały w wyniku bezpośrednich uszkodzeń DNA (rys. 4). Zaliczono do nich między innymi efekt sąsiedztwa (efekt widza), w którym nie tylko DNA ale nawet cała komórka nie została „trafiona” przez promieniowanie, napromienione zaś były komórki z nią sąsiadujące. Można też było komórki nienapromienione umieścić w pożywce, w której uprzednio napromieniono inne komórki (z tej samej lub innej linii komórkowej). Pożywka „przenosiła” cały komplet skutków promieniowania na komórki, które się z promieniowaniem nie zetknęły. Co istotne, efekty niecelowane obserwowano po zastosowaniu bardzo niskich dawek i pojawiały się one za zasadzie „wszystko albo nic” z brakiem zależności od dawki (rys. 5), co jest wskazówką, że promieniowanie skutkuje w komórce sygnalizacją: sygnał albo jest, albo go nie ma, nie może być częściowy.

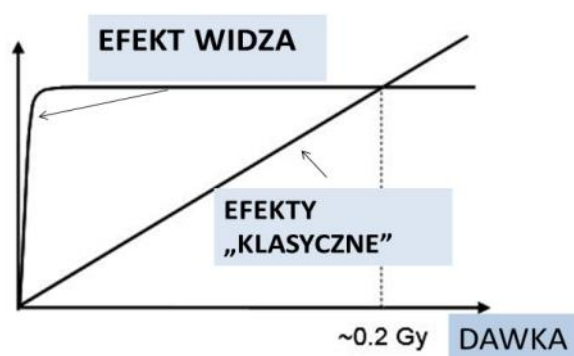
EFEKTY NIECELOWANE (NON-TARGETED) PROMIENIOWANIA JONIZUJĄCEGO TRUDNE DO WYJAŚNIENIA W RAMACH TEORII TARCZY

EFEKT WIDZA NIESTABILNOŚĆ GENETYCZNA ODPOWIEŹ ADAPTACYJNA

- OBSERWOWANE W ZAKRESIE NISKICH DAWEK PROMIENIOWANIA JONIZUJĄCEGO; Z BRAKIEM ZALEŻNOŚCI OD DAWKI (odpowieź „wszystko albo nic”)
- CZĘSTO JAKO PÓŹNE SKUTKI EKSPOZYCJI NA PROMIENIOWANIE
- ICH INDUKCJA NIE WYMAGA NAPROMIENIENIA JĄDRA KOMÓRKOWEGO

Aktualna praca przeglądowa : *Kadhim M, Salomaa S, Wright E, Hildebrandt G, Belyakov OV, Prise KM, Little MP. Non-targeted effects of ionising radiation- Implications for low dose risk. Mutat Res. 2013; 752(2):84-98.*

Rys. 4. Zestawienie najważniejszych cech efektów niecelowanych



O.L. Belyakov
Non-targeted effects of ionising radiation
Proceedings of the RISC-RAD specialised training course
"Non-targeted effects of ionising radiation", STUK, Helsinki 2008, str 13

Rys. 5. Schemat ilustrujący zależność jednego z efektów niecelowanych, tj. efektu widza od dawki promieniowania

Zaobserwowano także generowanie reaktywnych pochodnych tlenu i azotu (RPTA) przez komórki ekspozycje na promieniowanie jonizujące i ich komórki potomne. W przypadku tych ostatnich określa się to zjawisko jako chroniczny stres oksydacyjny. Jako źródło RPTA zidentyfikowano oddychanie mitochondrialne (J.K. Leach, T.G. van Tuyle, P.S. Lin, R. Schmidt-Ullrich, R.B. Mikkelsen. *Ionizing radiation-induced, mitochondria-dependent generation of reactive oxygen/nitrogen*, *Cancer Res.* 61 (10) (2001) 3894-3901). W pracy tej, w komórkach A875 poddanych napromienieniu γ (1-10 Gy) obserwowano:

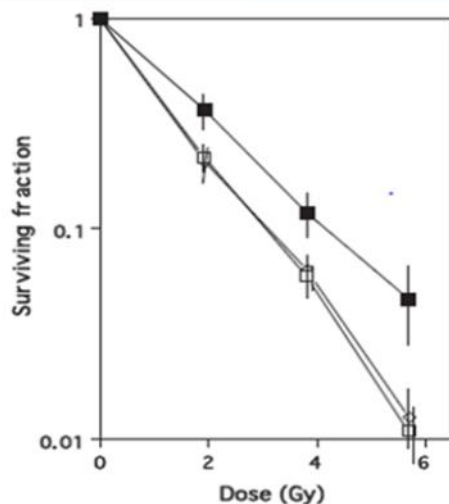
- zależność % komórek produkujących RPTA (ang. RONS) od dawki (wzrost z 20 do 80 % w stosowanym zakresie dawek);
- spadek potencjału błony mitochondrialnej, hamowany przez cyklosporynę A (blokującą kanały mitochondrialne).

Większość badań skupiała się nad generowaniem reaktywnych pochodnych tlenu (RPT, ang. ROS). Generowanie RPT było hamowane przez rotenon (inhibitor kompleksu I łańcucha oddechowego). Było też nieobecne w komórkach pozbawionych DNA mitochondrialnego, niezbędnego do biosyntezy kompleksów I-IV mitochondrialnego łańcucha oddechowego. Potraktowanie rotenonem komórek ekspozycje na promieniowanie γ powodowało zmniejszenie częstości mikrojąder, wskazując na udział RPT w uszkodzaniu chromosomów (Choi KM, Kang CM, Cho ES, Kang SM, Lee SB, Um HD. *Ionizing radiation-induced micronucleus formation is mediated by reactive oxygen species that are produced in a manner dependent on mitochondria, Nox1, and JNK*. *Oncol Rep.* 2007, 17 (5) 1183-1188).

Hosoki et al.

J. Radiat. Res., 53, 58–71 (2012)

PRZEŻYWALNOŚĆ KOMÓREK T-REX HELA I HELA S3 PO EKSPOZYCJI NA PROMIENIOWANIE γ



Komórki HeLa S3 i T-Rex HeLa transfekowano plazmidem z genem *SOD1* lub *SOD2* (z układem Tet-on/off, indukowanym przez tetramycynę 0,1 $\mu\text{g/ml}$)

Komórki w wykładniczej fazie wzrostu ekspozycje na promieniowanie γ w temperaturze pokojowej. Klony liczone po 12 dniach. Wyniki są średnią z 4 doświadczeń $\pm$ SD. Wartości $P < 0,05$ dla komórek HeLa S3/SOD2 względem nie transfekowanych, (kontrolnych) HeLa S3, różnica znamionna statystycznie (przedział ufności 95%).

□-, kontrolne HeLa S3;
◇-, HeLa S3/SOD1;
■-, HeLa S3/SOD2.

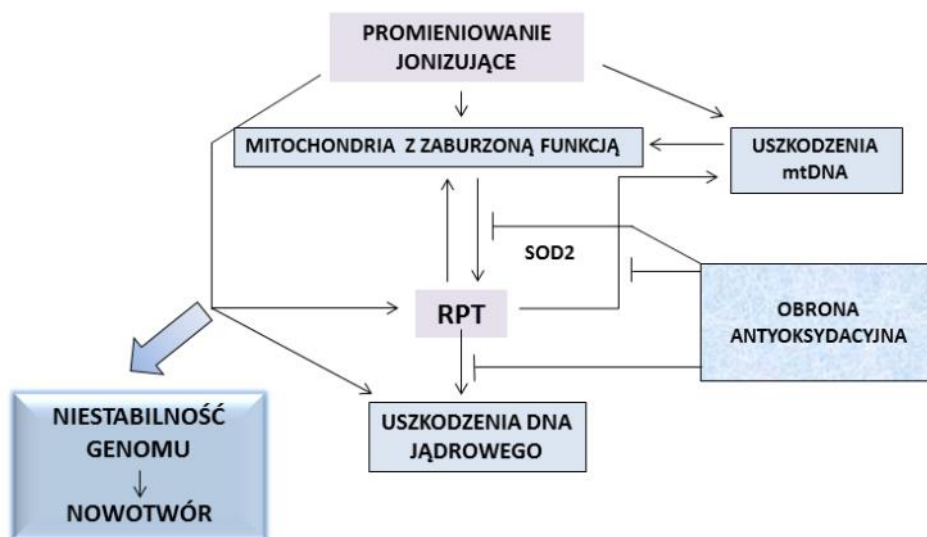
Rys. 6. Oszczędzający wpływ mitochondrialnej dysmutazy ponadtlenkowej (SOD2), lecz nie cytoplazmatycznej SOD1 na przeżywalność komórek ekspozycje na promieniowanie γ

Ci sami autorzy zidentyfikowali także inne źródło RPT w komórkach, oksydazy NADPH (NOX). Hamując syntezę NOX1 za pomocą siRNA wykazali zmniejszenie częstości mikrojąder w komórkach ekspozycje na promieniowanie γ . Wskazywało to na udział RPT generowanych przez NOX1 w uszkodzaniu chromosomów, podobnie jak RPT mitochondrialnych.

Istotna dla odpowiedzi komórkowej na promieniowanie jonizujące okazała się też aktywność mitochondrialnej dysmutazy ponadtlenkowej (SOD₂, MnSOD). Przykład można znaleźć m.in. w pracy Hosoki i wsp. 2012 (Hosoki A, Yonekura S, Zhao QL, Wei ZL, Takasaki I, Tabuchi Y, Wang LL, Hasuike S, Nomura T, Tachibana A, Hashiguchi K, Yonei S, Kondo T, Zhang-Akiyama QM. Mitochondria-targeted superoxide dismutase (SOD₂) regulates radiation resistance and radiation stress response in HeLa cells. *J Radiat Res.* 2012;53 (1) 58-71), skąd pochodzi rys. 6

Podsumowując, popromienny stres oksydacyjny jest spowodowany głównie przez RPT produkowane przez mitochondrialny łańcuch oddechowy i cytosolowe oksydazy NADPH. RPT decydują w znacznym stopniu zarówno o zakresie niecelowanych efektów promieniowania jonizującego jak i o losie populacji komórkowej we wczesnym i późnym okresie po ekspozycji, także po wielu podziałach mitotycznych. Wykazano też współzależność między stresem oksydacyjnym, niestabilnością genetyczną i modyfikacjami epigenetycznymi w genomie komórek ssaków. Podstawą były prace pokazujące związki łączące funkcje mitochondrialne i mutacje w DNA mitochondrialnym (mtDNA) z poziomem metylacji DNA. Ten ostatni należy do czynników określających stopień ekspresji poszczególnych genów

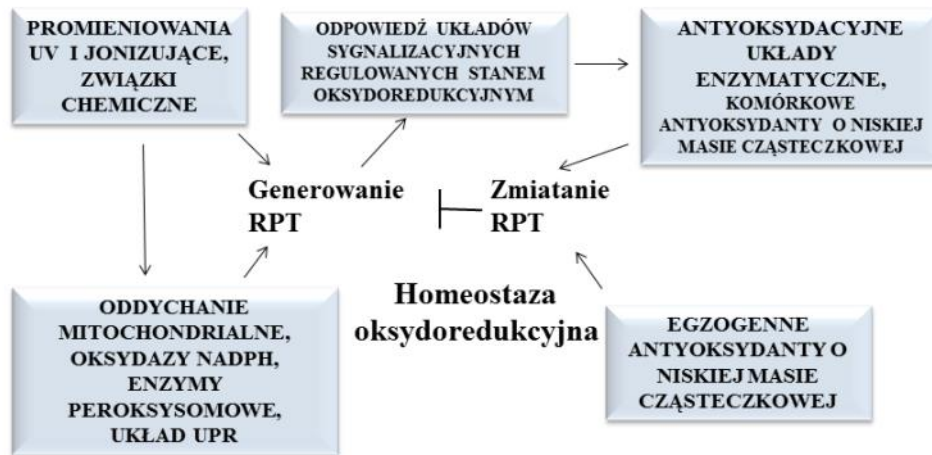
Przykłady prac na ten temat: S.Minocherhomji, T.O.Tollefsbol, K.K.Singh. Mitochondrial regulation of epigenetics and its role in human diseases, *Epigenetics.* 7(4) (2012) 326-334; P.F.Chinnery, H.R.Elliott, G.Hudson, D.C.Samuels, C.L.Relton. Epigenetics, epidemiology and mitochondrial DNA diseases, *Int. J Epidemiol.* 41(1) (2012) 177-187.; D.Bellizzi, P.D'Aquila, M.Giordano, A.Montesanto, G.Passarino. Global DNA methylation levels are modulated by mitochondrial DNA variants, *Epigenomics.* 4(1) (2012) 17-27.; D.J.Smiraglia, M.Kulawiec, G.L.Bistulfi, S.G.Gupta, K.K.Singh. A novel role for mitochondria in regulating epigenetic modification in the nucleus, *Cancer Biol. Ther.* 7(8) (2008) 1182-1190.



Rys. 7. Postulowane drogi prowadzące do kancerogenezy popromiennej

Na podstawie wymienionych prac można sądzić, że obserwowany w chronicznym stresie oksydacyjnym wysoki poziom RPT w mitochondriach prowadzi do mutacji mtDNA. Skutkuje to zmianami epigenetycznymi genomu jądrowego przez obniżenie aktywności metylotransferaz i hipometylację DNA. Jest to przyczyną późnych skutków promieniowania jonizującego, w tym – nowotworów popromiennych (rys. 7). Podwyższony stres oksydacyjny i hipometylacja DNA towarzyszą także procesom starzenia. Skutek hipometylacji, to m.in. brak wyraźnego odgraniczenia obszarów transkrybowanych od nie-

transkrybowanych, co powoduje „rozchwianie transkrypcji” – heterogenność transkryptów w porównaniu z komórkami prawidłowymi ze ściśle kontrolowaną transkrypcją. Jest to powodem zwiększonej plastyczności komórek nowotworowych i ich zdolności do przystosowywania się do zmiennych warunków (Timp W, Feinberg AP. Cancer as a dysregulated epigenome allowing cellular growth advantage at the expense of the host. Nat Rev Cancer. 2013;13 (7) 497-510).



Rys. 8. Schemat obrazujący interakcje różnych czynników zewnętrznych i wewnętrznych w utrzymaniu komórkowej homeostazy oksydoredukcyjnej

Należy dodać, że oprócz promieniowania jonizującego właściwość wywoływania stresu oksydacyjnego ma promieniowanie UV oraz liczne związki chemiczne, które wywołują w społeczeństwie znacznie mniejszy popłoch. Wydaje się, że w świetle informacji o znaczeniu stresu oksydacyjnego w mechanizmie nowotworzenia istotne jest zachowanie równowagi oksydoredukcyjnej na poziomie komórkowym (por. rys. 8), co jednak łatwiej napisać, niż wprowadzić w życie. Niewątpliwie aktywność fizyczna i zrównoważona dieta, to najlepsze, co można zalecić – także z punktu widzenia najnowszych osiągnięć nauk biologicznych.



Mirosław Duda
ARE S.A.

Co z energetyką jądrową w Polsce?

Wstęp

Zapewnienie dostaw energii elektrycznej dla krajowego przemysłu i społeczeństwa, zarówno na bieżąco, jaki w horyzoncie długoterminowym jest jednym z największych wyzwań dla naszego kraju. Należy się bowiem liczyć ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w tempie ok. 1-2% rocznie mimo wdrażania przedsięwzięć racjonalizujących zużycie energii. Umożliwi to zmniejszenie dystansu w użytkowaniu tego szlachetnego nośnika energii w odniesieniu do krajów Europy zachodniej, gdyż Polska charakteryzuje się nadal znacznie niższym od średniej europejskiej zużyciem energii elektrycznej na mieszkańca. Niezbędna jest zatem budowa nowych źródeł energii elektrycznej w celu pokrycia wzrostu zapotrzebowania oraz uzupełnienia naturalnych lub spowodowanych wymogami ekologicznymi ubytków mocy istniejących źródeł. **Wszystkie nowe źródła powinny spełniać dwa podstawowe kryteria: ekonomiczne - w celu zapewnienia racjonalnych kosztów wytwarzania energii, i ekologiczne - w celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery, przede wszystkim dwutlenku węgla. Obydwa kryteria spełnia energetyka jądrowa, gdyż charakteryzuje się konkurencyjnymi kosztami wytwarzania energii oraz**

praktycznie zerową emisją zanieczyszczeń do atmosfery.

Taki pogląd został ostatnio bardzo wyraźnie sprecyzowany w wystąpieniu czeskiego ministra przemysłu i handlu do Komisji Europejskiej w imieniu swojego kraju a także dziewięciu innych jak Bułgaria, Francja, Węgry, Litwa, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia i Wielka Brytania. W wystąpieniu zwrócił uwagę komisarzy ds. energii Guenthera Oettingera oraz ds. konkurencji Joaquina Almunii, że energia jądrowa spełnia wszystkie wymagania polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej, ale powinny być stworzone rynkowe warunki w ramach Unii Europejskiej do dalszego jej rozwoju. Należy mieć nadzieję, że KE skoryguje swoje podejście, że rozwój energetyki jądrowej to indywidualna sprawa każdego kraju członkowskiego

Efekt Fukushima

Po wydarzeniach w Fukushima wzrosły obawy o bezpieczeństwo energetyki jądrowej, które doprowadziły do psychozy, w wyniku której w niektórych krajach europejskich podjęto polityczne decyzje o wycofaniu z eksploatacji elektrowni jądrowych i rezygnacji z rozwoju energetyki jądrowej. Uleganie takiej psychozie jest niezwykle niebezpieczne dla zrównoważonej polityki energetycznej, która powinna być realizowana w sposób racjonalny, a więc wolny od rozmaitych fobii. Zwalczanie tego zjawiska powinno być ważnym zadaniem świata nauki, ale również tych polityków, którzy racjonalnie patrzą na bezpieczeństwo energetyczne. Nowe

znaczenie powinny uzyskać prace w zakresie oddziaływania na społeczeństwo, aby zneutralizować propagandę strachu przed energetyką jądrową. Można w tym zakresie wykorzystać badania uznanych organizacji międzynarodowych o skutkach poprzednich awarii w EJ TMI w USA i Czarnobylu, które wyraźnie wskazują, że większość alarmistycznych obaw się nie sprawdziła.

W 2011 r. przed wydarzeniami w Fukushima eksploatowano 442 energetyczne reaktory jądrowe w 30 krajach świata. Ich moc wynosiła 379 MW, a roczna produkcja energii elektrycznej ok. 379 tys TWh, co stanowiło ok. 14% produkcji globalnej. Jednocześnie 65 reaktorów o mocy ok. 60 tys. MW znajdowało się w budowie, a ponad 159 o sumarycznej mocy ok. 179 tys. MW w planach rozwoju. Największym producentem energii w EJ w tym czasie były Stany Zjednoczone (807 TWh w 2011 r.), następnie Francja (410 TWh), Rosja (ok. 159 TWh) i Korea ok. 142 TWh. Japonia przed Fukushima produkowała ok. 280 TWh rocznie), a Niemcy 133 TWh.

Po wydarzeniach w Fukushima radykalne decyzje o wycofaniu się z rozwoju energetyki jądrowej zostały podjęte przez Niemcy, Szwajcarię i Włochy. Japonia, po początkowym szoku i wyłączeniu wszystkich EJ, zamierza przywrócić eksploatację istniejących EJ poza EJ Daichi, która jest po awarii demontowana.

Pozostałe kraje, w których są eksploatowane lub budowane EJ utrzymały energetykę jądrową jako istotny obszar zaopatrzenia kraju w energię. Utrzymały również zamierzenia na przyszłość w tym zakresie. W szczególności:

- ⇒ We Francji Urząd Bezpieczeństwa Jądrowego wydał oświadczenie, że wszystkie 58 EJ spełniają wymogi bezpieczeństwa i żadna elektrownia nie będzie wycofana z eksploatacji z tego powodu. Konieczność przeprowadzenia dodatkowych testów spowodowała jednak przesunięcie terminu uruchomienia budowanej aktualnie EJ Flamanville na 2016 r.
- ⇒ Wielka Brytania potwierdziła zamiar uruchomienia nowych jednostek jądrowych ok. 2025 r. Przygotowywane jest osiem potencjalnych lokalizacji nowych EJ. Urząd Dozoru Jądrowego Jądrowej wydał licencje dla budowy EJ z reaktorami EPR i AP 1000. Obecnie trwają negocjacje z Komisją Europejską w

celu uzgodnienia zakresu i sposobu wsparcia dla tej technologii ze środków publicznych podobnie jak to ma miejsce dla energetyki odnawialnej.

- ⇒ W Szwecji podjęte w 1980 r. decyzje polityczne o wycofaniu EJ z eksploatacji w miarę wyczerpywania się ich zasobów spowodowały odstawienie dwu bloków jądrowych w EJ Barseback. W 2010 r. odstąpiono jednak od polityki rezygnacji z energetyki jądrowej. Obecnie trwają prace nad programem kompensacji ubytków mocy w EJ Barseback i określenia struktury nowych mocy, w tym jądrowych.
- ⇒ W Holandii wycofano się z poprzedniej decyzji o zaprzestaniu rozwoju energetyki jądrowej dzięki wzrastającemu poparciu dla rozwoju tej technologii wytwarzania energii przez polityków i społeczeństwo.
- ⇒ W Hiszpanii nie zamierza się blokować rozwoju tej technologii. W lutym 2011 r. Komisja Bezpieczeństwa Jądrowego wydała zezwolenie na przedłużenie o 10 lat eksploatacji EJ Cofrentes, a w lipcu 2011 r. podobna decyzja została wydana dla EJ Asco 1 i 2. Nowy Premier Mariano Rajoy poinformował, że ponownie rozpatrzy decyzję o wycofaniu z eksploatacji EJ Santa Maria de Garona i jej eksploatacja zostanie przedłużona do 2019 r.
- ⇒ W Czechach potwierdzono decyzje o budowie dwu nowych bloków 1000 MW w EJ Temelin, Obecnie trwa doprecyzowanie warunków budowy i eksploatacji EJ w świetle polityki UE. W planach przewiduje się budowę trzech nowych bloków w innych lokalizacjach.
- ⇒ Finlandia poza budowanym nowym blokiem jądrowym nr 3 w EJ Olkiluoto, potwierdziła plany budowy EJ Pyhajoki w tym samym systemie inwestowania przez dużych odbiorców i duże firmy obrotu energią elektryczną. Rosatom wykupił 34% akcji w firmie Fenovoima, która jest inwestorem EJ Pyhajoki. Firma TVO otrzymała również pozwolenie na budowę 4 bloku w EJ Olkiluoto.
- ⇒ Litwa ma nadal zamiar budować EJ Visaginas, która ma zastąpić wycofaną z eksploatacji EJ Ignalina z reaktorem RBMK (typu czarnobylskiego). Zamierzenia współpracy w tym zakresie z Polską i pozostałymi krajami bałtyckimi napotykać jednak na

trudności.

- ⇒ Bułgaria potwierdziła zamiar budowy 2 bloków 1000 MW. Proces jednak uległ spowolnieniu ze względu na problemy finansowe i niejasne warunki unijne.
- ⇒ Na Węgrzech w EJ Paks zamierza się dobudować dwa nowe bloki jądrowe aby zmniejszyć uzależnienie od importu energii elektrycznej i wypełnić wymagania klimatyczne UE. Podpisano porozumienie w tej sprawie z Rosatomem, który zapewnia finansowanie tej inwestycji w 80%.
- ⇒ Słowacki rząd podjął decyzję rozbudowie EJ Mochovce bez wsparcia finansowego ze środków publicznych, co oznacza model finansowania podobny do fińskiego.
- ⇒ W Rumunii trwa proces przygotowania budowy dwu nowych bloków w EJ Cernavoda.
- ⇒ Rosja potwierdziła plany rozwoju energetyki jądrowej przy zwiększonych wymaganiach bezpieczeństwa jądrowego. Moc EJ ma wzrosnąć dwukrotnie do 2020 r. Dwa rządowe programy zostały uruchomione: pierwszy w celu podwyższenia bezpieczeństwa, drugi w celu wydłużenia okresu ekonomicznej eksploatacji EJ o 15 lat. Rozpoczęta budowa EJ Kaliningrad, która miała służyć nie tylko do pokrycia potrzeb wewnętrznych, ale również produkować energię na eksport do Niemiec, Polski i innych krajów bałtyckich, została jednak przerwana. Prowadzone są prace nad uruchomieniem reaktora prędkiego BN800 i planowana jest budowa reaktora BN1200 na bazie eksploatowanej EJ z reaktorem BN600. Mają być budowane również pływające EJ, lokalizowane przy brzegach na dalekiej Syberii.
- ⇒ W USA będzie kontynuowany rozwój energetyki jądrowej. Komisja Bezpieczeństwa Jądrowego (NRC) uruchomiła przegląd bezpieczeństwa działających i projektowanych EJ w celu identyfikacji ewentualnych zagrożeń w świetle wydarzeń w Fukushima. Mimo stwierdzenia potrzeby dokonania szeregu zmian w pracujących EJ, Komisja wydała oświadczenie, że nie ma przeszkód, aby 71 reaktorów z ogólnej liczby 104 otrzymało przedłużenie licencji na eksploatację do 60 lat. Dalsze EJ są w tym zakresie jeszcze badane. Budowa EJ została jednak spowolniona, gdyż pojawiła się silna konkurencja elektrowni gazowych, które przy niskich obecnie cenach gazu, łupkowego, mają konkurencyjne koszty wytwarzania energii. Przewidując jednak wzrost cen gazu w przyszłości w lutym 2012 r. NRC wydała licencję nowego typu (Construction and Operation License) na budowę i eksploatację dwu bloków EJ Vogtle z reaktorami AP1000, a w marcu 2012 r. dwie dalsze na budowę 2 bloków jądrowych w stanie Południowa Karolina.
- ⇒ W Chinach tuż po Fukushima wstrzymano wydawanie zezwoleń na budowę nowych EJ zanim nie zostaną zakończone testy i analizy rozwiązań projektowych nowych EJ z punktu widzenia bezpieczeństwa ich działania. W 2010 r. w budowie znajdowało się 28 reaktorów. W czerwcu 2011 r. wydano komunikat, że wszystkie pracujące EJ przeszły pozytywnie analizy bezpieczeństwa i wznowiono budowę wielu jednostek. W grudniu 2011 r. Narodowy Urząd Energetyczny wydał oświadczenie, że energia jądrowa będzie podstawą w systemie energetycznym i w ciągu 10-20 lat zostanie uruchomionych do 300 GW nowych mocy w EJ.
- ⇒ Korea Południowa jest jednym z największych producentów energii elektrycznej w EJ. W 2011 r. pracowało w tym kraju 21 EJ o mocy 19 GW pokrywających 31% krajowego zapotrzebowania. Po Fukushima Korea potwierdziła plany podwyższenia mocy EJ do 27 GW w 2020 r. i 43 GW w 2030 r. i osiągnięcia 59% produkcji energii przez te źródła. Równocześnie rząd wspiera eksport tej technologii, szczególnie po podpisaniu kontraktu na dostawę 4 bloków do Zjednoczonych Emiratów Arabskich.
- ⇒ Indie potwierdziły plany powiększenia mocy jądrowej do 63 GW w 2032 r. W marcu 2011 r. rozpoczęto budowę EJ Kakrapar 4 (630 MWe) a lipcu 2011 r. EJ Rajasthan (630 MWe). Ogólnie w budowie znajduje się siedem EJ. Na przełomie roku 2011 wystąpiły jednak opóźnienia w załadunku paliwa do gotowych już reaktorów ze względu na protesty społeczne spowodowane Fukushima. Przekonanie opinii publicznej do dalszego rozwoju EJ jest obecnie w Indiach jednym z najważniejszych problemów.

Główne rodzaje oferowanych reaktorów jądrowych

Obecnie oferowane są przede wszystkim reaktory lek-

kowodne (LWR), ciśnieniowe (PWR) i wrzące (BWR), które występują w ponad 80% eksploatowanych i budowanych EJ. Są to reaktory dużej mocy, które spełniają wzrastające wymagania bezpieczeństwa przy niewielkim wzroście jednostkowych kosztów wytwarzania energii.

Francuska firma Areva dostarcza reaktor ciśnieniowy EPR posiadający rozbudowane, wzajemnie się uzupełniające, systemy bezpieczeństwa. EJ z tym reaktorem może być wykorzystywana w trybie nadążnym mocy z dobowymi zmianami zapotrzebowania. Zakładana dyspozycyjność to 92% a okres eksploatacji – 60 lat.

Amerykańska firma Westinghouse oferuje reaktor AP1000, który w grudniu 2005 roku uzyskał licencję amerykańskiego urzędu dozoru jądrowego jako reaktor generacji III+. Reaktory tego typu są obecnie budowane w Chinach i USA.

Od 1992 r. General Electric oferuje reaktory wodne wrzące typu ABWR dla bloku energetycznego o mocy 1350 MWe i reaktor ESBWR, dla bloku energetycznego o mocy 1600 MWe,

Rosyjska firma Rosatom dostarcza reaktory AES 92&91 i AES 2006. Są to reaktory, skonstruowane na bazie doświadczeń zdobytych przy budowie i eksploatacji reaktorów WWER-1000. Spełniają wszystkie europejskie normy bezpieczeństwa jądrowego.

Reaktory CANDU dostarczane przez firmę AECL są rozpowszechnione głównie w Kanadzie. Ich zaletą jest możliwość wykorzystywania uranu naturalnego lub o małym wzbogaceniu, wadą - konieczność stosowania ciężkiej wody jako moderatora. Są one eksploatowane również w Korei Południowej (EJ Wolsong 3 i 4), w Chinach (EJ Qinshan 3-1 i 3-2) i Rumunii (EJ Cerna Voda).

Jedną z barier szerszego zastosowania technologii jądrowej jest duża moc jednostkowa oferowanych bloków jądrowych (600 -1600 MW), co wymaga zamrożenia dużego kapitału inwestycyjnego i utrudnia ich pracę w małych systemach energetycznych. Stąd jednym z priorytetowych kierunków rozwoju technologii EJ jest skonstruowanie jednostek o mniejszej mocy (poniżej 500 MW) o akceptowalnych jednostkowych nakładach inwestycyjnych i kosztach eksploatacji przy zachowaniu wszystkich wymagań bezpieczeństwa jądrowego. Perspektywnym rozwiązaniem są tzw. reaktory modułowe umożliwiające składanie wymaganej mocy z

szeregowych jednostek o mocy 150-300 MW. Takie rozwiązania są w zaawansowanej fazie rozwoju na bazie reaktorów lekkowodnych m. in. w USA. Przewiduje się, że takie jednostki będą oferowane komercyjnie pod koniec lat dwudziestych.

Dostępność oraz ceny uranu

Rozpoznane światowe zasoby uranu w złożach konwencjonalnych, które można wydobyć za cenę mniejszą niż 130 \$/kgU, oceniano w 2007 roku na ok. 5,5 mln ton. Tylko złoża już eksploatowane, przy obecnym tempie ich wykorzystania - ok. 66,5 tys. ton uranu rocznie - wystarczą na ok. 85 lat, natomiast spodziewane odkrycia nowych złóż powinny wydłużyć ten czas do 300 lat. Dodatkowym źródłem uranu są fosforyty, których możliwe do eksploatacji złoża zawierają ok. 35 mln ton uranu. Najwięcej zasobów uranu w fosforach ma Maroko (6,9 mln ton), USA (1,2 mln ton).

Ewentualne rozpoczęcie eksploatacji złóż niekonwencjonalnych i opanowanie reaktorów powielających, zamykających uranowy cykl paliwowy, stwarza ogromne perspektywy dla energetyki jądrowej powiększając możliwość wykorzystania tej formy energii do wielu setek lat. Już obecnie istnieje możliwość wykorzystywania paliwa typu MOX, w którym stosuje się mieszaninę uranu zubożonego i plutonu odzyskanego w procesie przeróbki paliwa wypalonego, co istotnie podwyższa wykorzystanie zasobów uranu.

Jeśli ceny uranu wzrosną, to stanie się ekonomicznie opłacalne wykorzystywanie złóż ubogich w uran i zawierających go odpadów. Ubogie zasoby uranu występują m.in. w węglu i rudach miedzi.

Ceny paliwa jądrowego określane są na rynku cenami koncentratu uranowego w postaci tlenku uranu U₃O₈ tzw. „yellow cake”, który jest przedmiotem handlu międzynarodowego. W ostatnich latach ulegały one istotnym zmianom, ale od pewnego czasu są ustabilizowane na poziomie ok. 40-60 \$/lb, czyli ok. 88 -120 \$/kg. Te ceny przekładają się na koszt paliwa w strukturze kosztów wytwarzania energii w EJ w przedziale 0.8 - 0.9 €/GJ (dla porównania koszt węgla to 3,5 – 3,7 €/12/GJ, biomasy 7,3 – 7,8, gazu 10 – 10,5 €/12/GJ [1]). Wrażliwość kosztów wytwarzania energii elektrycznej na ceny koncentratu uranowego jest bardzo niska ze względu na niski udział tego surowca w kosztach wytwarza-

nia energii w EJ (poniżej 8 %).

Powyższe dane powinny być wykorzystane, aby wytrącić argumenty przeciwników energetyki jądrowej o wysokich cenach paliwa jądrowego.

Konkurencyjność elektrowni jądrowych

O konkurencyjności EJ w porównaniu z innymi technologiami decydują koszty wytwarzania energii elektrycznej. W analizie, wykonanej przez ARE w 2013 roku [1], wykorzystano porównanie zdyskontowanych kosztów wytwarzania, uśrednionych w okresie ekonomicznej eksploatacji obiektu. W obliczeniach porównawczych dla poszczególnych technologii przyjęto projekcje wysokości niezbędnych nakładów inwestycyjnych, kosztów paliwa oraz kosztów eksploatacji i remontów w oparciu o prognozy renomowanych światowych ośrodków badawczych z zachowaniem zasady konserwatyzmu w odniesieniu do technologii jądrowej. Przyjęto np. zwiększone w stosunku do dotychczas przyjmowanych nakłady inwestycyjne na budowę EJ uwzględniając ewentualne skutki zaostrożnych wymagań w zakresie bezpieczeństwa po Fukushima.

Porównywano realne (w jednostkach pieniężnych o sile nabywczej wybranego roku) uśrednione jednostkowe koszty wytwarzania energii (levelized bus bar costs) dla założonej realnej stopy dyskonta, wynikającej

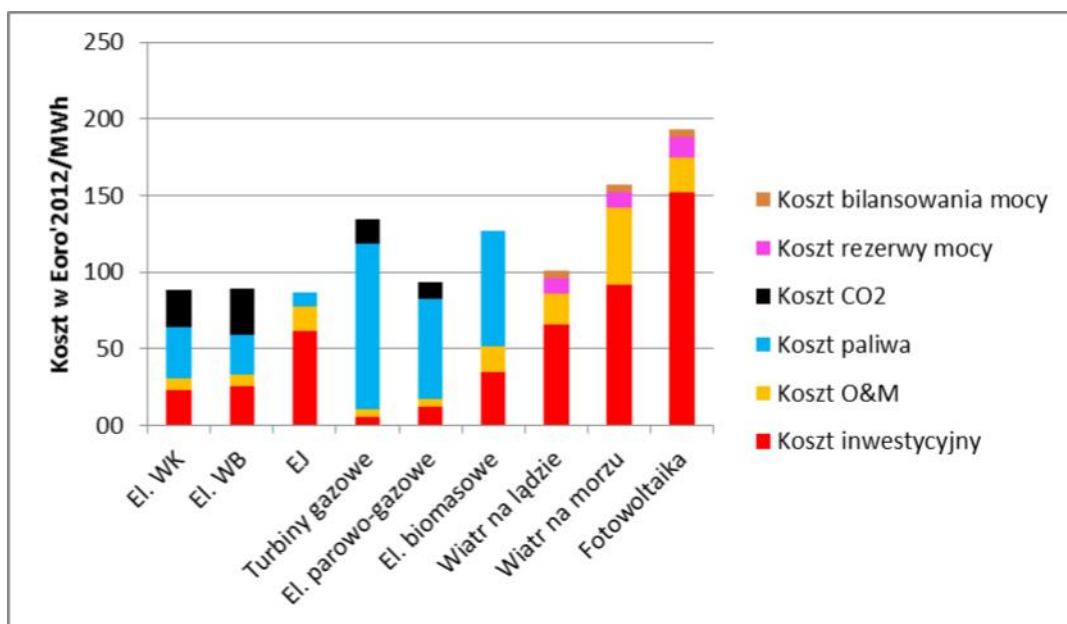
z przewidywanych kosztów kapitału. Przyjęto realną stopę dyskonta w wysokości 8%, co dla przewidywanych proporcji kapitału własnego do obcego poniżej 50%, jest założeniem konserwatywnym, gdyż kapitał na rynku międzynarodowym nadal jest dostępny po koszcie poniżej 5%.

W porównaniu konkurencyjności technologii wytwarzania energii uwzględniono zinternalizowane koszty zewnętrzne, związane z kosztami uprawnień do emisji

CO₂, wynikające z obowiązku ich zakupu na aukcjach, zgodnie z dyrektywą pakietu energetyczno-klimatycznego o europejskim systemie handlu emisjami gazów cieplarnianych (ETS). Poziom kosztów uprawnień określono na podstawie projekcji opublikowanych w World Energy Outlook 2012 [3]. Na rok 2025 przewidziano cenę tych uprawnień w wysokości 25 €/t CO₂ a na rok 2030 30 €/tCO₂.

Do kontraktowych nakładów inwestycyjnych (tzw. OVN – overnight costs) dodawano koszt kapitału, ponoszony przez inwestora w trakcie budowy (IDC – interest during construction). Dla EJ zgodnie z zasadą konserwatyzmu założeń w kosztach stałych uwzględniono fundusz likwidacji obiektu, który jednak ze względu na rachunek dyskonta nie stanowi istotnej pozycji kosztów całkowitych.

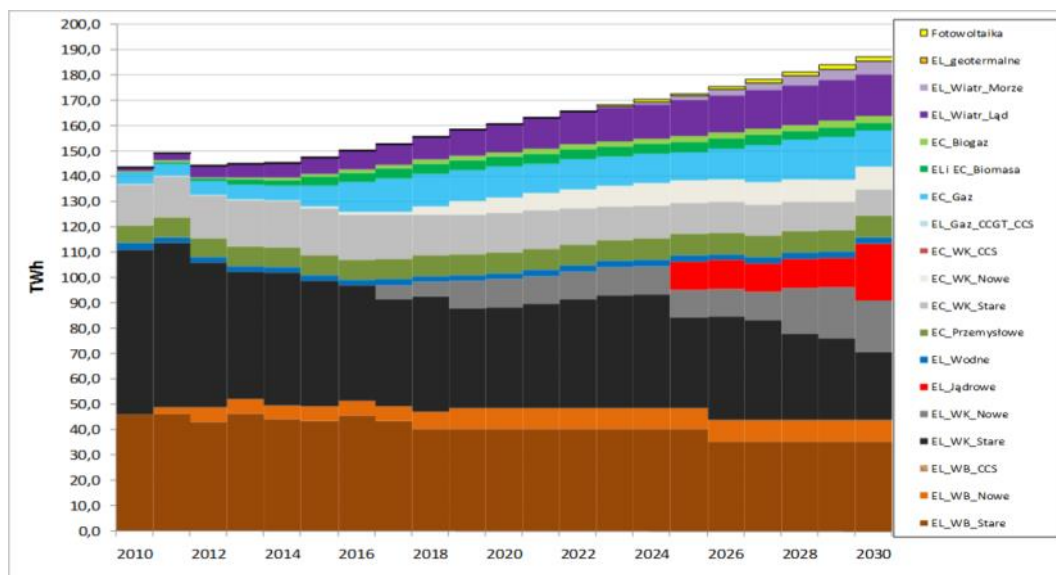
W analizie jako reprezentatywną EJ wybrano jednostkę z reaktorem wodnym ciśnieniowym PWR o mocy netto 1500 MW, z zamkniętym systemem chłodzenia, co jest najbardziej prawdopodobne dla warunków polskich. Jednostka ta w zakresie kosztów wytwarza-



Rys. 1. Uśrednione zdyskontowane koszty wytwarzania energii elektrycznej i ich struktura dla niektórych elektrowni przewidzianych do uruchomienia ok. 2025 roku i typowych warunków pracy w systemie (Czas pracy elektrowni pełną mocą: cieplne i jądrowa - 7000h/rok, wiatrowe na lądzie - 2190h/rok, wiatrowe na morzu - 3500h/rok, fotowoltaiczne - 950h/rok) [1]

nia reprezentuje również EJ z reaktorem AP1000 oraz z reaktorem wodnym wrzącym typu ABWR 1350.

Wyniki porównania zdyskontowanych kosztów wytwarzania rozpatrywanych elektrowni, uśrednionych dla ekonomicznego okresu eksploatacji, wskazują na przewagę EJ nawet przy przyjęciu konserwatywnych danych dla EJ, jeśli ceny uprawnień do emisji CO₂ będą zgodne z założonymi (rys. 1). Dla niższych cen uprawnień nadal konkurencyjne będą elektrownie na węgiel kamienny i brunatny.



Rys. 2. Optymalna struktura technologiczna mocy źródeł energii elektrycznej w zaktualizowanej prognozie ARE do 2030 roku

Elektrownie jądrowe w strukturze źródeł energii w Polsce.

Porównanie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, niezależnie od metody i poprawności założeń, nie jest wystarczające do prognozy struktury źródeł energii elektrycznej w systemie. Optymalna struktura źródeł powinna zapewniać pokrycie dobowej krzywej poboru energii przy minimalnych kosztach zdyskontowanych z uwzględnieniem ograniczeń systemowych, konieczności utrzymania niezbędnej rezerwy mocy w systemie, wymuszonego politycznie rozwoju odnawialnych źródeł energii itp.

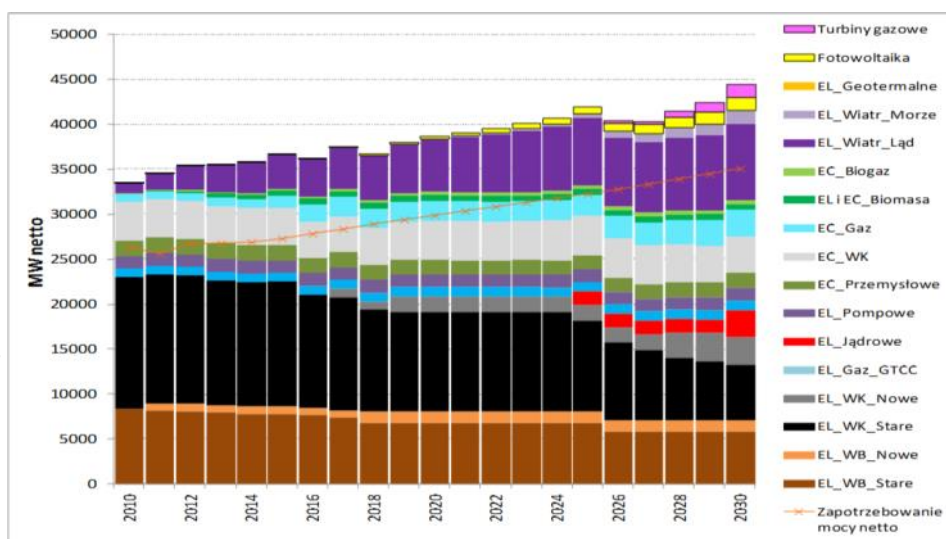
W Polsce dla polityki energetycznej do 2030 roku była wykonana prognoza, sporządzona przez Agencję Rynku Energii S.A.[2]. Prognoza ta była zaktualizowana na zlecenie Ministerstwa Gospodarki w 2011 r. [3] ze względu na wystąpienie w latach 2008-2011 mniejszych niż przewidywano skutków kryzysu gospodarczego, co spowodowało w tym okresie wyższe od prognozowanego zużycie energii elektrycznej. W aktualizacji uwzględniono w większym stopniu przewidywane wdrożenie wymagań prawnych dotyczących długofalowej racjonalizacji użytkowania energii, aktualny stan systemu energetycznego, nowe wymaga-

nia pakietu klimatyczno-energetycznego oraz zdefiniowane jednostki wytwórcze będące w budowie lub projektach inwestycyjnych

Z obliczeń modelowych wynika, że w analizowanym okresie nastąpi wzrost zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną o około 36%, tzn. z poziomu 119,1 TWh w 2010 r. do ok. 161 TWh, co oznacza średnioroczne

tempo wzrostu na poziomie 1,5%. Produkcja energii elektrycznej netto wzrośnie do ok. 188 TWh a brutto do ok. 202 TWh. (wzrost o ok. 30%). Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania wzrośnie do ok. 44,5 GW (wzrost o ok. 33%).

Do prognozy struktury źródeł wytwarzania zastosowano model MESSAGE, który generuje rozwiązanie o najmniejszych zdyskontowanych kosztach wytwarzania przy uwzględnieniu parametrów techniczno-ekonomicznych możliwych do wdrożenia technologii wytwarzania, cen paliw oraz wszystkich ograniczeń w systemie elektroenergetycznym. W obliczeniach modelowych założono sprawne funkcjonowanie rynku energii elektrycznej i regulacji w sposób zapewniający równoważenie interesów wszystkich uczestników tego rynku. Oznacza to, że struktura źródeł o najmniejszych zdyskontowanych kosztach wytwarzania dla całego



Rys.3 Optymalna struktura technologiczna produkcji energii elektrycznej w zaktualizowanej prognozie ARE do 2030 roku

systemu elektroenergetycznego będzie odzwierciedlać strukturę wynikającą z indywidualnych decyzji inwestorów, którzy będą się kierować konkurencyjnością poszczególnych technologii na rynku (rys. 2).

W zaktualizowanej prognozie przy przyjętej projekcji zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną, wymuszonej skali rozwoju energetyki odnawialnej oraz nakładach inwestycyjnych (OVN) na budowę EJ na poziomie 4000 €'2012/kW, pierwszy blok EJ o mocy 1500 MW netto powinien być uruchomiony ok. 2025 r. a łącznie do 2030 r. powinno być oddane do eksploatacji 3000 MW mocy jądrowych. Należy dodać, że przeprowadzone analizy wskazują na zasadność budowy w latach 2030-2035 co najmniej dwóch kolejnych bloków elektrowni jądrowych o łącznej mocy 3000 MW.

Przy optymalnej strukturze wytwórczej, w 2030 r. ok. 12% krajowego wytwarzania energii elektrycznej powinno pochodzić z elektrowni jądrowych. W sytuacji braku dostępności komercyjnych technologii CCS, co jest wielce prawdopodobne, energetyka jądrowa stanowi główną technologię, umożliwiającą znaczące redukcje emisji CO₂ w energetyce.

Warunki rozwoju energetyki jądrowej w Polsce

Program rozwoju energetyki jądrowej w Polsce jest przeciwstawiany rozwojowi energetyki odnawialnej jako alternatywnej technologii w odniesieniu do EJ. Prowadzi to do błędnych wniosków, gdyż OZE nie są w stanie pokryć przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną w sposób racjonalny w wystarczającym zakresie. Wynika to przede wszystkim z ograniczonych zasobów energii odnawialnej o racjonalnych kosztach wytwarzania oraz niestabilnego charakteru tych źródeł, co nie pozwala na duży udział OZE w systemie energetycznym. Dlatego potrzebne są źródła systemowe energii niezawodnej i taniej jakimi są elektrownie jądrowe.

Wdrożenie energetyki jądrowej wymaga zapewnienia bezpiecznej i efektywnej eksploatacji obiektów energetyki jądrowej, ich likwidację po zakończeniu okresu eksploatacji oraz zapewnienia bezpieczeństwa postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi. W przypadku Polski, wdrożenie energetyki jądrowej wymaga stworzenia infrastruktury prawnej i organizacyjnej, gdyż po zamknięciu budowy

EJ Żarnowiec wszelkie prace w tym zakresie zostały przerwane lub ograniczone tylko do potrzeb zaplecza nauko-badawczego.

Ważnym elementem infrastruktury są regulacje prawne. W połowie 2011 r. polski Parlament przyjął pakiet ustaw umożliwiających rozwój energetyki jądrowej. Pierwszy z aktów prawnych to Ustawa z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz.U. 2011 nr 135 poz. 789) jest kluczową z punktu widzenia realizacji budowy elektrowni jądrowej. Określa tryb wydawania decyzji o wskazaniu lokalizacji inwestycji, o ustaleniu lokalizacji inwestycji, decyzji zasadniczej oraz pozwolenia na budowę elektrowni. Reguluje szereg kwestii postępowania administracyjnego istotnych z punktu widzenia inwestora, np. kwestie nabycia tytułu prawnego do nieruchomości, wywłaszczenia nieruchomości i odszkodowania. Wprowadza także szczególne zasady udzielania zamówień na realizację inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej. Jako obiekty energetyki jądrowej ustawa zdefiniowała elektrownie jądrowe, oraz działające na potrzeby energetyki jądrowej: zakłady wzbogacania izotopowego, wytwarzania paliwa jądrowego, przerobu wypalonego paliwa jądrowego, przechowywania wypalonego paliwa jądrowego, obiektu do przechowywania odpadów promieniotwórczych oraz zakład wydobywania rud uranu i toru ze złóż i do ich wstępnego przetwarzania. Ustawa dzięki przepisom szczegółowym zapewni sprawne i skuteczne przeprowadzenie postępowań w sprawie zamówień publicznych w toku realizacji inwestycji w zakresie budowy elektrowni jądrowej. Na tej podstawie możliwe będzie rozpoczęcie przez PGE EJ 1 sp. z o.o. przetargu na dostawcę technologii do pierwszej elektrowni jądrowej. Przetarg ma zostać rozstrzygnięty do końca 2016 r. Zgodnie z planami budowa miałyby ruszyć z początkiem 2018 r.

Drugi z aktów prawnych to ustawa z dnia 13 maja 2011 r. o zmianie ustawy Prawo atomowe oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2011 nr 132, poz. 766), która określa wymogi bezpieczeństwa i kontroli dotyczące lokalizacji, projektowania, budowy, rozruchu i eksploatacji oraz likwidacji obiektów jądrowych, czego wymagają od Polski m.in. europejskie przepisy w tym zakresie. Określono tam też zakres nadzoru Państwowej Agencji Atomistyki jako urzędu dozoru jądrowego.

Ustawa zawiera też przepisy o utworzeniu specjalnego funduszu, na który operator elektrowni będzie odprowadzał określoną kwotę, zależną od ilości wyprodukowanej energii. Środki zgromadzone na tym funduszu będą przeznaczone na likwidację elektrowni po zakończeniu jej eksploatacji oraz rozwiązanie problemu odpadów promieniotwórczych: składowania, przetworzenia itp. Do tej ustawy przygotowywane są akty wykonawcze.

W przygotowaniu jest ustawa o cywilnej odpowiedzialności za szkodę jądrową, która regulować będzie odpowiedzialność cywilną za szkody jądrowe powstałe w związku z pokojowym wykorzystaniem energii jądrowej. Odpowiedzialność tę ponosić będą wyłącznie podmioty eksploatujące urządzenia jądrowe w zakresie pokojowego wykorzystania energii jądrowej. Ustawa zatem nie będzie obejmować militarnego wykorzystania energii jądrowej ani samego promieniowania jonizującego.

W Polsce wydarzenia w Fukushima nie zmieniły zamierzeń rządu w zakresie budowy elektrowni jądrowych. Niestety po Fukushima uaktywniły się tradycyjne i nowe ośrodki przeciwników energetyki jądrowej. Do nowych zjawisk należy zaliczyć ekspansję niemieckiego ruchu antynuklearnego w Polsce, m. in. w postaci tysięcy maili wysyłanych do rządu w proteście przeciwko budowie EJ w naszym kraju. Owa intensyfikacja działań rodzimych i niemieckich przeciwników energetyki jądrowej doprowadziła do obniżenia poparcia dla tej technologii w sondażach społecznych i negatywne wyniki referendum na obszarach potencjalnych lokalizacji EJ na wybrzeżu.

Jednocześnie rozbudzane są w świadomości społecznej przez wielu naukowców nadmierne nadzieje, że do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski wystarczy zracjonalizowanie użytkowania energii, rozwój odnawialnych źródeł energii i perspektywa wykorzystania rodzimych zasobów gazu łupkowego. Zakłada się zbyt optymistycznie, że nadal będzie można wykorzystywać węgiel mimo restrykcyjnych wymagań polityki klimatycznej Unii Europejskiej, gdyż uda się opanować i wdrożyć technologie wychwytu i składowania dwutlenku węgla. Te idee są chętnie podchwytywane przez polityków, gdyż trafiają w zapotrzebowanie ich wyborców na technologie znane i w powszechnym mniemaniu bezpieczne. Ich rozwój jest pożądanym

lecz stosownie do racjonalnych ekonomicznie zasobów i z uwzględnieniem kosztów wytwarzania energii.

Po wydarzeniach w Fukushima większą rolę dla dalszego rozwoju energetyki jądrowej w skali globalnej i w Polsce odgrywa akceptacja społeczna, która jednak – jak wykazały doświadczenia po awariach w TMI i Czarnobylu – z czasem nabiera racjonalności. Istotne w tym przypadku jest uświadomienie społeczeństwu, że główną przyczyną awarii w EJ Fukushima Daiichi było tsunami, które może wystąpić tylko w niektórych krajach i przed którym stosunkowo łatwo można się zabezpieczyć, jeśli w projekcie uwzględni się odpowiednią wysokość i energię fali wywołanej tym zjawiskiem. Na szczęście nie dotyczy to Polski. Tym niemniej należy się liczyć z zaleceniami zwiększenia bezpieczeństwa działania niektórych systemów technologicznych, jak np. awaryjnego zasilania obiektu w przypadku np. black-outu systemu elektroenergetycznego, co znalazło się w zaleceniach amerykańskiego organu bezpieczeństwa jądrowego. Może to spowodować podwyższenie przede wszystkim nakładów inwestycyjnych na budowę EJ. Wysokość nakładów inwestycyjnych powinna być zatem podstawowym parametrem badanym w analizie konkurencyjności elektrowni jądrowych..

Powodzenie programu rozwoju energetyki jądrowej zależy w dużej mierze od polityki władz centralnych, która powinna odpowiadać randze i znaczeniu energetyki jądrowej dla przyszłości zaopatrzenia Polski w energię elektryczną. Niezbędne jest zaangażowanie organów politycznych poza pełnomocnikiem rządu ds. energetyki jądrowej. Tymczasem duża część polityków nie jest w pełni przekonana do zasadności budowy EJ w Polsce. Oznacza to konieczność ukierunkowania akcji informacyjnej przede wszystkim na polityków, poczynając od szczebla centralnego, a kończąc na szczeblach gminnych, zwłaszcza w rejonach, które wstępnie wytypowano jako dogodne do lokalizacji EJ. Nie należy zaniedbywać oczywiście generalnej informacji dla społeczeństwa, aby zmniejszyć nieuzasadnione obawy przed energetyką jądrową.

Najważniejszym tematem działań wyjaśniających powinno być unaocznienie skutków ekonomicznych dla kraju, jeśli nie będzie budowana energetyka jądrowa. Być może dotychczasowe analizy krajowe i zagraniczne, wskazujące na zasadność budowy EJ w świetle wy-

darzeń w Europie po Fukushima nie są wystarczające i trzeba je pogłębić. Analizy te powinny cechować się wysokim profesjonalizmem i zawierać rzeczowe ustosunkowanie się do całej masy bałamutnych informacji przytaczanych przez przeciwników energetyki jądrowej, w tym również zagranicznych. Wyniki tych analiz powinny być przedstawione w sposób przystępny i zrozumiały dla przeciętnego obywatela.

Podstawowym problemem budowy, zwłaszcza pierwszej EJ jest sfinansowanie jej budowy. Wysokie nakłady inwestycyjne, swoiste dla tej technologii, zwłaszcza dla pierwszego obiektu z serii, wymagają szczególnej troski i zaangażowania państwa. Nie wystarczą bowiem same mechanizmy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, aby zapewnić środki finansowe na budowę EJ i niezbędnego zaplecza organizacyjnego i technicznego. Trzeba sięgnąć po doświadczenia innych krajów, które w warunkach działającego rynku energii skutecznie finansują budowę obiektów jądrowych (np. Finlandia). Trzeba uwzględnić zamierzenia brytyjskie w zakresie wparcia budowy EJ ze środków publicznych, które obecnie są uzgadniane z Komisją Europejską.

Względy logistyczne i finansowe powinny spowodować urealnienie zakładanych terminów oddania do eksploatacji pierwszej i następnych EJ. Uwzględnić trzeba inwestycje, które będą realizowane jeszcze przed 2020 r. w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii po wejściu w życie restrykcyjnych wymogów ekologicznych UE.

Wiadomo, jak ważne jest zapewnienie wysokiej jakości prac budowlanych na wszystkich obiektach jądrowych. Ostatnie doświadczenia z budowy polskich autostrad powinny uczulić władze regulacyjne naszego państwa i inwestora na problemy jakości. W tym zakresie powinno się wykorzystać doświadczenie uzyskane na budowach EJ Olkiluoto w Finlandii, gdzie bardzo dobre wyniki uzyskały polskie firmy.

Przygotowanie kadr dla energetyki jądrowej jest sztandarowym zadaniem Programu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Należy jednak mieć na uwadze, że specyficzna wiedza w dziedzinie energetyki jądrowej jest potrzebna przede wszystkim na etapie prac eksperckich późniejszej eksploatacji, o co powinien zadbać inwestor i dostawca technologii niezależnie od rodzaju kontraktu. Większość niezbędnej wiedzy to uniwersalne umiejętności w zakresie prac budowlano-

montażowych, które są egzekwowane od pracowników przedsiębiorstw budujących obiekty energetyczne. To samo dotyczy części konwencjonalnej EJ. Wszyscy pracownicy zaangażowani w realizację projektów budowy EJ powinni jednak mieć ogólną wiedzę o istocie energetyki jądrowej.

Zamiast podsumowania

Powodzenie całego programu energetyki jądrowej zależy od skuteczności przygotowania i realizacji I EJ w Polsce. W tym zakresie nie powinno się całości problemów z tym związanych pozostawiać tylko inwestorowi, czyli PGE S.A. We wszystkich krajach budowa EJ nie jest tylko zadaniem jednego przedsiębiorstwa energetycznego. Wiele decyzji podejmowanych jest na szczeblu właściciela. W Polsce tym właścicielem jest Państwo i to Państwo powinno zapewnić odpowiednie działania korporacyjne. Również w krajach z dominującą własnością prywatną, decyzje strategiczne dotyczące energetyki jądrowej podejmowane są na najwyższych szczeblach państwowych. Do podejmowania takich decyzji potrzebne jest zaplecze eksperckie, na działalność którego niezbędne są odpowiednie środki finansowe. W Polsce istnieje tendencja do ograniczania finansowania prac przygotowawczych, co jest niezwykle niebezpieczne dla powodzenia całości programu.

Budowa EJ w Polsce to wejście na nowy poziom rozwoju technicznego i organizacyjnego. Z tego względu tym zagadnieniom powinna być nadana odpowiednia ranga, aby można było sprostać wszystkim wyzwaniom, które przyniesie ta technologia.

Materiały źródłowe

1. *Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, ARE S.A., 2013 r.*
2. *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, ARE S.A., 2009 r.*
3. *Uaktualnienie prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, ARE S.A., 2013 r.*
4. *World Energy Outlook 2012*

NUCLEAR ENGINEERING

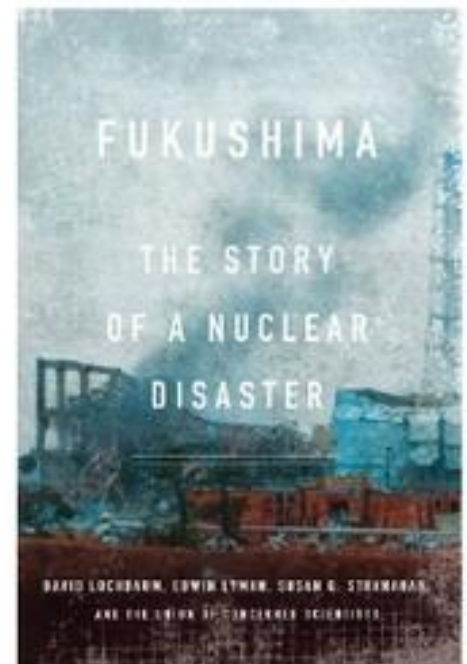
INTERNATIONAL

[Home](#)[News](#)[Features](#)[Opinion](#)[Video](#)[Events](#)[Jobs](#)[Newsletter Sign-Up](#)[Subscribe](#)[About Us](#)[Contact Us](#)[Advertise With Us](#)

LATEST FEATURES

What didn't happen

Fukushima: The Story of a Nuclear Disaster uses the nuclear accident of...

[Read Feature](#)

elkootom

FREE Newsletter
Latest nuclear news
& technology.



Enter Email Address

GO



LOG IN or REGISTER

Enter Keyword



Search

Buyers' Guide

Company A - Z

Subscribe Online

Order Publications



What didn't happen



**Passive safety:
staying on track**



Coming of age in 2014



**Between a shield and
a hard place**

DON'T MISS OUT

**NUCLEAR
ENGINEERING**
INTERNATIONAL

Always have the latest trends
and breakthrough technologies
at your fingertips.

Subscribe Online

in english

Say it right

26 June 2014 by [Will Dalrymple](#)

Safety starts and ends with clear communication. By Will Dalrymple

In his 1909 book *Write it Right: A Little Blacklist of Literary Faults*, the American author and satirist Ambrose Bierce advises that for good writing precision is the 'point of capital concern', achieved by the right choice of word 'that accurately and adequately expresses what the writer has in mind, and by exclusion of that which either denotes or connotes something else.' He goes on to quote Roman scholar Quintilian: a writer should write so that his reader not only may, but must, understand.

Ambiguity in engineering could spell the deaths of colleagues through misleading instructions or unclear designs.

Proficient users of English use word choice, grammar and syntax to pick their way carefully around doubt and uncertainty.

For the rest of us, there is another solution: talk like a robot. I am serious. The technique of three-way communication eliminates confusion between two people by confirming each specific point along the way.

Here is a (bad) example:

A: "Flick that switch for me, would you?"

B: "What?"

A: "THAT SWITCH, FLICK IT"

B: "Okay"

A: "No, the other one! AAARRRGHH!"

B: "Why didn't you tell me that one?"

Obviously person B pressed the wrong switch. Vague indications and hand-pointing don't provide sufficiently clear instructions, particularly if there are many switches to choose from. Piling on the emotional pressure by shouting makes success even less likely.

After training, that dialogue might be:

A: "Actuate the third switch from the right."

B: "What?"

A: "Actuate the third switch from the right."

B: Performs slow and deliberate count, and puts hand next to switch "Confirming: you want me to flick the third switch from the right."

A: "Correct"

B: "Actuating the third switch from the right...I have pressed it."

A: "Thanks."

This was one of the control-room techniques that Kenny Neill, fuel route manager, demonstrated to me in the control room viewing gallery at EDF Energy's Hunterston B nuclear power plant recently.

It sounds nuts, and I can testify it looks pretty nutty too. But I have a slightly queasy feeling that there are many areas where this technique could make a big improvement to my domestic life, from directions in the car ("Turn here" "Where?" "Here! Here!") to supermarket shopping and cooking dinner.

Another tool Kenny described to me was called simply 'expected-unexpected', where the operator verbal-

zes what he or she is doing, and what he or she expects to happen as a result. This is similar to a training exercise that I once heard is given to police officers learning to carry out emergency driving manoeuvres, in which they report on their driving actions as they do them (apparently not as easy as one might think). I like the way that this language system deploys like some kind of military hardware when needed in an emergency. It is so different from normal talk that its use immediately signals a different kind of thinking, where everyone knows what the rules are. Like a military command-and-control hierarchy, there is unquestioning obedience to orders and belief in the common goal. But it also allows critical thought too, and particularly a cautious approach to verbal commands; everyone is aware how easily they could be misunderstood. It requires -- and maybe even helps -- people keep their heads in tense situations and try to remain logical. Huge, complex processes that might seem daunting are broken down into step-by-step checklists. Maybe the function of these language systems is to limit the bandwidth of our communication so tightly to essential process operations that everything else is filtered out. That this system is so foreign could be seen as a judgement of the enormous expressive power of human communication, in which there is content, context, subtext, tone of voice, body language, and other signals that carry not only a logical but also an emotional significance that can be quite distracting at times. In such a system, sorting out the meaning of all of the signals takes a lot of time and attention, particularly if someone isn't being clear.

