



**PRZYPADEK GAZOCIĄGU W/C PODDANEGO
ODDZIAŁYWANIOM PRĄDU PRZEMIENNEGO**

**THE CASE OF ALTERNATING CURRENT IMPACT
ON HIGH PRESSURE PIPELINES**

Hanna Matus

GAZ-SYSTEM S.A.

Słowa kluczowe: korozja, oddziaływania prądu przemiennego, ochrona katodowa, gazociąg
Keywords: corrosion, alternating current impact, cathodic protection, pipeline

Streszczenie

W referacie przedstawiono problemy związane z oceną oddziaływań prądu przemiennego na gazociągi chronione katodowo. Przeanalizowano potencjalne zagrożenia korozją wywołaną prądem przemiennym na przykładzie gazociągu w izolacji bitumicznej średniej jakości, zlokalizowanego w bliskiej odległości od linii wysokiego napięcia. Zaprezentowano działania podjęte w celu zapobiegania skutkom negatywnych oddziaływań linii elektroenergetycznych na gazociąg.

Summary

This paper presents problems regarding the impact assessment of the alternating current on surface of cathodically protected pipelines. The potential risks of corrosion caused by the impact of alternating current have been analysed, based on the example of a pipeline situated near the high-voltage transmission lines, covered with medium quality bituminous insulation. Preventive actions taken against the negative impact on electric power lines have been presented.

1. Wstęp

Głównym źródłem oddziaływań prądu przemiennego na rurociągi podziemne są napowietrzne linie wysokiego napięcia (LWN). Prąd przemienny przepływający między stalowym rurociągiem a ziemią może powodować istotne zagrożenie korozyjne dla tego rurociągu oraz stanowić zagrożenie dla jego obsługi. Oddziaływania prądu przemiennego mają charakter krótkotrwały lub długotrwały. Krótkotrwałe oddziaływania mogą wystąpić w stanach zakłóceń linii elektroenergetycznych. Stwarzają wówczas zagrożenie porażenia prądem elektrycznym, mogą spowodować uszkodzenia aparatury sterującej zaworami, uszkodzić złącza izolujące itp. Długotrwałe oddziaływania prądu przemiennego są przede wszystkim spowodowane indukcyjnym działaniem linii elektroenergetycznych i zależą między innymi od obciążenia tych linii, ich usytuowania względem stalowej konstrukcji, rezystywności gruntu oraz od długości i stanu pokrycia ochronnego rurociągu. W wyniku indukcyjnego działania LWN w rurociągu indukuje się siła elektromotoryczna, która jest przyczyną przepływu prądu przemiennego poprzez niezaizolowane elementy rurociągu stykające się z gruntem, w tym poprzez defekty powłoki. Duże gęstości prądu przemiennego mogą w określonych warunkach wywołać w defektach izolacji negatywne skutki korozyjne. Przybliżoną wielkość napięcia przemiennego U_{ac} między rurociągiem i gruntem można ocenić na podstawie obliczeń, znając parametry i usytuowanie LWN względem rurociągu. Dlatego już na etapie projektowania rurociągów powinno się przewidywać zabezpieczenia od negatywnych oddziaływań spowodowanych prądem przemiennym. Zastosowanie zabezpieczeń nie zwalnia od konieczności wykonywania pomiarów oddziaływań LWN zarówno po wybudowaniu rurociągu, jak również w trakcie jego eksploatacji, gdyż obciążenia oraz konfiguracja linii elektroenergetycznych mogą ulegać zmianie.

W niniejszym referacie opisano przypadek gazociągu w/c DN400 w izolacji bitumicznej, poddanego oddziaływaniom prądu przemiennego LWN oraz działania służb eksploatacyjnych w celu zapobiegania potencjalnej korozji wywołanej prądem a.c.

2. Kryteria oceny oddziaływań prądu przemiennego

Ryzyko korozji a.c. zależy przede wszystkim od gęstości prądu przemiennego przepływającego pomiędzy rurociągiem a środowiskiem poprzez defekty w powłoce izolacyjnej. Korozja powodowana przez prąd przemienny nie zachodzi, jeśli gęstość prądu przemiennego przepływającego pomiędzy odsłoniętą ścianką rurociągu a ziemią jest mniejsza od gęstości krytycznej.

W specyfikacji technicznej PKN - CEN/TS 15280:2008 określono kryteria, które powinno się wziąć pod uwagę przy ocenie prawdopodobieństwa wystąpienia korozji wywołanej prądem przemiennym, w przypadku rurociągów chronionych katodowo:

- Wartość skuteczna napięcia przemiennego pomiędzy rurociągiem a ziemią nie powinna przekraczać:
 - 10 V na całej długości rurociągu,
 - 4 V na odcinkach ułożonych w gruntach o rezystywności mniejszej niż 25 Ω m.
- Potencjały polaryzacji elektrod symulujących (potencjały odłączeniowe) powinny być bardziej ujemne niż potencjały ochrony $-0,85$ V lub $-0,95$ V, ale możliwie jak najbardziej bliskie tym potencjałom.

- Wartość skuteczna gęstości prądu przemiennego j_{ac} na elektrodach symulujących o powierzchni 1 cm^2 nie powinna być większa od 30 A/m^2
 - $j_{ac} < 30 \text{ A/m}^2$ – brak zagrożenia lub niewielkie prawdopodobieństwo korozji,
 - $30 \text{ A/m}^2 < j_{ac} < 100 \text{ A/m}^2$ – średnie prawdopodobieństwo korozji,
 - $j_{ac} > 100 \text{ A/m}^2$ – bardzo duże prawdopodobieństwo korozji.
- Potencjał załączeniowy rurociągu Eon powinien być tak dobrany, by potencjały polaryzacji (potencjały odłączeniowe elektrod symulujących) były bardziej ujemne niż potencjały ochrony, ale możliwie jak najbardziej bliskie tym potencjałom.
- Prawdopodobieństwo korozji prądu przemiennego można oszacować na podstawie stosunku prądu przemiennego do prądu stałego, które płyną przez elektrodę symulującą. Jeżeli:
 - $j_{ac}/j_{dc} < 5$ – prawdopodobieństwo jest małe,
 - $5 < j_{ac}/j_{dc} < 10$ – istnieje prawdopodobieństwo korozji, należy przeprowadzić inne badania,
 - $j_{ac}/j_{dc} > 10$ – prawdopodobieństwo jest duże.
- Ważna jest znajomość charakterystyki korozyjnej gruntu.
- Należy zwracać uwagę na korozję elektrod symulujących.

W standardach technicznych IGG [1] i [2], dotyczących ochrony przed korozją gazociągów, sformułowano bardziej ostre kryterium prawdopodobieństwa korozji wywołanej prądem przemiennym. Przyjęto, że zagrożenie nie występuje lub jest mało prawdopodobne, gdy wartość skuteczna gęstości prądu przemiennego j_{ac} na elektrodach symulujących o powierzchni 1 cm^2 będzie mniejsza od 20 A/m^2 oraz wartość potencjału polaryzacji będzie bardziej ujemna od potencjału ochrony.

Gęstość prądu przemiennego można również oszacować wg zależności dla kołowego defektu izolacji o powierzchni 1 cm^2 :

$$j_{ac} = \frac{226 \cdot U_{ac}}{\rho} \text{ [A/m}^2\text{]} \quad (1)$$

gdzie:

- U_{ac} – napięcia przemiennie pomiędzy gazociągiem a ziemią odniesienia [V],
- ρ – rezystywność gleby [Ωm],

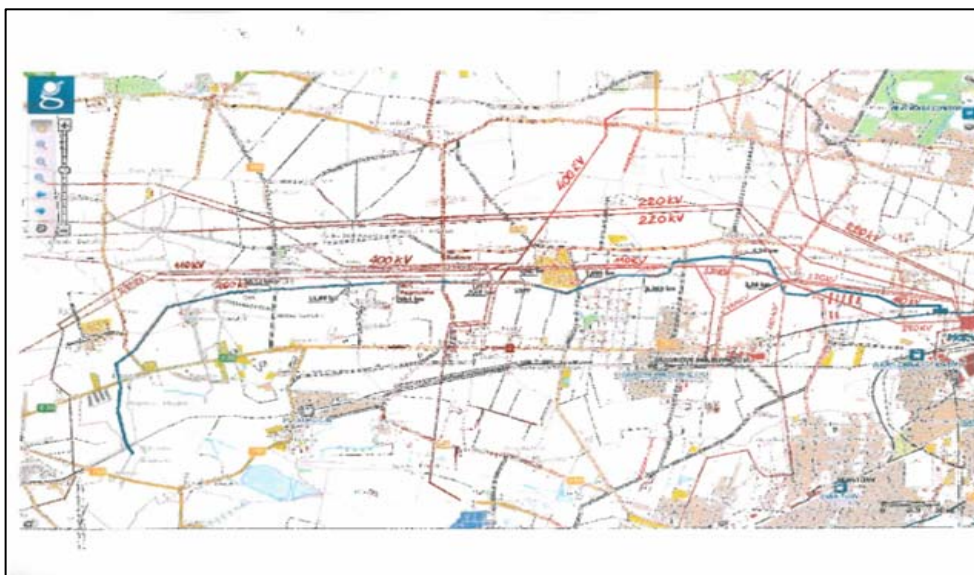
3. Charakterystyka gazociągu oraz systemu ochrony przed korozją

Gazociąg DN400 został wybudowany w 1995 roku w miejscu istniejącego gazociągu DN250, nieposiadającego ochrony katodowej. Stary gazociąg ulegał licznym awariom korozyjnym i podjęto decyzję o jego wyłączeniu. Trasa gazociągu przebiega przez tereny intensywnie zagospodarowane rolniczo, na których przeważają uprawy warzywne. Gleba jest żyzna, przeważają grunty nisko- i średniooporowe, stanowiące duże zagrożenie korozyjne.

Ochronę katodową gazociągu DN400, o łącznej długości około 45 km, zaprojektowano za pomocą stacji ochrony katodowej (SOK) z uziomami poziomymi. Wynikało to z korzystnych warunków geologicznych dla tego typu instalacji. Z uwagi na etapowość budowy przewidziano 2 instalacje z zewnętrznym źródłem prądu. SOK1 została wybudowana w 10,91 km, na odcinku gazociągu w izolacji bitumicznej (długość odcinka około 15 km). SOK2 została zamontowana podczas kolejnego etapu budowy gazociągu i znajduje się w 27,28 km trasy

gazociągu (odcinek w izolacji taśmowej PE, o długości około 30 km). Odcinki te są ciągle elektrycznie, nie przewidziano między nimi separacji elektrycznej. Złącza izolujące (monobloki) zostały zainstalowane na początku oraz na końcu gazociągu i odseparowują gazociąg od uziemionych obiektów gazowniczych. Rezystancja przejścia odcinka gazociągu w izolacji bitumicznej wynosi około $10^4 \Omega m^2$, a rezystancja przejścia gazociągu w izolacji taśmowej PE kształtuje się na poziomie $10^5 \Omega m^2$. Rezystywność gruntu na głębokości ułożenia gazociągu, zmierzona z powierzchni ziemi metodą Wennera, waha się od $18 \Omega m$ do $50 \Omega m$. W celu zapewnienia skutecznej ochrony katodowej gazociągu stacje ochrony katodowej (SOK1 i SOK2) pracowały przy sumarycznym prądzie około 0,55 A. Przy tych parametrach wyjściowych osiągnięto w defektach izolacji potencjały $E_{IR_{free}}$ bardziej ujemne od $-0,95V$ względem CSE.

Na początkowym odcinku o długości około 17 km gazociąg wielokrotnie krzyżuje się i ma przebiegi równoległe z licznymi liniami elektroenergetycznymi wysokiego napięcia 110 kV, 220 kV i 400 kV. Są to główne linie przesyłowe o dużym obciążeniu prądowym. Z informacji uzyskanych od operatora PSE obciążalność max linii 400 kV usytuowanych równoległe do gazociągu wynosi 2240 A, a linie 220 kV mogą być obciążane prądem do 1210 A. Na rysunku 1 pokazano przebieg linii WN względem gazociągu, a na rysunku 2 zdjęcie obrazujące usytuowanie linii WN, zlokalizowanych w bliskiej odległości od gazociągu.

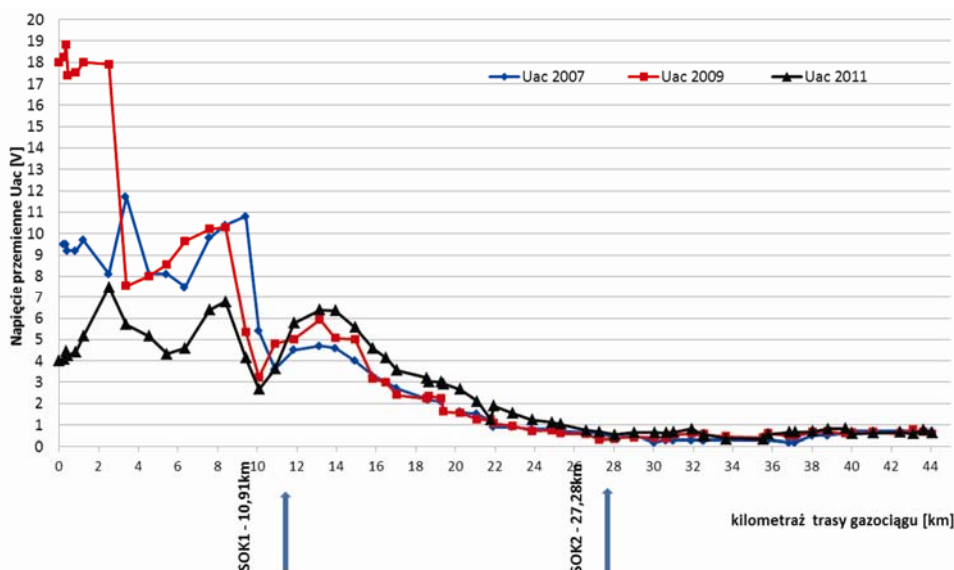


Rys. 1. Trasa gazociągu w/c DN400 (linia niebieska) i lokalizacja linii WN 400 kV, 220 kV i 110 kV (linie czerwone)



Rys. 2. Widok linii WN w terenie zlokalizowanych w bliskiej odległości od gazociągu

Na etapie projektowania gazociągu nie przewidziano żadnych zabezpieczeń na okoliczność zagrożenia korozją a.c., co wynikało prawdopodobnie z braku wiedzy o możliwości wystąpienia takiego zagrożenia na gazociągach w izolacji bitumicznej. Pomiar oddziaływań LWN wykonane w początkowym okresie eksploatacji gazociągu doprowadziły do zainstalowania w kilku punktach pomiarowych urządzeń odprowadzających prąd przemienny do ziemi, składających się z baterii kondensatorów. Początkowo udało się ograniczyć napięcie przemiennie wyindukowane w gazociągu do wartości około 4 V. Z czasem zmiana obciążenia sieci i konfiguracji LWN oraz zwiększająca się rezystancja uziomów spowodowały, że urządzenia przestały spełniać swoją funkcję. W 2010 roku na gazociągu zainstalowano osiem urządzeń zabezpieczających od prądów przemiennych (UZPP) z odgranicznikami prądu stałego. Odgraniczniki pełnią dwojaką funkcję – pozwalają na odprowadzenie prądu przemiennego do ziemi i jednocześnie stanowią barierę dla prądu stałego. Poprzez odgraniczniki gazociąg został połączony z lokalnymi uziomami. Z uwagi na skomplikowaną strukturę sieci elektroenergetycznych, dużą zmienność obciążeń oraz planowaną rozbudowę LWN, urządzenia odprowadzające prąd przemienny zainstalowano we wszystkich miejscach, w których uzyskano zgodę właścicieli gruntu na wykonanie uziomów. Na rysunku 3 pokazano wykres wartości napięcia przemiennego U_{ac} zarejestrowanego w punktach pomiarowych na trasie gazociągu w latach 2007, 2009 i 2011. Z wykresu widać, jak bardzo zmieniało się obciążenie LWN i w konsekwencji napięcie wyindukowane w gazociągu.



Rys. 3. Rozkład napięcia Uac w punktach pomiarowych na trasie gazociągu DN400 o długości 45 km, zmierzonego w latach 2007, 2009 i 2011.

4. Eksploatacja zabezpieczeń przed korozją

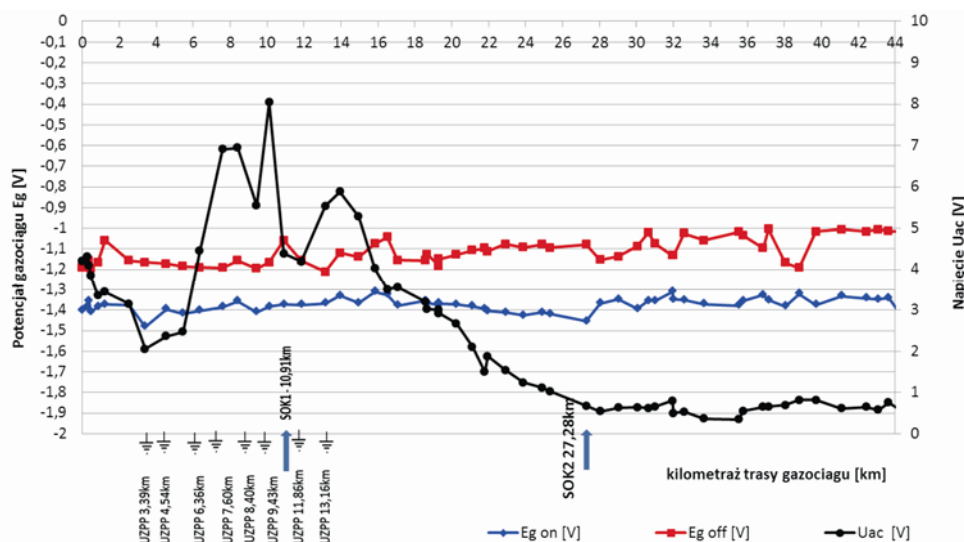
W początkach eksploatacji gazociągu pomiary oddziaływań prądu przemiennego były wykonywane jako pomiar wartości chwilowej napięcia, przy okazji pomiarów dla oceny ochrony katodowej gazociągu. Brak rejestracji napięcia lub krótko trwające rejestracje nie pozwalały na pełną ocenę zagrożenia. Z czasem w punktach pomiarowych zainstalowano elektrody symulujące defekty izolacji o powierzchni 1 cm^2 , które pozwoliły na pomiar natężenia prądu przemiennego płynącego między gazociągiem i gruntem. Elektrody symulujące mają tę wadę, że łatwo pokrywają się nieprzewodzącymi osadami, które dają fałszywy obraz rzeczywistej powierzchni stali stykającej się z gruntem. W celu umożliwienia oceny skuteczności ochrony katodowej gazociągu oraz oceny zagrożeń spowodowanych korozją od prądu przemiennego, w 4 punktach pomiarowych na trasie gazociągu zainstalowano czujniki szybkości korozji oraz zdalny monitoring parametrów a.c. i d.c. w punkcie P0dXrX 8,4 km, w którym rezystywność gruntu wynosi $18 \Omega \text{m}$. Raz w ciągu roku, we wszystkich 65 punktach pomiarowych zlokalizowanych na trasie gazociągu, wykonuje się pomiar napięcia przemiennego Uac między gazociągiem i elektrodą odniesienia ustawioną w ziemi dalekiej oraz ziemi bliskiej. Mierzy się również potencjały odłączeniowe oraz prądy a.c. i d.c. stałych i przenośnych elektrod symulujących. Wykonuje się pomiary rezystancji przejścia uziomów UZPP oraz stałych i przenośnych elektrod symulujących i elektrod odniesienia. Wszystkie wyniki pomiarów podlegają analizie i na ich podstawie ocenia się skuteczność ochrony przeciwkorozyjnej.

Ocena skuteczności zabezpieczeń przeciwkorozyjnych nie byłaby możliwa bez znajomości lokalizacji i wielkości defektów izolacji gazociągu. W trakcie badań wykonanych metodą DCVG ujawniono łącznie 42 defekty izolacji, z których tylko 12 dotyczyło płaszcza rury.

Pozostałe defekty były związane ze źle zaizolowaną armaturą zaporową, rurami osłonowymi połączonymi galwanicznie z gazociągiem lub uszkodzonymi kablami punktów pomiarowych. W miejscach wykrytych defektów izolacji pobrano próbki gruntu z głębokości posadowienia gazociągu w celu określenia ich pH oraz rezystywności. Wyniki pomiarów rezystywności gruntu wykonane w warunkach laboratoryjnych wykazały, że rzeczywista rezystywność gruntu jest ponad dwukrotnie niższa niż zmierzona metodą Wennera. Na początkowym odcinku zagrożonym korozją spowodowaną prądami a.c. rezystywność gruntu waha się w przedziale między 10 Ω m i 25 Ω m. Informacja ta jest istotna między innymi dla oceny gęstości prądu a.c. oszacowanej na podstawie zarejestrowanego napięcia U_{ac} . Ustalono również skład chemiczny badanych próbek, charakteryzujący się wysoką zawartością węglanów (pH między 8,0 a 8,5).

5. Wpływ oddziaływań prądu przemiennego na polaryzację gazociągu

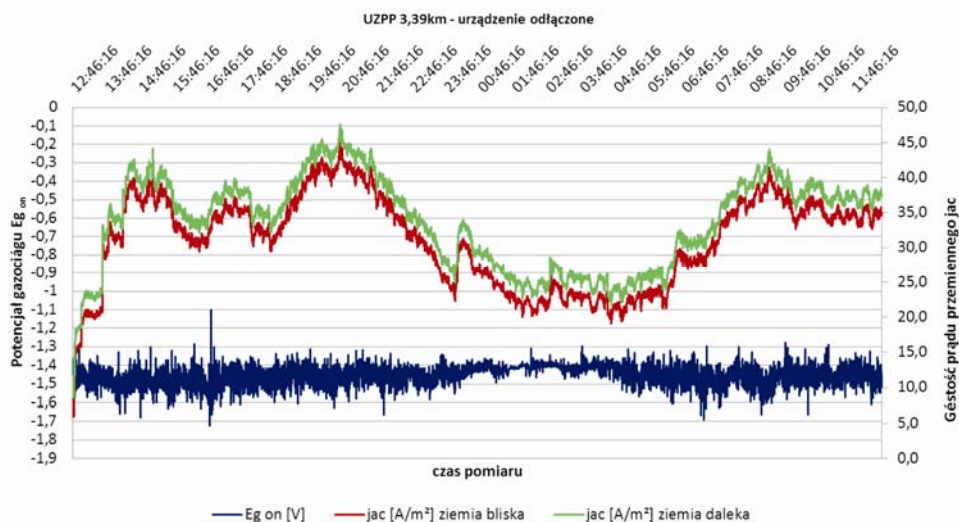
Rozkład potencjału załączeniowego $E_{g_{on}}$ i wyłączeniowego $E_{g_{off}}$ oraz napięcia przemiennego U_{ac} zarejestrowanego w punktach pomiarowych na trasie gazociągu pokazano na rysunku 4. Wykres przedstawia sytuację, w której została wyłączona SOK1 w 10,91 km gazociągu i gazociąg jest polaryzowany wyłącznie przez SOK2 zlokalizowaną w 27,28 km trasy gazociągu. W czasie rejestracji były załączone UZPP, a linie elektroenergetyczne WN pracowały przy obciążeniu dziennym.



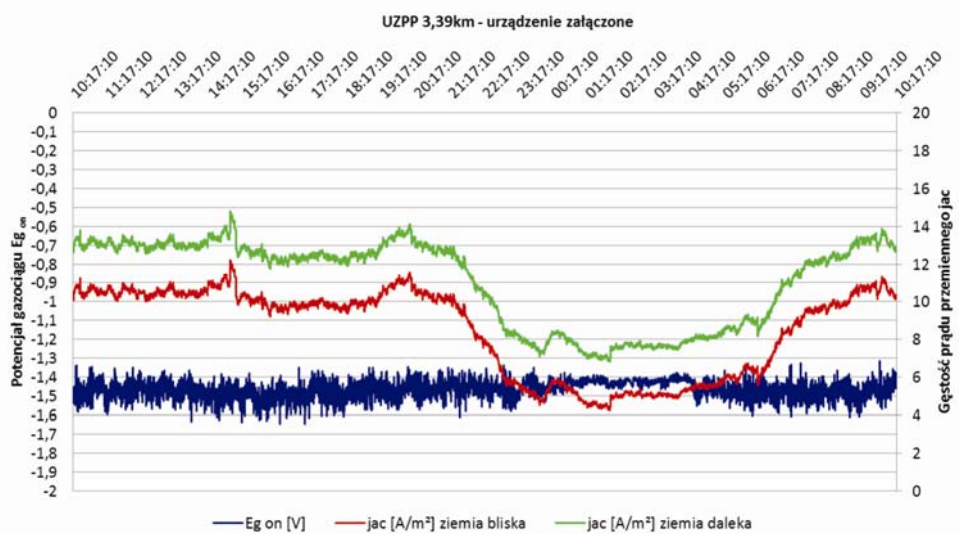
Rys. 4. Wykres potencjału gazociągu $E_{g_{on}}$ i $E_{g_{off}}$ oraz napięcia przemiennego U_{ac} w punktach pomiarowych na trasie gazociągu (SOK1 – wyłączona, SOK2 – załączona)

Wpływ linii WN na wartość potencjału gazociągu można zaobserwować podczas długotrwałych rejestracji tego potencjału oraz napięcia U_{ac} między gazociągiem i ziemią daleką oraz bliską. Kilka przykładów takich zdarzeń zostało zarejestrowanych w punktach pomiarowych, w których prowadzono 24-godzinny monitoring $E_{g_{on}}$ i U_{ac} . Wykresy wartości poten-

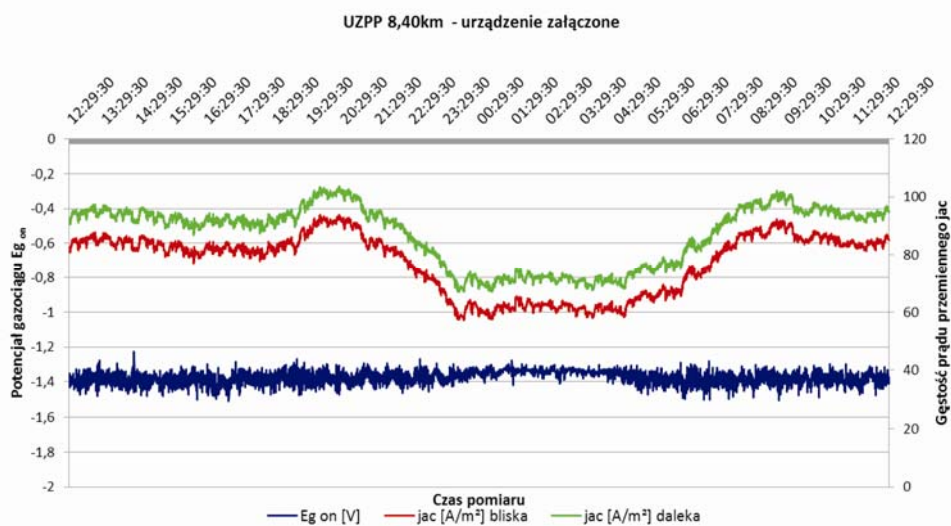
cjału oraz gęstości prądu przemiennego obliczonego z napięcia U_{ac} w punktach pomiarowych 3,39 km i 8,40 km przedstawiono na rysunkach 5–8.



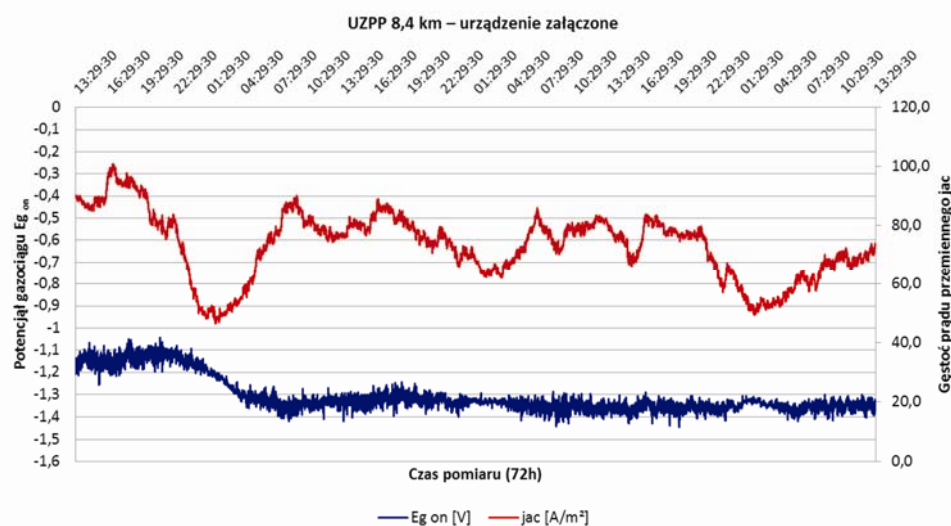
Rys. 5. Wykres gęstości prądu j_{ac} oraz potencjału gazociągu $E_{g_{on}}$ w punkcie pomiarowym z UZPP 3,39 km w czasie 24-godzinnej rejestracji (UZPP odłączone)



Rys. 6. Wykres gęstości prądu j_{ac} oraz potencjału gazociągu $E_{g_{on}}$ w punkcie pomiarowym z UZPP 3,39km w czasie 24 - godzinnej rejestracji (UZPP załączone)



Rys. 7. Wykres gęstości prądu j_{ac} oraz potencjału gazociągu $E_{g_{on}}$ w punkcie pomiarowym z UZPP 8,40 km w czasie 24-godzinnej rejestracji (UZPP załączone)

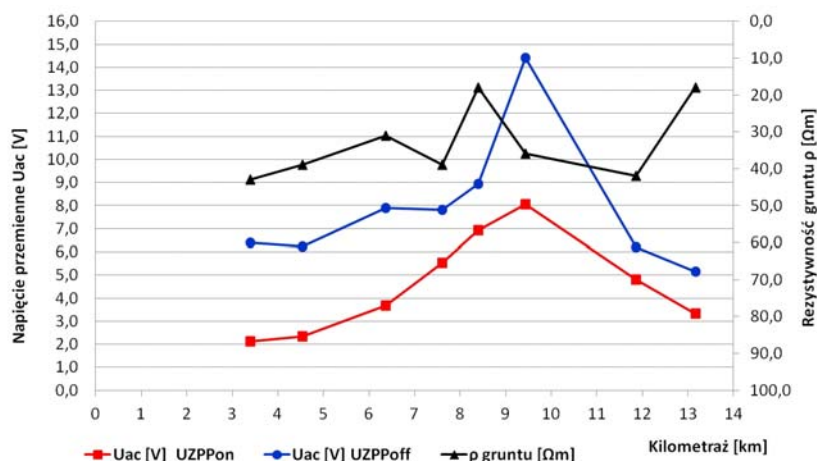


Rys. 8. Wykres gęstości prądu j_{ac} oraz potencjału gazociągu $E_{g_{on}}$ w punkcie pomiarowym z UZPP 8,40 km w czasie 72-godzinnej rejestracji (UZPP załączone)

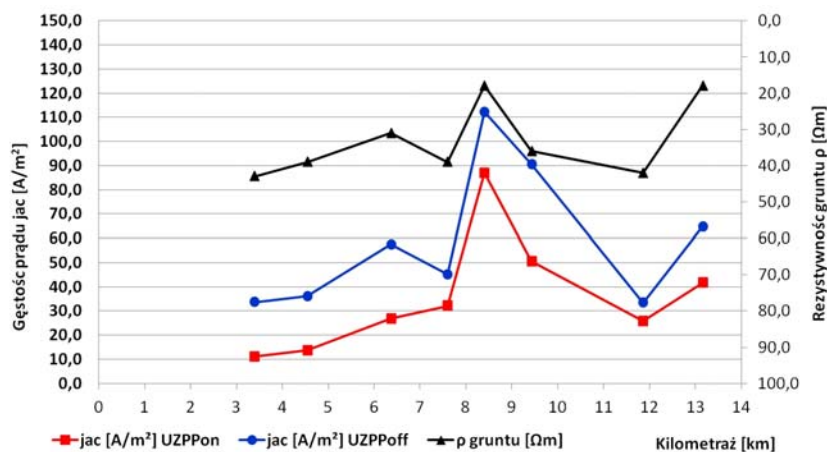
Na podstawie zarejestrowanych wielkości widać wpływ oddziaływania prądu przemiennego na wartość potencjału gazociągu. Im wyższa wartość oddziaływania, tym potencjał staje się bardziej elektroujemny i odwrotnie. Zjawisko to można zaobserwować w godzinach nocnych, kiedy wpływ linii WN jest najmniejszy. Podobne rejestracje uzyskano w pozostałych punktach pomiarowych, w których zostały zamontowane odgraniczniki. Charakterystyczną

cechą pomiarów napięcia przemiennego wykonywanych przy załączonych i wyłączonych UZPP jest duża rozbieżność między wartością U_{ac} zmierzoną do ziemi bliskiej a wartością U_{ac} zmierzoną do ziemi odległej. Wartości te mogą się znacznie różnić od siebie, o czym trzeba pamiętać podczas wykonywania pomiarów rozkładu napięcia na gazociągu.

Na rysunku 9a przedstawiono wykres średnich dobowych wartości napięcia U_{ac} zarejestrowanych w punktach z odgranicznikami przy załączonych i wyłączonych UZPP, a na rys. 9b wykres gęstości prądu a.c. obliczony z napięcia wg wzoru (1). Maksymalna wartość napięcia $U_{ac_{max}}$ wypada w punkcie 9,43 km trasy gazociągu, zaś maksimum gęstości prądu $j_{ac_{max}}$ wypada w punkcie 8,40 km, gdzie rezystywność gruntu wynosi $18 \Omega m$. Analiza zmierzonych wartości pod różnym kątem pozwala uniknąć błędów w interpretacji zagrożenia korozją a.c. i ułatwia podjęcie decyzji o zainstalowaniu skutecznych zabezpieczeń, we właściwych miejscach.



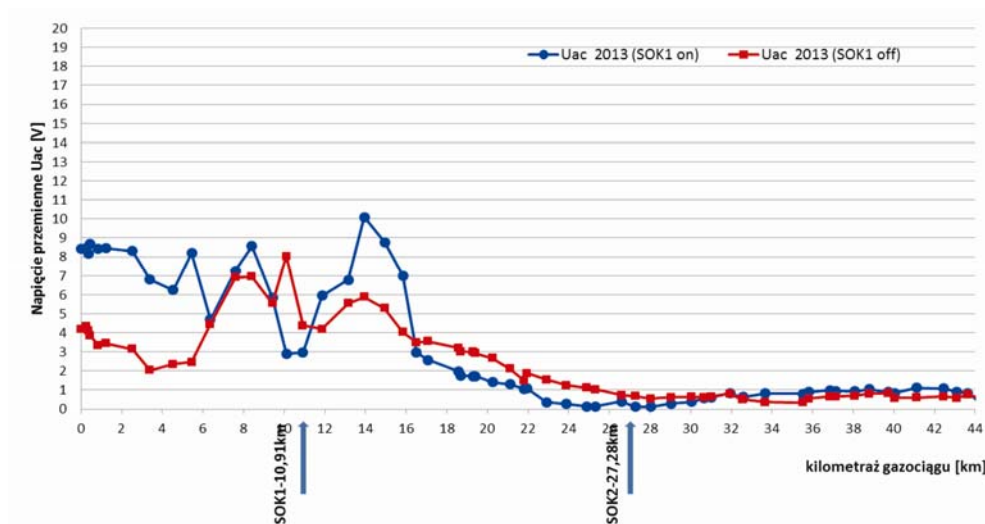
Rys. 9 a). Wykres średnich dobowych wartości napięcia U_{ac} w punktach z UZPP



Rys. 9 b). Wykres średnich dobowych wartości gęstości prądu j_{ac} w punktach z UZPP

6. Wpływ lokalizacji SOK na rozkład napięcia Uac

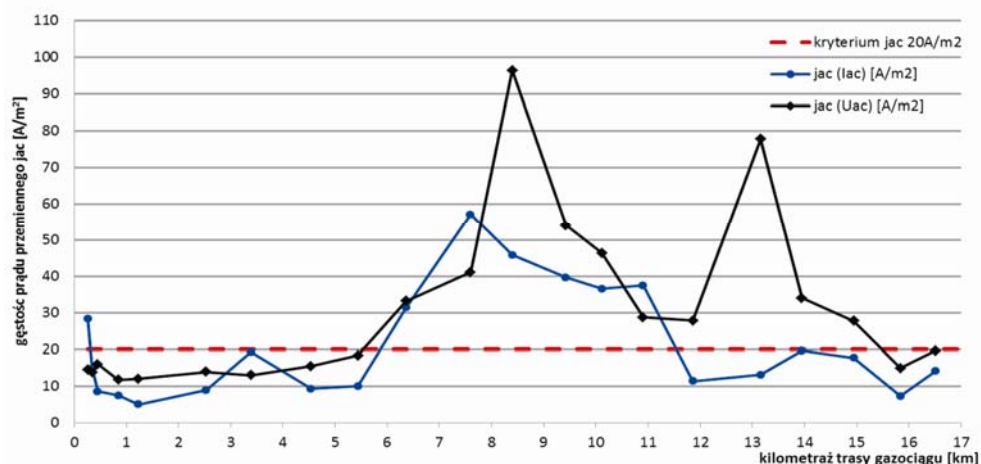
W przypadku oddziaływań prądu przemiennego na gazociąg należy również zwrócić uwagę na usytuowanie stacji ochrony katodowej względem LWN. W przypadku omawianego gazociągu stwierdzono dużą zmianę w rozplywie prądu przemiennego przy załączonej i wyłączonej SOK1 znajdującej się w 10,91 km trasy gazociągu. Rozkład napięcia Uac do ziemi dalekiej pokazano na rys. 10. Zmianie uległa nie tylko wartość napięcia przemiennego, ale również wyłączenie SOK1 okazało się bardziej korzystne dla polaryzacji katodowej gazociągu. Prąd przemienny indukując się w gazociągu niekorzystnie wpływał na pracę stacji ochrony katodowej. Zdecydowano się polaryzować gazociąg korzystając tylko ze stacji ochrony katodowej SOK2 znajdującej się poza zasięgiem oddziaływań prądu przemiennego w 27,28 km trasy gazociągu.



Rys. 10. Rozkład napięcia Uac na gazociągu przy załączonej i wyłączonej SOK1

7. Obliczenia gęstości prądu przemiennego

Znajomość rezystywności gruntu na głębokości ułożenia rurociągu oraz lokalizacji i wielkość defektów izolacji jest istotnym czynnikiem do określenia zagrożenia prądem a.c. Na rysunku 11 pokazano wykres gęstości prądu przemiennego j_{ac} (Uac) obliczonego z napięcia do ziemi dalekiej oraz gęstości prądu przemiennego j_{ac} (Iac) obliczonego z prądu płynącego w obwodzie przenośnej elektrody symulującej o powierzchni 1 cm^2 , którą zagłębiano w gruncie na głębokość 1 m. Wartości Uac i Iac zarejestrowano w punktach pomiarowych, na odcinku największych oddziaływań prądu przemiennego, tj. na odcinku około 17 km.



Rys. 11. Rozkład gęstości prądu przemiennego na odcinku gazociągu o dł. 17 km

Można zauważyć, że obliczone gęstości jac w tych samych miejscach pomiarowych różnią się między sobą – raz są mniejsze raz większe. Obydwa pomiary są obarczone błędami pomiarowymi. Gęstość prądu a.c. obliczona z napięcia U_{ac} wymaga bardzo dobrej znajomości rezystywności gruntu w sąsiedztwie defektów izolacji gazociągu. Pomiar metodą Wennera daje przybliżoną, pozorną wartość rezystywności warstwy gruntu. Badania laboratoryjne próbek gruntu pobranych podczas lokalizacji defektów izolacji gazociągu wykazały ponad dwukrotnie mniejsze wartości rezystywności gleby niż zmierzone z powierzchni gruntu. W tabeli 1 pokazano obliczone gęstości prądu jac w miejscach zlokalizowanych defektów izolacji dla różnych wartości rezystywności gruntu: pozornej i zmierzonej soilboxem. Do obliczeń przyjęto defekty o powierzchni 1 cm^2 .

Tabela 1. Obliczone gęstości prądu jac w miejscach zlokalizowanych defektów izolacji

Kilometr defektu	U_{ac} [V]	ρ gruntu metodą Wennera [Ωm]	jac pozorna [A/m^2]	ρ próbki gruntu [Ωm]	jac rzeczywista [A/m^2]
3,39	2,1	43,0	11,1	22,0	21,7
4,54	2,3	39,0	13,6	23,0	23,1
11,86	4,8	42,0	25,8	11,0	98,5
15,85	5,5	59,1	21,0	18,0	69,1

Pomiar prądu a.c. zarejestrowany na przenośnej elektrodzie symulującej nie oddaje warunków, jakie występują w rzeczywistych defektach izolacji. Na powierzchni stali stykającej się z gruntem zachodzą różne reakcje chemiczne, które mogą spowodować tworzenie się osadów przewodzących, słabo przewodzących lub nieprzewodzących prąd stały i/lub przemienny. Osady te mogą być również skutkiem działania ochrony katodowej oraz prądu przemiennego. Zjawisko to można zaobserwować na elektrodach symulujących, na stałe zakopa-

nych przy gazociągu i przyłączonych do niego poprzez punkty pomiarowe. Elektrody te w miarę upływu czasu najczęściej zmniejszają swoją przewodność, co objawia się między innymi wzrostem ich rezystancji przejścia. W określonych warunkach, w miarę trwającej polaryzacji katodowej, rezystancja uziemienia elektrod symulujących może także obniżyć się w wyniku zmniejszania rezystywności środowiska przyległego do elektrody pod wpływem wtórnych reakcji związanych z polaryzacją katodową. Wówczas gęstość prądu przemiennego może wzrastać, zwiększając ryzyko korozji a.c. Obliczenie gęstości prądu jac w przypadku elektrod pokrytych osadami może prowadzić do błędnych wyników. Można przeszacować lub nie doszacować rzeczywistą wartość jac.

W przypadku uzyskiwania rozbieżnych wyników i braku możliwości ich rzetelnej oceny bezpieczniej jest przyjmować wartości jac wskazujące na większe ryzyko uszkodzeń ścianki rury z powodu korozji a.c. oraz podjąć próbę zmniejszenia negatywnych oddziaływań.

7. Ocena szybkości korozji za pomocą czujników korozymetrycznych

Najbardziej wiarygodną metodą oceny szybkości korozji jest korozymetria rezystancyjna. Na omawianym gazociągu w 2010 roku zostały zainstalowane cztery czujniki korozymetryczne w 3,39 km, 4,57 km, 8,4 km, 11,86 km. Czujniki są kontrolowane dwa razy w roku. Wyniki dwóch ostatnich pomiarów zaprezentowano w tabeli 2.

Tabela 2. Wyniki pomiarów szybkości korozji za pomocą czujników korozymetrycznych

Lokalizacja czujnika	Data pomiaru	Ubytek [μm]	Vkor _i [μm/rok]	Vkor _T [μm/rok]	Ru [Ω]	I _{pkor} [μA]	jac [A/m ²]	Eg _{on} [V]	Eg _{IR-free} [V]
3,39 km ρ _{gr} = 43Ωm	09.10.13	15,710	0,335	1,226	11 500	10	23	-1,76	-0,98
	05.03.14	16,329	1,538	0,526	19 900	6	29	-1,53	-0,89
4,57 km ρ _{gr} = 39Ωm	09.10.13	99,208	0	0,428	7 160	20	21	-1,71	-1,04
	05.03.14	97,858	0	0,385	11 800	25	12	-1,47	-1,21
8,4 km ρ _{gr} = 18Ωm	09.10.13	116,28	61,02	13,250	492	30	107	-1,78	-1,24
	05.03.14	166,62	1,21	27,910	604	33	95	-1,42	-1,14
11,86 km ρ _{gr} = 42Ωm	09.10.13	37,163	2,274	2,683	2 740	53	33	-1,75	-1,03
	05.03.14	36,977	0	2,181	8 220	33	25	-1,44	-1,08

Oznaczenia:

- Vkor_i – średnia szybkość korozji w okresie pomiędzy kolejno następującymi po sobie pomiarami,
- Vkor_T – średnia szybkość korozji w okresie od początku ekspozycji do daty danego pomiaru,
- I_{pkor} – prąd stały płynący w obwodzie czujnik – gazociąg urządzenia
- Ru – rezystancja przejścia względem ziemi elementu korodującego (eksponowanego) czujnika,
- Eg_{on} – potencjał załączeniowy gazociągu,
- Eg_{IR-free} – potencjał bez składowej omowej.

Ponadnormatywną szybkość korozji, większą od 10 μm/rok, odnotowano na czujniku zainstalowanym w punkcie pomiarowym w 8,4 km. Pozostałe czujniki, pomimo zmierzonej gęstości prądu przekraczającej 20 A/m², nie wykazały niepokojącej korozji. W listopadzie ubiegłego roku, w związku z zarejestrowaną dużą szybkością korozji czujnika w 8,4 km podczas jego kilkumiesięcznej ekspozycji w gruncie, zdecydowano się na odkopanie czujnika i sprawdzenie przyczyny zjawiska. Powierzchnia czujnika była skorodowana, co widać na załączonych zdjęciach (rys. 12). Nie została wyjaśniona do końca przyczyna tak gwałtownej korozji czujnika. Podejrzewając w tym udział nieprawidłowo działającej stacji ochrony katodowej SOK1

w 10,91 km, zdecydowano się na jej wyłączenie. Następny odczyt potwierdził znaczne obniżenie się szybkości korozji czujnika. Czujnik został ponownie odkopany w maju 2014 roku. Na jego powierzchni pojawiły się twarde osady, produkty działającej ochrony katodowej (rys. 13). Interpretacja tego przypadku nie jest do końca jednoznaczna, miejsce to będzie bacznie obserwowane. Nie jest wykluczone, że udział w przyspieszonej korozji czujnika miały również oddziaływania linii elektroenergetycznych prądu przemiennego. W tym czasie w pobliżu gazociągu (w miejscowości Ołtarzew koło Warszawy) trwała budowa i rozruch nowego węzła sieci elektroenergetycznej. Konsekwencją przebudowy sieci jest zmiana jej konfiguracji oraz obciążeń. Nowe linie 400 kV tworzą korytarz energetyczny Polska – Litwa i ich dalsza rozbudowa jest przewidziana do 2016 roku.



Rys. 12. Widok stalowej powierzchni czujnika korozymetrycznego o powierzchni 1 cm^2 zdemontowanego w listopadzie 2013 roku w punkcie pomiarowym 8,40 km po stwierdzeniu przyspieszonej korozji



Rys. 13. Widok stalowej powierzchni symulującej czujnika korozymetrycznego o powierzchni 1 cm^2 zdemontowanego w maju 2014 roku w punkcie pomiarowym 8,40 km przed zdjęciem warstwy osadów i po oczyszczeniu powierzchni z osadów

8. Podsumowanie

Trudność w ocenie oddziaływań prądów przemiennoprądowych na rurociągi podziemne wynika przede wszystkim ze zmienności tych oddziaływań. Pomiary wykonane w porze porannej mogą mieć wartości zupełnie inne w porze wieczornej czy nocnej. Oddziaływania prądów przemiennych zmieniają się wraz ze zmianą pory roku i temperatury otoczenia z uwagi na różne dopuszczalne obciążenia linii WN.

Ocena oddziaływań prądu przemiennego na podziemne rurociągi chronione katodowo wymaga analizy wielu informacji mających wpływ na poprawność tej oceny, takich jak:

- natężenia i napięcia linii WN zlokalizowanych w bliskiej odległości od rurociągu oraz ich konfiguracja;
- rodzaj materiału, z którego zbudowany jest rurociąg, głębokość jego ułożenia pod powierzchnią gruntu, rodzaj izolacji rurociągu, wielkość defektów izolacji i ich lokalizacja;
- rezystywność i pH gruntu na głębokości ułożenia rurociągu oraz skład chemiczny gruntu;
- rodzaj oraz usytuowanie źródeł polaryzacji katodowej w stosunku do rurociągu;
- poziom polaryzacji katodowej rurociągu; wartości prądu d.c. płynącego w obwodach elektrod symulujących i/lub czujników korozymetrycznych, wartości potencjałów E_{on} i E_{IRfree} zmierzonych na elektrodach symulujących/czujnikach korozymetrycznych;
- wielkość oddziaływań przemiennoprądowych; wartości prądu a.c. płynącego w obwodach elektrod symulujących i/lub czujników korozymetrycznych, napięcie przemienne U_{ac} między rurociągiem i gruntem mierzone w stosunku do ziemi dalekiej i bliskiej;
- rezystancja przejścia elektrod symulujących i/lub czujników korozymetrycznych.

Wszystkie zmierzone wielkości prądów, potencjałów, napięć oraz rezystancji należy oceniać w dłuższym przedziale czasu, porównując ze sobą wartości archiwalne. Rejestracje powinny być wielogodzinne, najlepiej jednoczesne w wielu miejscach pomiarowych. Rozkład napięcia wzdłuż gazociągu zmierzony jednego dnia, może być inny następnego dnia. Dopiero po wykonaniu serii pomiarów w różnym okresie czasu można zauważyć utrzymującą się tendencję. W przypadku oddziaływań przemiennoprądowych bardzo przydatny jest zdalny monitoring napięcia przemiennego U_{ac} oraz prądu I_{ac} w obwodzie elektrody symulującej/czujnika korozymetrycznego. Preferowany sposób oceny szybkości korozji to wyniki pomiarów za pomocą czujników korozymetrycznych. W miejscach gdzie mamy wątpliwości co do szybkości korozji należy odkopywać elektrody symulujące/czujniki korozymetryczne i oceniać ich powierzchnie pod kątem ewentualnej korozji.

Nie powinno się lekceważyć oddziaływań linii WN na gazociągi w izolacji bitumicznej, co zaobserwowano nie tylko na opisanym gazociągu w/c, ale również na innych gazociągach o podobnym poziomie izolacji bitumicznej. Zastosowane odgraniczniki prądu stałego znacznie obniżyły napięcia przemienne indukujące się w gazociągu. W 2014 roku przewidziano poprawę uziemień we wszystkich UZPP zainstalowanych na gazociągu. Ważny jest prawidłowy dobór uziemień UZPP i ich usytuowanie w stosunku do rurociągu. Należy co roku badać rezystancję uziemień, gdyż z upływem czasu ulegają one pogorszeniu. Wraz ze wzrostem rezystancji uziemień maleje natężenie prądu a.c. odprowadzanego z gazociągu.

Literatura

- [1] ST-IGG-0602:2013 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Ochrona katodowa. Projektowanie, budowa i użytkowanie.
- [2] ST-IGG-0601:2012 Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych. Wymagania funkcjonalne i zalecenia.
- [3] Specyfikacja Techniczna PKN-CEN/TS 15280: Ocena prawdopodobieństwa wystąpienia korozji zakopanych rurociągów wywołanej prądem przemiennym. Zastosowanie do rurociągów chronionych katodowo. Luty 2008
- [4] Fiedorowicz M., Jagiełło M., *Korozja prądu przemiennego a ochrona katodowa podziemnych rurociągów*, „Ochrona przed korozją” 2007, nr 8.