

Ciepłownia geotermalna w Stargardzie Szczecińskim i jej upadek

Autor: dr inż. Piotr Kubski - Politechnika Gdańska

(„Instal” – nr 2/2008)

Na tle przeglądu krajowych warunków hydrogeologicznych podano szczegółowy opis i charakterystykę techniczną przypadku, dotyczącego wzajemnie współpracujących przedsiębiorstw: dysponującego miejskim systemem ciepłowniczym oraz dysponującego infrastrukturą geotermalną.

Wydawało się, że oparta na ekonomicznych zasadach współpraca tych firm przyczyni się znakomicie do osiągnięcia różnorodnych efektów, poprzez istotne ograniczenie zużycia węgla kamiennego w klasycznej ciepłowni miejskiej w wyniku wykorzystania energii geotermalnej. Jednak splot różnych przyczyn technicznych i geologicznych uniemożliwił osiągnięcie spodziewanych i oczywistych efektów energetycznych, ekologicznych i ekonomicznych wynikających z takiej współpracy. Doprowadził także do upadku ciepłowni geotermalnej.

Wstęp

Jednym ze sposobów realizacji zrównoważonego rozwoju energetyki w Polsce jest pozyskiwanie i wykorzystywanie zasobów energii odnawialnej. Wymuszają je stosowne dyrektywy unijne oraz krajowe przepisy implementacyjne i wykonawcze. Przy zagospodarowywaniu odnawialnych zasobów energii odnawialnych duże nadzieje są związane z energetyką słoneczną, energetyką wiatrową a w niektórych krajach z geoenergetyką. Ta ostatnia wykorzystuje energię geotermiczną, a w szczególności jej część - energię geotermalną. Warto podkreślić, że energia geotermiczna jest zaliczana do energii czystej ekologicznie.

Geoenergia stanowi ten zasób energii pierwotnej, który pochodzi z okresu formowania się naszej planety przy czym następnie został wzbogacony energią pochodzącą z rozpadu pierwiastków promieniotwórczych - uranu, toru i potasu. Ten rodzaj energii jest w zasadzie niewyczerpalny, ponieważ uzupełnia go stale strumień ciepła przenoszonego z gorącego wnętrza Ziemi (o temperaturze ok. 6 000°C).

Energia geotermiczna Ziemi jest to zatem energia zakumulowana w magmie, skałach oraz płynach (woda, para wodna, ropa naftowa, gaz ziemny itp.) wypełniających pory i szczeliny skalne. Z kolei energia geotermalna stanowi część energii geotermicznej zawartej w wodach, parze wodnej oraz otaczających skałach. W szczególności w warunkach geologicznych Polski jest ona zakumulowana głównie w podziemnych zbiornikach geotermalnych. Zbiorniki geotermalne stanowią zatem zespoły skał porowatych i przepuszczalnych wypełnione wodami (lub parą wodną), zamknięte od dołu i z boków skałami nieprzepuszczalnymi i uszczelniającymi, przyjmujące różny kształt geometryczny.

Struktura geologiczna Polski zawiera wspomniane zbiorniki w postaci tzw. naturalnych basenów sedymentacyjno-strukturalnych, wypełnionych wodami geotermalnymi o zróżnicowanych poziomach temperatury. Wśród tych poziomów dominuje zakres temperatury od 20 do ok. 80 - 90°C, a w skrajnych przypadkach (na dostępnych głębokościach) zdaniem niektórych autorytetów przekracza 100°C i sięga nawet stu kilkudziesięciu stopni. Zakres wykorzystania energetycznego takich wód jest więc bardzo szeroki i w zależności od poziomu temperatury predysponowany jest głównie w zakresie ciepłownictwa (ogrzewnictwa) do ogrzewania budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej oraz

przygotowania dla nich ciepłej wody, a także do ogrzewania pomieszczeń gospodarczych, suszarni, szklarni oraz upraw w gruncie, do celów balneoterapeutycznych i rekreacyjnych. Przy odpowiednio niskim poziomie temperatury wody te mogą również służyć jako dolne źródło ciepła dla pomp grzewczych.

Wody termalne, zwane również geotermalnymi, są to wody podziemne mineralne lub zwykłe, których temperatura mierzona na wypływie ze źródeł naturalnych lub odwiertów wynosi co najmniej 20°C. W warunkach krajowych wody geotermalne znajdujemy przeciętnie na głębokości od 1,5 do 3,5 kilometra. By zapewnić odnawialność zasobów wód termalnych, ich eksploatacja podlega istotnym ograniczeniom wynikającym z zasady racjonalnej gospodarki tymi zasobami.

Wysoki poziom temperatury, tzn. sięgający stu - stu kilkudziesięciu stopni Celsjusza, predysponuje taką wodę termalną do wykorzystania jej jako górne źródło ciepła w tzw. organicznym obiegu Rankine'a (ORC), realizującym obieg siłowni parowej na czynnik niskowrzący. W efekcie realizacji technicznej takiego obiegu można uzyskać energię elektryczną oraz ciepło. Moc elektryczna takiej elektrowni parowej zwykle nie przekracza kilku megawatów, jednak sprawność energetyczna obiegu takiej elektrowni nie jest wysoka, sięga kilku - kilkunastu procent, przy czym silnie zależy od poziomu temperatury nośnika energii, czyli wody geotermalnej. W przypadku układu kogeneracyjnego, tzn. elektrociepłowni, a zatem współwytworzenia energii elektrycznej i ciepła, sprawność energetyczna takiego układu jest oczywiście znacznie wyższa.

Górny zakres temperatury wody geotermalnej uzyskiwanej w warunkach krajowych, tzn. 80 - 90°C, predysponuje ją jeszcze do zasilania dolnego źródła ciepła w absorpcyjnych urządzeniach chłodniczych służących do wytwarzania tzw. wody lodowej, o typowym zakresie zmienności temperatury 6 - 12°C. Woda lodowa jest stosowana w klimatyzacji pomieszczeń dla uzyskiwania w nich komfortu bytowego.

Warto tu podkreślić, że podczas pracy urządzeń chłodniczych dla celów klimatyzacji bytowej wymagany zakres temperatury nośnika grzejnego zwykle nie może być osiągnięty przez wodę sieciową miejskiego systemu ciepłowniczego, która w sezonie letnim ma nieco niższy poziom temperatury, niż wymagany dla typowych urządzeń chłodniczych.

Należy zwrócić uwagę, że dolny zakres temperatury wody geotermalnej, tzn. 20°C, narzuca stosowne rozporządzenie Rady Ministrów.

Jednak w warunkach krajowych energetyczne zastosowanie znalazły również wody podziemne, w tym i kopalniane, oraz powierzchniowe o temperaturze kilku lub kilkunastu stopni Celsjusza, a więc niższej od wspomnianych 20°C. Wody te mogą być bowiem wykorzystywane energetycznie jako dolne źródła ciepła w pompach grzewczych.

Ponieważ w typowych warunkach krajowych, np. spotykanych na wielu obszarach Niziny Polskiej, Karpat i Sudetów występują wody, jak już wspomniano, o zakresie temperatury od 20 do 80 - 90°C, przeto w tych regionach wykorzystanie zasobów energii geotermalnej wydaje się realne i może być uzasadnione ekonomicznie.

Wydaje się, że szczególnie obiecujący ekonomicznie jest przypadek realizacji technicznej ciepłowni geotermalnej w oparciu o zidentyfikowany zasób wody geotermalnej, zlokalizowanej w pobliżu przedsiębiorstwa ciepłowniczego dysponującego odpowiednią

siecią przesyłową i dystrybucyjną, obejmującą lokalny system ciepłowniczy.

Występowanie i charakterystyka krajowych zasobów energii geotermalnej

Według pracy [1] w warunkach krajowych dla geoenergetyki szczególne znaczenie mają zasoby zawarte w dolnokredowych basenach na terenie Nizżu Polskiego. Są one w dodatku najlepiej rozpoznane. Temperatura w stropie zbiornika kredowego sięga 50 - 98°C. Nieco mniejsze znaczenie ma słabo jeszcze rozpoznany zbiornik jury górnej na obszarze tegoż Nizżu Polskiego.

Najbardziej perspektywiczną strefą wody termalnej w zbiorniku dolnokredowym (o temperaturze wód rzędu 85-100°C) jest północno-wschodnia część Niecki Mogileńsko-Łódzkiej. Stanowi ją pas (SE - NW): Zduńska Wola – Łęczyca - Uniejów - Turek - Kłodawa - Konin - Ślesin - Strzelno - Mogilno - Gniezno - Janowiec Wlkp. - Damasławek - Wągrowiec.

W skrzydle południowo-wschodnim Niecki Mogileńsko-Łódzkiej aż do linii (NW - SE): Poznań - Kalisz - Sieradz - Piotrków Trybunalski spodziewana temperatura wód wynosi 20 - 50°C.

W północnej części Niecki Szczecińskiej w strefie (ESE - WNW): Drawsko Pom. - Chociwel - Goleniów - Szczecin - Police - Lubieszyn oczekiwana temperatura wód wynosi 50 - 70°C.

Stosunkowo wysokie wartości temperatury wód dolnokredowych w Niecce Szczecińskiej wynikają z podwyższonego gradientu geotermicznego sięgającego tam 37 - 38 K/km. W konsekwencji szczególnie korzystne warunki występują więc w okolicy Pyrzyc i Stargardu Szczecińskiego.

Z kolei w skrzydle południowym Niecki Szczecińskiej: Szczecin - Gorzów Wlkp. - temperatura wód wynosi 25 - 50°C.

Przyjęcie średniego gradientu geotermicznego na poziomie ok. 30 K/km pozwala zwykle z pewnym przybliżeniem powiązać głębokość otworu ujęciowego wody z poziomem jej temperatury.

Według pracy [1] wysoka wydajność potencjalnych dubletów (powyżej 100 m³/h) może być spodziewana w granicach wału kujawskiego i pomorskiego (lokalnie do 200 m³/h), a szczególnie w Niecce Łódzkiej (lokalnie do 300 m³/h) i Mogileńskiej (lokalnie do 200 m³/h). Osiągnięcie takich wydajności studni jest możliwe pod warunkiem poprawnego technologicznie wykonania otworu wiertniczego oraz zweryfikowanego badaniami konceptualnego modelu krążenia wód podziemnych w dolnokredowych warstwach wodonośnych.

Według pracy [1] powierzchnia kalkulacji zasobów statycznych dolnokredowego zbiornika wód geotermalnych wynosi 127 873 km², przy czym zasoby energetyczne tego zbiornika wynoszą 4,23 1020 J = 423 EJ.

Wielkość zasobów statycznych przypadających na jednostkę powierzchni zbiornika dolnej kredy zmienia się w granicach od poniżej 5 GJ/m², do ponad 50 GJ/m². Lokalne maksima wartości występują w osiowej strefie Niecki Warszawskiej, gdzie osiągają wartość powyżej 15 GJ/m² oraz na północno-wschodniej części Niecki Mogileńsko - Łódzkiej, gdzie

przekraczają 50 GJ/m².

Najwyższe wartości mocy cieplnej hipotetycznego dubletu geotermalnego występują w centralnej części Niecki Mogileńsko - Łódzkiej i wynoszą od 5 do 25 MW. Niższe wartości mocy cieplnej takiegoż dubletu charakteryzują obszar Niecki Warszawskiej od 2,5 do 5 - 7 MW. Lokalnie, moc powyżej 2,5 MW, możliwa jest do pozyskania w północnej i wschodniej części Niecki Szczecińskiej. Na pozostałych obszarach występowania wodonośnych utworów kredy dolnej wartości mocy cieplnej nie przekraczają 2,5 MW.

Z kolei charakteryzując (słabiej rozpoznane) zbiorniki hydrogeotermalne jury górnej można podać, również za pracą [1], że temperatura wód podziemnych tych zbiorników pozostaje w funkcji głębokości występowania warstw wodonośnych. W strefach wychodni warstw (obszary zasilania) średnioroczna temperatura wód podziemnych nie przekracza 10°C, rosnąc w kierunku przepływu wód podziemnych ku centralnym przegłębieniom w strukturach nieckowych do 80°C, a lokalnie (rejon na północny wschód od Konina) przekraczając 100°C.

Wykorzystanie energii geotermalnej w Polsce

W drugiej połowie lat osiemdziesiątych XX wieku podjęto intensywne prace badawcze i wdrożeniowe nad zagospodarowaniem rozpoznanych uprzednio zasobów energii geotermalnej w Polsce. Przewidywano głównie zastosowanie energii geotermalnej w scentralizowanym ciepłownictwie komunalnym a ponadto w zakresie eksperymentalnym w rolnictwie i hodowli ryb.

Prace te doprowadziły do uruchomienia do końca 2006 r. kolejno następujących zakładów geotermalnych: Bańska Niżna na Podhalu (1993) z zasilaniem Zakopanego (2001), Pyrzyce (1997), Mszczonów (1999), Uniejów (2001) i Stargard Szczeciński (2005).

Ponadto w Słomnikach k. Krakowa w 2002 r. uruchomiono instalację opartą na płytce zalegającym horyzoncie wodonośnym o wydajności 50 m³/h i temperaturze 17°C. Woda ta wykorzystywana jest jako dolne źródło ciepła pompy grzewczej a po schłodzeniu jako woda pitna kierowana jest do systemu wodociągowego. Pompa grzewcza o mocy 320 kW jest włączona w konwencjonalny układ osiedlowego źródła ciepła opartego na kotłach gazowych i olejowych o łącznej mocy 1,8 MW.

Zakład Geotermalny w Stargardzie Szczecińskim

Istniejące krajowe zakłady geotermalne zostały już szczegółowo przedstawione w literaturze branżowej. Najmniej informacji podano jedynie w przypadku najmłodszego zakładu. Jego opis jest zawarty w niniejszym tekście.

Lokalizacja Zakładu Geotermalnego

Najpierw kilka słów na temat lokalizacji Zakładu Geotermalnego. Otóż Stargard Szczeciński, przez który przepływa Ina, położony jest na pograniczu dwu wielkich regionów, jakimi są Nizina Szczecińska i Pojezierze Szczecińskie, na Równinie Pyrzycko-Stargardzkiej, obfitującej w jeziora. Jednocześnie znajduje się on w Niecce Szczecińskiej jako jednostce strukturalnej (geologicznie) Niżu Polskiego.

Fragment europejskiej strefy klimatu umiarkowanego, gdzie leży Stargard, charakteryzuje się

średnią temperaturą najcieplejszego miesiąca w roku - lipca - wynoszącą +18°C i średnią najzimniejszego w roku: stycznia -1°C. Najwięcej dni mroźnych przypada na miesiące grudzień, styczeń i luty. Najwięcej dni słonecznych przypada na miesiące maj, czerwiec i wrzesień. Liczba dni gorących, kiedy temperatura przekracza 25°C w południe; wynosi około 25. Średnia suma opadów rocznych wynosi od 525 do 550 mm.

Obiecujące rozpoznanie geologiczne lokalnego zasobu wody geotermalnej: z głębokości ok. 2 700 m strumień wody (silnie zasolonej) ok. 250 m³/h i przy temperaturze ok. 95°C, pozwoliło na podjęcie prac przygotowawczych. Planowano wykorzystanie ciepłownicze tego zasobu w oparciu o istniejący w Stargardzie Szcz. miejski system ciepłowniczy, którym dysponuje Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o. o.

Charakterystyka miejskiego systemu ciepłowniczego w Stargardzie

Miejski system ciepłowniczy, będący w dyspozycji Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o. o., posiada centralną ciepłownię o mocy 116 MW, w której zainstalowano 5 kotłów WR-10 oraz dwa kotły WR-25. Długość sieci ciepłowniczych wynosi ok. 55 km, obsługujących 413 węzłów cieplnych.

W warunkach obliczeniowych temperatura wody sieciowej wynosi 130/70°C przy przepływie wody sieciowej ok. 1 200 m³/h.

W 2006 r. kotłownia wyprodukowała ok. 592 tys. GJ oraz dodatkowo zakupiono 148 tys. GJ z geotermii, zaś sprzedaż łączna wyniosła 657 tys. GJ. W tym też roku spalono ok. 28 tys. t węgla kamiennego.

W ramach modernizacji systemu ciepłowniczego wykonano odpowiednie połączenia sieciowe tworzące w miejsce promienistego układu sieci jej układ pierścieniowy. Ponadto w ciepłowni przeprowadzono kompleksową modernizację i automatyzację, więc obecnie procesami technologicznymi, w oparciu o licencję amerykańskiej firmy Honeywell, steruje centralny komputer. To, w powiązaniu z wcześniej przeprowadzonym zautomatyzowaniem i opomiarowaniem 260 węzłów cieplnych, przynosi efekt w postaci znacznych oszczędności ciepła, zwiększonej sprawności ciepłowni oraz ułatwienia pracy jej obsłudze.

Nawiązanie współpracy ekonomicznej między projektowanym geotermalnym źródłem ciepła a lokalnym przedsiębiorstwem dysponującym sprawnym systemem ciepłowniczym, było podstawą planowanej inwestycji.

Ogólna charakterystyka i przebieg inwestycji

By wykorzystać istniejący system ciepłowniczy nowo powołane Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych Geotermia Stargard Sp. z o. o. zlokalizowano w najbliższym sąsiedztwie miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej. Z tą miejską spółką Geotermia Stargard zawarła umowę, gwarantującą odbiór geotermalnego ciepła przez 25 lat. Moc tej ciepłowni planowano wykorzystywać przez cały rok. Latem PEC mógłby unieruchamiać swoją ciepłownię opalaną miałem węglowym, bowiem do przygotowania ciepłej wody wystarczyłaby geotermia.

Oczekiwano, że strumień wody geotermalnej ok. 250 m³/h czyli ok. 70 kg/s, przy schłodzeniu o ok. 50 K zapewni moc cieplną ok. 14 MW. Przepływ wody geotermalnej przez wymienniki

ciepła spowoduje odpowiednie podgrzanie wody sieciowej. Przewidywano zatem, że ciepłownia geotermalna będzie pracowała swoją pełną mocą ok. 12-14 MW przez cały rok, mocą niezbędną na całkowite pokrycie potrzeb ciepła potrzebnego do przygotowania ciepłej wody. Natomiast w sezonie ogrzewczym zwiększone potrzeby mocy cieplnej będą uzupełniane przez kotły węglowe PEC-u.

Ciepłownia geotermalna pracująca z mocą nominalną 12 MW przez ok. 330 dni w roku jest w stanie dostarczyć ok. 340 tys. GJ ciepła. Odpowiada to oszczędności ok. 15 tys ton węgla kamiennego możliwej do uzyskania w klasycznej kotłowni.



Fot. 1.
Widok na budynek ciepłowni geotermalnej w Stargardzie Szczecińskim



Fot. 2.
Wnętrze ciepłowni geotermalnej w Stargardzie Szczecińskim

Oczekiwano także, że znacznie niższe niż w tradycyjnych ciepłowniach koszty wytwarzania ciepła zapewniają zwrot nakładów w ciągu 6-8 lat. Jednocześnie spodziewano się, że zasolona

woda geotermalna może służyć do celów balneologicznych, wykorzystujących wodolecznicze właściwości takiej solanki, co może przynieść dodatkowy impuls rozwojowy miastu. Oprócz zapewnienia wszystkim użytkownikom, stworzyłby miastu możliwość rozwoju w nowej dziedzinie - wodolecznictwie.

Realizacji nowatorskiego w skali kraju przedsięwzięcia podjęło się Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych Geotermia Stargard Sp. z o. o., stworzone w tym celu przez dwie firmy: Przedsiębiorstwo Usług Inwestycyjnych Eko-Inwest SA ze Szczecina (51 proc. udziałów) i Scandinavian Energy Group ApS SEG z Danii (49 proc. udziałów). Eko-Inwest doświadczenia w geotermii zdobywał przy realizacji inwestycji w nieodległych Pyrzycach, tam też współpracował ze Skandinavian Energy Group - która to firma wykonała dokumentację projektową. Zdobyte doświadczenie oraz dobrze układająca się współpraca pozwoliły obydwu partnerom przystąpić do realizacji kolejnego przedsięwzięcia, poprzez utworzone wspólnie przedsiębiorstwo.

Całość nakładów inwestycyjnych określono wstępnie na 30 mln zł.

Środki finansowe na to przedsięwzięcie pochodziły z NFOŚiGW, z duńskiej agencji ochrony środowiska DERA, z Banku Światowego oraz środków własnych spółki, a także z pożyczki WFOŚiGW.

Ciepłownia geotermalna była budowana od września 2001 r. do 2005 r., a więc trzy i pół roku, choć rozruch planowano jeszcze na czerwiec 2003 r. Opóźnienie spowodowane było brakiem środków finansowych na prowadzenie inwestycji, która kosztowała łącznie 33,5 mln zł.

Jeszcze w grudniu 1998 r. podjęto decyzję o realizacji projektu, w maju 2001 r. uzyskano koncesję Ministerstwa Środowiska na poszukiwanie i rozpoznanie złoża wód termalnych na terenie Stargardu. Budowę zakładu geotermalnego rozpoczęto pracami wiertniczymi jeszcze w 2001 r. W początkowej fazie inwestycji wywiercony został pierwszy (pionowy) z dwóch otworów o głębokości 2670 m, który dotarł do złoża silnie zasolonej wody o temp. 95°C. Z dużym opóźnieniem wykonano drugi z otworów, przewidziany do zatłaczania wody schłodzonej do około 45°C, przebiegający skośnie. Na powierzchni bliski jest pierwszemu, bo oddalony o 11 m, natomiast przy podłożu, ale sięgając do tego samego horyzontu wodonośnego, oddalenie wynosi 1,5 km. Woda geotermalna jest słona, jej zasolenie przekracza 120 kg/m³. Wymusiło to zastosowanie specjalnej instalacji chroniącej wodę od dopływu tlenu, dzięki czemu jej agresywność nie jest szkodliwa dla urządzeń.

Równocześnie z pracami wiertniczymi pobudowano instalację naziemną, pozwalającą połączyć ciepłownię geotermalną z siecią stargardzkiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej.

W początkowym, najtrudniejszym okresie eksploatacji ciepłowni, ponad połowę kosztów pochłaniała obsługa zadłużenia, w tym znaczne obciążenia związane z gwarancją bankową pożyczki z NFOŚiGW. Dochodziła jeszcze duża amortyzacja i opłaty za energię elektryczną. W dodatku w dwa tygodnie po uruchomieniu ciepłowni weszło w życie rozporządzenie zobowiązujące do wnoszenia opłaty eksploatacyjnej w wysokości 0,26 zł za każdy metr sześcienny zatłaczanej wody. Przykładowo można podać, że planowany roczny pobór ok. 2 mln m³ wody geotermalnej, odpowiadający średniemu strumieniowi ok. 220 m³/h, pociąga za sobą dodatkowy koszt roczny w wysokości ok. 0,5 mln złotych.

Eksploatacja Zakładu Geotermalnego

Rozpoznane i udokumentowane zasoby wody geotermalnej mieszczące się w skałach zbiornikowych - piaskowcach, umożliwiały osiągnięcie wydajności eksploatacyjnej 300 m³/h wody o temperaturze na wypływie 86,9°C. W tych warunkach geologicznych, przy schłodzeniu wody o ok. 40 K w wymienniku ciepła: woda geotermalna - woda sieciowa, istniała możliwość osiągnięcia trwałej mocy cieplnej ok. 14 MW. Taka moc cieplna w skali roku umożliwiałyby dostarczenie ok. 400 tys. GJ ciepła do wody sieciowej miejskiego systemu ciepłowniczego.

Pełną eksploatację ciepłownia podjęła od kwietnia 2005 r, choć jej budowę rozpoczęto w 2001 r. Rozruch miał nastąpić pod koniec 2002 r., jednak kłopoty finansowe znacznie opóźniły finał. Stawiały go nawet pod znakiem zapytania. Dopiero pomoc zarządu szczyńskiego WFOŚiGW pozwoliła uruchomić ciepłownię gotową pod względem technicznym. Kierownictwo ciepłowni oczekiwało, że uda się przetrwać najtrudniejszy okres, w którym ponad połowę kosztów pochłania obsługa zadłużenia, w tym znaczne obciążenie związane z gwarancją bankową pożyczki z NFOŚiGW. Dochodziła jeszcze duża amortyzacja i wysokie opłaty za energię elektryczną, a także opłata eksploatacyjna zobowiązująca do płacenia 26 groszy za metr sześcienny zatłaczanej wody, powodująca znaczny wzrost kosztów.

Od samego początku eksploatacji ciepłownię trapiły poważne kłopoty techniczne i liczne awarie, w tym nawet wymiennika ciepła. Po doświadczeniach ciepłowni geotermalnej w Pyrzycach można było oczekiwać w Stargardzie, że wobec podobnej struktury geologicznej, zatłaczanie wody geotermalnej będzie sprawiać poważny kłopot. Eksploatacja otworu chłonnego, mimo różnych zabiegów, w tym i jego czyszczenia, zmiany pompy na wydajniejszą, zamiany funkcji otworów, była prowadzona przy spadku przepływu wody geotermalnej do 80 m³/h, powodując istotne ograniczenie mocy cieplnej a także ilości ciepła odprowadzonego do miejskiego systemu ciepłowniczego.

Na budowę zaciągnięto trzy kredyty, łącznie 16,8 mln zł, które zamierzano spłacać sprzedażą ciepła do PEC-u, ale wystąpiły tutaj istotne trudności, bo ciepłownia produkuje przeszło dwa razy mniej ciepła niż zakładano.

Różnorodne problemy ekonomiczne, będące m. in. następstwem tego faktu, pomimo starań zarządu spółki i części wierzycieli, zmusiły do złożenia w marcu 2007 r. wniosku do sadu o upadłość Spółki z możliwością zawarcia układu z wierzycielami. Jednakże we wrześniu 2007 r. NFOŚiGW - główny wierzyciel Spółki - zażądał wypłaty gwarancji z tytułu udzielonej pożyczki, doliczając prawie 3 mln zł kary za niewykonanie efektu ekologicznego, przyczyniając się do likwidacji przedsiębiorstwa.

Zakończenie

Na tle przeglądu krajowych warunków hydrogeologicznych wymieniono istniejące zakłady geotermalne. Podano także szczegółowy opis i charakterystykę techniczną przypadku stargardzkiego, gdzie zlokalizowano w bezpośrednim sąsiedztwie dwa wzajemnie współpracujące przedsiębiorstwa z zakresu energetyki cieplnej. Są nimi: dysponujące miejskim systemem ciepłowniczym Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o. o. oraz Przedsiębiorstwo Usług Ciepłowniczych Geotermia Stargard Sp. z o. o. dysponujące infrastrukturą geotermalną.

Wydawało się, że oparta na ekonomicznych zasadach współpraca tych firm przyczyni się znakomicie do osiągnięcia różnorodnych efektów ekologicznych, poprzez istotne ograniczenie zużycia węgla kamiennego w klasycznej ciepłowni miejskiej w wyniku wykorzystania energii geotermalnej. Jednak splot różnych przyczyn technicznych i geologicznych uniemożliwił osiągnięcie spodziewanych i oczywistych efektów energetycznych, ekologicznych i ekonomicznych wynikających z takiej współpracy. Doprowadził także do upadku ciepłowni geotermalnej.

Opisany przypadek wykorzystania „darmowej” energii geotermalnej, nawet wobec jej pełnej czystości ekologicznej, nie jest specjalnie zachęcającym przykładem do inwestowania w odnawialne zasoby energii. Dla pełnego rozpoznania sytuacji w zakresie zagospodarowania ciepłowniczego dostępnych i wystarczająco rozpoznanych zasobów energii geotermalnej opisany przypadek powinien być jednak przez kompetentne ciało poddany pełnej analizie i to opartej na materiałach źródłowych.

BIBLIOGRAFIA

[1] *Górecki W.* (red.): Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niziu Polskim; wyd. Min. Środowiska, NFOŚiGW, AG-H, PIG; Kraków 2006 r.

[2] *Niewiarowski A.*: Przyczyny upadku ciepłowni geotermalnej w Stargardzie Szczecińskim. GLOBEnergia, Odnawialne źródła energii, nr 3/2007.