

Andrzej Barczyński*

PODSTAWOWE ZADANIA I CELE REALIZOWANE PRZEZ OPERATORÓW SYSTEMÓW GAZOWNICZYCH

1. Uwagi wstępne

Państwo prowadzi politykę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju, w tym gazowniczego, poprzez odpowiednie regulacje prawne i działanie powołanych do tych celów jednostek, głównie Urzędu Regulacji Energetyki. Natomiast wykonawcami tej polityki w przedmiotowym zakresie są operatorzy systemu gazowniczego (dystrybucyjnego, przesyłowego, magazynowania i skraplania paliw gazowych lub operatora systemów połączonych) oraz PGNiG S.A.

W Ustawie Prawo energetyczne [1] podany jest zakres działania dla operatorów systemu gazowniczego, którzy powinni w swojej aktywności stosować obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniać wymogi ochrony środowiska.

Należy tutaj podkreślić, że zasadne byłoby, aby Ustawa ta regulowała odrębnie rynek energii elektrycznej i gazu.

Argumenty, które przemawiają za tym, wynikają z różnic występujących pomiędzy tymi mediami energetycznymi tzn. własnościami, bezpieczeństwem ich użytkowania, procedurami przyłączania odbiorców, parametrami jakościowymi, stopniem monopolizacji rynku [41].

Z Ustawy Prawo energetyczne [1] wynika, że dopuszcza się **możliwość powołania jednego operatora połączonych systemów przesyłu, dystrybucji, LNG oraz magazynowania**, co jest również zgodne z Dyrektywą Gazową [6] (przekazanie poszczególnych składników majątkowych do operatorów systemu przesyłowego i operatorów systemu dystrybucyjnego nie jest narzucone zapisami Dyrektywy, a leży w gestii Państw Członkowskich, także z tego powodu, aby rozdział własności dokonany został **z uwzględnieniem specyficznych cech systemów gazownicznych** poszczególnych krajów).

Z powyższego wynika, że zgodnie z ustawodawstwem europejskim nie było konieczności podziału systemu przesyłowego i dystrybucyjnego w Polsce. Struktura polskiego systemu gazowniczego, który był budowany jako jeden wspólny system przesyłowo-dystrybucyjny, różni się w znacznym stopniu od większości systemów zachodnioeuropejskich [15,16].

Przykładowo w niemieckim systemie transportu gazu można wyróżnić następujące przesłanki odróżniające go od systemu polskiego [15]:

- wyraźne wydzielenie systemu przesyłowego i dystrybucyjnego,
- w systemie transportu gazu znajduje się:
 - jedna stacja redukcyjna wysokiego ciśnienia - w/c należąca do operatora przesyłowego, na której redukuje się gaz np. z 8,4 MPa do 1,6 MPa lub 4,0 MPa (gaz przesyłany jest do pierścienia gazociągu dystrybucyjnego),
 - stacje redukcyjne w/c lub średniego podwyższonego należące do operatora dystrybucyjnego,
 - pierwsza stacja redukcyjna z pomiarem za stacją (stała wartość ciśnienia gazu przed gazomierzem, niezależnie od zmieniającego się ciśnienia gazu w gazociągu przesyłowym) zawsze należy do operatora systemu przesyłowego,
- operator systemu dystrybucyjnego jest wyposażony w narzędzia do sterowania siecią (m.in.: stacje redukcyjne, pierścieniowe regionalne gazociągi wysokiego ciśnienia lub średniego podwyższonego ciśnienia, lokalne zbiorniki gazu),
- niewielka ilość punktów rozliczeniowych pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym (kilkadziesiąt razy mniej niż w systemie polskim, a tym samym mniej skomplikowany system informatyczny),
- pierścieniowy układ gazociągów o ciśnieniu 1,6 MPa do 4 MPa o stosunkowo dużej pojemności akumulacyjnej,
- łatwość wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu.

Wynika stąd, że w Polsce operatorzy systemu dystrybucyjnego nie są wyposażeni w pierścieniowe regionalne gazociągi wysokiego ciśnienia, czy lokalne zbiorniki gazu, tak jak operatorzy w innych krajach europejskich, co nie pozwala na regulację strumieni gazu i właściwe bilansowanie systemu.

Podział systemu gazowniczego na przesył i dystrybucję doprowadził do generowania ogromnych kosztów związanych z koniecznością obsługi tak „pokierszowanego” systemu transportu gazu, rozbudowy bardzo skomplikowanej bazy informatycznej i w konsekwencji do zmniejszenia pewności zasilania [17,18,19,20].

Obecnie próbuje się naprawić tę sytuację, jednak nie widać do końca konsekwencji w działaniu i troski o minimalizowanie kosztów tego podziału, gdyż nakłady inwestycyjne, które należałoby ponieść, aby system krajowy doprowadzić do systemu europejskiego przekraczają możliwości finansowe branży gazownicznej. Ponadto ze względu na ogromne różnice w konfiguracji i strukturze systemów gazowniczych polskiego i np. niemieckiego nie można w sposób bezkrytyczny wprowadzać do polskiego ustawodawstwa wszystkich zapisów z ustawodawstwa europejskiego. Może to nawet stanowić zagrożenie w funkcjonowaniu krajowego systemu gazowniczego (przykładem może być montowanie układów zabezpieczających w punktach wyjścia z systemu przesyłowego [54]).

Do obowiązków operatorów systemu gazowniczego należą m.in. następujące zadania:

- Bezpieczeństwo energetyczne,
- Bezpieczeństwo techniczno-operacyjne (zapewnienie bezpieczeństwa publicznego),
- Zapewnienie odpowiedniej jakości przesyłanego gazu,
- Zwiększenie niezawodność pracy systemu poprzez wprowadzenie nowych technologii i rozwiązań technicznych,
- Racjonalne i efektywne prowadzenie działalności gospodarczej,
- Współpraca operatorów systemu gazowniczego z gminami.

Zanim przejdziemy do meritum sprawy przypomnijmy podstawowe własności gazu ziemnego, ze szczególnym podkreśleniem aspektów ekologicznych.

2. Ekologiczne aspekty stosowania gazu ziemnego [16,25,43,44]

Ekologia - nauka o wzajemnych stosunkach między środowiskiem a funkcjonującymi w nim organizmami żywymi wkroczyła w ostatnim okresie we wszystkie niemal dziedziny gospodarki, gdyż człowiek przekonał się wreszcie o tym, jak niszcząca może być jego działalność i zaakceptował konieczność działań na rzecz zachowania dla siebie i przyszłych pokoleń środowiska w stanie, który umożliwi życie i rozwój. Druga połowa, a zwłaszcza ostatnie trzy dekady XX wieku stały się czasem oceny szkód ekologicznych, które wyrządziła dotychczasowa cywilizacja i wypracowania strategii częściowej choćby likwidacji oraz prewencji, która zminimalizuje dalsze niekorzystne skutki działalności antropologicznej.

Powstała koncepcja zrównoważonego rozwoju, realizowana z coraz większą determinacją, utworzono szereg organizacji o zasięgu międzynarodowym, które działają na rzecz zapobiegania propagacji niekorzystnych zjawisk odczuwalnych silniej w skali światowej lub regionalnej niż krajowej lub miejscowe (takich jak np. zmiany klimatu, zniszczenie warstwy ozonowej, zanieczyszczenie akwenów morskich), tworzy się akty prawne o zasięgu międzynarodowym (jak dyrektywy, konwencje, normy Unii Europejskiej), dające impuls do unifikacji wysiłków różnych krajów na rzecz ograniczenia emisji i zrzutów oraz ochrony gatunków. Wiele wysiłków kieruje się także na opracowanie metod monetarnej wyceny szkód ekologicznych i efektów środowiskowych, co umożliwi przełożenie istniejących danych dotyczących ładunków polutantów w strumieniach technologicznych kierowanych do środowiska na wskaźniki ekonomiczne możliwe do uwzględnienia w ocenach procesów i inwestycji. Instrumentami stosowanymi obecnie coraz powszechniej w tym celu są ocena cykli życiowych produktów i szacowanie tzw. kosztów zewnętrznych.

Obok działań, które mają znaczenie strategiczne w skali globalnej lub regionalnej ulepszone są również w każdym kraju systemy i metody ochrony środowiska – są tworzone lub nowelizowane odpowiednie akty prawa ekologicznego, doskonalone są sposoby sprawowania kontroli nad ich realizacją, wprowadzane są mechanizmy sprzyjające działaniom proekologicznym (np. preferencje dla jednostek legitymujących się certyfikowanym systemem zarządzania środowiskiem, kredyty na

inwestycje proekologiczne, opłaty i kary za emisje i zrzuty, regulacje dotyczące cen nośników energii itp.). Ważną rolę spełniają oceny oddziaływania na środowisko, których zadaniem jest między innymi ochrona lokalnych walorów przyrodniczych i które dają prawo głosu w tej sprawie miejscowym społecznościom.

Obserwacje zmian w środowisku oraz pogłębienie wiedzy ekologicznej sprawiły, że obawy i troski dotyczące degradacji środowiska dotyczą obecnie między innymi [25]:

- nadmiernego zubożenia zasobów naturalnych spowodowanego częściowo przez nieracjonalną gospodarkę;
- ocieplenia klimatu spowodowanego emisją gazów cieplarnianych (głównie ditlenku węgla, tlenu diazonu, metanu, halogenowęglowodorów i innych niemetanowych lotnych związków organicznych NMVOC);
- skażenie środowiska przez toksyczne metale ciężkie;
- nagromadzenia w środowisku źle zabezpieczonych odpadów przemysłowych o wysokiej szkodliwości bądź wręcz odpadów niebezpiecznych;
- nadmiernego zakwaszenia środowiska w wyniku przemysłowych emisji agresywnych gazów kwaśnych, głównie ditlenku siarki i tlenków azotu;
- eutrofizacji zbiorników wodnych w wyniku źle prowadzonej gospodarki nawozami i gospodarki wodno-ściekowej;
- zmiany rozkładu stężeń ozonu w atmosferze;
- zubożenia zasobów leśnych na skutek rabunkowych wyrębów, zanieczyszczenia atmosfery, zmian klimatu, pożarów.

Wiele tych niekorzystnych zmian spowodował w znaczącej części przemysł energetyczny wykorzystujący zanieczyszczone paliwa, nieprawidłowo przebiegające procesy spalania oraz technologiczne nie uwzględniające oczyszczania spalin. Obecnie wpływ tego przemysłu na środowisko przyrodnicze jest przedmiotem szczególnie wnikliwych analiz, w których porównuje się ekologiczne aspekty stosowania różnych nośników energii oraz różnych technologii jej wytwarzania. Wyniki tych porównań w pełni uzasadniają określenie gazu ziemnego jako paliwa „przyjaznego dla środowiska” oraz dążenie do zwiększenia jego udziału w bilansie pierwotnych nośników energii. Spalanie tego gazu odbywa się bez emisji dwutlenku węgla i tlenków azotu oraz, że nie tworzy się sadza i praktycznie nie ma emisji niższych węglowodorów, ani też szkodliwych dla zdrowia ludzi związków organicznych, w tym węglowodorów aromatycznych znanych z działań rakotwórczych.

Raport IPCC II Międzynarodowego Zespołu ds. Zmian Klimatu [14] stwierdza, że wpływ niekontrolowanej działalności ludzi na klimat jest ewidentny; w porównaniu z okresem przedprzemysłowym wystąpił wzrost stężenia gazów cieplarnianych CO₂, CH₄ i N₂O w atmosferze; w okresie do 2100 roku średnia temperatura Ziemi może wzrosnąć od 1 do 4,5 °C. W konsekwencji wystąpi, spowodowany topnieniem powłoki lodowej, wzrost poziomu mórz do 50 cm (prognozy przyjmują 15-95 cm); nastąpi osłabienie północno-atlantycznej cyrkulacji termohalinowej;

W skali globalnej konieczne są działania na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych. W związku z tym UE podczas Wiosennego Szczytu w marcu 2007 roku przyjęła wspólne cele dla polityki energetycznej i klimatycznej zwane potocznie "3 razy 20", a mianowicie:

- zwiększenie efektywności energetycznej o 20% do roku 2020;
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 20% całkowitego finalnego zużycia energii w UE do roku 2020 i zwiększenie do 10 % udział biopaliw w zużyciu paliw transportowych;
- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, o co najmniej 20% w porównaniu do 1990 r.

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i zapobieganie zmianom klimatycznym to tematy, które zostały poruszone przykładowo na Światowej Konferencji Klimatycznej, która odbyła się w grudniu 2008 r. w Poznaniu.

Jednym ze sposobów na redukcję gazów cieplarnianych, jest stosowanie gazu ziemnego. Zalety paliwa gazowego powodują, że coraz więcej ludzi ma świadomość, że spośród trzech powszechnie stosowanych paliw pierwotnych, czyli węgla, oleju opałowego i gazu ziemnego, właśnie gaz jest źródłem energii najbardziej przyjaznym dla środowiska.

Stosowanie gazu ziemnego może obejmować różne dziedziny i gałęzie rzemiosła, przemysłu, rolnictwa i energetyki oraz w gospodarce komunalnej. Przemysł ciężki i lekki to przede wszystkim sektor chemiczny, tworzyw sztucznych, farmaceutyczny, przetwórstwa rafineryjnego, celulozowo-papierniczego, wydobywczy, metalurgiczny, szklarski, materiałów budowlanych, tekstylny. Rolnictwo to głównie przetwórstwo spożywcze, szklarnie, suszarnictwo. Nowoczesne metody użytkowania gazu wymagają odpowiedniego prowadzenia i regulacji procesów spalania oraz wykorzystania energii odpadowej.

Jednym z gazów odpowiedzialnych za efekt cieplarniany jest metan, którego ilość w atmosferze w ciągu 150 lat wzrosła z 700 ppm do 1745 ppm [14].

W czasie transportu gazu rurociągami występują emisje metanu będącego głównym jego składnikiem. Metan należy do grupy gazów, których obecność w atmosferze wywołuje tzw. efekt cieplarniany, Emisje metanu z różnych źródeł zlokalizowanych przy powierzchni ziemi powodują wzrost jego stężenia w troposferze (warstwa atmosfery najbliższej powierzchni ziemi) oraz jego zwiększony przepływ do stratosfery (warstwa atmosfery rozciągającej się powyżej 11 tys. km, zawierającej ozon, który tworzy warstwę stanowiącą ekran dla promieniowania pozafioletowego umożliwiający życie na Ziemi.

Metan zgromadzony w troposferze absorbując wysyłane z powierzchni Ziemi promieniowania podczerwone, przyczynia się do ocieplenia klimatu, a ponadto powoduje zmniejszenie stężenia rodników OH stanowiących główny czynnik utleniający dla szeregu substancji zanieczyszczających atmosferę. Metan znajdujący się w stratosferze jest przyczyną spadku stężenia ozonu w tej warstwie atmosfery oraz wzrostu zawartości pary wodnej będącej produktem utleniania metanu. Co prawda część emitowanego przez gazociągi metanu przechodzi przez warstwę gleby, co odróżnia ją od emisji z innych antropogenicznych źródeł. W sprzyjających warunkach wyemitowany metan zostaje w części utleniony przez bakterie anaerobowe. Utlenianiu sprzyja wilgotność gleby w zakresie 25 do 30 %, zawartość substancji organicznej na poziomie ok. 15 %, temperatura w zakresie 20-30⁰ C oraz duża zawartość tlenu w powietrzu glebowym.

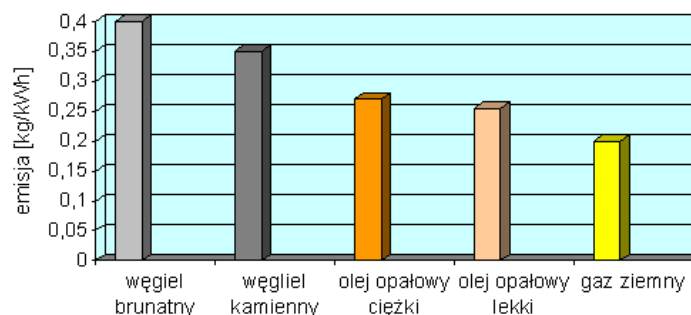
Ponadto podczas transportu gazu mogą wydostawać się spaliny, które emitują takie substancje jak NO_x, CO₂ i CO ze względu na sprężanie gazu na tłoczniach w sprężarkach gazu napędzanych turbinami, silnikami spalinowymi oraz podczas wytwarzania ciepła na cele technologiczne i grzewczo-wentylacyjne w kotłowniach. Ujemnym czynnikiem wpływającym na środowisko jest hałas emitowany np. przez turbosprężarki, chłodnie kominowe na w tłoczniach gazu.

Na środowisko oddziałują przede wszystkim produkty spalania paliw. Można je podzielić na dwie grupy [25]:

- A. zanieczyszczenia szkodliwe dla środowiska przyrodniczego – należą do nich: dwutlenek siarki, tlenki azotu, pył, tlenek węgla, węglowodory alifatyczne i aromatyczne, w tym benzo(a)piren emitowane w spalinach, pyły ze źródeł powierzchniowych: przy rozładunku, składowaniu i czerpaniu węgla ze składów, popiół lotny wychwycony przez urządzenia odpylające i żużel spod urządzeń energetycznych, ścieki z obiegów wodnych, odpady i ścieki z instalacji odsiarczania spalin,
- B. zanieczyszczenia sprzyjające występowaniu efektu cieplarnianego – dwutlenek węgla, metan, podtlenek azotu, niemetanowe lotne węglowodory emitowane w spalinach.

Przy uzdatnianiu wody do obiegu parowego i do obiegu chłodzącego oraz instalacji odsiarczania spalin powstają ścieki przemysłowe. Energetyczne spalanie węgla to źródło odpadów paleniskowych: popiołów i żużli, stanowiących w energetyce zawodowej odpowiednio 85% i 15% wymienionych odpadów. Grupę odpadów kotłowych powiększają nieużytkowane odpady z odsiarczania spalin. Można stwierdzić, że gaz ziemny jest najbardziej ekologicznym paliwem spośród konwencjonalnych paliw stosowanych na świecie, co wynika z następujących przesłanek [16,43]:

- a. zawiera śladowe ilości siarki (olej opałowy »» 50-500 mg/MJ, węgiel »» -100-1500 mg/MJ),
- b. emituje od 1,5 do 2 razy mniej NO_x w stosunku do oleju opałowego i 2,5 razy mniej niż węgiel
- c. emituje mniej CO₂ niż inne niekonwencjonalne paliwa, co wynika z poniższego wykresu



d. zawiera śladowe ilości metali ciężkich oraz pyłów, co wynika z niżej pokazanej tabeli

Kadm	Gaz ziemny	< 0,04	mg/MJ
	Ropa naftowa	0,2 do 0,7	
	Węgiel	400	
Ołów	Gaz ziemny	< 0,006	mg/MJ
	Ropa naftowa	2 do 25	
	Węgiel	1 200 do 4 000	
Rtęć	Gaz ziemny	< 0,004	mg/MJ
	Ropa naftowa	0,03 do 0,16	
	Węgiel	400	
Pyły	Gaz ziemny	< 0,013	mg/MJ
	Ropa naftowa	-	
	Węgiel	1.75	

Reasumując zalety gazu ziemnego wynikają z następujących przesłanek:

- gaz ziemny jest paliwem o nieporównywalnie mniejszej zawartości zanieczyszczeń niż inne paliwa konwencjonalne,
- zagrożenia środowiska związane z użytkowaniem gazu ziemnego są stosunkowo niewielkie w porównaniu z tymi, które występują w łańcuchach paliwowych innych nośników energii pierwotnej (postęp w dziedzinach technologii wierceń, materiałów izolacyjnych, konstrukcji gazociągów i monitoringu skażeń),
- użytkowanie paliw gazowych w gospodarstwach domowych, gospodarce komunalnej i przemyśle powoduje znacznie niższe emisje substancji szkodliwych dla środowiska (SO₂, NO_x, CO₂, pyły) niż użytkowanie innych paliw konwencjonalnych,
- przy prawidłowo prowadzonej eksploatacji sieci gazowej, właściwej konserwacji urządzeń i sprawnej wentylacji pomieszczeń, w których są instalowane, gaz ziemny jest paliwem bezpiecznym,
- gaz ziemny bardzo dobrze miesza się z powietrzem potrzebnym do spalania, co ułatwia optymalizację sterowania procesem i zapewnia niemal całkowite i zupełne spalanie (wysoka sprawność energetyczna procesu).

Stosowanie gazu ziemnego prowadzi do poprawy stanu środowiska naturalnego poprzez ograniczenie emisji substancji szkodliwych do otoczenia. Dlatego też gaz ziemny, jako "paliwo przyjazne dla środowiska", zajmuje coraz korzystniejszą pozycję w ogólnym bilansie energetycznym kraju.

3. Bezpieczeństwo energetyczne

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z najważniejszych zagadnień związanych z dostarczaniem energii pod wszystkimi jej postaciami dla gospodarki narodowej. Gazownictwo jest elementem kompleksu paliwowo-energetycznego i dlatego bezpieczeństwo energetyczne dotyczy również tego sektora paliwowego. Za politykę dotyczącą bezpieczeństwa energetycznego jest odpowiedzialne Państwo, natomiast, jak wspomniano wyżej, wykonawcą tej polityki są m.in. operatorzy systemu

gazowniczego, a więc dystrybucyjnego, przesyłowego, magazynowania i skraplania paliw gazowych lub operatora systemów połączonych oraz PGNiG S.A.

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne (art. 3 pkt. 16) [1] bezpieczeństwo energetyczne definiowane jest jako „*stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska*”. Definicja ta nie oddaje w pełni sensu technicznego i ekonomicznego tego pojęcia. Pierwotnym podstawowym podmiotem, którego dotyczy pojęcie bezpieczeństwa energetycznego, jest odbiorca (czy grupa odbiorców, branża, ogół odbiorców w regionie lub w kraju), a wtórnym podmiotem – dostawca (zbiór dostawców, określony system zaopatrzenia, krajowy system paliwowo-energetyczny) [23,24].

Bezpieczeństwo energetyczne można rozważać również w określonej perspektywie czasowej. W związku z tym kryterium można wyróżnić [21]:

- bezpieczeństwo krótkookresowe (operacyjne) – aktualne w czasie bieżącym,
- bezpieczeństwo sezonowe (taktyczne) – planowane i przewidywane na określony sezon,
- bezpieczeństwo średniookresowe – planowane i przewidywane na najbliższych kilka lat,
- bezpieczeństwo długookresowe (strategiczne) – planowane i przewidywane na dalsze lata.

W studiach rozwojowych i strategii rozwojowej państwa dominuje zainteresowanie średnio i długookresowym bezpieczeństwem zaopatrzenia energetycznego podstawowych systemów.

Przerwanie dostaw gazu może doprowadzić do zapowietrzenia sieci oraz instalacji gazowych (niebezpieczeństwo powstania wybuchu gazu). Dlatego w przypadku wystąpienia braków w dostawie gazu na danym obszarze spowodowane różnymi czynnikami np. awaria gazociągu, jego remont operator zmuszony jest do wprowadzenia ograniczeń w dostawie gazu zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 Ustawy Prawo energetyczne [1].

Bezpieczeństwu energetycznemu gazowego systemu dystrybucyjnego i przesyłowego poświęcono wiele uwagi w dyrektywach europejskich i w dostosowywanych do nich polskich regulacjach prawnych. Z ważniejszych aktów prawnych można wymienić:

- **Dyrektywę 2003/55/WE** [6] Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego.

Art. 3 „(...) Państwa Członkowskie mogą w ogólnym interesie ekonomicznym nałożyć na przedsiębiorstwa w sektorze gazowniczym zobowiązania z tytułu świadczenia usług o charakterze użyteczności publicznej, mogące odnosić się do bezpieczeństwa, włącznie z bezpieczeństwem dostaw, regularności dostaw, jakości i cen dostaw i ochrony środowiska, włącznie z efektywnością energetyczną i ochroną klimatu. (...)”

- **Dyrektywę 2004/67/WE** [7] z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącą środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Art. 3 dyrektywy opisuje zasady polityki zabezpieczenia dostaw gazu. Państwa Członkowskie definiują role i określają odpowiednie minimalne standardy bezpieczeństwa dostaw, jakich muszą przestrzegać uczestnicy rynku gazu danego Państwa Członkowskiego. Natomiast art. 4 dyrektywy wskazuje na standardy bezpieczeństwa dostaw. Opisuje wymóg zapewnienia ochrony dostaw dla odbiorców domowych w czasie szczytowego zapotrzebowania przy skrajnie niskiej temperaturze oraz w czasie wyjątkowo dużego zapotrzebowania w okresach najniższych temperatur (występujących statystycznie co 20 lat). Zalecane jest rozszerzenie tej zasady na sektor elektroenergetyczny przy jego uzależnieniu od dostaw gazu, oraz na małe i średnie przedsiębiorstwa.

W dyrektywie tej podano ponadto listę środków służących podniesieniu bezpieczeństwa dostaw gazu, tj.:

- dywersyfikacja źródeł dostaw gazu, w tym rynki skroplonego gazu – LNG,
- czynne pojemności magazynów gazu o odpowiedniej zdolności odbioru,
- rezerwy przepustowości połączeń transgranicznych (interkonektory) - współpraca między operatorami systemów przesyłowych sąsiadujących ze sobą Państw Członkowskich oraz koordynacja działań dyspozytorskich między operatorami systemów dystrybucyjnych i przesyłowych,
- wykorzystanie alternatywnych paliw w przemyśle i energetyce.

Dywersyfikacja źródeł dostaw gazu [16, 21,22,24]

Jak wynika z dyrektywy jednym z istotnych środków bezpieczeństwa jest dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne (słowo dywersyfikacja zostało zaczerpnięte z łaciny, pochodzi od słowa diversificare, co oznacza urozmaicać), czyli kreowanie bezpiecznych (stabilnych) sposobów pozyskiwania nośników energii. Obecnie energetyka stała się jednym z narzędzi polityki międzynarodowej, co szczególnie dobrze widoczne jest właśnie na przykładzie Rosji, która wykorzystuje własne źródła energetyczne jako formę budowy strefy wpływów na poziomie regionalnym.

Struktura dotychczasowych kontraktów długoterminowych, niestety, uzależniła Polskę od dostaw gazu ziemnego z Rosji. Posiadanie przez Polskę kilku źródeł zaopatrzenia w surowce energetyczne pozwoli na dogodne rozmowy z każdym dostawcą.

Obecnie Polska rozbudowuje system gazowniczy w celu uniezależnienia się od dostaw gazu rosyjskiego (w roku 2020 zapotrzebowanie gazu w Polsce wynosiło około 18 do 19 mld m³).

Nastąpi to w roku 2022, kiedy wybudowany zostanie gazociąg Baltic Pipe (Projekt Baltic Pipe zyskał poparcie Komisji Europejskiej, która umieściła go na liście PCI, tzn. projektów o znaczeniu istotnym dla Wspólnoty Europejskiej -215 milionów euro z budżetu UE) oraz rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu.

Wtedy możliwe będą następujące źródła dostawy gazu:

- LNG – Świnoujście - 5,0 mld m³ (docelowo 8,3 mld m³)
- Baltic Pipe - 10 mld m³ (częściowo gaz będzie pochodził z własnego wydobycia PGNiG ze złóż na koncesjach udzielonych spółce przez rząd Norwegii około 1 mld m³ z możliwością dojścia do 2,5 mld m³)
- Własne kopalnie ponad 4,0 mld m³
- Gaz z odmetanowania kopalń 1,5 mld m³

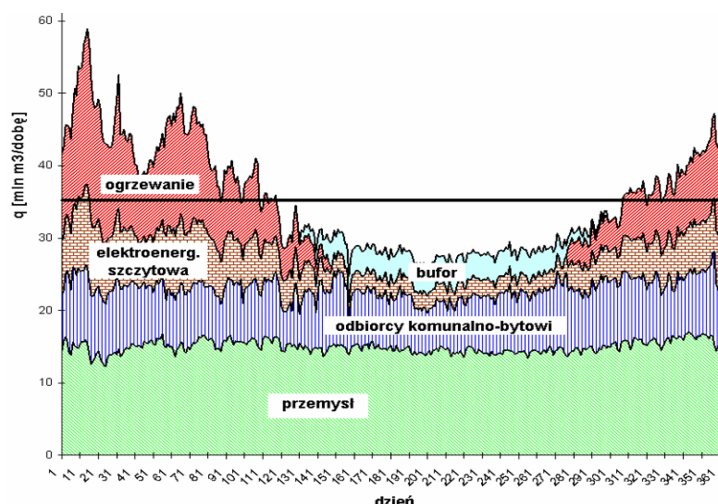
Dodatkowo projektuje się drugi terminal LNG w Gdańsku Terminal FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit), który ma być przystosowany do odbioru co najmniej 4,5 mld m³ gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie. Oddanie tej inwestycji do użytkowania jest planowane w perspektywie 2026/2027 roku (ostatnio mówi się o przyspieszeniu tej inwestycji).

Wynika stąd, że w 2022 r. Polska będzie uniezależniona od dostaw gazu rosyjskiego i może się stać dla krajów środkowo-wschodnich hubem gazowym (hub gazowy to centrum przesyłu i handlu gazem na określonym obszarze terytorialnym, na które składa się infrastruktura przesyłowa oraz otoczenie regulacyjne umożliwiające swobodny obrót gazem ziemnym). Należy podkreślić, że dzięki wybudowaniu szeregu gazociągów i ostatnio Tłoczni Gazu w Kędzierzynie-Koźlu udało się przestawić cały przesył na kierunek bramy północnej.

Magazyny gazu

Podziemne magazyny gazu (PMG) pełnią istotną rolę w łańcuchu dostaw gazu ziemnego oraz zapewniają bezpieczeństwo i stabilność funkcjonowania systemu gazowego, a więc są jednym z środków dywersyfikacji źródeł zaopatrzenia w gaz. Potwierdzenie stanowią zapisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącej środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego [11].

Dla systemu gazowego charakterystyczna jest nierównomierność zużycia gazu przez odbiorców w określonym przedziale czasowym (rys. poniżej) [24]. Powoduje to, że w okresach wiosenno-letnich system gazowniczy dysponuje nadwyżkami gazu, zaś w okresach jesienno-zimowych występują niedobory gazu.



Rys. Nierównomierność poboru gazu z systemu przesyłowego

Wzrastający udział zużycia gazu na cele grzewcze oraz wzrost zużycia w energetyce i ciepłownictwie sukcesywnie zwiększa sezonową nierównomierność.

Miarą sezonowej nierównomierności jest iloraz dobowego zużycia w dobie szczytowej do dobowego zużycia w dobie dolinowej. Na podstawie dotychczasowych tendencji przewiduje się, że różnica między maksymalną i minimalną wartością dobowego zużycia gazu przez odbiorców będzie wzrastać.

Poniżej podano zmianę wskaźnika q_{\max}/q_{\min} w okresie 1995 – 2002, którą zaobserwowano w krajowym systemie przesyłowym [24].

Rok	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Wskaźnik nierównomierności	2,6	3,1	3,0	3,0	3,4	2,8	3,4	3,4

Znaczenie PMG dla funkcjonowania systemu przesyłowego uwidoczniło się szczególnie w dniach 19 i 20 lutego 2004 r. w czasie odcięcia dostaw gazu przez Gazprom od strony Białorusi. Deficyt dostaw gazu i spowodowane straty byłyby jeszcze większe, gdyby nie było PMG. Niewystarczająca pojemność magazynowa wywołała jednak ograniczenie w dostawie gazu do niektórych odbiorców, przy jednoczesnym załamaniu się racjonalnego harmonogramu współpracy magazynów z systemem przesyłowym.

Do głównych zadań magazynów gazu należy zaliczyć:

- zaspokajanie skokowego zapotrzebowania na gaz ziemny w sezonie zwiększonego odbioru gazu (okres jesienno-zimowy);
- wyrównywanie szczytowych niedoborów gazu – dobowych i tygodniowych;
- możliwość optymalizacji eksploatacji krajowych złóż gazu ziemnego, co pozwala na równomierną ich eksploatację w ciągu całego roku bez względu na zróżnicowany popyt;
- optymalizację pracy systemu gazowniczego – uzyskanie wyższego współczynnika napełnienia gazociągów;
- zapewnienie lepszej pozycji negocjacji na dostawy gazu importowanego
- możliwość tworzenia zapasów obowiązkowych i rezerw strategicznych gazu ziemnego (są więc jednym ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu)

Obecnie w Polsce znajduje się 7 magazynów gazu wysokometanowego (grupy E):

- KPMG Mogilno (po kawernie solnej) – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 585,40 mln m³ zlokalizowany w województwie kujawsko – pomorskim, powiat mogileński, na terenie gmin Mogilno i Rogowo. Magazyn jest utworzony w kawernach solnych, co pozwala na uzyskanie dużych mocy załadowania i odbioru gazu.
- PMG Husów – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 500 mln m³. Zlokalizowany jest w województwie podkarpackim, powiat łańcucki, gmina Łącut i Markowa.

- PMG Wierzchowice – magazyn gazu wysokometanowego. Utworzony jest w częściowo wyeksploatowanym złożu gazu zaazotowanego oraz zlokalizowany w województwie dolnośląskim, powiat Milicz, na terenie gmin Milicz i Krośnice. Jest to największy podziemny magazyn gazu w Polsce, o pojemności czynnej 1 300 mln m³.
- PMG Strachocina – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 360 mln m³. (Sanok i Brzozów).
- PMG Brzeźnica – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 100 mln m³, zlokalizowany jest w województwie podkarpackim, powiat dębicki, gmina Dębica.
- PMG Swarzędz – magazyn gazu wysokometanowego o pojemności czynnej 90 mln m³, zlokalizowany jest w województwie małopolskim, powiat dąbrowski, gmina Dąbrowa Tarnowska i Olesno. To jeden z najstarszych magazynów gazu w Polsce.
- KPMG Kosakowo – magazyn gazu wysokometanowego po kawernie solnej, o pojemności czynnej 239,40 mln m³, zlokalizowany jest w okolicy Trójmiasta. Docelowa pojemność magazynu to 295 mln m³. Zakończenie budowy KPMG Kosakowo planowane jest na 2022 r.

Dodatkowo istnieją dwa magazyny gazu zaazotowanego: PMG Daszewo o pojemności 30 mln m³ i PMG Bonikowo o pojemności 200 mln m³. Ponadto niewielkie lokalne zbiorniki gazu zlokalizowane są w Bonikowie oraz w Daszewie (wyrównuje niedobory gazu i spadki ciśnienia w gazociągach w rejonie Pasa Nadmorskiego).

Aktualna pojemność czynna magazynów gazu grupy E wynosi 3 174,80 mln m³, oraz gazu zaazotowanego: 230 mln m³.

Interkonektory [22]

W ramach programu inwestycyjnego 2015-2025 realizuje się ponad 2000 km nowych gazociągów w zachodniej, południowej i wschodniej części Polski. Trwa budowa kilkunastu nowych gazociągów w ramach Korytarza Gazowego Północ-Południe.

14 września 2011 roku w polskim Cieszynie oraz w czeskiej miejscowości Chotebuz odbyło się otwarcie połączenia gazowego pomiędzy Polską a Czechami. Projekt budowy interkonektora składał się z dwóch części. Zadaniem GAZ-SYSTEM S.A. było wybudowanie gazociągu o długości 22 km, biegnącego od granicy polsko-czeskiej na trasie Cieszyn – Skoczów oraz stacji pomiarowej w rejonie Cieszyna. Po stronie czeskiej NET4GAS był odpowiedzialny za budowę gazociągu o długości ok. 10 km, biegnącego od granicy między państwami do miejsca włączenia do systemu przesyłowego na terytorium Czech. Przepustowość konektora to 0,5 mld m³, ale planuje się jego rozbudowę do nawet do 6 mld m³.

22 września 2021 r. dokonano odbioru technicznego interkonektora Polska - Słowacja, a od 11 do 14 października prowadzono jego nagazowanie. Całkowita długość gazociągu wynosi około 164 km, z czego 61 km ułożono po stronie polskiej. Przepustowość na kierunek Słowacja-Polska to 5,7 mld m³, natomiast Polska-Słowacja - 4,7 mld m³.

Pod koniec kwietnia br. powstała tłocznia gazu w Kędzierzynie-Koźlu, która stanowi kluczowy element gazowego Korytarza Północ – Południe i pozwala przesyłać gaz dostarczony przez Baltic Pipe i Terminal LNG w Świnoujściu na południe i wschód Polski – od Dolnego Śląska, aż po region Podkarpacia.

Uruchomienie nowej tłoczni w Kędzierzynie Koźlu - będącej 15 tłocznia w Krajowym Systemie Przesyłowym to kolejny ważny etap największego w historii planu inwestycyjnego GAZ-SYSTEM, który ma na celu zmianę kierunku dostaw gazu do Polski ze wschodniego na północny.

8 maja 2022 r. ruszył przesył gazu gazociągiem GIPL (Gas Interconnection Poland-Lithuania). Choć od początku znaczenie tego rurociągu było nieco większe niż zwykłego interkonektora, to obecnie to połączenie w kontekście wstrzymania dostaw gazu przez Rosjan jest dla nas jednym z najważniejszych. Długość gazociągu łączącego Polskę i Litwę wynosi 508 km (po naszej stronie są 343 km, a po litewskiej 165). Przepustowość połączenia to około 2,4 mld m³ gazu w kierunku litewskim i niespełna 2 mld m³ do Polski. Waga tego konkretnego gazociągu Gaz-Systemu polega na tym, że oprócz pokonania granicy i połączenia systemów gazowych obu krajów, łączy Litwę (także poprzez inne gazociągi) z terminalem gazowym w Świnoujściu. Nas natomiast poprzez system gazowy Litwy, z pływającym terminalem gazowym w Kłajpedzie.

Interkonektor Drozdowicze/Hermanowice z Ukrainą pozwala na przesłanie do Polski kilka miliardów metrów sześciennych rocznie. W przeciwnym kierunku da się przesłać co najwyżej 1,5 mld

i ta zdolność jest od pewnego czasu wykorzystywana. Obecnie przewiduje się rozbudowę tego połączenia, ale decyzje zawieszono (Ukraińcy muszą wybudować aż 110 km rury, a Polska tylko 1,5 km).

Interkonektory stanowią ważny element bezpieczeństwa energetycznego dla Polski, Czech, Słowacji oraz Litwy budowane w ramach sojuszu państw Europy Środkowo-Wschodniej (inicjatywa gospodarczo-polityczna pod nazwą „Trójmorze”).

Wykorzystanie alternatywnych paliw

Przemysł gazowniczy nie zawsze i nie w każdym miejscu może zapewnić dostawy gazu ziemnego w wystarczającej ilości. Przerwanie lub ograniczenie dostawy gazu może być groźne dla bezpieczeństwa publicznego oraz spowodować wymierne straty ekonomiczne. Dlatego też w ostatnim czasie obserwuje się wzrost zainteresowania gazami zamiennymi, które w pełnym zakresie lub częściowo mogłyby zastąpić gaz ziemny rozprowadzony w sieci lub instalacji gazowej:

Można tutaj wymienić: gaz syntetyczny oraz biometan (biogaz).

Na świecie coraz częściej stosowany jest syntetyczny gaz ziemny, SNG (z ang. *Synthetic Natural Gas*). Przeprowadzane analizy ekonomiczne dowodzą, że zapewnienie wymienności paliwa gazowego kosztowało by mniej niż zwiększenie przepustowości gazociągów dla dostarczenia tej samej ilości gazu ziemnego. Ponadto systemy i instalacje SNG, można by uznać za inwestycje poprawiające bezpieczeństwo i elastyczność dostaw gazu.

SNG, jest to mieszanina gazu płynnego i powietrza spełniająca kryterium zamienności z gazem ziemnym. Mieszanka taka może zostać dodana do strumienia gazu ziemnego w chwilach szczytowego zapotrzebowania. Metoda taka znana pod nazwą PSS (z j. ang. *Peak - Shaving System*), zwiększa niezawodność i bezpieczeństwo w realizacji dostaw paliwa gazowego do odbiorców [55,56].

Do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na gaz stosuje się mieszkę zawierającą około 75% gazu ziemnego i 25% mieszaniny odparowanego propanu i powietrza (LPG/air). Takie rozwiązanie jest możliwe przez spełnienie kryterium zamienności paliw gazowych, które oparte jest głównie na liczbie Wobbego. Mieszanina propanu z powietrzem, a także propan-butan z powietrzem są w istocie syntetycznym gazem ziemnym, który jest utworzony przez wymieszanie odparowującego gazu płynnego z powietrzem za pomocą miksera LPG. Po wymieszaniu powstaje jednorodna mieszanka, która może zostać wykorzystana przeważnie w 25% jako dodatek do strumienia gazu.

Innym gazem zamiennym jest biogaz, który jest jednym z najtańszych źródeł energii odnawialnej i jest paliwem gazowym wytwarzanym przez mikroorganizmy z materii organicznej w warunkach beztlenowych. Można go traktować jako jeden ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego, który wymaga jednak oczyszczenia ze szkodliwych substancji i dostosowania jego własności fizykochemicznych do gazu ziemnego. Taki gaz o parametrach gazu ziemnego grupy E nosi nazwę biometanu. Definicję biogazu podano w Ustawie OZE [62,63], które w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywy Europejskie [8,9,10].

W chwili obecnej w Europie i w Polsce brak jest jednolitych rozwiązań w zakresie zatłaczania biogazu do sieci. Według szacunków naukowców z Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu potencjał produkcji biometanu wynosi w Polsce ok. 7 – 8 mld m³ rocznie. PGNiG stawia sobie za cel uzyskanie ok. 4 mld m³ biometanu rocznie w 2030 r. [31].

Należy jednak podkreślić, że wprowadzanie biometanu do sieci gazowniczej w Polsce będzie trudniejsze niż w innych europejskich krajach np. Niemczech. Struktura polskiego systemu gazowniczego, jak wspomniano powyżej, w znacznym stopniu różni się od większości systemów zachodnioeuropejskich np. niemieckiego

W świetle powyższego zachodzi pytanie, czy w Polsce możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu produkowanego w biogazowniach są podobne jak w innych krajach UE np. w Niemczech.

Jak wynika z powyższych przesłanek w zachodnioeuropejskich systemach stosuje się pierścieniowe układy gazociągów o ciśnieniu 1,6 MPa do 4 MPa, do którego można bezpośrednio podłączyć biogazownię. Istnieje wtedy niewielkie ryzyko, że do odbiorców zostanie dostarczony gaz o nieodpowiedniej jakości ze względu na to, że w sieci dystrybucyjnej rozprowadzany jest gaz w ilościach znacznie przekraczających ilości produkowanego biometanu, zaś w Polsce w przypadku wystąpienia stanu awaryjnego w instalacji oczyszczania biogazu ryzyko jest większe.

Ponadto zwraca się uwagę, że ilość biogazu, która będzie możliwa do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej, zależy będzie od zapotrzebowania gazu w danym punkcie zasilania, które zmienia się w zależności od pory dnia i roku. W związku z tym mogą występować ograniczenia w odbiorze zadeklarowanych przez wnioskodawcę ilości paliwa gazowego z biogazowni w przypadku, gdy system dystrybucyjny nie będzie w stanie ich przyjąć.

Wynika stąd, że możliwości pełnego wykorzystania mocy biogazowni (biometanowni) w Polsce, szczególnie w okresie letnim, mogą być mocno ograniczone (takie ograniczenia w systemie np. niemieckim nie występują).

Wydaje się, że w polskim systemie gazowniczym, w celu wykorzystania pełnych możliwości produkcyjnych biogazowni (w okresach letnich), najlepszym sposobem byłoby wprowadzanie biometanu bezpośrednio do gazociągów wysokiego ciśnienia. Wymagać to będzie jednak dodatkowych nakładów inwestycyjnych (budowa tłoczni i wysokie koszty sprężania gazu - sprężanie gazu wymaga wydatkowania dużych energii).

Następnym problemem w Polsce jest miejsce włączenia biogazowni (biometanowni) do sieci gazowej, gdyż aby móc w sposób optymalny wykorzystać pełną moc produkcyjną, najlepiej wpiąć się bezpośrednio za stacją redukcyjną wysokiego ciśnienia. Wiązać się to będzie często z koniecznością budowy długich odcinków gazociągów ekspedycyjnych relacji biogazownia – sieć dystrybucyjna. Natomiast w Niemczech ze względu na obecność pierścieniowych gazociągów o ciśnieniu 4 MPa lub 1,6 MPa nie powinno być trudności z włączeniem się biogazowni do sieci dystrybucyjnej (duże przepustowości gazociągów i krótkie odcinki gazociągów ekspedycyjnych). Reasumując można stwierdzić, że ze względu na inną strukturę systemu gazowniczego w Polsce, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu będą ograniczone (koszty w Polsce będą wyższe niż np. w Niemczech).

Wprowadzanie biogazu do sieci dystrybucyjnej nie jest zagadnieniem nowym, czego przykładem może być instalacja do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej w Tilburgu (Holandia), która była zbudowana w latach 80-tych ubiegłego wieku [26].

Istnieje wiele możliwości integracji technologii gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych. Jedną z nich jest wykorzystanie biogazu w sieci gazowej, gdzie możliwe jest wykorzystanie uzupełniające bądź pełna wymiennność z gazem ziemnym [27,28, 29,30].

Można wyróżnić dwa warianty wprowadzanie biogazu do sieci gazowej:

- **Wariant I:** wprowadzanie do dystrybucyjnej sieci gazowej biometanu w miejsce rozprowadzanego gazu ziemnego wysokometanowego
- **Wariant II:** wprowadzanie do dystrybucyjnej sieci gazowej biogazu w odpowiedniej proporcji
 - po usunięciu szkodliwych substancji
 - bez uzdatnienia biogazu

Istotnym warunkiem dla wariantu II jest, żeby ilość wprowadzanego biogazu była tak dobrana, by powstała mieszanina gaz ziemny – biogaz spełniała wymagania jakościowe oraz kryteria wymienności paliw.

Z przeprowadzonych obliczeń wg teorii wymienności paliw wynikają następujące wnioski [30]:

- 1) Biometan jest wymienny i może w pełni zastąpić gaz sieciowy (gaz ziemny wysokometanowy grupy E), mimo, że pozbawiony jest węglowodorów C_{2+} ;
- 2) Do gazu ziemnego wysokometanowego grupy E o średnim składzie chemicznym (gaz ziemny rozprowadzany w polskiej sieci dystrybucyjnej) można dodać ok. 7,5% biogazu o średnim składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla;
- 3) Do gazu ziemnego zaazotowanego grupy Lw można dodać ok. 26,5% biogazu o składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla (dla gazu grupy Ls należy się spodziewać jeszcze wyższych udziałów biogazu w mieszaninie).

W celu poprawy kaloryczności biometanu proponuje się dodawanie do niego propanu lub propanu-butanu. Dzięki temu poprawią się warunki procesu spalania (propan-butano posiada wyższą prędkość spalania niż metan), zwiększy się wydajność cieplna urządzeń gazowych oraz podwyższy ciepło spalania biometanu do wartości, który posiada gaz sieciowy - łatwiejsze rozliczanie odbiorców z pobranego paliwa gazowego.

Czynnikiem decydującym o zastosowaniu biogazu w gazownictwie będą względy ekonomiczne, a więc cena biogazu po uwzględnieniu wszystkich kosztów związanych z jego utylizacją i wprowadzeniem do sieci dystrybucyjnej.

4. Zapewnienie odpowiedniej jakości przesyłanego gazu

Towarzysząca postępowi cywilizacyjnemu degradacja środowiska naturalnego, zanieczyszczenie wód, gleby i atmosfery zmusza do większej ostrożności w gospodarowaniu zasobami przyrody i ochrony naszej planety.

Jakość gazów ziemnych transportowanych gazociągami przesyłowymi i dystrybucyjnymi została określona w polskich normach [39,40] oraz Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury [12].

Zła jakość paliwa gazowego może doprowadzić do nieprawidłowego procesu spalania (tworzenie się CO, NO_x, sadzy) i może spowodować zagrożenie dla zdrowia i życia odbiorców paliwa gazowego oraz strat energetycznych (niewykorzystanie w pełni energii zawartej w paliwie).

Jednym z istotnych parametrów jakościowych paliwa gazowego, odpowiedzialnym za bezpieczeństwo publiczne, jest intensywność zapachu gazu (stopień nawonienia gazu) rozprowadzonego w sieci gazowej. Celem nawaniania gazu jest zapewnienie odpowiedniego poziomu nawonienia, umożliwiającego szybkie wykrycie wycieków gazu z nieszczelności zlokalizowanych zarówno w obrębie sieci zasilającej, jak i instalacji gazowej, aby w porę ostrzec odbiorcę gazu przed ewentualnym zagrożeniem związanym z bezpieczeństwem publicznym (wybuchem gazu). Każdego roku w okresie jesiennym dochodzi na dystrybucyjnych sieciach gazowych do przewonienia gazu (zwiększenia dawki odorantu podawanego do gazu), co umożliwia łatwiejsze wykrycie potencjalnych nieszczelnościach m.in. na instalacjach przez samych odbiorców [64].

Ponadto jakość gazu może mieć istotny wpływ na eksploatację urządzeń i instalacji gazowych wchodzących w skład obiektów gazowniczych (przykładowo na pracę reduktorów [59]).

5. Bezpieczeństwo techniczno-operacyjne (zapewnienie bezpieczeństwa publicznego)

Bezpieczeństwo pracy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego (gazowniczego) i bezpieczeństwo zasilania odbiorcy gazu zależą od wielu czynników w poszczególnych fazach „życia” systemu (projekt, budowa, eksploatacja sieci i instalacji gazowej). Projektowanie, budowa oraz eksploatacja przesyłowego i dystrybucyjnego systemu gazowniczego ma duży wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu. Wszelkie zakłócenia w poszczególnych etapach życia gazociągów może prowadzić w konsekwencji do powstania katastrof budowlanych (niekontrolowanych wybuchów gazu) [74].

Środkami zabezpieczenia bezawaryjnej pracy w poszczególnych fazach tworzenia systemu gazowniczego są [21,22,24]:

- faza projektowania – optymalny dobór parametrów technicznych i ekonomicznych oraz dobór materiałów i urządzeń,
- faza budowy – dobór wykonawców, nadzór oraz próby techniczne,
- faza eksploatacji – profesjonalizm służb eksploatacyjnych, stosowanie procedur bezpieczeństwa, raporty bezpieczeństwa i raporty operacyjno-ratunkowe.

a) Faza projektowania

Czynnikami zwiększającymi bezpieczeństwo są: ustalenie właściwej konfiguracji sieci (sieć pierścieniowa, wielostronne zasilanie z niezależnych źródeł), zapewnienie przepustowości gazociągów i stacji gazowych oraz dobór materiałów wysokiej jakości.

Oprócz formalnej poprawności (zgodność z przepisami prawa i wymaganiami norm technicznych) sieci gazowe muszą spełniać założone kryteria opłacalności i niezawodności przesyłu, trwałości i technicznej sprawności przy zapewnieniu bezkolizyjności dla środowiska i innej infrastruktury.

Przedmiotem optymalizacji przy projektowaniu sieci przesyłowej są:

- konfiguracja sieci (zasięg, wybór trasy);
- etapowanie realizacji;
- parametry sieci: dobór średnic, rozstaw tłocznii, dobór materiałów (gatunek stali, powłoki wewnętrzne i zewnętrzne), wybór próby rozruchowej (np. test naprężeniowy), tłok diagnostyczny.

Bezpieczne funkcjonowanie systemu gazowniczego zapewnia odpowiednio zaprojektowane sterowanie za pomocą telemetrycznego systemu przekazywania danych i łączności oraz układów sterowania pracą urządzeń (telemechanika). Dla zapewnienia niezawodności stosowane są podwójne systemy łączności - radioliniowy i światłowodowy. Nadzór i kontrolę stanu technicznego gazociągów realizuje się z wykorzystaniem tłoków inspekcyjnych (tłoków inteligentnych).

W trakcie projektowania sieci wykonuje się modelowanie nacisków gruntu na gazociąg i stabilności położenia w gruncie nawodnionym metodą elementów skończonych. Dla poszczególnych elementów gazociągu (łuki, kształtki, śluzy i armatura) wykonywane są w trakcie projektowania obliczenia wytrzymałościowe dla symulowanych modelowo warunków eksploatacyjnych.

Przedmiotem optymalizacji przy projektowaniu sieci dystrybucyjnej są:

- konfiguracja sieci (zasięg i układ sieci);
- dobór stacji redukcyjno-pomiarowych (ich lokalizacja, ilość, zasięg oddziaływania i przepustowość);
- wybór ciśnienia roboczego w sieci dystrybucyjnej (niskie lub średnie);
- dobór tworzywa na rury przewodowe.

b) Faza budowy

W okresie budowy wymagana jest realizacja z zachowaniem zasad systemu jakości w zakresie dostaw materiałów i urządzeń, jakości spawów rur stalowych i złączy rur polietylenowych, testy odbiorcze itd.

Do nowoczesnych technik budowy rurociągów podziemnych zalicza się metody bezwykopowe. Metody te znane są od dawna, współcześnie następuje intensywny wzrost ich zastosowań ze względów ekologicznych i dla zwiększenia bezpieczeństwa eksploatacji.

Najczęściej stosowane metody bezwykopowe [36,72]:

- przeciski pneumatycznym przebijakiem (kretem), przeciski hydrauliczne;
- pneumatyczne wbijanie rur stalowych;
- przewiertki sterowane oraz wiercenia kierunkowe;
- mikrotunelowanie.

W warunkach miejskich o gęstej infrastrukturze podziemnej budowa rurociągów jest szczególnie utrudniona z uwagi na ryzyko kolizji z istniejącymi sieciami uzbrojenia podziemnego. Ryzyko to ogranicza aktualizacja dokumentacji uzbrojenia podziemnego, zawiadamianie wszystkich użytkowników sieci podziemnych o prowadzonych pracach oraz ostrożność i sprawność prowadzenia prac.

Z powyższych względów rozwijana jest m.in. technika budowy tuneli zbiorczych, w których instalowane są wspólnie kable energetyczne, telekomunikacyjne, przewody kanalizacyjne, gazociągi i wodociągi. Zastosowania tuneli zbiorczych zapewnia wyższe bezpieczeństwo zasilania niż poszczególne linie kablowe i rurociągi zakopane oddzielnie.

Przedłużenie trwałości gazociągu i uzyskanie gwarancji wieloletniej niezawodnej eksploatacji można uzyskać przez przeprowadzenie testu naprężeniowego.

c) Faza eksploatacji

W okresie eksploatacji dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu należy przestrzegać wymagań zawartych w wytycznych eksploatacji.

Eksploatacją systemu gazowniczego zajmuje się Operator systemu (OSP, OSD). Obowiązki Operatora określone są w ustawie Prawo energetyczne. Zalicza się do nich przede wszystkim:

- zapewnienie bezpiecznego funkcjonowania systemu i realizacja umów;
- prowadzenie ruchu systemu w sposób gwarantujący niezawodność zasilania;
- sporządzanie bieżących bilansów gazu.

Zarządzanie ryzykiem przez operatora systemu gazowniczego obejmuje:

- planowanie procesu,
- identyfikację ryzyka,
- klasyfikację i oszacowanie wielkości ryzyka,

- planowanie metod reagowania i przeciwdziałania,
- nadzór i kontrola zjawisk ryzyka.

Operator systemu działa w oparciu o Kodeks Sieci. Dla spełnienia wymagań bezpiecznego funkcjonowania systemu gazowego i niezawodności zasilania odbiorców konieczny jest stały nadzór (monitoring) sieci.

W zakresie działań formalnych podejmowanych przez OSP na rzecz bezpieczeństwa należy wymienić **raport bezpieczeństwa** i wewnętrzny **plan operacyjno-ratunkowy**. Raport bezpieczeństwa zawiera: opis przyjętych zasad zarządzania bezpieczeństwem, ocenę ryzyka wystąpienia nadzwyczajnych zagrożeń, a w tym identyfikację źródeł i obszarów zagrożeń oraz ocenę oddziaływania zagrożeń na ludzi i środowisko, a także opis rozwiązań proceduralno-organizacyjnych dla zapewnienia bezpieczeństwa.

Jednym z podstawowych obowiązków operatora systemu gazowego jest zapewnienie niedyskryminowanego dostępu do sieci (TPA) i niezbędna rozbudowa systemu dla tworzenia rezerw przepustowości.

Czynniki zwiększające bezpieczeństwo w okresie eksploatacji, to: zasilanie sieci dystrybucyjnej z dwóch niezależnych źródeł, systemy dwupaliwowe u odbiorców (np. palniki na gaz ziemny i olej opałowy), zbiorniki gazu – oprócz systemowych (PMG) wyrównujących nierównomierność poboru i uzupełniających awaryjne niedobory dostaw – zlokalizowane bezpośrednio u odbiorców (LNG i CNG), spełniające rolę uzupełniającego lub awaryjnego zasilania. CNG i LNG stosowane są także do pregazyfikacji (dowóz do lokalnej sieci przed jej połączeniem do systemu przesyłowego) [32]. Niezbędna jest również ocena stanu technicznego sieci dystrybucyjnej w oparciu o przeglądy sieci, kontrolę szczelności sieci, analizę ilości i przyczyn zakłóceń oraz stanów awaryjnych, w tym zgłoszenia odbiorców, a także ocenę wielkości strat gazu. W trakcie przeglądów sieci wykonywane są badania na obecność metanu w skrzynkach ulicznych armatury gazowej oraz w studzienkach ciepłowniczych, telekomunikacyjnych i kanalizacyjnych.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa wewnętrzna instalacja gazowa w budynku i przybory gazowe są systematycznie kontrolowane (na podstawie art. 62 ustawy Prawo budowlane, rozporządzenia MSWiA w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych z dnia 16 sierpnia 1999 r., Dz. U. Nr 74, poz. 836 [65] oraz Polskiej Normy PN-M-34507 „Instalacja gazowa – kontrola okresowa” [66], a zauważone usterki niezwłocznie są usuwane. W trakcie użytkowania przyborów gazowych muszą być przestrzegane zasady bezpieczeństwa zgodnie z instrukcjami producenta przyboru i zaleceniami dostawcy gazu.

Reasumując można stwierdzić, że cele wyznaczone w optymalizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego, dotyczące zarówno sieci przesyłowej jak i dystrybucyjnej, mogą być osiągnięte, jeśli w całym okresie „życia” projektu i w każdej jego fazie przestrzegane będą następujące zasady: dyscyplina w realizacji procedur jakościowych, zatrudnienie doświadczonej kadry o wysokich kwalifikacjach, sprawna organizacja, nowoczesne informatyczne wspomaganie oraz zachowanie procedur formalnych i merytorycznych.

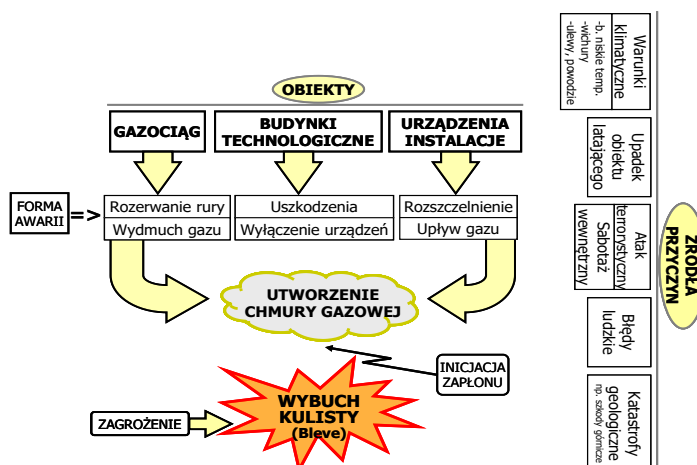
6. Zwiększenie niezawodność pracy systemu poprzez wprowadzenie nowych technologii i rozwiązań technicznych

Zakłócenia dostaw gazu mogą mieć przyczyny (źródła powstania) wewnątrz systemu lub mogą wynikać z zewnętrznych awarii powstających poza systemem.

Przypadki zagrożeń dla bezpieczeństwa wynikające z przyczyn obiektywnych (technicznych), to:

- awarie rurociągu – rozszczelnienie lub rozerwanie;
- awarie stacji gazowych;
- awarie tłoczni;
- awarie zbiorników gazu.

Zagrożeniem dla bezpieczeństwa są również przypadkowe uszkodzenia gazociągów powstałe przy wykonywaniu prac drogowych, melioracyjnych itp. Źródłem zagrożeń mogą być ponadto działania dewastacyjne lub sabotażowe lub katastrofy geologiczne, np. szkody górnicze. Zagrożenia dla systemu przesyłu i dystrybucji gazu przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys. Zagrożenia dla obiektów systemu przesyłu i dystrybucji gazu

W celu poprawy niezawodność pracy systemu Operator powinien wprowadzać nowe technologie i rozwiązania techniczne.

W ostatnich latach w gazownictwie wprowadzono wiele nowych materiałów, technologii, które w sposób znaczący poprawiły jakość pracy systemu gazowniczego [48,53, 33,34,35,60,75].

Przykładem może być zastosowanie polietylenu do budowy sieci rozdzielczych [45,46,47, 49,50,52].

Technologia, która zrewolucjonizowała prace remontowe, włączeniowe, modernizacyjne prowadzone na gazociągach wysokiego ciśnienia jest metoda Williamson'a polegająca na wykonywaniu czynności eksploatacyjno-włączeniowych na czynnych gazociągach [67].

Następnym przykładem zastosowania nowych technologii w gazownictwie może być technologia LNG przy regazyfikacji nowych obszarów oraz przy pracach eksploatacyjnych, modernizacyjnych, czy remontowych na sieciach gazowych oraz mogąca poprawić niezawodność zasilania sieci gazowych.

W wielu rejonach Polski brak infrastruktury gazowniczej, stąd wielu mieszkańców naszego kraju jest pozbawionych dostępu do sieci gazowej (tzw. białe plamy). Budowa sieci gazowej w tych rejonach, przy braku odbiorców strategicznych, jest często ekonomicznie nieuzasadniona.

Alternatywnym rozwiązaniem dla budowy sieci przesyłowej doprowadzającej gaz do sieci dystrybucyjnej są stacje regazyfikacji LNG [32,61]. W tym przypadku gaz w postaci skroplonej jest transportowany cysternami kriogenicznymi. Po regazyfikacji gaz dostarcza się do lokalnej sieci dystrybucyjnej lub bezpośrednio zasilają odbiorcę przemysłowego. Takie działania mogą przyczynić się do rozwoju gazownictwa w Polsce, a tym samym do podniesienia komfortu życia ich mieszkańców oraz są zgodne z polityką rządu dotycząca poprawy środowiska naturalnego (likwidacji tzw. „kopciuchów”).

Ponadto wiele prac eksploatacyjnych, modernizacyjnych, czy remontowych na sieciach gazowych wymaga okresowego wyłączenia dostaw gazu w celu bezpiecznego wykonania napraw gazociągów przesyłowych wymiany bądź montażu monobloków, wymiany zaworów odcinających stację od gazociągu zasilającego lub wyłączenia stacji na czas prowadzenia prac remontowych lub modernizacyjnych. Warto tu dodać, że większość miast w Polsce nie posiada drugostronnego zasilania gazem ziemnym (brak w pełni niezawodnego zapewnienia ciągłości dostaw gazu). Szczególnie niebezpieczne jest to dla niektórych zakładów przemysłowych, w których przerwanie dostaw paliwa gazowego może się wiązać z ogromnymi startami finansowymi (np. huty szkła).

W celu zapewnienia ciągłości dostaw gazu do odbiorców podczas prowadzenia w/w prac można zastosować rozwiązania polegające na dostawie gazu autocysterną i jej połączeniu z parownicami i dalej poprzez elastyczne połączenie węzami ciśnieniowymi ze stacją gazową. Rozwiązanie to pozwala również uniknąć płacenia ewentualnych kar odbiorcom za szkody powstałe w wyniku przerwania lub ograniczenia dostaw paliwa gazowego.

Jedną z interesujących metod zastosowania LNG może być pokrywanie szczytowych poborów gazu (peak shaving [55]), umożliwiające obniżenie ceny gazu z tytułu zmniejszenia zamówionej mocy umownej.

Następnym przykładem jest stosowanie tzw. tłoków inteligentnych pozwalających na kontrolę stanu technicznego gazociągów [60] oraz ogromny postęp w stosowanych powłokach izolacyjnych na gazociągach wysokiego ciśnienia [75].

Istotną sprawą pozwalającą na racjonalne i mające wpływ na niezawodność pracy urządzeń i obiektów gazowych jest poznanie zjawisk fizycznych zachodzących podczas ich eksploatacji tzn. np. procesy termodynamiczne zachodzące podczas przepływu gazu przez reduktor [42], zagadnienie podgrzewania gazu na stacjach redukcyjnych wysokiego ciśnienia [57] oraz możliwość wykonywania skomplikowanych obliczeń technicznych przy zastosowaniu wykresów entalpia-entropia [76].

7. Racjonalne i efektywne prowadzenie działalności gospodarczej

Z działalnością gospodarczą przedsiębiorstwa (zarządzanie majątkiem) związane są trzy pojęcia: racjonalność, gospodarność i przede wszystkim efektywność.

Racjonalność gospodarowania to działanie podejmowane w interesie podmiotu, oparte na wiedzy i takie nim sterowanie, aby przyniosło określone wcześniej pożądane efekty, przy czym cel tych działań może być różny, w zależności od formy własności przedsiębiorstwa [69].

Nieodzownym recenzentem procesów tworzenia, trwania i rozwoju przedsiębiorstwa jest efektywność działań.

W gazownictwie do oceny opłacalności inwestycji (podłączanie odbiorców gazu, przemysłowych i komunalno-bytowych, gazyfikacja całych regionów i aglomeracji) wdrożono metodę UNIDO (United Nations Industrial Development Organization) preferowaną przez Bank Światowy [37]. Bazuje ona na analizie przepływów finansowych. Analizę taką wykonuje się w oparciu o stałe ceny dla przyjętego roku bazowego (zerowego), z uwzględnieniem stopy dyskontowej odzwierciedlającej spadek wartości pieniądza z upływem czasu. Przeprowadza się ją zawsze przed podjęciem decyzji o inwestowaniu. W wyniku obliczeń otrzymujemy dolną graniczną cenę sprzedaży gazu, poniżej której dostawa gazu jest nieopłacalna oraz szereg wskaźników opisujących efektywność inwestycji, takich jak: wartość zaktualizowana netto NPV, wewnętrzna stopa zwrotu IRR, wskaźnik rentowności B/C, minimalna wielkość produkcji (próg rentowności) BEP, graniczna dolna cena sprzedaży AIC, graniczna górna cena sprzedaży NB, okres zwrotu inwestycji PBP.

Jako dane wejściowe do programów gazyfikacji niezbędne są wszystkie wydatki inwestycyjne i koszty eksploatacyjne rozłożone w przeciągu całego okresu użytkowania sieci gazowej. Oznacza to, że potrzebna jest znajomość nie tylko wszystkich kosztów, ale także ich rozkład w ciągu każdego roku inwestowania i eksploatacji. Podobnie konieczna jest znajomość wielkości zużycia gazu w każdym roku użytkowania sieci gazowej. Wiąże się to z dokładną znajomością procesu inwestowania w ciągu każdego roku. Należy zaznaczyć, że ze względu na zastosowaną metodę obliczeń, najważniejsze jest, aby pierwsze lata inwestycji były opracowane możliwie najdokładniej. Wpływ następnych lat na wyniki analizy maleje w funkcji wykładniczej.

Metoda UNIDO jest uniwersalnym sposobem wyznaczania efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych i może być zastosowana również do innych inwestycji np. określenie efektywności budowy obiektu (urządzenia) energetycznego zasilanego gazem ziemnym.

Decydujący wpływ na efektywność przyłączania odbiorców (np. pojedynczy odbiorca komunalny, przemysłowy lub gazyfikacja osiedla, gminy) mają dla przedsiębiorstwa gazowniczego trzy podstawowe czynniki:

- materiałochłonność budowy sieci rozdzielczej (nakłady inwestycyjne)
- koszty eksploatacji sieci rozdzielczej i obsługi klientów
- zużycie gazu i cena gazu

Podstawą do wyznaczenia opłacalności inwestycji, jest określenie marży ze sprzedaży gazu.

Najogólniej mówiąc, jednostkowa marża brutto jest to różnica pomiędzy jednostkową ceną sprzedaży gazu, a jednostkową ceną jego zakupu. Z tej różnicy powinniśmy pokryć wszystkie koszty utrzymania, które składają się na koszty eksploatacji, a także spłacić całą inwestycję. Wymienione czynniki oddziałują na końcowy wynik oceny rentowności, który jest ich wypadkową.

Niestety w gazownictwie zdarzają się również decyzje techniczne, prawne i organizacyjne, które mogą mieć wpływ na nieuzasadniony wzrost kosztów działalności Operatora, co w konsekwencji wiąże się ze wzrostem cen gazu.

Takich przykładów można pokazać wiele m.in.:

- 1) nagminne stosowanie układów monitorowych, w tym pracujących w układzie aktywnym, na stacjach redukcyjnych wysokiego ciśnienia, zamiast tańszych rozwiązań jakim jest zamontowanie dwóch zaworów szybko zamykających [34,35],
- 2) preferowanie układów pomiarowych na stacjach redukcyjnych w/c przed układem redukcyjnym zamiast po stronie ciśnienia średniego [68,70],
- 3) przewymiarowanie systemów grzewczych na stacjach redukcyjnych w/c zasilanych gazem ziemnym zaazotowanym grupy Lw i Ls tzn. o ponad 18 %, a dla gazu podgrupy Ls i o ponad 13 % dla grupy Lw [68],
- 4) przewymiarowanie instalacji do nawaniania gazu dla gazu ziemnego grupy Lw i Ls tzn. dawka środka nawaniającego powinna być niższa niż w przypadku gazu ziemnego grupy E odpowiednio o około 15 % dla gazu ziemnego grupy Lw oraz dla grupy Ls o około 24%. [57]
- 5) umowy na wykonanie inwestycji gazowniczych (gazociągi, stacje gazowe, tłocznie) zlecane zewnętrznym firmom były przez operatora OSP konstruowane z narażeniem interesów firm wykonawczych (wszelkie ryzyka, nawet wręcz niemożliwe do przewidzenia na etapie projektowania, są przenoszone na firmy wykonawcze, bez możliwości renegotjacji kosztorysów). Nawet błędy w projekcie budowlanym, weryfikowanym zresztą przez służby techniczne Operatora były przenoszone na firmy wykonawcze bez możliwości korekty kosztorysu. Takie działania spowodowały bankructwo wielu firm zajmującymi się inwestycjami gazowniczymi, a w konsekwencji do wzrostu cen ofertowych (ograniczenie ilości firm konkurujących ze sobą na rynku inwestycyjnym),
Uwaga: Obecnie takie umowy nie są tak konstruowane.
- 6) niezrozumiałe jest również z punktu widzenia technicznego, podnoszenie przez Operatora (OSP) norm jakościowych na wykonanie np. prac spawalniczych oraz izolacji rur przeznaczonych do budowy gazociągów. Wymagania te są wyższe od obowiązujących w UE norm i standardów, które zostały przyjęte w Polsce po roku 2001. Powoduje to znaczne podwyższenie kosztów inwestycji, co w konsekwencji prowadzi do wzrostu cen gazu w taryfie,
- 7) nieuzasadnione jest prowadzenie egzaminów na uprawnienia dla zgrzewaczy gazociągów z polietylenu wg normy PN-EN 13067, która nie jest zalecana przez prawodawcę (UE) zarówno dla branży gazowniczej i wodociągów. Zastosowanie tej normy w gazownictwie prowadzi do znacznego podwyższenia kosztów prowadzenia egzaminów zgrzewaczy gazociągów polietylenowych [71],
- 8) wyrażenie zgody przez służby techniczne OSP na przejęcie nadzoru nad budową gazociągów w/c przez UDT, mimo braku podstaw prawnych (sprzeczność z prawem unijnym i krajowym). Opinię tę potwierdził NIK (pkt 3.2.9 - pismo KGP/41013/07 z maja 2008 r) [72].

Reasumując należy podkreślić, że wiele spraw związanych z projektowaniem, budową oraz eksploatacją obiektów gazowniczych można by było prowadzić w sposób bardziej racjonalny i oszczędny, a tym samym poprawić efektywność działalności gospodarczej realizowanej przez operatorów systemów gazowniczych.

8. Współpraca operatorów systemu gazowniczego z gminami

Rozwój gazownictwa w gminach związany z budową, rozbudową gazowej sieci dystrybucyjnej oraz przyłączaniem odbiorców, determinowany jest czynnikami natury technicznej, ekonomicznej oraz prawnej.

Ustawa Prawo energetyczne [1] określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalności przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią. Celem tej ustawy jest tworzenie warunków do zrównoważonego rozwoju kraju, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, oszczędnego i racjonalnego użytkowania paliw i energii, rozwoju konkurencji, przeciwdziałania negatywnym skutkom naturalnych monopolii, uwzględniania wymogów ochrony środowiska, zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych oraz równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw i energii.

Według Obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej Państwa do 2030 r. [62] w zakresie gazownictwa należy stosować właściwą politykę

taryfową zachęcającą do inwestowania w infrastrukturę liniową (przesył i dystrybucja gazu) oraz podejmować działania legislacyjne, mające na celu likwidację **barier inwestycyjnych**, w szczególności w zakresie dużych inwestycji infrastrukturalnych oraz inwestycji liniowych. W planowaniu energetycznym w skali globalnej (kraju, województwa) bądź makroregionalnie (gmina, miejscowość) i mikroregionalnie (część miasta, osiedla) uczestniczyć powinien zarówno **Operator Systemu Przesyłowego (OSP) i Dystrybucyjnego (OSD) jak i samorząd terytorialny**. Informacje i kierunki ujmowane w planach rozwoju (koncepcjach rozwoju) systemu gazowego przesyłowego i dystrybucyjnego winny być spójne z informacjami uwzględnianymi w dokumentach realizowanych przez samorządy, tj. związanymi z planowaniem energetycznym (Projekt Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe), sporządzaniem studium (Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego), jak również MPZP (Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego). Spójność dokumentów planistycznych realizowanych na poziomie województwa bądź gminy z planami OSD i OSP ma zasadniczy wpływ na racjonalizowanie i koordynowanie zamierzeń inwestycyjnych poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych. Prowadzenie racjonalnej polityki energetycznej w skali kraju, województwa czy gminy oraz realizacja czynności formalno-prawnych przy projektowaniu i budowie infrastruktury sieciowej stanowi element zrównoważonego rozwoju. Konsekwencje racjonalnego planowania energetycznego winny być odzwierciedlone w decyzjach i pozwoleniach wydawanych przez właściwe jednostki administracyjne, co do sposobu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną bądź paliwa gazowe. Dotyczy to szczególnie dużych aglomeracji posiadających system ciepłociągów i gazociągów. W tym przypadku, w celu pełnego wykorzystania posiadanego potencjału winno się podzielić daną aglomerację na obszary, w których rozprowadzany będzie wyłącznie gaz ziemny i energia elektryczna bądź „ciepłota” i energia elektryczna. W rzeczywistości występują przypadki, gdzie wydawane pozwolenia na budowę nie są spójne z planami zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe.

Gazyfikacja gminy powinna być traktowana, jako **inwestycja dobra publicznego, gdyż przynosi wymierne i niewymierne korzyści dla gminy**, a tym samym dla jej mieszkańców ze względu na:

- a) podwyższenie wartości działek budowlanych i istniejącej substancji mieszkalnej;
- b) zwiększenie komfortu życia mieszkańców i poprawy środowiska naturalnego;
- c) wzrost dochodów gminy z tytułu uzyskiwanych podatków od nieruchomości (2% wartości początkowej gazociągu lub obiektu gazowniczego) oraz za umieszczenie gazociągu wzdłuż drogi gminnej zgodnie z Ustawą o drogach publicznych);
- d) możliwość pozyskania nowych inwestorów, co w konsekwencji przyczynia się do zmniejszenia stopnia bezrobocia i zwiększenia zamożności mieszkańców.

Wobec powyższego nie ma żadnych przeszkód prawnych, aby gminy w ramach zawieranych porozumień ze spółkami gazowniczymi partycypowały w kosztach realizacji inwestycji mającej służyć społeczności lokalnej. Wniosek taki wynika z zapisów:

- art. 7 ustawy z dnia 8 marca 1990 o samorządzie gminnym [2] zgodnie, z którym:
„(...) zaspokajanie zbiorowych potrzeb wspólnoty, w tym zaopatrzenia w gaz, należy do zadań własnych gminy”.
- art. 20 ust. 5 ustawy Prawo energetyczne [1]:
„(...) w celu realizacji planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, dla obszaru gminy lub jej części, gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi”.

Istotnym zagadnieniem przy prowadzeniu gazyfikacji gmin jest ocena opłacalności (rentowności) inwestycji związanej z budową lub rozbudową sieci gazowej. Bazuje ona na analizie przepływów finansowych. Celem tej metody jest obliczenie opłacalnego dla przedsiębiorstwa gazowniczego zasięgu inwestycji [37].

Niestety wiele zapisów znajdujących się w zapisach aktów normatywnych stanowią barierę dla rozwoju gazownictwa na terenie poszczególnych gmin i aglomeracji miejskich.

Poniżej przedstawiono kilka przykładów obecnych zapisów w aktach prawnych mających wpływ na rozwój i funkcjonowanie systemu gazowego. Przykłady te przedstawiono w kontekście: (i) spójności planowania przedsiębiorstw energetycznych i samorządów terytorialnych, (ii) rozbudowy

sieci gazowej i przyłączenia odbiorców. Wśród istotnych czynników prawnych, mający wpływ na bezpieczeństwo dostaw gazu wymienić można przyznawanie koncesji na przesyłanie bądź dystrybucję paliw gazowych wydawane przez Prezesa URE. Obecnie przyjęty model przyznawania koncesji prowadzi do:

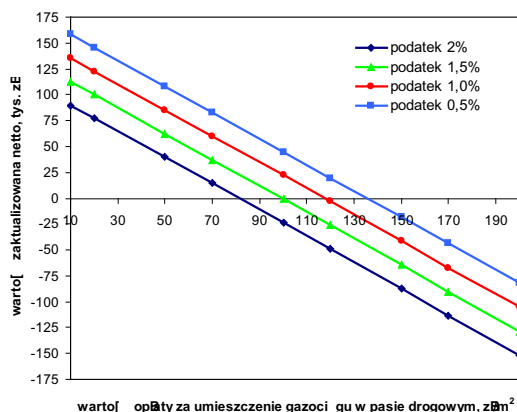
- występowania na terenie jednej gminy kilku operatorów, co w przypadku awarii na sieci gazowej wpływa na wydłużenie czasu trwania akcji ratowniczej, co ma swoje przełożenie na pogorszenie bezpieczeństwa publicznego,
- budowy równoległych gazociągów w przypadku, gdy występują techniczne możliwości przesyłowe istniejących gazociągów na danym terenie. Brak zapisów w obecnych ustawach i rozporządzeniach zakazujących budowania równoległych gazociągów dystrybucyjnych ogranicza rozwój gazownictwa oraz wpływa na podniesienie kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Nadmienić należy, że zapisy takie istnieją w art. 4 ust. 4 Dyrektywy Gazowej [5]:

„Mając na uwadze rozwój nowych obszarów zaopatrywanych w gaz i ogólną skuteczność działań państwa członkowskie mogą odmówić udzielenia kolejnego zezwolenia na budowę lub eksploatację systemu gazociągów dystrybucyjnych na określonym obszarze, jeżeli systemy gazociągowe zostały już zbudowane lub gdy zaproponowana jest ich budowa na tym obszarze oraz gdy istniejąca lub proponowana zdolność nie jest w pełni wykorzystana”.

Kolejną kwestią wpływającą na rozwój gazyfikacji terenów gminy jest obecna konstrukcja zapisów Ustawy o podatkach lokalnych [3] oraz Ustawy o drogach publicznych wraz z późniejszymi zmianami [4]. Podstawa prawna umożliwiająca pobranie przez gminy maksymalnej stawki podatku od nieruchomości (2% wartości początkowej sieci gazowej) bądź maksymalnej stawki opłaty za umieszczenia gazociągu w pasie drogowym (200 zł/m² rzutu poziomego rurociągów), stanowi barierę dla przyszłej rozbudowy sieci gazowej. W skrajnym przypadku (dla 200 zł/m²) wysokość rocznych opłat za umieszczenie gazociągu w pasie drogowym może wynosić aż **29,6%** wartości inwestycyjnej budowy gazociągu. Obniżenie ww. stawki podatku bądź opłaty w istotny sposób wpływa na koszty eksploatacji sieci gazowej, a tym samym na efektywność inwestycji.

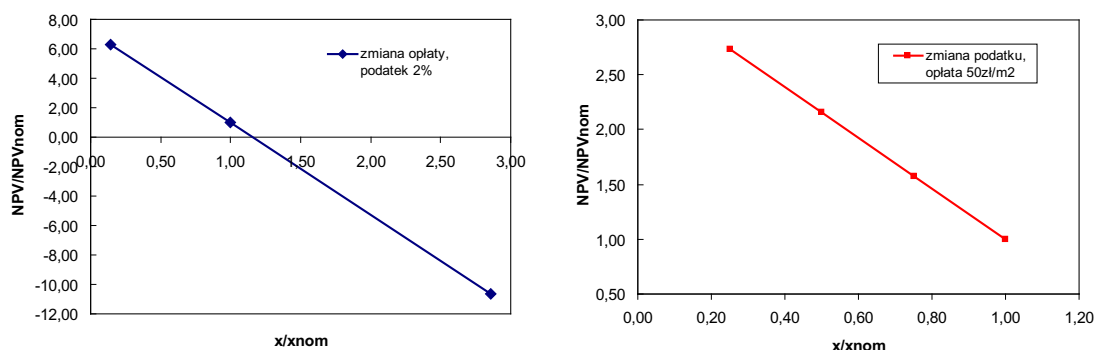
Obecna konstrukcja podatku od nieruchomości skłania gminy do działań „nieracjonalnych”, tzn. wydawania zgody na budowę jak największej ilości gazociągów budowanych przez różne przedsiębiorstwa energetyczne, nie zważając na stopień obciążenia (wykorzystania) istniejących sieci gazowych. Efektem tego jest ograniczenie rentowności istniejących sieci gazowych, co z kolei prowadzi do wzrostu kosztów usługi dystrybucyjnej. Dlatego należałoby zmienić zapisy tej ustawy, aby podatek od nieruchomości był liczony nie od wartości inwestycji, ale ilości sprzedawanego gazu, tak jak to jest praktykowane w innych krajach UE.

Na wykresie 1 przedstawiono wyniki z przeprowadzonych analiz wartości zaktualizowanej netto w funkcji zmiennej wartości opłaty za umieszczenie gazociągów w pasie drogowym inwestycji związanej z budową dystrybucyjnej sieci gazowej dn125 o długości 1,3 km służącej przyłączeniu 80 odbiorców gazu, dla których średnia długość przyłączy dn25 była rzędu 15 m. Wykresy wykonano dla podatku od nieruchomości od 2% do 0,5% [38].



Wykres 1. NPV w funkcji wartości opłaty za umieszczenie gazociągu w pasie drogowym [38]

Jak można zauważyć opłata za umieszczenie gazociągu w pasach drogowych ma wpływ na ocenę efektywności ekonomicznej. Analizowany projekt osiąga wartość $NPV=0$, przy granicznej wartości opłaty wynoszącej ok. 80 zł/ m² przy uwzględnieniu 2 % podatku od nieruchomości. Natomiast przy 0,5% podatku od nieruchomości maksymalna wartość opłaty za umieszczenie gazociągu w pasie drogowym to rząd 135 zł/ m². Wykres 2 przedstawia natomiast wrażliwość wartości zaktualizowanej netto NPV na zmianę ceny wartości opłaty za umieszczenie gazociągu w pasie drogowym oraz zmianę wartości podatku od nieruchomości.



Wykres 2. Wrażliwość NPV w funkcji zmiany wartości opłaty za umieszczenie gazociągu w pasie drogowym oraz zmiany podatku od nieruchomości [38]

Jak można zauważyć na wykresie 2, na efektywność ekonomiczną projektu ma wpływ zarówno opłata za umieszczenie gazociągu w pasach drogowych jak i podatek od nieruchomości. Przykładowo, gdy opłata wzrośnie 2-krotnie, wówczas wartość NPV projektu obniża się o około 6 razy. Natomiast w przypadku, gdy wysokość podatku od nieruchomości byłaby niższa o 50%, czyli w wysokości 1%, wówczas wartość NPV projektu zmienia się 2-krotnie. Jak widać z powyższego, efektywność ekonomiczna projektów inwestycyjnych związanych z rozbudową sieci gazowej i przyłączaniem odbiorców, w szczególności projektów, które dotyczą stricte zwiększenia dostępu ludności do sieci gazowej na terenach miast i gmin, wrażliwe są również na uwarunkowania zewnętrzne wynikające ze stosowanych opłat lokalnych czy też wysokości podatków.

Ponadto obowiązująca Ustawa o drogach publicznych [4] w dużym stopniu utrudnia uzyskanie zgody na lokalizację gazociągów w pasie drogowym. Dlatego proponuje się wprowadzić do ww. ustawy następujące:

1. obecna treść art. 39 ust. 1 pkt 1) oraz ust. 3 ustawy o drogach publicznych [4] brzmi:

„1. Zabrania się dokonywania w pasie drogowym czynności, które mogłyby powodować niszczenie lub uszkodzenie drogi i jej urządzeń albo zmniejszenie jej trwałości oraz zagrażać bezpieczeństwu ruchu drogowego. W szczególności zabrania się:

1) lokalizacji obiektów budowlanych, umieszczania urządzeń, przedmiotów i materiałów niezwiązanych z potrzebami zarządzania drogami lub potrzebami ruchu drogowego;”

„3. W szczególnie uzasadnionych przypadkach lokalizowanie w pasie drogowym obiektów budowlanych lub urządzeń niezwiązanych z potrzebami zarządzania drogami lub potrzebami ruchu drogowego może nastąpić wyłącznie za zezwoleniem właściwego zarządcy drogi, z zastrzeżeniem ust. 7, wydawanym w drodze decyzji administracyjnej, zgodnie z art. 40.”

Wnioskuje się o uznanie budowy obiektów budowlanych o charakterze liniowym będących nośnikami mediów za przypadek szczególny, czyli inwestycję użyteczności publicznej, z gwarancją uzyskania zezwolenia właściwego zarządcy drogi. Uzasadnienie – konieczność uzyskania zezwolenia właściwego zarządcy drogi na lokalizację przyłącza zdecydowanie przedłuża czas wykonania przyłącza do sieci gazowej. Uznać należy przy tym, że wydanie decyzji zezwalającej na lokalizację sieci w pasie drogi powinno oznaczać zgodę na lokalizację przyłączy do tej sieci wykonywanych w terminie późniejszym.

2. obecna treść art. 39 ust. 5 pkt 2 Ppkt a) ustawy o drogach publicznych [4] brzmi:

„5. Jeżeli budowa, przebudowa lub remont drogi wymaga przełożenia urządzenia lub obiektu, o którym mowa w ust. 3, koszt tego przełożenia ponosi (...):

2) właściciel urządzenia lub obiektu - w przypadku gdy:

a) okres umieszczenia urządzenia lub obiektu w pasie drogowym jest dłuższy niż 4 lata, licząc od dnia wydania zezwolenia przez zarządcę drogi”

Przy obecnej technologii sprawność techniczna urządzeń na sieciach gazowych wynosi do 50 lat, dlatego sugeruje się wydłużenie terminu z 4 lat do co najmniej takiej długości, ile wynosi okres amortyzacji gazociągu. Stawki określone w art. 40 ustawy o drogach publicznych [4] wpływają na wysokie koszty inwestycji. Dlatego też sugeruje się całkowitą likwidację opłat za umieszczenie infrastruktury technicznej niezwiązanej z potrzebami zarządzania drogami. Opłata ta stanowi dla właścicieli gazociągów dodatkowe obciążenie, mimo ponoszonego już podatku 2% od nieruchomości. Gdyby likwidacja nie była możliwa w krótkim czasie to wnioskujemy o zdecydowane obniżenie górnych poziomów stawek opłat oraz ujednoczenie w ustawie zasad pobierania tej opłaty tj. za umieszczenie gazociągów w pasie drogowym. Opłaty te nie powinny przekraczać wartości podatku od nieruchomości.

3. art. 43 ustawy o drogach publicznych:

W przepisie tym określone są zasady usytuowania obiektów budowlanych w ustalonej odległości od zewnętrznej krawędzi jezdni. Ponieważ jednak budowa obiektów liniowych na obszarach zabudowanych powinna być traktowana, jako przypadek szczególny, proponujemy wyłączenie stosowania tego przepisu przy sytuowaniu obiektów budowlanych o charakterze liniowym będących nośnikami mediów.

4. W Rozporządzeniu [13] proponujemy wprowadzenie następujących zmian:

- nałożenie na zarządców dróg obowiązku niezwłocznego rozpatrywania wniosków o zajęcie drogi;
 - w przypadku budowy przyłączy gazowych, gdzie nie jest wymagane uzyskanie decyzji pozwolenia na budowę wystarczające powinno być jedynie zawiadomienie właściwego zarządcy drogi o zajęciu pasa drogowego oraz uzgodnienie terminu zajęcia pasa drogowego z właściwym zarządcą drogi;
 - w przypadku budowy nowych obiektów w ramach jednego wniosku powinien być składany zarówno wniosek o lokalizację obiektu o charakterze liniowym w pasie drogi oraz wniosek o wydanie zezwolenia na zajęcie pasa drogowego w celu prowadzenia robót w pasie drogowym.
- Zmiany w ustawodawstwie o drogach publicznych i podatkach od nieruchomości powinny w sposób pozytywny wpłynąć na rozwój gazyfikacji gmin. Mając na uwadze powyższe, Ustawę o drogach publicznych należy uznać za sprzeczną z „*Polityką energetyczną Państwa do 2030 roku*”, w której znajdują się m.in. zapisy o konieczności stworzenia rozwiązań systemowych dla znoszenia barier w rozwoju infrastruktury sieciowej, o stosowaniu paliw bardziej przyjaznych środowisku oraz o znoszeniu barier w rozwoju infrastruktury sieci dystrybucyjnych

Ponadto istotnym jest uregulowanie w sposób jednoznaczny wysokości odszkodowania (lub wynagrodzenia wg Kodeksu Cywilnego) za służebność przesyłu. Powinno ono być ustalane nie przez właściciela infrastruktury przesyłowej, ani przez właściciela/użytkownika wieczystego gruntu, ale odgórnie przez odpowiedni organ administracji państwowej na szczeblu województwa lub ministerstwa przy zastosowaniu odpowiednich kryteriów.

Następnym istotnym utrudnieniem dla operatorów sieci gazowych (dotyczy gazociągów w/c) są wprowadzane przez gminy zmiany w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego dotyczące przeznaczenia gruntu, na którym wybudowany został gazociąg. Często dotyczą one zmiany przeznaczenia gruntu z rolnego na grunty pod budownictwo mieszkalne lub aktywizację gospodarczą. Prowadzi to do znacznego podniesienia wysokości odszkodowań za służebność przesyłu. Dlatego też należy wprowadzić zakaz takiego postępowania lub w przypadku wystąpienia takiego faktu koszty tej decyzji powinna ponieść gmina, a nie operator sieci gazowej.

Ponadto można również wymienić wiele innych barier i utrudnień przy projektowaniu, wykonawstwie i użytkowaniu inwestycji gazowniczych, które zostały opisane w artykule [58].

9. Podsumowanie

- 1) Państwo powinno prowadzić politykę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez odpowiednie regulacje prawne i działanie powołanych do tych celów jednostek, głównie Urzędu Regulacji Energetyki.

- 2) Operatorzy systemu gazowniczego (dystrybucyjnego, przesyłowego, magazynowania i skraplania paliw gazowych lub operatora systemów połączonych) oraz PGNiG S.A są wykonawcami polityki energetycznej Państwa w zakresie paliw gazowych, co wiąże się bezpośrednio z bezpieczeństwem energetycznym, bezpieczeństwem techniczno-operacyjnym oraz bezpieczeństwem publicznym.
- 3) Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorcy i bezpiecznego funkcjonowania systemu gazowego decydujące znaczenie mają rozwiązania techniczne w poszczególnych fazach jego tworzenia, tzn. w fazie projektowania, budowy i eksploatacji.
- 4) System gazowniczy zaliczany jest do obiektów o wysokim ryzyku zagrożenia dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska. Istniejący system prawny przy właściwym i rozsądnym jego stosowaniu umożliwia bezpieczne warunki eksploatacji systemu i użytkowania gazu.
- 5) Samorządy terytorialne powinny współpracować z Operatorami gazowymi mając na uwadze, że gazyfikacja gminy, jako inwestycja dobra publicznego, przynosi korzyści zarówno dla gminy, jak i dla jej mieszkańców.
- 6) Wiele spraw związanych z projektowaniem, budową oraz eksploatacją obiektów gazownicznych można by było prowadzić w sposób bardziej racjonalny i oszczędny, a tym samym poprawić efektywność działalności gospodarczej realizowanej przez operatorów systemów gazownicznych.
- 7) Należy wprowadzić zmiany w obowiązującym prawodawstwie w celu zniesienia barier ograniczających rozwój gazownictwa w Polsce.

10. Piśmiennictwo

- [1]. Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997r., Dz.U. 2003 nr 153 poz. 1504
- [2]. Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym, Dz. U.01.142.1591 j.t.
- [3]. Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych, Dz. U.10.95.613 j.t.
- [4]. Ustawa z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych, Dz. U.07.19.115 j.t.
- [5]. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, Dz.U.U.E.L.09.211.94
- [6]. Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego i uchylająca Dyrektywę gazową 98/30/WE
- [7]. Dyrektywę 2004/67/WE z dnia 26 kwietnia 2004 r. dotyczącą środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Art. 3 dyrektywy opisuje zasady polityki zabezpieczenia dostaw gazu.
- [8]. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn.zm.);
- [9]. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz.. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1);
- [10]. Dyrektywa Rady 2013/18/UE z dnia 13 maja 2013 r. dostosowującą dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w związku z przystąpieniem Republiki Chorwacji (Dz. Urz.. UE L 158 z 10.06.2013, str. 230).
- [11]. Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczącą środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego
- [12]. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazu (Dz. U. 133 poz.894)
- [13]. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 1 czerwca 2004 r. w sprawie określenia warunków udzielania zezwoleń na zajęcie pasa drogowego, Dz. U.04.140.148
- [14]. Raport Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) z 8 października 2018
- [15]. Andrzej Barczyński, Paweł Barczyński: „System transportu gazu ziemnego w Polsce i Niemczech”- Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 3 (233), str. 4-13 marzec, 2018
- [16]. A. Barczyński – współautor monografii Wielkopolskiego Oddziału PZiTS w Poznaniu pt.: „80 lat działalności na rzecz inżynierii sanitarnej i ochrony środowiska”, autor rozdziału I pkt 1 pt.: „Bezpieczeństwo energetyczne, techniczno-operacyjne oraz publiczne systemu gazowniczego oraz możliwości i bariery rozwoju”, PZiTS Oddział Wielkopolski, Poznań 2018 str. 11 do 66
- [17]. Barczyński A.: „Zmiany w sektorze gazownictwa i wpływ na rynek gazowniczy”, Nowoczesne Gazownictwo 2/2000
- [18]. Barczyński A., : „Rynek gazu w świetle prawa energetycznego oraz działalności operatora systemu gazowniczego”, Krajowa Konferencja Rynek Gazu, Kazimierz Dolny, czerwiec, 2008
- [19]. Barczyński A.: „Bariery techniczne i eksploatacyjne dla rozwoju Spółek Dystrybucyjnych w aspekcie przemian restrukturyzacyjnych”, GAZTERM, Międzyzdroje, 22-24 maj 2006
- [20]. Barczyński A.: „Zagadnienia prawne przesyłu, dystrybucji i handlu gazem, Konferencja „Inżynieria naftowa i gazownicza – stan aktualny i perspektywy”, XI Międzynarodowe Targi Nafta i Gaz 2006, Warszawa, 29 września 2006
- [21]. A. Barczyński, Adam Matkowski: „Bezpieczeństwo energetyki gazowej systemu przesyłowego i dystrybucyjnego” Nowoczesne Gazownictwo nr 2/2005 str. 5-12.
- [22]. A. Barczyński, Paweł Barczyński: „Bezpieczeństwo energetyczne w aspekcie zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego i dywersyfikacji jego źródeł zaopatrzenia” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 9/2007
- [23]. W. Bojarski: „Ogólne problemy bezpieczeństwa energetycznego Polski” - Symposium pt.: Bezpieczeństwo systemów energetycznych, Warszawa 8-9 XII 2004 r.

- [24]. A. Matkowski, A. Barczyński: „Znaczenie rozwiązań technicznych w systemie przesyłu i dystrybucji dla bezpieczeństwa dostaw gazu”. Sympozjum pt.: Bezpieczeństwo systemów energetycznych, Warszawa 8-9 XII 2004 r.
- [25]. K. Steczko, J. Rachwałski: „Emisja metanu w sieci gazu ziemnego” - Nafta-Gaz, Kraków, czerwiec 2007
- [26]. Barczyński A.: „Zastosowanie gazu wysypiskowego do zasilania rozdzielczych sieci gazu ziemnego”. Sympozjum: „Gaz Bezpieczny i Ekologiczny”, Kiekrz k/Poznań, marzec 1997 r.
- [27]. A. Barczyński: „Aspekty techniczne i ekonomiczne wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci gazowej” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 3 (268) /2021 str. 4 do 11
- [28]. A. Barczyński: „Możliwości wykorzystania biogazu w systemie dystrybucyjnym” – Krajowa Konferencja na temat: „Certyfikaty w energetyce szansą na rozwój” – Bydgoszcz - 29.03.2007 r.
- [29]. A. Barczyński: „Inserting of biogas into the natural gas distribution network - opportunities and possibilities” - Międzynarodowy Kongres Energii Odnawialnej i Targi Green Power 2009 pt.: „Perspektywy rozwoju energetyki odnawialnej na świecie, w Europie do roku 2030 i później w obliczu światowego kryzysu gospodarczego oraz Nowoczesne technologie i finansowanie inwestycji OZE w dobie spowolnienia gospodarczego” 19 do 20 maja 2009 r. w Poznaniu
- [30]. A. Barczyński: „Biogaz-wyzwanie dla operatorów dystrybucji gazu (biogaz jednym ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu” - Przegląd Gazowniczy Nr 2 /2010 str. 14 do 17
- [31]. D. Walewska: „Biometan i biogaz – kłopot czy szansa?” - 12 grudnia 2020, Energianews rp. pl
- [32]. A. Barczyński, Wojciech Grzędzielski, Mariusz Mirek: „Dywersyfikacja dostaw gazu na przykładzie przestawiania aglomeracji poznańskiej na gaz Lw ze złóż krajowych i na przykładzie pregazyfikacji (instalacja LNG) miejscowości Kazimierz Biskupi i Kleczew)”- XVIII Narada Regionalna pt.: ”Nowa organizacja – wspólne cele” - Karpacz, 16-18.04.2007 r.
- [33]. A. Barczyński: „Nowe materiały i technologie stosowane przy budowie rozdzielczych sieci i instalacji gazowych” - VI Spotkania Gazowników, Zakopane, 7-9.05.1997 r.
- [34]. A. Barczyński: „Zastosowanie układów monitorowych na stacjach redukcyjno-pomiarowych” – Sympozjum regionalne, Mrzeżyno 1993 r.
- [35]. A. Barczyński, Paweł Jańczak, Paweł Barczyński: „Racjonalne i oszczędne zasady projektowania i eksploatacji stacji redukcyjno-pomiarowych wysokiego ciśnienia” - XIII Krajowa Konferencja GAZTERM w Międzyzdrojach, maj 2010 r.
- [36]. A. Barczyński, Henryk Grabowski: „Budowa gazociągów pod przeszkodami terenowymi metodą wiercenia kierunkowego” - Gaz, Woda i Technika Sanitarna Nr 11/2010 str. 2-6
- [37]. A. Barczyński, Jerzy Magas: „Ocena opłacalności gazyfikacji miejscowości metodą UNIDO” – Międzynarodowe Sympozjum zorganizowane przez SITPNI G Poznań, luty 1993 r.
- [38]. A. Barczyński, Wojciech Grzędzielski: „Wpływ czynników w prawnych i ekonomicznych na rozwój sieci dystrybucyjnej w gminach” Gaz, Woda i Technika Sanitarna nr 6/2011 str.202-208
- [39]. PN-C-04752:2002 Gaz ziemny. Jakość gazu w sieci przesyłowej
- [40]. PN-C-04753:2002 Gaz ziemny. Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej
- [41]. A. Barczyński: „Zasadność wyodrębnienia prawa gazowego”, Gaz, Woda i Technika Sanitarna Nr 1/2009 str. 2-4
- [42]. A. Barczyński „Procesy termodynamiczne zachodzące w reduktorze gazu” - Nowoczesne Gazownictwo str. 5-8 Nr 4 (X) 2005
- [43]. A. Barczyński: „Aspekty ekologiczne użytkowania gazu ziemnego” - Przegląd Komunalny. Czysta Energia Nr 4/2001 grudz. str. 12-13
- [44]. A. Barczyński: „Gaz ziemny paliwem XXI wieku” - Sympozjum pt.: „Postęp techniczny w ciepłownictwie w roku klimatu i środowiska” zorganizowane przez PZiTS Oddział w Poznaniu, Poznań, 06-07 listopada 2008 r.
- [45]. A. Barczyński, A. Roszkowski: „Nowe konstrukcje z rur PE do budowy i modernizacji sieci wodociągowych i gazowniczych” – Instal nr 4 str. 73-78, 2005 r
- [46]. A. Wróblewska, A. Barczyński, P. Barczyński: „Nowa technologia budowy przyłączy gazowych polietylenu bez podłoża piaskowego” - XIV Krajowa Konferencja GAZTERM w Międzyzdrojach, maj 2011 r.
- [47]. A. Barczyński, Andrzej Roszkowski: „Nowe konstrukcje rur PE do budowy i modernizacji gazociągów” - VII Krajowa Konferencja GAZTERM 2004, Międzyzdroje, 24.05.2004 r.
- [48]. A. Barczyński: „Nowe materiały i technologie stosowane przy budowie rozdzielczych sieci i instalacji gazowych” – III Międzynarodowe Sympozjum Szkoleniowe PZiTS pt. „Bezpieczne technologie w sieciach i instalacjach”, Poznań, 19-21.01.1997 r.
- [49]. A. Barczyński, Paweł Barczyński: „Nowa technologia wykonywania prac na czynnych gazociągach polietylenowych” - Nowoczesne Gazownictwo Nr 2(XI) 2006
- [50]. A. Barczyński, Antoni Zieliński: „Użytkowanie sieci gazowej z polietylenu”- Przegląd Gazowniczy Nr 1(9) str. 44-46
- [51]. A. Barczyński, Paweł Barczyński: „Własności rur polietylenowych stosowanych w gazownictwie. Zalety i wady” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze, kwiecień 2017 Nr 4 str. 4 do 10
- [52]. A. Barczyński, Przemysław Szkudlarczyk: „Tłoki czyszczące stosowane w gazociągach przesyłowych” - XII Narada Regionalna ZG Poznań, Mrzeżyno 14-16.04.1999 r.
- [53]. A. Barczyński: „Nowe materiały i technologie stosowane przy budowie i eksploatacji rozdzielczych sieci gazowych” - Targi POL-GAZ-EXPO-99, Bydgoszcz, 21-22 kwietnia 1999 r.
- [54]. A. Barczyński: „Zasadność montowania układów zabezpieczających w punktach wyjścia z systemu przesyłowego w świetle rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego” - Gaz, Woda i Technika Sanitarna Nr 9 / 2011 str. 314-316
- [55]. A. Barczyński, Mariusz Łaciak: „Zamienność paliw gazowych (gazu ziemnego)” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze, Nr 8 (196), sierpień 2014 r. (str. 4-11)
- [56]. A. Barczyński –WSG Poznań, Mariusz Łaciak – AGH Kraków: „Interchangeability of fuel gas in the aspect of safe use and suport of natural gas networks”, The 6th International Conference on manufacturing science and education organized by “Lucian Blaga” University of Sibiu Faculty of Engineering, June 12-15, 2012 r., Sibiu, Romania
- [57]. A. Barczyński: „Zapotrzebowanie ciepła na cele technologiczne na stacjach redukcyjnych w/c zasilanych gazem ziemnym grupy E oraz podgrupy Lw i Ls” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze nr 3 i 4 2016 r. str. 4-7
- [58]. A. Barczyński, Joanna Jastrzębek: „Bariery i utrudnienia przy projektowaniu, wykonawstwie i użytkowaniu inwestycji gazowniczych” - Gaz, Woda i Technika Sanitarna, wrzesień 2016 r.
- [59]. A. Barczyński: „Wpływ parametrów charakteryzujących jakość gazu ziemnego na eksploatację reduktorów gazu” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze, październik/listopad/grudzień, Nr 10,11,12 (218) str. 4 do 8 - 2016 r.
- [60]. Vademecum Gazownika tom II „Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna gazu ziemnego”- Praca zbiorowa pod redakcją A. Barczyńskiego, SITPNI G, Kraków 2013 r.
- [61]. A. Barczyński, Paweł Barczyński „Możliwości stosowania LNG jako paliwa alternatywnego” – Biuletyn WOIIIB, 3/2020 str. 21 do 25
- [62]. Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 9 stycznia 2020 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2020 poz. 261)
- [63]. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320)

- [64]. A. Barczyński, P. Barczyński: „*Nawanianie gazu - aspekty prawne oraz techniczno – eksploatacyjne*”, - GWiTS lipiec- sierpień 2021 str. 6 do 11.
- [65]. Rozporządzenia MSWiA w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych z dnia 16 sierpnia 1999 r., Dz. U. Nr 74, poz. 836
- [66]. PN-M-34507: Instalacja gazowa – kontrola okresowa
- [67]. Grzegorz Czenczek; „*Hermetyczne prace na czynnych gazociągach wysokiego ciśnienia*” - Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu, 2011 r. – praca magisterska pod kierunkiem A. Barczyńskiego
- [68]. A. Barczyński, Paweł Barczyński, Paweł Jańczak: „*Możliwości zwiększenia zakresowości (dokładności) układu pomiarowego na stacjach red.-pom w/c*” - Gaz, Woda i Technika Sanitarna nr 6/2009 str.8-10
- [69]. Sebastian Chęciński: „*Istota oraz metody pomiaru efektywności gospodarowania w przedsiębiorstwie*” - Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego Nr 639/2011
- [70]. Stanisław Nagy, Jacek Blicharski, Czesław Rybicki: „*Techniczno-ekonomiczne aspekty stosowania układów pomiarowych na wysokim ciśnieniu*”- Gaz, Woda i Technika Sanitarna nr 3/2008 str.2-6
- [71]. A. Barczyński: „*Zasadność i konsekwencje przyjęcia normy PN-EN 13067 do egzaminowania personelu zgrzewającego gazociągi polietylenowe. Aspekty techniczne i prawne*”- Wiadomości Naftowe i Gazownicze Nr 3 (279)/2022, str. 8 do 10
- [72]. A. Barczyński: „*Zasadność poddania gazociągów przesyłowych i technologicznych dozorowi technicznemu*”- Gaz, Woda i Technika Sanitarna, lipiec 2015 r. str. 259-260
- [73]. A. Barczyński, Henryk Grabowski; „*Strefy kontrolowane gazociągu wybudowanego technologią wiercenia kierunkowego pod terenem leśnym*” - Gaz, Woda i Technika Sanitarna nr 2/2011 str. 38-41
- [74]. A. Barczyński, P. Barczyński: „*Katastrofy budowlane na gazociągach i instalacjach gazowych w świetle obowiązującego przepisów*” - GWiTS luty 2020 str. 2 do 4
- [75]. A. Barczyński, A. Smockiewicz-Wojciechowska: „*Powłoki izolacyjne stosowane w ochronie przeciwkorozyjnej gazociągów*” - Wiadomości Naftowe i Gazownicze, 8 (208) / 2015, str. 23 do 28
- [76]. A. Barczyński, P. Barczyński: „*Wykorzystanie wykresów entalpia - entropia do obliczeń inżynierskich w gazownictwie*” - GWiTS wrzesień 2019

Informacja o autorze

*** dr hab. inż. Andrzej Barczyński**

Emerytowany pracownik GK PGNiG, obecnie nauczyciel akademicki oraz prowadzi firmę doradczo-szkoleniową.