

Szanowny Pan
Łukasz Piśkiewicz
Prezes Elbląskiego Przedsiębiorstwa
Energetyki Ciepłej Sp. z o.o.
ul. Fabryczna 3
82-300 Elbląg

Elbląg, dnia 28 marca 2013 roku

Znak: EKO-DR-000027-2013

Dot. **zapewnienia dostaw ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej Elbląga**

Szanowny Panie Prezesie,

W nawiązaniu do Państwa pisma (znak DN/875/2013) z dnia 5 marca 2013 roku dziękujemy za podzielenie opinii, iż to ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. (EKO) powinna wybudować w Elblągu nowe źródło ciepła. Mamy także nadzieję, że rozmowy i negocjacje prowadzone w temacie umowy wieloletniej na dostawę ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej Elbląga zakończą się w niedalekiej przyszłości jej podpisaniem. Jest to dla nas, tak jak wielokrotnie Państwu wspominaliśmy, jeden z podstawowych warunków rozpoczęcia inwestycji budowy kolejnego, obok bloku biomasowego, źródła w EC Elbląg. Bez gwarancji odbioru ciepła budowa źródła kogeneracyjnego nie ma racji bytu i staje się z oczywistych względów nieopłacalna.

W celu nieco szerszego przedstawienia Państwu koncepcji budowy bloku gazowo-parowego w EC Elbląg (BGP-115) przesyłamy w załączeniu opracowanie opisujące zarówno przyczyny rozpoczęcia projektu BGP-115, jak i uwarunkowania techniczno-ekonomiczno-prawne mające bezpośredni wpływ na projekt i jego realizację. Mamy nadzieję, że załączony materiał spotka się z Państwa zrozumieniem naszego stanowiska i podejścia do zagadnienia gruntownej modernizacji EC Elbląg, czyli budowy nowego, kogeneracyjnego, gazowo-parowego, źródła ciepła.

Liczymy na sfinalizowanie w niedalekiej przyszłości naszych negocjacji podpisaniem wieloletniej umowy na dostawę ciepła do m.s.c. Elbląga.

Z pozdrowieniami

Prezes Zarządu

EPEC Spółka z o.o. w Elblągu

W P L Y N Ę Ł O

Marek Dec

2013 -34- U 2

ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.
ul. Elektryczna 20A
82-300 Elbląg

sekretariat@energa-kogeneracja.pl
www.energa-kogeneracja.pl

Sąd Rejonowy w Olsztynie
VIII Wydział Gospodarczy KRS
KRS 0000207049

NIP 578-20-58-156
Regon 170356044

Zarząd:

Marek Dec – Prezes Zarządu
Jacek Garbol – Wiceprezes Zarządu

Nordea Bank Polska S.A. | Oddział Warszawa, Nr rach. 47 1440 1101 0000 0000 1046 5192
Kapitał zakładowy/wpłacony: 93.465.000 zł

CIEPŁO SYSTEMOWE

ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.
Pion Rozwoju

Budowa bloku gazowo-parowego w EC Elbląg
Projekt BGP-115

Opracowali:

Krzysztof Krasowski

Zenon Maszlanka

Bartosz Sudoł

ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.

Elbląg, marzec 2013

SPIS TREŚCI:

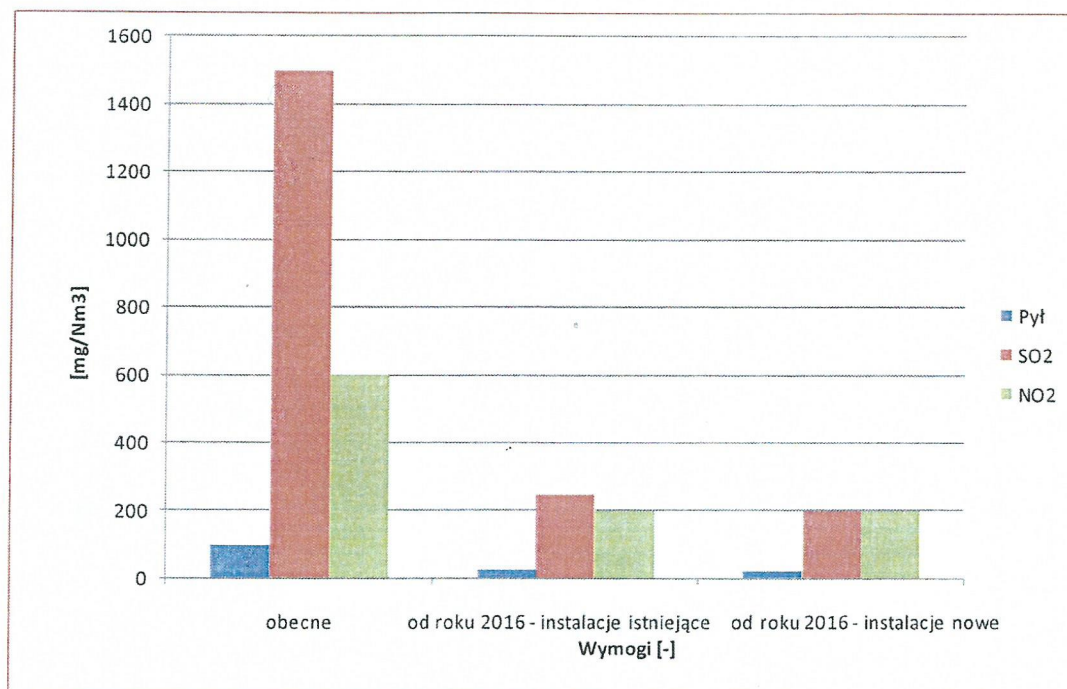
1. Przyczyny budowy nowego źródła w EC Elbląg	3
2. Stan istniejący – EC Elbląg	6
2.1. Zainstalowane w EC Elbląg urządzenia wytwórcze	6
2.2. Produkcja ciepła i jego odbiorcy	6
2.2.1. Odbiorca ciepła sieciowego	7
2.2.2. Odbiorca ciepła w parze technologicznej	8
3. Koncepcja budowy bloku gazowo-parowego w Elblągu – projekt BGP-115.....	9
3.1. Cele Projektu	9
3.2. Możliwości realizacji inwestycji	9
3.3. Dane podstawowe	10
3.4. Planowany harmonogram realizacji	12
4. Budowa nowego źródła – efektywność ekonomiczna i cena ciepła	14
4.1. Podstawowe uwarunkowania prawno-ekonomiczne	14
4.2. Cena ciepła	15
4.2.1. Formuła na oszacowanie poziomu jednoskładnikowej ceny ciepła w źródle	16
5. Podsumowanie i wnioski	19
5.1. Podsumowanie	19
5.2. Wnioski	19

1. Przyczyny budowy nowego źródła w EC Elbląg

Elektrociepłownia w Elblągu powstała w latach 20-tych XX wieku, a pracujące obecnie jednostki wytwórcze w ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o., Wydział Elektrociepłownia Elbląg (EKO) oddawane były do eksploatacji w latach 1953-56. Zainstalowano wówczas 3 kotły parowe typu OP-130 o łącznej mocy 336 MWt. Kotły pracują do dnia dzisiejszego, wobec czego ich średni wiek jest bliski 60 lat.

Jednym z najistotniejszych przepisów w zakresie ochrony środowiska jest obecnie dyrektywa IED (Industrial Emission Directive) 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych. Dyrektywa została uchwalona pod koniec 2010 roku, ale dla źródeł energetycznych ma obowiązywać od początku 2016 r. Dyrektywa znacznie zaostrza wymagania emisyjne, zwłaszcza dla źródeł istniejących. Pojawiła się zatem konieczność realizacji w źródłach istniejących (także w EKO) instalacji oczyszczania spalin lub przymus wyłączania tych źródeł po roku 2017 (uwzględniając okres derogacji 17500 godzin).

Na rys. 1 przedstawiono obecne i przyszłe wymagania emisyjne, stawiane wobec EKO i związane z ochroną środowiska. Widać bardzo wyraźnie wprowadzane ograniczenia w zakresie emisji pyłu, NO₂, czy SO₂.



Rysunek 1. Obowiązujące i przyszłe (od 2016 roku, wg wymagań dyrektywy IED), standardy emisji przy spalaniu węgla kamiennego. Źródło: Opracowanie własne EKO.

Najbliższy czas przynosi również zmiany w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂. W 2013 roku system przydziału bezpłatnych uprawnień ulega zmianie. Limity bezpłatne będą rokrocznie zmniejszane, a podstawową zasadą pozyskiwania uprawnień będzie sprzedaż na aukcjach

(konieczność kupowania wszystkich uprawnień do emisji). Dla niektórych źródeł emisji przyznane będą przejściowe bezpłatne przydziały uprawnień do emisji. EC Elbląg, jako instalacja należące do sektora objętego EU ETS oraz instalacja funkcjonująca w okresie przed 30.06.2011 r. ma prawo do częściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂ w trzecim okresie rozliczeniowym (2013-2020). EC Elbląg otrzyma przydziały na produkcję energii elektrycznej i ciepła. Przydziały dla energii elektrycznej zostają przyznane w oparciu o wskaźniki i produkcję historyczną, a ich ilość będzie zmniejszana do roku 2020, kiedy to całość uprawnień będzie nabywana na aukcjach. Uprawnienia dla produkcji ciepła zostają przyznane w oparciu o wskaźniki, historyczną produkcję i współczynniki zmniejszające i zostaną utrzymane do roku 2016 włącznie. Wraz z wprowadzeniem opłat za CO₂ wzrosnąć mogą koszty ciepła dla odbiorców. W tab. 1 przedstawiono zestawienie dotychczasowych, obecnych i prognozowanych w przyszłości darmowych przydziałów uprawnień do emisji CO₂ dla ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o.

Tabela 1. Zestawienie dotychczasowych, obecnych i prognozowanych w przyszłości limitów darmowych uprawnień do emisji CO₂ dla ciepła EC Elbląg w EKO. Źródło: Opracowanie własne EKO.

Parametr	Jedn.	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Przydział darmowych uprawnień do emisji CO ₂	tyś. t	278,00	137,96	116,77	97,307	79,599	64,493	55,539	46,573	37,620

W kolejnych swoich planach UE rozważała wprowadzenie podatku węglowego dla sektorów nieobjętych ETS. Podatek miałby obciążać paliwa kopalne używane do celów transportowych i ogrzewania. Miałby mieć dwa składniki: jeden uzależniony od jednostkowej emisji dwutlenku węgla, a drugi od ilości energii generowanej przez dane paliwo (wartość opałowa). Wprowadzenie podatku węglowego wpłynęłoby na koszt wytwarzania ciepła w instalacjach indywidualnych, a tym samym na zbliżenie kosztów środowiskowych wytwarzania energii w elektrociepłowniach i układach indywidualnych.

Mając powyższe na uwadze, w celu utrzymania w EKO istniejących 3 kotłów na trwałe w eksploatacji po 2015 r. konieczne byłoby, tylko w zakresie dostosowania do wymagań ochrony środowiska, poniesienie nakładów inwestycyjnych rzędu 150 – 200 mln. zł na instalacje środowiskowe. Nie poprawiłoby to jednak sprawności obiegu i wytwarzania energii elektrycznej. W tym celu wymagane byłyby kolejne, znaczące nakłady inwestycyjne. Wobec powyższego pozostanie EC Elbląg przy obecnym paliwie podstawowym, jakim jest węgiel, wymagałoby budowy nowej, wysokosprawnej jednostki węglowej lub węglowo-biomasowej z kotłem CFB o mocy ok. 65 MWe i 100MWt z turbiną ciepłowniczą z dochładzaniem wody sieciowej w wymiennikach woda-woda lub z turbiną upustowo-kondensacyjną. Nakłady inwestycyjne na tego typu jednostki to wydatek rzędu 800-900 mln zł.

ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o., z uwagi na uwarunkowania środowiskowe (dyrektywa IED, opłaty za emisję CO₂) oraz zarówno ze względu na stan techniczny jak i technologiczny (niskie parametry pary świeżej w układzie kolektorowym: 3,8 MPa i 450 °C) będzie zdeterminowana do wycofania istniejących jednostek wytwórczych bazujących na paliwie węglowym. W EKO, po 2017 roku, pozostanie w eksploatacji, będący obecnie w końcowym etapie budowy, blok biomasowy BB20p o mocy ciepłowniczej 30MWt. ***Przy założeniu, że w pracy pozostanie ciepłownia Dojazdowa (z mocą 40 MWt) i prognozowanym zapotrzebowaniu na ciepło dla Elbląga ok. 190-200 MWt, występuje konieczność budowy nowego, dużego źródła odbudowującego wycofywane moce, w celu pokrycia zapotrzebowania na ciepło miejskiej sieci ciepłowniczej. Moc cieplna nowego źródła, biorąc powyższe pod uwagę, wynosić powinna ok. 130 MWt.***

2. Stan istniejący – EC Elbląg

2.1. Zainstalowane w EC Elbląg urządzenia wytwórcze

Podstawowe urządzenia zainstalowane w EC Elbląg to:

- trzy kotły parowe węglowe OP-130, o łącznej mocy cieplnej 293 MWt, o wydajności po 130 t/h każdy (WMT po 155 t/h każdy) i parametrach pary 3,8 MPa i 450° C;
- jeden kocioł wodny węglowy WP-120 o mocy cieplnej zainstalowanej 140 MWt (100MWt mocy osiągalnej) – kocioł został wycofany z eksploatacji w 2011r
- trzy turbozespoły o łącznej mocy zainstalowanej 49 MWe:
 - turbozespół T2 AT-12 (przeciwnprężny) o mocy 12 MWe oraz 55 MWt;
 - turbozespół T5 CKD (upustowo-kondensacyjny) o mocy elektrycznej 25 MWe, który w sezonie grzewczym pracuje w układzie z pogorszoną próżnią z maksymalną mocą elektryczną 18 MWe i cieplną 65 MWt;
 - turbozespół T6 AT-12 (upustowo-kondensacyjny) o mocy elektrycznej 12 MWe, który w sezonie grzewczym pracuje w układzie z pogorszoną próżnią/przeciwnprężny z maksymalną mocą elektryczną 7 MWe i cieplną 40 MWt.

Moc cieplna osiągalna EC Elbląg w skojarzeniu wynosi obecnie 175 MWt (po wycofaniu z eksploatacji w 2011r kotła wodnego K8).

Moc elektryczna osiągalna EC Elbląg wynosi 42MWe brutto, natomiast moc elektryczna osiągalna przy osiągalnej mocy cieplnej wynosi 15MWe.

Po zabudowie nowego bloku biomasowego ciepłowniczo-kondensacyjnego (25MWe/30MWt) moc cieplna osiągalna w kogeneracji EC wzrośnie do 205MWt, a moc elektryczna zainstalowana do 67MWe.

2.2. Produkcja ciepła i jego odbiorcy

EC Elbląg produkuje ciepło na potrzeby miejskiej sieci ciepłowniczej (m.s.c.) miasta Elbląg oraz w postaci pary technologicznej na potrzeby odbiorcy przemysłowego. W przypadku m.s.c. regulacja parametrów wody sieciowej jest jakościowo-ilościowa, tj. regulowana jest temperatura i przepływ wody sieciowej. Para technologiczna regulowana jest tylko ilościowo.

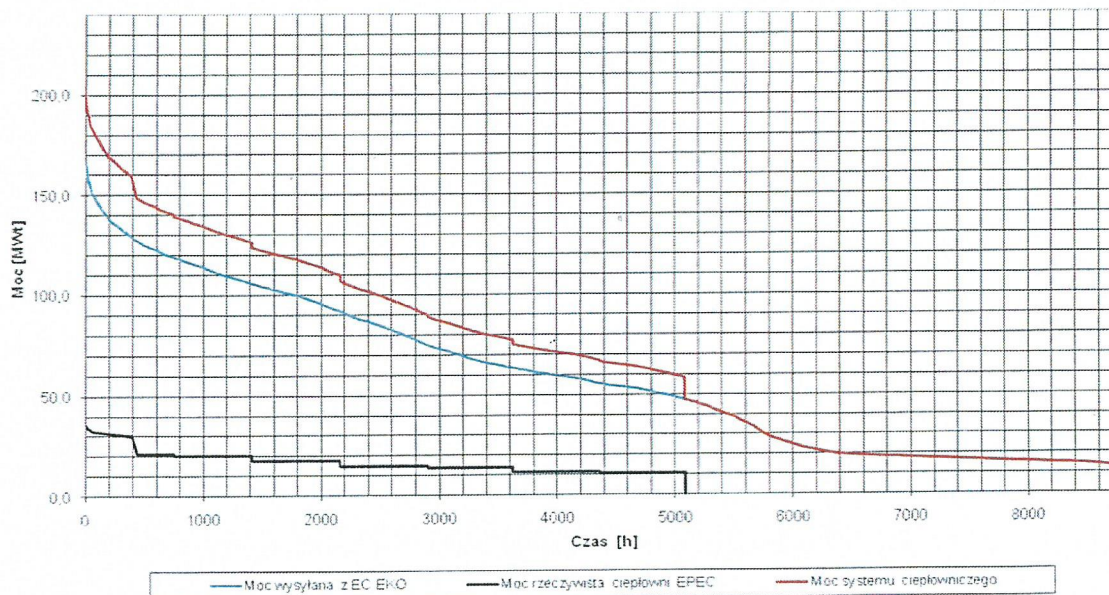
Ciepło do m.s.c. dostarczane jest z dwóch źródeł tj. Elektrociepłowni Elbląg oraz Ciepłowni „Dojazdowa” (moc zainstalowana 40 MWt). Rzędna terenu EC wynosi około +3m a źródła Dojazdowa około 0m, więc różnice wysokości geometrycznej sieci cieplnej są niewielkie nie stanowią ograniczeń we współpracy

obu źródeł. Ciepło w wodzie sieciowej wyprowadzane jest z EC dwoma magistralami DN600 – Wschód i Północ. Przepływy maksymalne wynoszą obecnie poniżej 2,3 tys. t/h w okresie zimowym, a latem 0,5 - 0,6 tys.t/h. Pompy wody sieciowej utrzymują ciśnienie dyspozycyjne w okresie zimowym 0,7-0,75 MPa (przy ciśnieniu powrotu 0,17 MPa z tolerancją $\pm 0,03$ MPa,) oraz poza sezonem grzewczym 0,40 – 0,45 MPa (przy ciśnieniu powrotu) 0,37 MPa z tolerancją $\pm 0,02$ MPa,

Temperatura wody sieciowej wynika z tabeli regulacyjnej i dla warunków obliczeniowych -18°C wynosi $T_z/T_p=122,2/61^{\circ}\text{C}$. Następnie wraz ze wzrostem temperatury zewnętrznej spada liniowo osiągając dla temperatury zewnętrznej $+5^{\circ}\text{C}$ wartość $T_z/T_p=70,5/40,5^{\circ}\text{C}$ i na takim poziomie jest utrzymywana w sezonie grzewczym do $+12^{\circ}\text{C}$ oraz w okresie pozagrzewczym.

2.2.1. Odbiorca ciepła sieciowego

Odbiorcą ciepła sieciowego wyprodukowanego przez EC jest Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej (EPEC), które jest właścicielem miejskiej sieci ciepłowniczej oraz Ciepłowni Dojazdowa. EPEC w sezonie grzewczym uruchamia produkcję w swoim źródle, tj. w Ciepłowni Dojazdowa, natomiast poza sezonem Ciepłownia ta nie pracuje i EC jest jedynym źródłem zasilającym miejski system ciepłowniczy. Moc zamówiona na potrzeby m.s.c. w 81% pokrywana jest przez ciepło z EC i w 19% z Ciepłowni Dojazdowa co zostało pokazane na rys. 2.



Rysunek 2. Wykres uporządkowany mocy ciepłej w wodzie gorącej za rok 2010. Źródło: Opracowanie własne EKO.

Obecnie EC Elbląg pokrywa ok. 55% całkowitego zapotrzebowania na ciepło w mieście, a jego produkcja wynosi ok. 1700 – 1800 TJ/a. Zapotrzebowanie na ciepło w Elblągu pokrywane jest, poza miejskim systemem ciepłowniczym, przez źródła lokalne oraz rozproszone źródła indywidualne.

	KOGENERACJA	BGP 115	Budowa nowego źródła w ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. Wydział EC Elbląg
---	-------------	----------------	---

2.2.2. Odbiorca ciepła w parze technologicznej

EC Elbląg produkuje także parę technologiczną o parametrach 1,2 MPa, 280°C; na potrzeby jednego odbiorcy tj. Grupy Żywiec - Browar w Elblągu. Roczna produkcja ciepła w parze technologicznej wynosi ok. 130 TJ. Obecnie moc zamówiona w parze technologicznej wynosi 12 MWt przy czym średnie zapotrzebowanie na moc wynosi ok. 6 MWt. Powrót kondensatu jest na poziomie 50%.

3. Koncepcja budowy bloku gazowo-parowego w Elblągu – projekt BGP-115

3.1. Cele Projektu

ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o., jako lider segmentu wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji Grupy Kapitałowej ENERGA SA (segment CHP), przeprowadziła wielowariantową analizę docelowych źródeł wytwórczych w Elblągu w zakresie możliwości paliwowych, technologicznych wraz z dostosowaniem do potrzeb miejskiego systemu ciepłowniczego. Mając na uwadze aspekty techniczno-ekonomiczne, związane z rekonstrukcją istniejących lub budową nowych jednostek wytwórczych, rekomendowanym rozwiązaniem kompleksowej modernizacji EC Elbląg jest budowa nowego, wysokosprawnego, kogeneracyjnego, gazowo-parowego bloku energetycznego o mocy 115 MWe i 83 MWt wraz z kotłownią rezerwowo-szczytową i akumulatorem ciepła. Blok zostanie zlokalizowany na terenie EKO i rozpocznie pracę w roku 2017. Ostateczne dane, dotyczące zarówno rozwiązań konstrukcyjnych, jak i mocy, uszczegółowione zostaną po wykonaniu kolejnych analiz i w trakcie realizacji projektu, który otrzymał nazwę BGP-115.

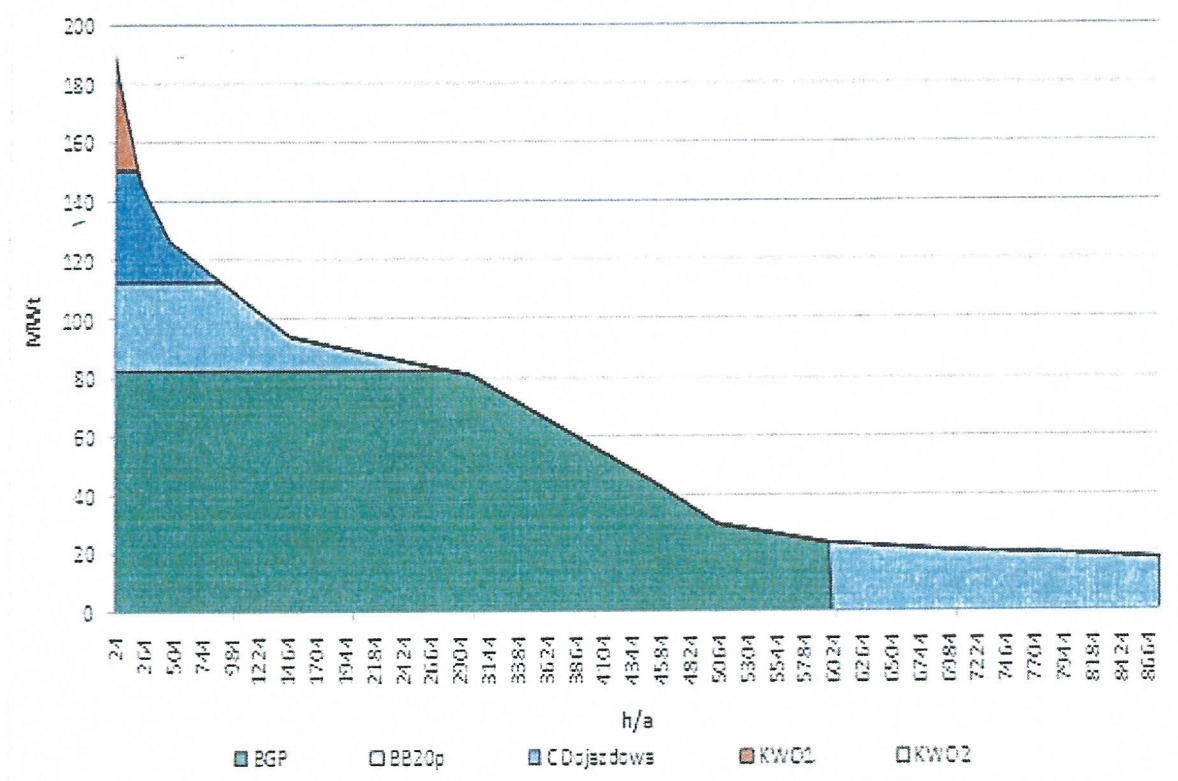
Celem Projektu, BGP 115 jest zatem odbudowa mocy wytwórczych w EKO na potrzeby produkcji energii elektrycznej oraz dostaw energii ciepłej do sieci ciepłowniczej Elbląskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Elblągu (po wycofaniu w EKO istniejących jednostek wytwórczych bazujących na paliwie węglowym).

3.2. Możliwości realizacji inwestycji

Opłacalność inwestycji BGP-115, szacowanej na ok. 450.000.000 zł, oraz utrzymanie cen ciepła na akceptowalnym dla odbiorców poziomie zależy od możliwości intensyfikacji produkcji energii elektrycznej w kogeneracji w nowym bloku energetycznym (z uwagi na podwyższenie sprawności i wsparcie w postaci świadectw pochodzenia). Spełnienie wymagań w celu zakwalifikowania wyprodukowanej energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji będzie wymagało optymalizacji pracy całego systemu ciepłowniczego pod kątem produkcji ciepła w skojarzeniu.

Podjęcie ostatecznej decyzji budowy nowego bloku energetycznego BGP-115 przez Zarząd ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. i ENERGA SA będzie możliwe m.in. po podpisaniu z Elbląskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. wieloletniej umowy na dostawę ciepła (co najmniej na okres 20 lat od momentu przekazania bloku do eksploatacji), co zapewni dla EKO także odbiór ciepła i w efekcie umożliwi produkcję w skojarzeniu na poziomie zapewniającym zwrot, poniesionych na budowę nowego źródła, nakładów inwestycyjnych. Innymi słowy nadrzędnym założeniem determinującym realizację budowy bloku BGP-115 jest dostosowanie

jego mocy do krzywej zapotrzebowania na moc ciepłą systemu ciepłowniczego w Elblągu i maksymalizacja produkcji w kogeneracji. Na rys. 3 przedstawiono wykres uporządkowany mocy cieplnej m.s.c. w Elblągu z naniesionymi źródłami obrazujący planowaną kolejność i system ich pracy w ciągu roku.



Rysunek 3. Wykres uporządkowany mocy cieplnej m.s.c. w Elblągu z naniesionymi źródłami obrazujący planowaną kolejność i system ich pracy w ciągu roku. Źródło: opracowanie własne EKO.

3.3. Dane podstawowe

Z przeprowadzonych dotychczas przez EKO analiz wynika, że najkorzystniejszym rozwiązaniem jest wariant modernizacji oparty o:

- likwidację jednostek węglowych w EC Elbląg w perspektywie 2017 roku,
- pracę bloku biomasowego BB20p (30MWt oraz 25 MWe) od 2013 roku,
- realizację podstawowej jednostki wytwórczej zasilanej paliwem gazowym: blok gazowo-parowy (BGP) ciepłowniczo-kondensacyjny o zainstalowanej mocy elektrycznej 115 MWe i zainstalowanej mocy cieplnej 83 MWt,
- budowę kotłowni szczytowo-rezerwowej o mocy cieplnej zainstalowanej 90-120 MWt, zlokalizowanej na terenie elektrociepłowni w Elblągu.

Przyjmuje się następujące założenia główne dla realizacji projektu:

	KOGENERACJA	BGP 115	Budowa nowego źródła w ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. Wydział EC Elbląg
---	--------------------	----------------	---

- głównymi elementami BGP115 będzie blok gazowo – parowy z kotłem odzysknicowym oraz kocioł wodny rezerwowo – szczytowy. Podstawowe parametry techniczne bloku przedstawiono w tab. 2.

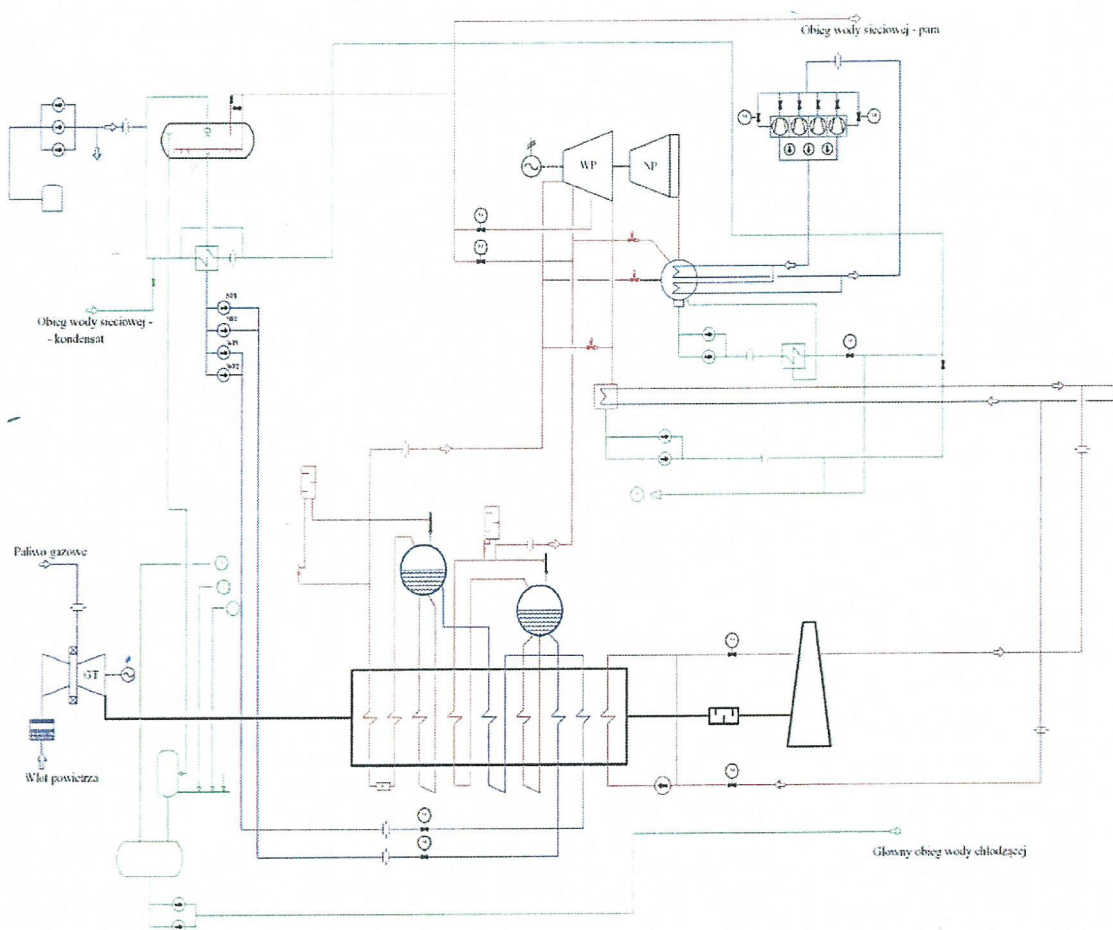
Tabela 2. Podstawowe parametry techniczne bloku BGP-115. Źródło: karty katalogowe producentów turbin gazowych i układów gazowo-parowych.

Wyszczególnienie	Jedn.	Wartości
Moc nominalna bloku brutto	MWe	117.3
Moc nominalna bloku netto	MWe	114.1
Moc bloku w paliwie	MWt	221.0
Sprawność elektryczna brutto	%	48%
Moc elektryczna turbiny gazowej	MWe	1x79
Moc cieplownicza bloku	MWt	83.0
Moc maksymalna elektryczna bloku brutto	MWe	117.3
Moc maksymalna bloku w paliwie	MWt	235.6
Nominalne zużycie gazu 36MJ/Nm ³	tys. Nm ³ /h	22.1
Maksymalne zużycie gazu 36MJ/Nm ³	tys. Nm ³ /h	23.6
Typ kotła		2 ciśnieniowy
Parametry pary świeżej	MPa/°C	88 / 532
Parametry pary średnioprężnej	MPa/°C	7.4 / 285
Maksymalny zrzut ciepła z bloku	MWt	78.6
Typ chłodzenia		zamknięty, chłodnia wentylatorowa mokra

Pozostałe istotne założenia techniczne:

- paliwem dla elektrociepłowni będzie gaz ziemny,
- planowana lokalizacja: Elbląg, działka nr 180 obręb 1, ul. Elektryczna 20a,
- wyprowadzenie mocy będzie zrealizowane w układzie dwuwałowym z jednym generatorem turbiny gazowej o mocy 85,7 MW oraz z jednym generatorem turbiny parowej o mocy 38,2 MW,
- moc z generatora turbiny gazowej wyprowadzona zostanie poprzez transformator blokowy trójzwojeniowy linią kablową 110kV do zmodernizowanej rozdzielni R110kV EC Elbląg,
- moc z generatora turbiny parowej wyprowadzona zostanie poprzez transformator blokowy linią kablową 110kV do zmodernizowanej rozdzielni R110kV EC Elbląg,
- czas pracy bloku BGP115 – ok. 5500 (do 6 000) h/a,
- Inwestycja zostanie zrealizowana przy założeniu zastosowania najlepszych dostępnych technologii (BAT) w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przy szczególnym uwzględnieniu obowiązujących i planowanych do wdrożenia standardów i norm ochrony środowiska,
- okres eksploatacji: co najmniej 20 lat,

Zakładany, uproszczony schemat technologiczny bloku BGP-115 przedstawiono na rys. 4.



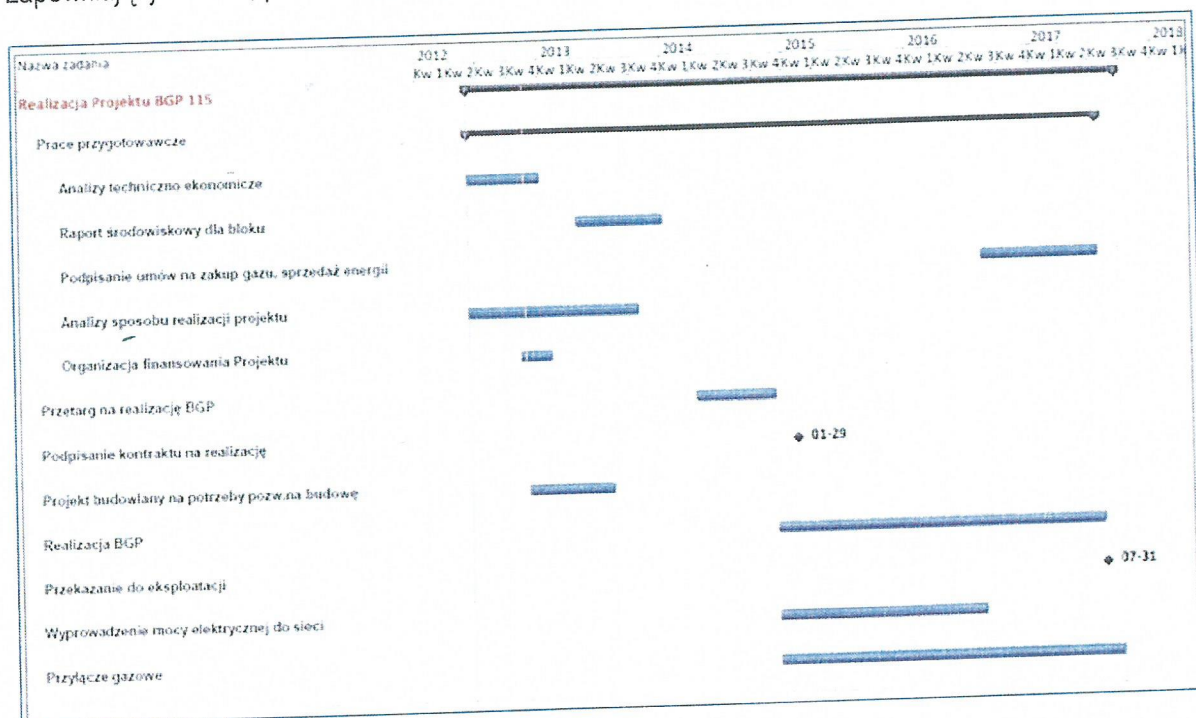
Rysunek 4. Uproszczony schemat technologiczny bloku gazowo-parowego BGP-115. Źródło: Opracowanie własne EKO.

3.4. Planowany harmonogram realizacji

Obecnie trwa etap przedinwestycyjny, obejmujący m.in. analizy techniczne, a w dalszej kolejności planowane są prace projektowe, do uzyskania prawomocnego pozwolenia na budowę. W tym celu ogłoszony został przetarg na generalnego projektanta. Przewiduje się, że kontrakt na realizację BGP-115 zostanie podpisany w 2015 roku, a przekazanie bloku do eksploatacji nastąpi w drugiej połowie 2017 roku. Z informacji od potencjalnych wykonawców wynika, iż czas realizacji kontraktu budowy jednego bloku gazowo-parowego BGP-115 od rozpoczęcia prac, tj. tzw. punktu NTP (notice to proceed) będzie wynosił 24 - 30 miesięcy, tj. ok. 2 – 2,5 roku. Ogólny harmonogram realizacji projektu BGP-115 przedstawiono na rys. 5.

Tak, jak zostało wspomniane powyżej, podjęcie ostatecznej decyzji dot. budowy nowego bloku energetycznego BGP-115 przez Zarząd ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. i ENERGA SA będzie możliwe m.in. po podpisaniu z Elbląskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. wieloletniej umowy na dostawę ciepła (co najmniej na okres 20 lat od momentu przekazania bloku do eksploatacji),

co zapewni dla EKO także odbiór ciepła i w efekcie umożliwi produkcję w skojarzeniu na poziomie zapewniającym zwrot, poniesionych na budowę nowego źródła, nakładów inwestycyjnych.



Rysunek 5. Ogólny harmonogram realizacji projektu BGP-115. Źródło: Opracowanie własne EKO.

4. Budowa nowego źródła – efektywność ekonomiczna i cena ciepła

4.1. Podstawowe uwarunkowania prawno-ekonomiczne

Realizacja projektu BGP-115, jak i każdego innego projektu w Grupie Kapitałowej ENERGA, możliwa jest tylko i wyłącznie wówczas, gdy jest on rentowny, a jego opłacalność jest na co najmniej minimalnym, założonym przez ENERGA SA poziomie. Efektywność ekonomiczna projektu BGP-115 wynika z jednej strony z założeń rozwoju otoczenia, w tym m.in. zachowania obecnych regulacji i poziomów cen przez okres projekcji. Z drugiej strony bardzo istotny wpływ ma udział energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w odniesieniu do produkcji energii ogółem, a co ma z tym związek – sprawności produkcji i wykorzystania energii chemicznej paliwa pierwotnego. Powyższe wynika z kolei z gwarancji odbioru ciepła, czyli np. umowy pomiędzy producentem ciepła, a jego odbiorcą (dla Elbląga - umowa wieloletnia pomiędzy EKO, a EPEC).

Analizując opłacalność inwestycji przyjęto funkcjonowanie systemów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji oraz OZE. Kluczowe założenia scenariusza zostały podsumowane poniżej.

Ceny paliw:

- ceny paliw, w tym węgla czy gazu, zależą zarówno od uwarunkowań globalnych, jak i sytuacji na rynku lokalnym. Na chwilę obecną przewidywać można utrzymanie się cen paliw zbliżonych do bieżących. W analizach projektu BGP-115 przyjęto scenariusz obowiązujący w Grupie Kapitałowej ENERGA.

Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji:

- mechanizm wsparcia – żółte i czerwone certyfikaty,
 - czas wsparcia – do 2030 roku włącznie,
 - ceny certyfikatów – zgodnie ze ścieżkami cenowymi (z tendencją odpowiednio: spadkową – żółte i wzrostową - czerwone),
- mechanizm wsparcia – zielone certyfikaty zgodnie z projektem Ustawy OZE z dnia 9 października 2012 roku (dotyczy projektu BB20p),
 - czas wsparcia – min. 15 lat od daty rozpoczęcia eksploatacji BGP-115, nie dłużej niż do 2035 roku włącznie,

Poziom produkcji ciepła:

- przyjęto roczną produkcję ciepła na obecnym średnim dla EC Elbląg poziomie. Założenie to jest, obok cen paliw i systemów wsparcia, jednym z najistotniejszych czynników mających wpływ na opłacalność inwestycji.

4.2. Cena ciepła

Wytwarzanie ciepła, ze względu na charakter monopolu naturalnego (brak techniczno-ekonomicznych możliwości przesyłu ciepła na większe odległości), jest działalnością w pełni regulowaną, a taryfa na ciepło podlega zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Aktami prawnymi regulującymi sposób zatwierdzenia taryfy jest Prawo Energetyczne oraz Rozporządzenie Taryfowe. Podmiot wytwarzający energię cieplną ze źródła kogeneracyjnego ma możliwość wyboru sposobu kalkulacji taryfy spośród dwóch metod:

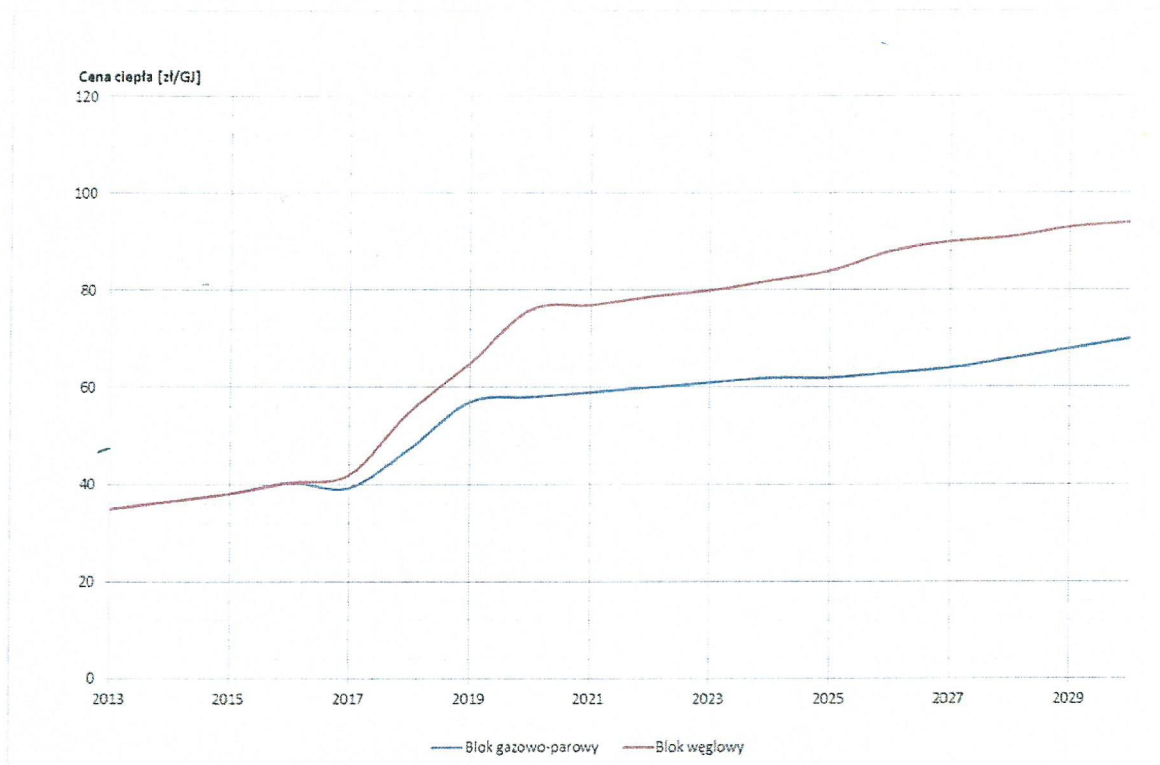
- metody standardowej (kosztowej) przeznaczonej dla wszystkich źródeł ciepła,
- metody uproszczonej z wykorzystaniem cen referencyjnych – metodę tę mogą stosować wyłącznie jednostki kogeneracyjne.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne zdecyduje się zastosować metodę standardową, przychód regulowany określa się na podstawie sumy:

- uzasadnionych kosztów operacyjnych,
- uzasadnionych kosztów modernizacji i rozwoju oraz kosztów realizacji inwestycji z zakresu ochrony środowiska,
- uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność ciepłowniczą.

Poniesienie zatem znaczących nakładów inwestycyjnych na źródło ciepła musi być odzwierciedlone w cenie ciepła. W innym wypadku trudno uzyskać rentowność inwestycji. Z drugiej strony, z uwagi na wymagania środowiskowe i zmniejszające się darmowe limity uprawnień do emisji CO₂ nie można zaniechać rozpoczęcia modernizacji – budowy nowego źródła. Problemem jest jedynie wybór paliwa i wariantu inwestycji.

Mając powyższe na uwadze na rys. 6 przedstawiono przewidywane wartości cen ciepła i energii elektrycznej dla wariantów modernizacji źródła opartych o węgiel lub też gaz w perspektywie najbliższych 20 lat. Jak widać na rys. 6 poziom wzrostu cen ciepła w perspektywie najbliższych lat związany będzie z rodzajem stosowanego paliwa. Zaobserwować można wyraźnie spłaszczenie krzywej cen ciepła w odniesieniu do zastosowanego paliwa gazowego, w porównaniu do ceny ciepła wynikającej z budowy źródła węglowego. Z drugiej strony istnieje szereg czynników cenotwórczych, których na rys. 6 nie widać. Wiążą się one m.in. ze znacznie (ponad dwukrotnie) wyższymi nakładami inwestycyjnymi na źródło węglowe, w porównaniu ze źródłem gazowym, wsparciem określonego rodzaju produkcji oraz koniecznymi do poniesienia opłatami za emisję CO₂. Z powyższych względów w Grupie ENERGA stworzono przykładową formułę cenową umożliwiającą oszacowanie teoretycznej ceny ciepła, co przedstawiono w p. 4.2.1.



Rysunek 6. Przewidywane wartości cen ciepła w EC Elbląg dla wariantów modernizacji źródła opartych o węgiel lub też gaz w perspektywie najbliższych 20 lat. Źródło: Opracowanie własne EKO.

Krzywe na rys. 6 są w chwili obecnej jedynie prognozą, opartą na przyjętych założeniach techniczno-ekonomicznych oraz uwarunkowaniach prawnych. Nie należy ich traktować, jako wyznacznika ścieżki cen ciepła w źródle. Przytoczone powyżej i opisane w p. 4.1 uwarunkowania prawno-ekonomiczne w dobie z jednej strony bardzo dynamicznych zmian na rynku energii, z drugiej zaś u progu nowelizacji trójpaku energetycznego stanowią asumpt dla konieczności przyjęcia konkretnych danych (wg stanu na dzień dzisiejszy) ze znacznym prawdopodobieństwem, iż w przyszłości będą one musiały zostać zweryfikowane.

4.2.1. Formuła na oszacowanie poziomu jednoskładnikowej ceny ciepła w źródle

Przykładowa formuła cenowa, stworzona w Grupie ENERGA, umożliwiającą oszacowanie teoretycznej ceny ciepła w źródle, przedstawia się następującym wzorem:

$$C_n = \sum_{i=1}^t \left[\frac{W_{ni}}{W_{nt}} * \left(X_{(i)n-1} * RPI_{n-1} * \frac{C_{paliwn}}{C_{paliwn-1}} - Y * \frac{C_{cert_{paliwn-1}}}{3.6} \right) \right]$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

C_n	jednoskładnikowa cena Ciepła w okresie stosowania taryfy n w źródle, wyrażona w zł/GJ;
i	rodzaj paliwa zużywanego do produkcji energii w źródle, w okresie stosowania taryfy n ;
t	liczba wszystkich rodzajów paliw zużywanych do produkcji energii w źródle, w okresie stosowania taryfy n ;
W_{ni}	wolumen planowanej produkcji ciepła z danego rodzaju paliwa w źródle, w okresie stosowania taryfy n ;
W_{nt}	wolumen produkcji ciepła ze wszystkich rodzajów paliw w źródle, w okresie stosowania taryfy n ;
$X_{i(n-1)}$	jednoskładnikowa cena Ciepła produkowanego z danego rodzaju paliwa podawana w zł/GJ, stosowana w okresie $n-1$, określona wzorem:

$$X_{i(n-1)} = X_{i(n-2)} * RPI_{n-2} * \frac{C_{pal(i)n-1}}{C_{pal(i)n-2}}$$

RPI_{n-1}	wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem za okres $n-1$, określony na podstawie miesięcznych komunikatów Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w okresie $n-1$;
RPI_{n-2}	wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem za okres $n-2$, określony na podstawie miesięcznych komunikatów Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego w okresie $n-2$;
$C_{pal(i) n}$	cena danego rodzaju paliwa wyrażona w zł, wraz z kosztem transportu w okresie rozliczeniowym n , w odniesieniu do jednostki zakupionego danego rodzaju paliwa;
$C_{pal(i) n-1}$	cena danego rodzaju paliwa wyrażona w zł wraz z kosztem transportu w okresie $n-1$;
$C_{pal(i) n-2}$	cena danego rodzaju paliwa wyrażona w zł wraz z kosztem transportu w okresie $n-2$;
$C_{certpal(i) n-1}$	cena jednego świadectwa pochodzenia energii wyrażona w zł, średnia w okresie $n-1$, przyznawanego za wyprodukowanie 1 MWh energii elektrycznej

w wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem danego rodzaju paliwa (średnia ważona wolumenem z transakcji giełdowych);

- Y upust wynikający z istnienia prawnego wsparcia wysokosprawnej kogeneracji (przyjmuje wartość 0,3). W przypadku braku wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w roku n upust przyjmuje wartość 0.
- n jest to okres, w którym stosowana będzie taryfa;
- n-1 jest to okres kolejnych 12 miesięcy poprzedzających wprowadzenie taryfy, obowiązującej w okresie n;
- n-2 jest to okres kolejnych 12 miesięcy poprzedzających wprowadzenie taryfy, obowiązującej w okresie n-1.

Przedstawiony wzór uwzględnia zarówno rodzaje stosowanych paliw, ich cenę, wsparcie w postaci świadectw pochodzenia, czy też poziom inflacji. Nie obejmuje on jednak opłat za emisję CO₂. Niniejsza formuła pozwala na oszacowanie korzyści zarówno dla wytwórcy, jak i odbiorcy ciepła, dzięki istnieniu systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, co znajduje swoje odzwierciedlenie w obniżeniu ceny ciepła. Podobnie jednakże, jak w przypadku krzywych na rys. 6 – **prognozy zmiany cen ciepła w źródle, obliczenie na podstawie powyższej formuły ceny ciepła obarczone jest pewnym błędem i mogą być traktowane tylko i wyłącznie jako wskaźnik orientacyjny.**

5. Podsumowanie i wnioski

5.1. Podsumowanie

W opracowaniu przedstawiono przyczyny rozpoczęcia projektu BGP-115 - budowy bloku gazowo-parowego w EC Elbląg. Wskazano, iż ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. (EKO), z uwagi na uwarunkowania środowiskowe (dyrektywa IED, opłaty za emisję CO₂) oraz zarówno ze względu na stan techniczny jak i technologiczny istniejących urządzeń będzie zdeterminowana do ich wycofania z eksploatacji do końca 2017 roku. W ruchu planuje się pozostawienie będącego obecnie w końcowym etapie budowy, bloku biomasowego.

Wskazano jednoznacznie, iż przy założeniu, że w pracy pozostanie ciepłownia Dojazdowa (z mocą 40 MWt) i prognozowanym zapotrzebowaniu na ciepło dla Elbląga ok. 190-200 MWt, występuje konieczność budowy nowego, dużego źródła (o mocy ok. 130 MWt), odbudowującego wycofywane moce, w celu pokrycia zapotrzebowania na ciepło miejskiej sieci ciepłowniczej.

Opisane zostały uwarunkowania techniczno-ekonomiczno-prawne, związane z przyjętym rozwiązaniem (technicznym). Podkreślono wpływ znaczących nakładów inwestycyjnych na cenę ciepła oraz przedstawiono przykładową formułę do wyliczenia jego ceny. Na wykresie Gantta zobrazowano wybrane, podstawowe kamienie milowe inwestycji BGP-115.

W pracy opisano także uwarunkowania podstawowe bez których drugi etap realizacji inwestycji, czyli przetarg na generalnego wykonawcę i budowa, nie zostaną rozpoczęte. Wskazano, iż **nadrzędnym założeniem determinującym realizację budowy bloku BGP-115 jest dostosowanie jego mocy do krzywej zapotrzebowania na moc cieplną systemu ciepłowniczego w Elblągu i maksymalizacja produkcji w kogeneracji, przy gwarancji odbioru wyprodukowanego ciepła.**

5.2. Wnioski

Przedstawiony materiał i przeprowadzona analiza wskazują jednoznacznie, iż:

- **z uwagi na wymagania środowiskowe i zmniejszające się darmowe limity uprawnień do emisji CO₂ nie można zaniechać rozpoczęcia modernizacji – budowy nowego źródła w EC Elbląg,**
- **poniesienie znaczących nakładów inwestycyjnych na źródło ciepła musi być odzwierciedlone w jego cenie, co gwarantuje uzyskanie rentowności inwestycji,**
- **podjęcie ostatecznej decyzji budowy nowego bloku energetycznego BGP-115 przez Zarząd ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. i ENERGA SA będzie możliwe m.in. po podpisaniu z Elbląskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. wieloletniej umowy na dostawę ciepła (co najmniej na okres 20 lat od momentu przekazania bloku do**



eksploatacji), co zapewni dla EKO także odbiór ciepła i w efekcie umożliwi produkcję w skojarzeniu na poziomie zapewniającym zwrot, poniesionych na budowę nowego źródła, nakładów inwestycyjnych,

- podpisanie umowy wieloletniej na dostawę ciepła do m.s.c. Elbląga pozwoli w przyszłości zapobiec skutkom deficytu mocy w systemie ciepłowniczym miasta Elbląg, przekraczającego 100 MWt po roku 2017,*
- proces inwestycyjny budowy nowego źródła trwa ponad 4,5 roku, co determinuje pilne podjęcie przez strony kluczowych decyzji w sprawie podpisania umowy wieloletniej na –dostawę ciepła do m.s.c. Elbląga.*



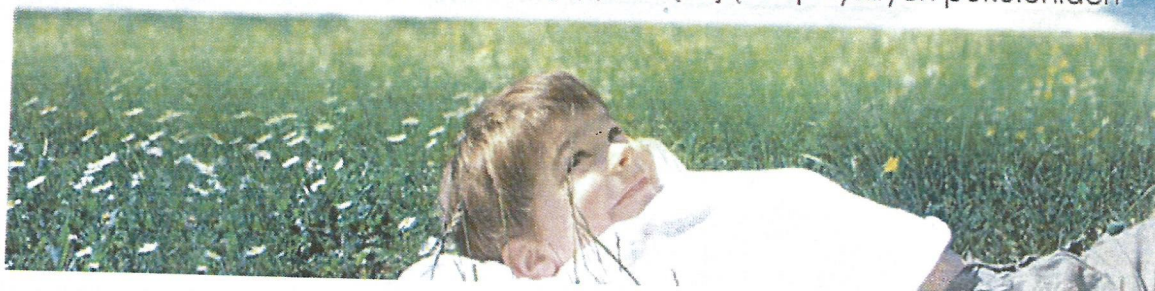
Energa

KOGENERACJA

Budowa bloku BGP-115 w EC Elbląg

Elbląg, dnia 09.07.2014

Produkujemy energię pamiętając o przyszłych pokoleniach



1. Obszar CHP w Grupie ENERGA
2. Inwestycje obecne i plany na przyszłość
3. Projekt Twin Power
4. Podsumowanie i wnioski

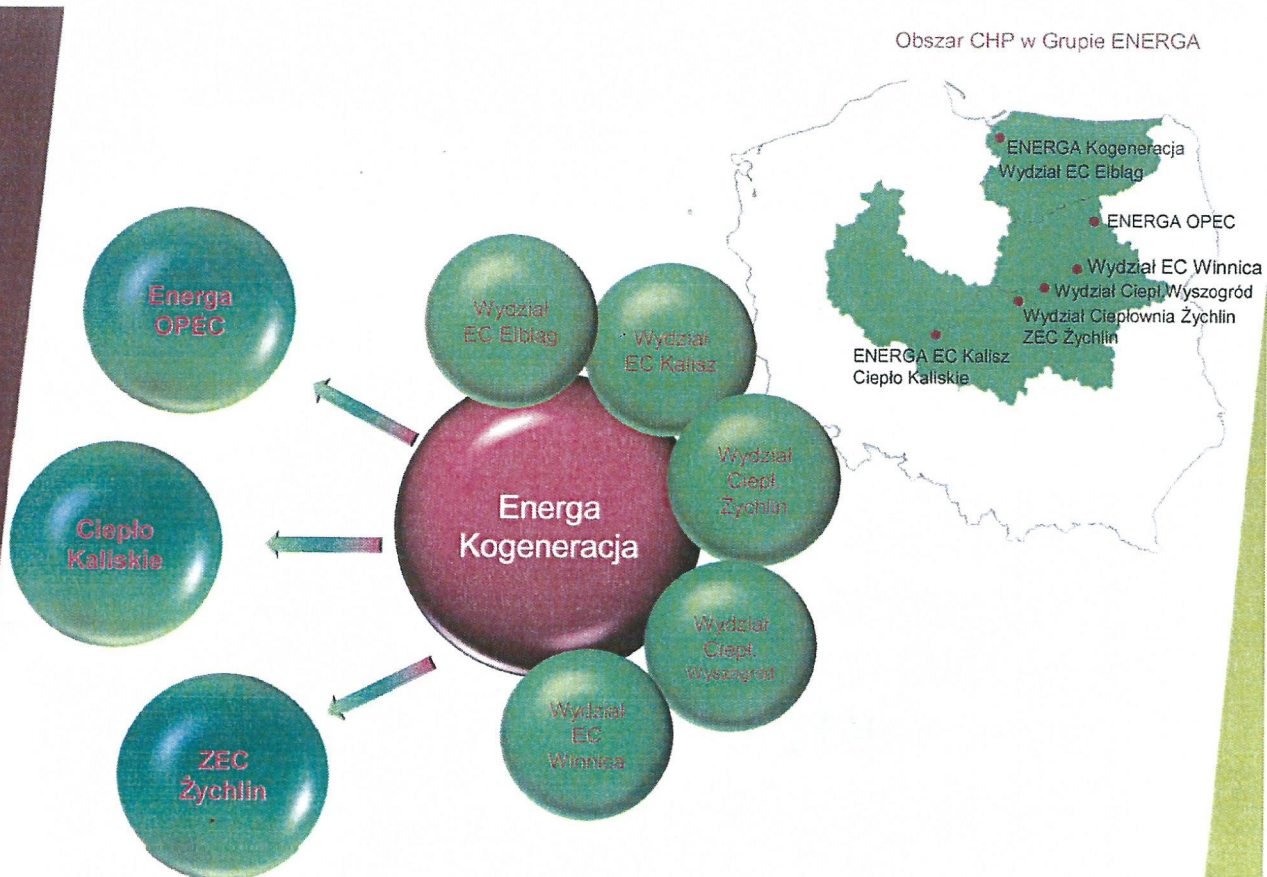


Energa

KOGENERACJA



1. Obszar CHP w Grupie ENERGA
2. Inwestycje obecne i plany na przyszłość
3. Projekt Twin Power
4. Podsumowanie i wnioski



Urządzenia podstawowe

Wydział Elektrociepłownia Elbląg - **dziś**

Kotły:

- jeden kocioł parowy: rusztowy o sprawności brutto $\geq 89\%$, 90 t pary/h (blok BB20p)
- trzy kotły parowe: OP-130 nr 5 i 6 o wydajności 150 t/h pary oraz kocioł OP-130 nr 7 o wydajności 130 t/h pary

Turbozespoły:

- Turbina parowa kondensacyjna z upustem regulowanym – 25 MWe/30 MWt (blok BB20p)
- T2 PTP-12 (przeciwpoprężny) o mocy 12 MWe oraz 55 MWt
- T5 CKD- 25 (upustowo-kondensacyjny) o mocy elektrycznej 25MWe, w sezonie grzewczym pracuje w układzie z pogorszoną próżnią z maksymalną mocą elektryczną 20MWe i ciepłą 80 MWt
- T6 AT-12 (upustowo-kondensacyjny) o mocy elektrycznej 12MWe, w sezonie grzewczym pracuje jako turbina przeciwpoprężna z maksymalną mocą elektryczną 10MWe i ciepłą 45MWt

Moce dyspozycyjne: elektryczna

- zainstalowana: 74 MW
- osiągalna: 67 MW

Ciepła

272 MWt



Energa

KOGENERACJA

5

Urządzenia podstawowe

Wydział Elektrociepłownia Elbląg - **jutro**

Kotły:

- jeden kocioł parowy: rusztowy o sprawności brutto $\geq 89\%$, 90 t pary/h (blok BB20p)

Turbozespoły:

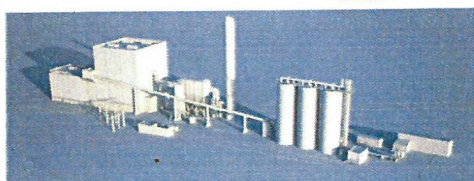
- Turbina parowa kondensacyjna z upustem regulowanym – 25 MWe/30 MWt (blok BB20p)

Moce dyspozycyjne: elektryczna

- zainstalowana: 25 MW
- osiągalna: 25 MW

Ciepła

30 MWt



Energa

KOGENERACJA

6

Produkujemy energię pamiętając o przyszłych pokoleniach



1. Obszar CHP w Grupie ENERGA
2. Inwestycje obecne i plany na przyszłość
3. Projekt Twin Power
4. Podsumowanie i wnioski

Inwestycje obecne i plany na przyszłość

Inwestycje ENERGA Kogeneracja – to zrobiliśmy

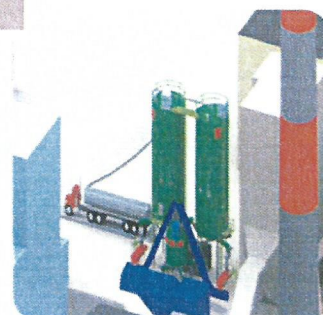
BB20p

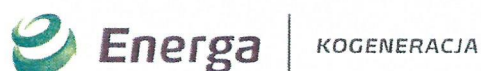


SUW 30t



WIB 30







Rozpoczęcie budowy bloku energetycznego na biomasę – projekt BB20p

Całkowity koszt Projektu: 270 mln zł

Dofinansowanie – 40 mln zł

POLiŚ 2007-2013, Priorytet IX, Działanie 9.4



EOPEC - przebudowa sieci ciepłowniczych, w tym magistralnych

Całkowity koszt Projektu: 34 mln zł

Dofinansowanie – 15,9 mln zł

POLiŚ 2007-2013, Działanie 9.2



Ciepło Kaliskie - przebudowa sieci ciepłowniczych

Całkowity koszt Projektu: 25 mln zł

Dofinansowanie – 15,7 mln zł

POLiŚ 2007-2013, Działanie 9.2



Energa

KOGENERACJA

11

Dotacje unijne

Inwestycje obszaru CHP

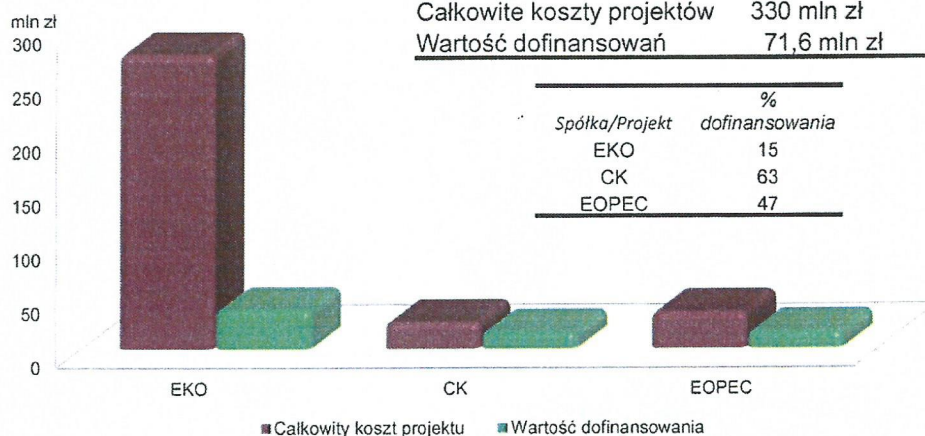
Inwestycje obecne i plany na przyszłość



20% dofinansowanie projektów ze środków unijnych

Całkowite koszty projektów 330 mln zł

Wartość dofinansowań 71,6 mln zł



ENERGA Kogeneracja, w czerwcu 2014 roku, podpisała umowę o dofinansowanie dla projektu „Modernizacja elektrociepłowni w Kaliszu poprzez częściowe zastąpienie węglowych źródeł ciepła kogeneracyjnym blokiem biomasowym” w ramach Norweskiego Mechanizmu Finansowego 2009-2014, Program Operacyjny PL04.

Całkowity koszt kwalifikowany: 121 410 000 złotych netto

Przyznana kwota dofinansowania: 21,1 mln złotych

Planowane rozpoczęcie i zakończenie projektu: 06.2014 – 04.2017 r.



Energa

KOGENERACJA

12

Produkujemy energię pamiętając o przyszłych pokoleniach



1. Obszar CHP w Grupie ENERGA
2. Inwestycje obecne i plany na przyszłość
3. Projekt Twin Power
4. Podsumowanie i wnioski



Energa

KOGENERACJA

13

☺ Projekt TWIN POWER, czyli...

Projekt Twin Power

- ☺ *Wielowariantowa analiza docelowych źródeł wytwórczych w Elblągu i Kaliszu w zakresie możliwości paliwowych, technologicznych wraz z dostosowaniem do potrzeb miejskich systemów ciepłowniczych*

w tym ...

- ☺ *Analiza techniczna dla źródła w Elblągu*
- ☺ *Analiza otoczenia rynków ciepła i energii elektrycznej w Elblągu*
- ☺ *Wielowariantowa koncepcja techniczna modernizacji źródeł ciepła w Elblągu i Kaliszu*

- ☺ *W raporcie zostały przeanalizowane możliwości techniczne i efektywność ekonomiczna budowy nowych jednostek wytwórczych w oparciu o dostępne paliwa w technologii: blok gazowo-parowy, silniki gazowe, blok biomasowy, bloki węglowo - biomasowe, o zróżnicowanych zakresach mocy (od 10 do 135 MWe), kotłownie gazowo-olejowe o mocy w zakresie 9-150MWt oraz projekty dostosowania istniejących urządzeń do dalszej pracy.*



Energa

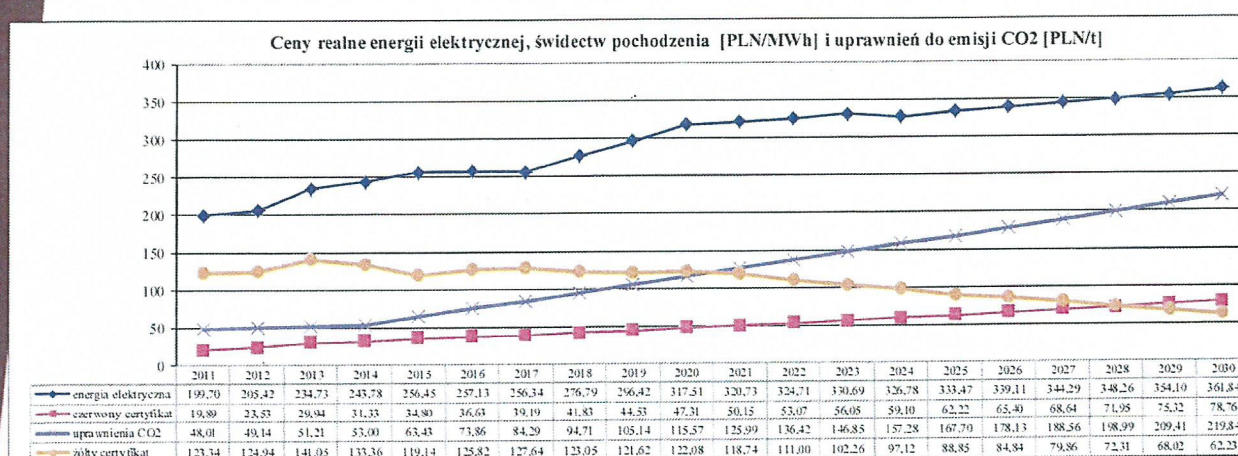
KOGENERACJA

14

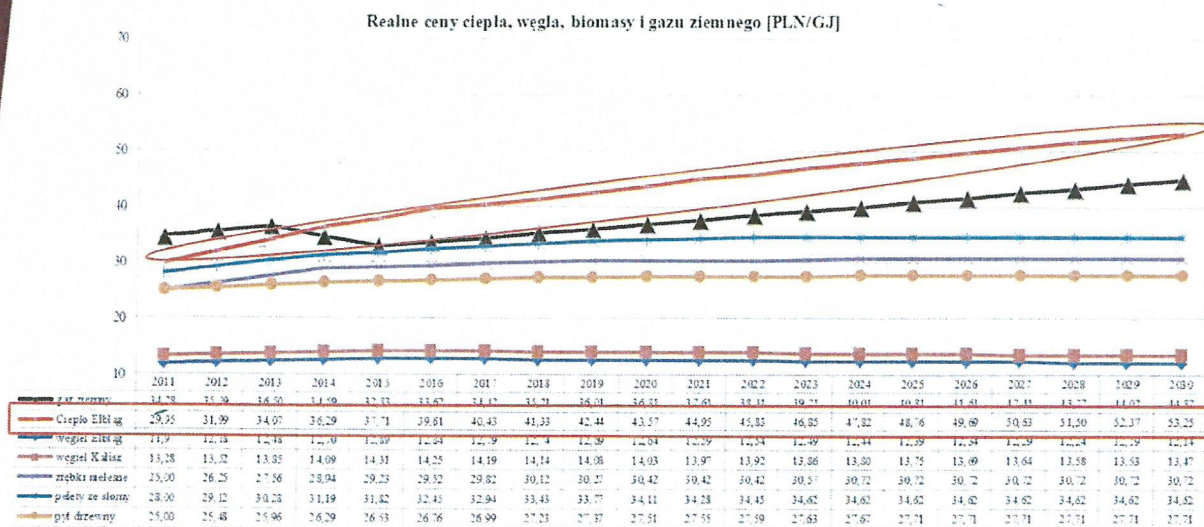
Cel projektu, zakres analiz

- 1 • Analiza paliwowa przeprowadzona pod kątem dostępności, możliwości zastosowania, sposobu dostarczania paliw w źródłach wytwórczych (węgiel, gaz, biomasa, odpady)
- 2 • Oszacowanie mocy elektrycznej i cieplnej źródeł w oparciu o potencjał paliwowy i uwarunkowania lokalne
- 3 • Analiza otoczenia rynków ciepła i energii elektrycznej z wykorzystaniem elementów PESTEL
- 4 • Określenie optymalnych parametrów docelowych źródeł zasilających miasto na bazie prognozowanego zapotrzebowania na ciepło msc Elbląga w oparciu o kryterium maksymalizacji produkcji energii elektrycznej, minimalizacji wzrostu cen ciepła, wewn. stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału własnego oraz mechanizmów wsparcia w postaci świadectw pochodzenia
- 5 • Wykonanie aktywnego modelu ekonomicznego
- 6 • Wstępna analiza finansowa

Założenia podstawowe - prognozy cenowe – RedPoint 2012



Założenia podstawowe



Założenia podstawowe

- Istniejące urządzenia węglowe – do wycofania najpóźniej w roku 2018 (17500h pracy kotła po roku 2015)
- Pozostaje w eksploatacji w EC Elbląg tylko BB25 – 25MWe/30MWt
- Ciepłownia Dojazdowa (40MWt)
- Rynek ciepła – docelowo ok. 180-190 MWt / 1700-1800 TJ/a
- Cena ciepła – minimalizacja wzrostu cen
- Analiza paliwowa i technologie nowych jednostek – w oparciu o dostępne paliwo gaz lub biomasa i węgiel - brak odpadów komunalnych (38 tys. t dostępnych - blok 2,4MWe i 8,3 MWt)
- Technologia bloku – przeciwpłynny czy upustowo-kondensacyjny – wybór zależny od ścieżek cenowych en. elektrycznej i certyfikatów
- Układ chłodzenia dla bloku upustowo-kondensacyjnego – wstępna analiza

Założenia podstawowe

Cena ciepła – minimalizacja wzrostu cen (rynek regulowany)

Uzależniona jest m.in. od:

- wysokości nakładów początkowych (CAPEX),
- kosztów zmiennych produkcji, w tym głównie:
 - kosztów zakupu paliw,
 - kosztów remontów,
 - kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂,
 - sprawności wytwarzania,
 - wielkości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej z uwzględnieniem możliwości uzyskania wsparcia finansowego produkcji energii elektrycznej z paliwa gazowego oraz w wysokosprawnej kogeneracji (przy założeniu roli Ciepłowni przy ul. Dojazdowej w systemie ciepłowniczym jako źródła szczytowego).
- minimalnego poziomu rentowności przedsięwzięcia.

Założenie - cena ciepła nie przekracza poziomu cen referencyjnych określonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

ENERGA Kogeneracja Sp. z o.o. stosuje od 4 lat ceny ciepła oparte o benchmarking, czyli uproszczoną metodę obliczania ceny ciepła, polegającą na porównawczym ustalaniu średniej ceny sprzedaży ciepła, na podstawie publikowanych przez Prezesa URE, do 31 marca każdego roku, cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw, posiadających koncesje, jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji.



KOGENERACJA

19

Rynek ciepła - Elbląg

Zapotrzebowanie na moc w warunkach obliczeniowych systemu	obecnie/realnie	200MW	
	optymistycznie	220MW	
Moc zamówiona w parze technologicznej		12MWt	
Produkcja pary technologicznej		125TJ/a	
Produkcja ciepła z EC Elbląg	obecnie/realnie	1850TJ/a	
	optymistycznie	2000TJ/a	
Moc zainstalowana źródeł istniejących			
EC Elbląg po 2018	BB20	30MWt	
C Dojazdowa		40MWt	
Suma istniejące max		70MWt	

Brak mocy w systemie m.s.c Elbląg		130-140	MWt
Produkcja ciepła w BB20		ok.550-800	TJ/a
Produkcja ciepła w C Dojazdowa		50-300	TJ/a
Produkcja ciepła w nowych źródłach		750-1250	TJ/a
Moc nowego źródła kogeneracyjnego		60-100	MWt
Moc nowego źródła szczytowego		50-70	MWt
Czas wykorzystania mocy cieplnej źródła kogeneracyjnego		2500-5000	h/a



KOGENERACJA

20