

# POLITECHNIKA ŚLĄSKA

WYDZIAŁ INŻYNIERII ŚRODOWISKA I ENERGETYKI

Dyscyplina naukowa: Inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka

## Rozprawa doktorska

mgr inż. Mirosław Syta

**Optymalizacja struktury układów technologicznych do wykorzystania ciepła produkowanego przez wysokotemperaturowe reaktory jądrowe HTR na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła z wysokosprawnej kogeneracji w istniejących polskich elektrowniach i elektrociepłowniach**

**Promotor**

Prof. dr hab. inż. Andrzej Szlęk

**Promotor pomocniczy**

dr inż. Tomasz Bury

GLIWICE 2022

## Streszczenie

Energetyka i ciepłownictwo zawodowe w Polsce przez wiele lat były gwarancją bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej. Zmieniające się otoczenie, konieczność dostosowania do nowych warunków rynkowych, sytuacji geopolitycznej i polityki Unii Europejskiej chwieją ugruntowaną stabilnością i pozycją krajowych wytwórców energii. Polska posiada największy udział paliw kopalnych w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w Unii Europejskiej i ma najtrudniejsze ze wszystkich krajów członkowskich zadanie w zakresie dekarbonizacji energetyki i ciepłownictwa. Duże koncerny energetyczne w Polsce takie jak TAURON, poszukują rozwiązań które umożliwiłyby przyspieszenie procesu dekarbonizacji i jak najszybsze obniżenie wskaźników emisyjności dwutlenku węgla, a co za tym idzie obniżenie kosztów wytwarzania energii. Dekarbonizacja dla dużych przedsiębiorstw energetycznych w kraju nie musi oznaczać likwidacji posiadanych aktywów wytwórczych. Przy zastosowaniu nowoczesnych technologii jądrowych istnieje możliwość zamiany kotła węglowego na modułowy reaktor jądrowy, który będzie dostarczał parę o odpowiednich parametrach do istniejącej turbiny parowej. Grupa TAURON analizuje możliwości posadowienia obiektów jądrowych w celu wykorzystania ich na potrzeby zabezpieczenia rynków ciepła, które obsługuje. W ramach niniejszej pracy rozważono możliwość połączenia technologicznego istniejącej infrastruktury elektrociepłowni w Tychach i elektrociepłowni w Katowicach z projektem reaktora wysokotemperaturowego HTGR o mocy 180 MWt. Wyniki analizy pokazują w jaki sposób należy dostosować układy technologiczne istniejących instalacji do parametrów czynnika dostarczanego przez reaktor jądrowy. Przeprowadzono obliczenia bilansowe energetyczne i masowe takich układów. Rozważono również możliwość wykorzystania nadmiarowej energii pochodzącej z reaktora wysokotemperaturowego do zasilania urządzeń wytwarzających chłód, co umożliwi zamianę typowych układów kogeneracyjnych o układy trigeneracyjne mogące dostarczać ciepło i chłód oraz energię elektryczną w tym samym czasie lub w zależności od sezonu, ciepło lub chłód osobno. Zmiana klasycznej elektrowni polegająca na zastosowaniu bezemisyjnego źródła ciepła i wdrożeniu poligeneracji poprawia jej parametry eksploatacyjne szczególnie w zakresie środowiskowym jak również efektywnościowym. Instalacja poligeneracyjna dysponuje wysokim wskaźnikiem oszczędności energii paliwa pierwotnego poprzez wysokie

skojarzenie wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i chłodu, co umożliwia jej ubieganie się i korzystanie z dostępnego systemu wsparcia jakim jest premia kogeneracyjna.

## **Abstract**

Commercial power engineering and heating in Poland have been a guarantee of security of heat and electricity supplies for many years. Changing environment, the need to adapt to new market conditions and geopolitical situation and the policies of the European Union are shaken by the well-established stability and position of domestic energy producers. Poland has the largest share of fossil fuels in the production of electricity and heat in the European Union and has the most difficult task of all member states in terms of decarbonising the energy and heating sectors. Large energy concerns in Poland, such as Tauron, are looking for solutions that would enable acceleration of the decarbonisation process and the fastest possible reduction of carbon dioxide emission rates, and thus lowering the costs of energy production. For large energy companies in the country, decarbonisation does not have to mean the liquidation of existing generation fleet. With the use of modern nuclear technologies, it is possible to replace the coal boiler with a modular nuclear reactor, which will supply steam with appropriate parameters to the existing steam turbine. The Tauron Group is analyzing the possibilities of founding nuclear facilities in order to use them for the purposes of securing the heat markets it serves. As part of this study, the possibility of technological connection of the existing infrastructure of the heat and power plant in Tychy and the heat and power plant in Katowice was considered with the project of a high-temperature HTGR reactor with a capacity of 180 MWt. The results of the analysis show the possibilities of adapting existing installations to the parameters of the factor supplied by the nuclear reactor. The energy and mass balance calculations of such systems were carried out for various variants (heating season and condensation). The possibility of using the excess energy from the high-temperature reactor to supply cooling devices was also considered, which enables the enrichment of typical cogeneration systems with trigeneration systems that can supply heat and cold as well as electricity at the same time or depending on the season, heat or cold separately. The change of a classic power plant consisting in the use of a heat source without emission and the implementation of polygeneration improves its operating parameters, especially in terms of environmental and efficiency. The polygeneration installation has a high rate of primary fuel energy savings through a high combination of electricity, heat and cooling production, which allows it to apply and use the available support system, which is the cogeneration bonus.

## Spis treści

1.	Wstęp.....	6
2.	Cel i zakres pracy .....	8
3.	Identyfikacja potrzeb wymiany istniejących w Polsce źródeł ciepła na nowe jednostki wytwórcze .....	9
3.1	Wyznaczone kierunki zmian .....	10
3.2	Analiza struktury technologicznej i wiekowej źródeł ciepła .....	13
3.3	Analiza zmian poziomu zainstalowanej mocy ciepłowniczej.....	16
4.	Uzasadnienie wdrożenia reaktorów jądrowych w elektrociepłowniach i elektrowniach.....	19
5.	Efekt środowiskowy .....	21
6.	Układ hybrydowy kocioł węglowy - reaktor jądrowy .....	23
7.	Poligeneracja - analiza możliwości wdrożenia .....	29
8.	Charakterystyka badanych układów kogeneracyjnych.....	30
8.1	Elektrociepłownia Tychy .....	31
8.2	Elektrociepłownia Katowice .....	33
9.	Modułowe reaktory jądrowe .....	35
9.1	Reaktor HTR-PM .....	38
9.2	Reaktor wysokotemperaturowy HTGR .....	43
	9.2.1 Paliwo dla reaktora HTGR .....	44
10.	Projekty reaktorów SMR wytwarzających czynnik roboczy o parametrach wymaganych przez analizowane elektrociepłownie w Katowicach i w Tychach .....	45
10.1	Liquid-Fluoride Thorium Reactor LFTR [45] .....	45
10.2	Westinghouse Lead Fast Reactor WLFTR [45] .....	46
11.	Model obliczeniowy.....	47
11.1	Zebranie danych pomiarowych elektrociepłowni .....	49

11.2	Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kondensacji, okres letni .	50
11.3	Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy, moc na wymienniku ciepłowniczym przyturbiniowym 86 MWt - maksymalne obciążenie ciepłownicze .....	58
11.4	Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy zmniejszona moc ciepłownicza do 75 MWt.....	66
11.5	Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy zmniejszona moc ciepłownicza do 75 MWt plus agregat chłodniczy AAC 74	
11.6	Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca w kondensacji, okres letni .....	85
11.7	Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca z pełnym obciążeniem ciepłowniczym plus AAC, okres zimowy .....	94
	11.7.1 Absorpcyjny agregat chłodniczy .....	97
11.8	Podsumowanie analiz optymalizacyjnych EC Tychy .....	100
11.9	Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kondensacji, okres letni	106
11.10	Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kogeneracji, pełne obciążenie ciepłownicze, okres zimowy .....	114
11.11	Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kogeneracji, ograniczone obciążenie ciepłownicze, okres zimowy, agregat AAC.....	121
11.12	Obliczenia dla układu EC Katowice, praca z dwoma reaktorami HTGR, okres letni.....	127
11.13	Obliczenia dla układu EC Katowice, praca z dwoma reaktorami HTGR, pełna kogeneracja plus wytwornica pary korygująca $W_{PK}$ .....	138
11.14	Podsumowanie analiz optymalizacyjnych EC Katowice .....	149
12.	Dodatkowe zagadnienia ujawnione w trakcie realizacji doktoratu. ....	155
13.	Wnioski i rekomendacje.....	156
14.	Literatura (bibliografia).....	164

## 1. Wstęp

Na początku lat 90 w Polsce, po podjęciu decyzji o zaprzestaniu realizacji projektu budowy elektrowni jądrowej w Żarnowcu, przez kolejnych wiele lat wdrożenie technologii jądrowych nie było brane pod uwagę. Rozwój gospodarczy, który obserwowano w latach 90, był spowodowany otwarciem się Polski na rynki zagraniczne, wejściem nowoczesnych technologii rozwoju komputerów, stopniowej digitalizacji różnych procesów produkcyjnych itd. Było to możliwe dzięki stabilnym dostawom, stosunkowo konkurencyjnej cenowo, energii elektrycznej ze źródeł węglowych, co czyniło Polskę atrakcyjnym miejscem inwestycyjnym.

W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach, rozpoczął się proces ograniczania emisji szkodliwych substancji do środowiska [9], i tak począwszy od nowoczesnych technologii odpylania poprzez nowoczesne instalacje odsiarczania spalin różnymi metodami [2], Polska energetyka stawała się coraz bardziej nowoczesna, bardziej przyjazna środowisku, ale wciąż oparta na węglu kamiennym i brunatnym. W trakcie obserwowanego obecnie istotnego rozwoju odnawialnych źródeł energii zorientowano się, że ta technologia nie do końca zapewnia wymagane potrzeby energetyczne kraju. Pojawiające się problemy z dotrzymaniem podstawowych parametrów jakościowych energii elektrycznej w sieci (częstotliwość, napięcie) [28], z powodu zbyt dużej generacji pochodzącej z niestabilnych źródeł odnawialnych, takich jak instalacje fotowoltaiczne czy elektrownie wiatrowe spowodowało, że postawione cele redukcji emisji, głównie dwutlenku węgla na przyszłe lata mogą okazać się trudne do osiągnięcia. Głównym powodem takiej sytuacji jest konieczność utrzymywania generacji opartej o paliwa kopalne, gwarantujące utrzymanie stabilności dostaw energii elektrycznej i ciepła, czyli zachowania bezpieczeństwa energetycznego kraju. Bez wprowadzenia do miksu energetycznego w naszym kraju stabilnych, regulowalnych źródeł wytwórczych, które jednocześnie są źródłami bezemisyjnymi, niemożliwe będzie przeprowadzenie skutecznej i bezpiecznej dekarbonizacji [38].

W związku z wybuchem wojny w Ukrainie i poszerzającym się kryzysem na rynku paliw, jeszcze większego znaczenia nabiera dywersyfikacja źródeł energii stosowanych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce.

W Polsce funkcjonuje jedna instalacja jądrowa - jest to reaktor badawczy Maria [22][23], który z punktu widzenia rynku energetycznego nie może być brany pod uwagę.

Brakującym elementem w krajowym miksie energetycznym są technologie jądrowe wykorzystywane w energetyce [24]. W ostatnich latach można zaobserwować bardzo dynamiczny rozwój technologii jądrowych szczególnie w zakresie modułowych reaktorów jądrowych. W Polsce prowadzone są dwa równoległe procesy budowy technologii jądrowych. Pierwszy to budowa dużej elektrowni jądrowej na Pomorzu, drugi proces to rozpoczęte badania i analizy (przez kilka największych koncernów energetycznych w Polsce) mające na celu zbadanie możliwości posadowienia obiektu jądrowego w postaci modułowych reaktorów jądrowych, które byłyby źródłem energii dla ciągów technologicznych, potencjalnych inwestorów.

Po przeprowadzonej analizie modułowych reaktorów jądrowych możliwe jest stwierdzenie, że oferowane rozwiązania technologiczne, modułowość oraz łatwość adaptacji do istniejącej infrastruktury dają dużą szansę na upowszechnienie się tej technologii. Jej znaczenie będzie dynamicznie rosło głównie z powodu zeroemisyjności [19] oraz możliwości gromadzenia paliwa na wiele lat, co pozwala wyeliminować ryzyka związane dostępnością i ceną. Trzeba mieć jednak na uwadze to, że nowe technologie jądrowe będą musiały spełniać szereg wymagań z zakresu regulacyjności i dynamiki obciążeń co najmniej odpowiadającej istniejącym jednostkom węglowym [5], które coraz częściej pełnią funkcje regulacyjne w krajowym systemie elektroenergetycznym.

## **2. Cel i zakres pracy**

Celami niniejszej rozprawy doktorskiej są analiza polskiego rynku ciepłowniczego pod kątem konieczności wymiany źródeł ciepła, przeglądu technologii jądrowych reaktorów wysokotemperaturowych oraz określenie podstawowych wskaźników energetycznych i ekologicznych integracji reaktora wysokotemperaturowego HTGR z istniejącymi układami elektrociepłowni.

Z punktu widzenia wartości wdrożeniowej pracy doktorskiej dla TAURON Polska Energia S.A., połączenie źródła jądrowego z istniejącymi instalacjami turbogeneratorów jest rozwiązaniem innowacyjnym. W ramach rozważań nad projektami inwestycyjnymi w Grupie TAURON nie opracowano dotychczas modelu wiążącego technologię jądrową z układem konwencjonalnym elektrociepłowni. Zaproponowane w rozprawie doktorskiej rozwiązania zostaną wykorzystane w procesie rozpoznania dostępnych technologii modułowych reaktorów jądrowych, które mogą pełnić funkcję źródła ciepła dla istniejących układów kogeneracyjnych lub w przyszłości trigeneracyjnych.



### **3. Identyfikacja potrzeb wymiany istniejących w Polsce źródeł ciepła na nowe jednostki wytwórcze**

Potrzeby polskiego ciepłownictwa definiowane są przez pryzmat słowa dekarbonizacja. Dostosowanie urządzeń wytwórczych do ciągle zaostarzających się wymagań środowiskowych wymusza prowadzenie ciągłych inwestycji w nowe instalacje ochrony środowiska. Z technologicznego punktu widzenia kolejne, dodatkowe urządzenia powodują wzrost zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne i pogorszenie wskaźników sprawnościowych oraz dyspozycyjnych [20]. Wszystkie te czynniki powodują wzrost cen wytwarzanej energii i generują ryzyko częstszych przerw na remonty awaryjne. Planowane w regulacjach Unii Europejskiej osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 roku związane jest z wyeliminowaniem 100% paliw kopalnych [38]. Dotyczy to również ciepłownictwa. Identyfikacja koniecznych do wymiany źródeł ciepłowniczych w Polsce jest prosta. Przewiduje wymianę wszystkich źródeł zasilających systemy ciepłownicze, począwszy od dużych aglomeracji po miasta i mniejsze miejscowości. Biorąc pod uwagę stopień skomplikowania inwestycji energetycznych, gdzie procesy inwestycyjne w nowe źródła wytwórcze, od momentu koncepcji do oddania do eksploatacji, mogą trwać nawet 10 lat, pozostało kilkanaście lat na opracowanie i rozpoczęcie wdrażania planu inwestycyjnego zastępującego obecne ciepłownictwo w Polsce na zeroemisyjne. Przed wojną w Ukrainie zakładano, że dojście do zeroemisyjności w 2050 roku w Polsce odbędzie się za pomocą paliwa gazowego nazwanego paliwem pomostowym [4]. To założenie nie będzie mogło być zrealizowane, a duże przedsiębiorstwa ciepłownicze weryfikują swoje plany inwestycyjne i poszukują adekwatnych do sytuacji rozwiązań.

### 3.1 Wyznaczone kierunki zmian

Konieczność przeprowadzenia restrukturyzacji ciepłownictwa w Polsce jest faktem. Kierunki tych zmian zostały wytyczone w głównym strategicznym dokumencie dla polskiej elektroenergetyki jakim jest Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP 2040).

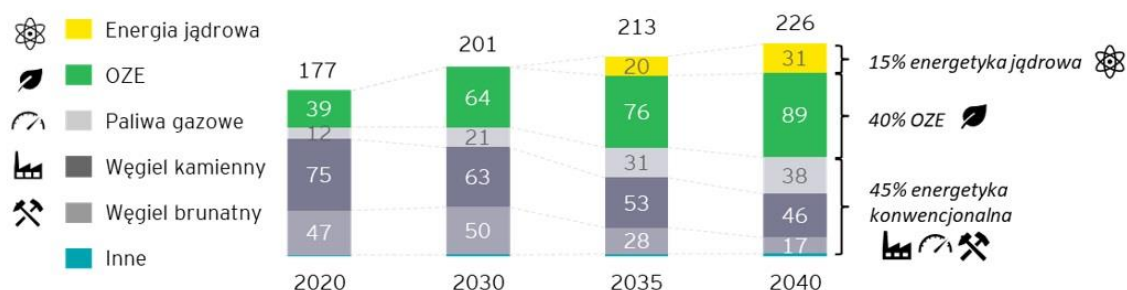
Dokument ten nakreśla ramy środowiskowe, technologiczne, paliwowe oraz społeczne w których restrukturyzacja powinna być realizowana. W PEP 2040 wyodrębniono trzy filary w ramach których mają być prowadzone wszystkie działania:

- I. **Zeroemisyjny system energetyczny**, w którym uwzględniono energetykę wiatrową morską, energetykę jądrową oraz zaznaczono rolę energetyki lokalnej i obywatelskiej - prosumenckiej - również w zakresie ciepłownictwa.
- II. **Dobrej jakości powietrze**, w odniesieniu bezpośrednio do transformacji ciepłownictwa uwzględniając ciepłownictwo lokalne czyli paleniska przydomowe.
- III. **Sprawiedliwa transformacja**, odnoszącej się do przekwalifikowania pracowników branży górniczej, likwidację ubóstwa energetycznego, generację nowych miejsc pracy w branży OZE (również w ciepłownictwie) oraz energetyce jądrowej.

Istotnymi szczegółowymi elementami PEP 2040 dla ciepłownictwa są następujące kwestie:

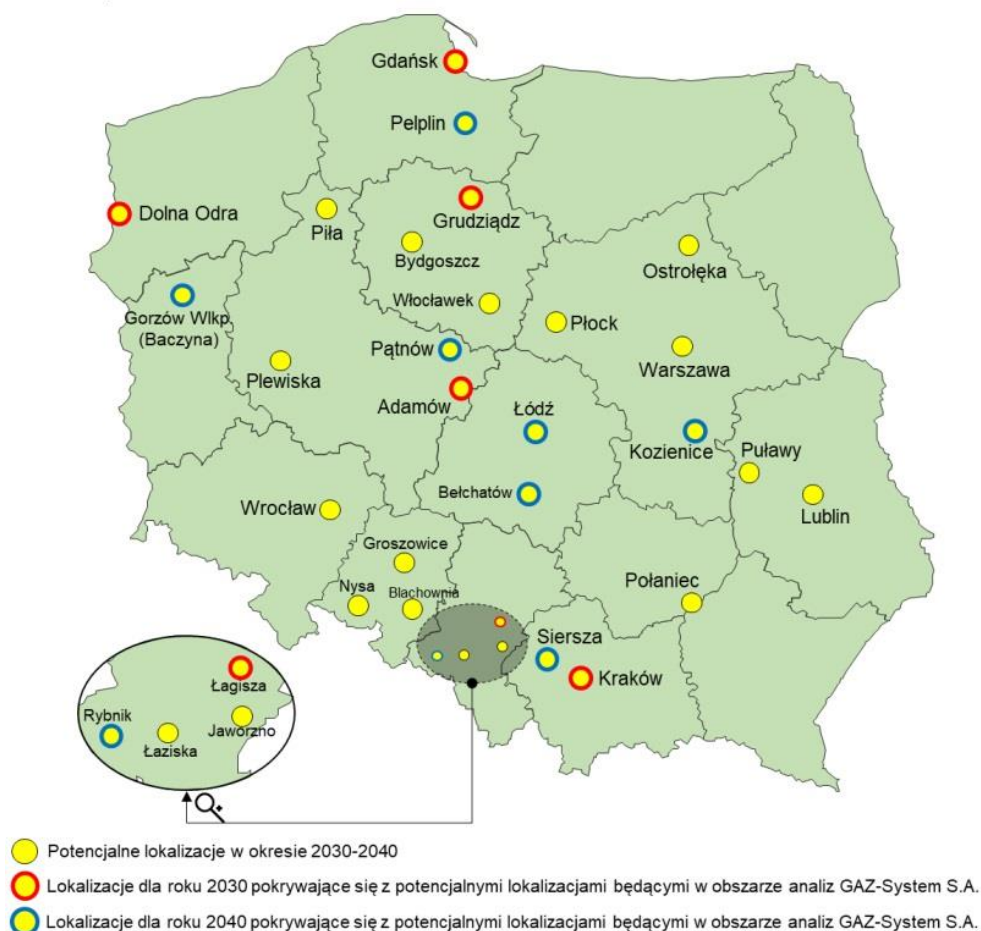
- a) do 2040 r. potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych mają być pokrywane przez ciepło systemowe oraz przez zeroemisyjne lub niskoemisyjne źródła indywidualne;
- b) wspierana będzie elektryfikacja ciepłownictwa poprzez stosowanie pomp ciepła, kolektorów słonecznych oraz ogrzewania elektrycznego;
- c) oczekuje się, że rozwiną się technologie magazynowania ciepła i energii elektrycznej oraz technologie wodorowe.

PEP 2040 zakłada również, że paliwem pomostowym do osiągnięcia neutralności klimatycznej będzie gaz (Rys. 1). Dokument ten został opublikowany w 2020 roku.



Rys. 1 Prognoza miksów źródeł energii elektrycznej brutto TWh Polski wg PEP 2040 [4]

Po ataku zbrojnym Rosji na Ukrainę i związanymi z tym zawirowaniami na rynku paliw, założenia dotyczące gazu jako paliwa przejściowego w Polsce są nieaktualne z powodu braku możliwości zagwarantowania wolumenu paliwa gazowego dla projektów źródeł wytwórczych wykorzystujących gaz, które w istotny sposób miały zmienić polski miks energetyczny.



Rys. 2 Potencjalne lokalizacje nowych jednostek wytwórczych opalanych gazem ziemnym w okresie do 2040 roku [42]

Prawdopodobny scenariusz to przedłużenie pracy źródeł węglowych, przyspieszenie rozwoju OZE oraz energetyki jądrowej. Po analizie PEP 2040 stwierdza się, że technologie jądrowe znajdują swoje zastosowanie w ciepłownictwie i są przewidziane w strategicznych dokumentach krajowych jako element transformacji ciepłownictwa. Przyjmując założenie, że PEP 2040 zostanie w najbliższym czasie zaktualizowany, to prawdopodobny scenariusz wzmocni rolę technologii jądrowych w ciepłownictwie. Ten scenariusz został również mocno wsparty w lutym 2022 roku po decyzji Komisji Europejskiej, która przyjęła projekt tzw. taksonomii, gdzie podniesiono rolę energetyki jądrowej w unijnej transformacji i uznano tę technologię za zrównoważoną, na równi z odnawialnymi źródłami energii.

Oznacza to, że przedsiębiorstwa planujące budowę źródeł jądrowych na terenie UE będą mogły ubiegać się o wsparcie finansowe na realizację projektów niedostępne dotychczas dla tej technologii. Przewiduje się, że taki impuls legislacyjny zachęci inwestorów do planowania i realizacji źródeł jądrowych.

### **3.2 Analiza struktury technologicznej i wiekowej źródeł ciepła**

Przeprowadzono analizę struktury technologicznej i wiekowej źródeł ciepła w Polsce. W Tabeli 1 wskazano elektrociepłownie o istotnym potencjale ciepłowniczym i kogeneracyjnym, będące możliwym do dalszych rozważań miejscem do posadowienia obiektu jądrowego zastępującego emisyjne źródło energii. Głównym kryterium wyboru tych elektrociepłowni była założona do analiz moc cieplna reaktora 180 MWt, która mogłaby zastąpić istniejące moce w poszczególnych lokalizacjach. W Polsce w 2020 roku funkcjonowało 399 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych, co szczegółowo jest opisane w punkcie 3.3. Znaczna ich część, to niewielkie elektrociepłownie lokalne, które nie są brane pod uwagę w niniejszej pracy.

Tabela 1 Wykaz elektrociepłowni w Polsce

I.p.	Elektrociepłownia (nazwa)	Moc elektryczna MWe	Moc cieplna MWt	Paliwo*	Rok oddania do eksploatacji	Miasto	Przedsiębiorstwo
1	Pomorzany	134	323	WK	1940	Szczecin	PGE
2	EC Gorzów	243	364	GZ, WK	1950	Gorzów W.	PGE
3	Jaworzno	190	321	WK, BM	1953	Jaworzno	TAURON
4	Żerań	386	1580	WK	1954	Warszawa	PGNiG
5	EC TAMEH	75	538	GZ, GW, GK	1954	Kraków	TAMEH
6	Ostrołęka	75	367	WK, BM	1956	Ostrołęka	ENERGA
7	Lublin-Megatem	23	138	WK	1956	Lublin	MEGATEM
8	Blachownia	158	174	GK	1957	Kedzierzyn-Koźle	TAMEH
9	Siekierki	622	2068	WK	1961	Warszawa	PGNiG
10	Białystok	530	520	WK	1967	Białystok	ENEA
11	Veolia Energia III	206	804	WK, BM	1968	Łódź	Veolia
12	Kraków	480	1118	WK	1970	Kraków	PGE
13	EC Gdańsk	227	726	WK	1970	Gdańsk	PGE
14	ZE Bydgoszcz II	227	664	WK	1971	Bydgoszcz	PGE
15	ZW Nowa	180	466	WK, GK, GZ	1972	Dąbrowa Górnicza	TAMEH
16	EC Gdynia	105	480	WK	1974	Gdynia	PGE
17	Lublin-Wrotków	231	592	WK, GZ	1976	Lublin	PGE
18	Veolia Energia IV	198	820	WK, BM	1977	Łódź	Veolia
19	EC Wrocław	262	812	WK	1981	Wrocław	KOGENERACJA S.A.
20	EC Toruń	107	357	WK, BM	1985	Toruń	PGE
21	Chorzów	226	590	WK	1991	Chorzów	CEZ
22	EC Katowice	135	200	WK	2000	Katowice	TAURON
23	El. Łagisza	460	150	WK	2009	Będzin	TAURON
24	Fortum	68	129	WK, BM	2010	Częstochowa	FORTUM
25	BB EC1	51	106	WK	2013	Bielsko-Biała	TAURON
26	EC Włocławek	463	250	GZ	2016	Włocławek	ORLEN
27	EC Tychy	105	336	WK	2016	Tychy	TAURON
28	EC Stalowa Wola	450	250	GZ	2020	Stalowa Wola	TAURON/PGNiG

\*WK - węgiel kamienny; BM - biomasa; GZ - gaz ziemny; GK - gaz koksowniczy; GW - gaz wielkopiecowy

źródło: opracowanie własne na podstawie danych przedsiębiorstw energetycznych

Wskazane moce ciepłownicze są sumą mocy członów ciepłowniczych podstawowych źródeł wytwórczych pracujących w kogeneracji oraz mocy ciepłowniczych uzupełniających szczytowo-rezerwowych. Moc ciepłownicza została przedstawiona w taki sposób, by podkreślić potencjał ciepłowniczy lokalizacji. Nowe bezemisyjne źródło ciepła nie musi swoją mocą pokrywać się ze źródłem wycofywanym z eksploatacji. Po dokonaniu wnikliwych analiz studyjnych może okazać się, że ze względu na modułowość reaktorów jądrowych nie będzie konieczna instalacja źródeł szczytowo-rezerwowych. Taką rolę będzie mógł pełnić np. dodatkowy moduł jądrowy, którego moc uzupełni szczytowe zapotrzebowanie na ciepło. Takie podejście mogłoby uprościć funkcjonowanie elektrociepłowni i wyeliminować potrzebę utrzymywania dodatkowej instalacji

szczytowej wraz z zapleczem paliwowym. Innym rozwiązaniem zabezpieczającym zapotrzebowanie szczytowo-rezerwowe, nie wymagającym dostaw paliwa, mogą być magazyny energii, których pojemności pozwalają na kilkudniową pracę.

Przedstawiony w Tabeli 1 wykaz został posortowany względem wieku elektrociepłowni w sposób od najstarszej do najmłodszej. Można zauważyć, że istotna część instalacji powstała w latach pięćdziesiątych, sześćdziesiątych i siedemdziesiątych. Obiekty te opalane są węglem kamiennym i przeszły już wiele modernizacji dostosowujących je do aktualnych wymagań środowiskowych. Lata osiemdziesiąte i dziewięćdziesiąte przedstawiają okres najmniejszej aktywności inwestycyjnej w ciepłownictwie. Powstało w tym czasie kilka elektrociepłowni np. EC Wrocław, Chorzów, czy Toruń. Jest to okres po upadku komunizmu w Polsce, gdzie realizowane były procesy prywatyzacyjne i różnego rodzaju przekształcenia własnościowe przedsiębiorstw państwowych. Podsumowując potencjał inwestycyjny w Polsce pod względem zapotrzebowania na moc cieplną oraz postawione ambicje środowiskowe do roku 2050, zarysowuje się niewyobrażalną wręcz skalę potrzebnych do zrealizowania inwestycji. Wykazane w zestawieniu elektrociepłownie posiadają zainstalowaną moc elektryczną 6 617 MWe, a ciepłowniczą 15 243 MWt. Można przyjąć założenie, że moc elektryczna może być zastąpiona przez źródła odnawialne. Natomiast w odniesieniu do mocy ciepłowniczej, takie założenie jest nieprawdziwe dlatego, że dostępne komercyjnie na rynku odnawialne źródła energii nie wytwarzają ciepła bezpośrednio (poza biogazowniami). Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie mogą dostarczać energię elektryczną do zasilania pomp ciepła. Związane jest to jednak z zapewnieniem odpowiedniej pojemności magazynów energii elektrycznej, co istotnie wpłynie na zmniejszenie opłacalności ekonomicznej takiego rozwiązania. Zastąpienie ponad 15 tysięcy megawatów do 2050 roku wymaga podejmowania działań bez jakiegokolwiek zwłoki. Natychmiast powinny zostać podjęte działania planistyczne, legislacyjne umożliwiające zarówno przedsiębiorstwom prywatnym jak i państwowym podejmowanie stosownych działań mających na celu wybór odpowiedniej lokalizacji czy rozpoczęcie organizowania finansowania przyszłych inwestycji. Odnosząc się do zestawienia elektrociepłowni, to nie ma większego

znaczenia, która lokalizacja będzie musiała być pierwsza poddana dekarbonizacji. Po rozpoczęciu przez Rosję wojny w Ukrainie, w Polsce upadły założenia, że paliwo gazowe może stać się paliwem pomostowym pomiędzy wycofywanymi jednostkami węglowymi, a energetyką zeroemisyjną, w tym jądrową. Prawdopodobny scenariusz może wyglądać tak, że istniejące jednostki węglowe będą musiały być eksploatowane do momentu wdrożenia układów zeroemisyjnych. Pomiędzy tymi zdarzeniami nie będzie żadnego działania pomostowego w postaci wykorzystania paliwa gazowego. Stąd tak istotne jest prowadzenie studiów i analiz, aby doprowadzić do sytuacji, w której będzie możliwe podejmowanie decyzji inwestycyjnych. W ocenie autora niniejsza praca jest jednym z takich działań.

### **3.3 Analiza zmian poziomu zainstalowanej mocy ciepłowniczej**

Przeprowadzona analiza uwzględnia wyłącznie instalacje ciepłownicze, które prowadzą działalność koncesjonowaną i raportują do Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Rozpatrywany okres zawiera się w przedziale lat 2002 do 2020 roku zbieżenie z okresem, w którym takie dane są gromadzone i przetwarzane przez URE [39]. W tym okresie w Polsce liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych spadła o połowę. W 2020 roku było to 399 koncesjonowanych działalności. Powodem obniżenia liczby przedsiębiorstw były prowadzone procesy restrukturyzacyjne i własnościowe oraz zmiany w ustawie Prawo Energetyczne. Zmiana liczby podmiotów koncesjonowanych nie wpłynęła istotnie na wielkość regulowanego rynku ciepła. Do identyfikacji ilości źródeł ciepła przyjęto lata 2019 i 2020. Reprezentują one najbliższy raportowany miniony okres przedstawiony w Tabeli 2.



Tabela 2. Charakterystyka rynku ciepłowniczego w Polsce [39]

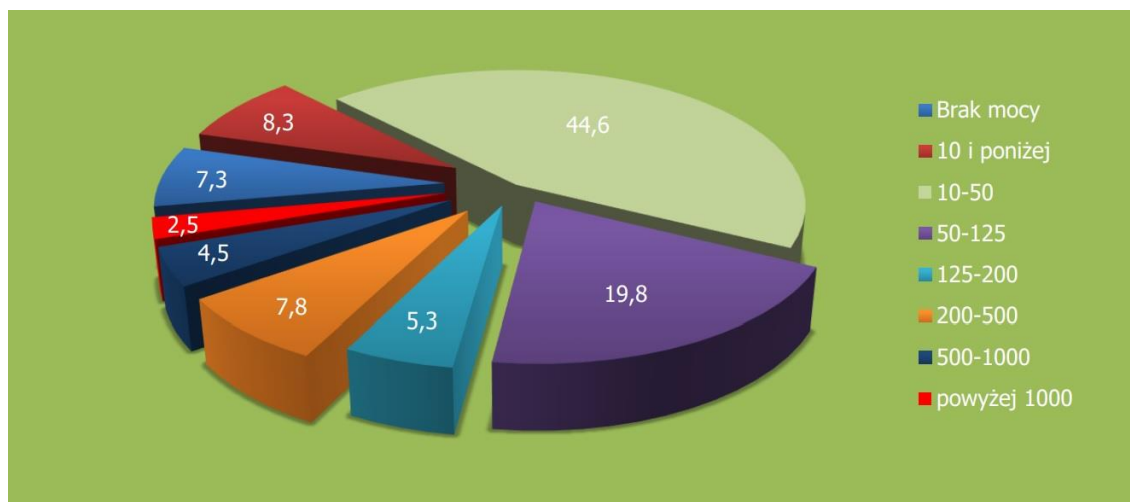
Wyszczególnienie	2019 r.	2020 r.
Liczba przedsiębiorstw ciepłowniczych biorących udział w badaniu	404	399
Moc zainstalowana MW	53 561	53 271
Moc zamówiona MW	34 408	34 666
Długość sieci km	21 701	22 123
Sprzedaż ciepła TJ	344 713	343 691

Ostatnie lata pokazują, że w Polsce istnieje ustabilizowana sytuacja związana ze strukturą przedsiębiorstw ciepłowniczych, których liczba utrzymuje się na poziomie ok. 400. Zauważalny wzrost długości sieci (ponad 400 km w dwa lata) świadczy o tym, że spółki ciepłownicze prowadzą inwestycje mające na celu dotarcie do coraz większej liczby klientów końcowych. Nie przekłada się to jednak na większą sprzedaż ciepła, która rok do roku spadła o ok. 1 000 TJ. Sytuacja ta spowodowana jest przez kilka czynników. Z jednej strony istnieje możliwość pozyskiwania finansowania na rozbudowę sieci ciepłowniczej w celu przyłączenia większej liczby odbiorców ciepła, z drugiej strony istnieje możliwość pozyskiwania finansowania przez odbiorców końcowych na przeprowadzenie termomodernizacji budynków. Obie strony korzystają z dofinansowań i prowadzą inwestycje. Bilans tych działań jest taki, że spada zapotrzebowanie na ciepło sieciowe pomimo zwiększania się możliwości dystrybucji czynnika grzewczego. Do tego należy uwzględnić skutki ocieplenia klimatu, które powodują wyższe temperatury w sezonach grzewczych. Pomimo zmieniającego się otoczenia należy ocenić, że branża ciepłownicza reaguje na te zmiany i dostosowuje się do nowych uwarunkowań. Pozwala to planować na przyszłość dalsze prace modernizacyjne w polskim ciepłownictwie w zakresie wymiany źródeł na zeroemisyjne.

Przedstawiony na Rys. 3 podział mocy elektrociepłowni i ich procentowy udział w rynku wskazuje możliwy do zagospodarowania obszar do badań nad możliwościami zastąpienia istniejących źródeł, rozważanym reaktorem HTGR o mocy termicznej 180 MWt. Brany pod uwagę przedział to ok. 30% rynku ciepłowniczego w Polsce. Zakres mocy zawiera się w przedziale 50 - 500 MWt,

zatem są to moce dla których może być wykorzystana modułowość reaktorów HTGR.

W pracy nie uwzględniono najniższych mocy elektrociepłowni, które stanowią około 50 % rynku oraz tych z najwyższym zapotrzebowaniem na ciepło.



Rys. 3 Struktura przedsiębiorstw według mocy zainstalowanej MW, rok 2020

[39]

## **4. Uzasadnienie wdrożenia reaktorów jądrowych w elektrociepłowniach i elektrowniach**

Impulsem do podjęcia pracy związanej ze zbadaniem możliwości implementacji technologicznej modułowego reaktora jądrowego do istniejących instalacji energetycznych była i jest polityka dekarbonizacyjna Unii Europejskiej oraz ekspansja odnawialnych źródeł energii [4]. Takie podejście w wątpliwy sposób może stanowić finalne rozwiązanie dla systemu elektroenergetycznego w kraju, w którym występuje konieczność zabezpieczenia dostaw dużych ilości ciepła i energii elektrycznej w sezonie zimowym. W ocenie autora pracy za pomocą odnawialnych źródeł energii nie można zrealizować planu dekarbonizacji energetyki przy zachowaniu dostępności oraz stabilności dostaw energii elektrycznej i ciepła przy akceptowalnych cenach.

Ta ocena sytuacji stała się główną motywacją do podjęcia decyzji o realizacji zadania polegającego na napisaniu rozprawy doktorskiej, która ma pokazać technologiczne możliwości wykorzystania zeroemisyjnych źródeł jądrowych w procesie dekarbonizacji polskiej energetyki, a w szczególności ma zwrócić uwagę na możliwość dekarbonizacji ciepłownictwa w Polsce, które jest bardzo istotnym elementem branży energetycznej, często niedocenianym i pomijanym przy szeroko rozumianej energetyce związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej. Ciepłownictwo w Polsce jest i pozostanie bardzo istotnym elementem systemu energetycznego. Podlega regulacjom i zasadom zapewniania stabilnych dostaw mediów do odbiorców końcowych. Dekarbonizacja ciepłownictwa jest dużo trudniejszym procesem do przeprowadzenia w porównaniu do dekarbonizacji energetyki wytwarzającej energię elektryczną. Jest bardziej wymagająca ponieważ nie istnieje ekonomiczne uzasadnienie przesyłania ciepła na duże odległości i postrzegania tego segmentu rynku z punktu widzenia państwa, jako jednej połączonej całości [20]. Rynki ciepłownicze to rynki lokalne i tutaj powinno się skupiać uwagę na możliwościach zapewnienia dostaw ciepła do odbiorców końcowych, w taki sposób, aby ciepło spełniało warunek bezemisyjności. Jedną z technologii, która może spełnić takie kryterium jest technologia jądrowa, w szczególności technologie modułowych reaktorów jądrowych, które pasują swoją mocą,

gabarytami i możliwościami instalacyjnymi do zapewnienia dostaw ciepła dla lokalnych rynków ciepłowniczych. Autor pracy jest zatrudniony w spółce TAURON Polska Energia S.A., która jest właścicielem kilkunastu innych spółek związanych z całym łańcuchem wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Praca w spółce posiadającej tak ogromny potencjał w zarządzaniu m.in. aktywami ciepłowniczymi była inspiracją do podjęcia decyzji o przystąpieniu do realizacji doktoratu wdrożeniowego. Wyniki rozprawy doktorskiej mają za zadanie wspomóc TAURON w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych i przedstawić techniczne możliwości połączenia istniejących źródeł instalacji ciepłowniczych w zakresie wysp turbinowych z nowoczesnymi modułowymi reaktorami jądrowymi.

Na potrzeby realizacji niniejszej pracy wybrany został reaktor jądrowy wysokotemperaturowy HTGR, który jest projektem prowadzonym na etapie koncepcyjnym [12]. Został wstępnie zaprojektowany przez zespół ekspertów działający w ramach projektu Gemini+ realizowanego przez 27 konsorcjantów w ramach programu Horizon 2020 [12]. TAURON uczestniczył w tym międzynarodowym projekcie i posiada dostęp do danych konstrukcyjnych i eksploatacyjnych projektowanego reaktora wysokotemperaturowego, które zostały wykorzystane w niniejszej pracy doktorskiej jako przykład połączenia nowoczesnego reaktora jądrowego z istniejącą turbiną parową i generatorem oraz pozostałymi układami oraz instalacjami elektrociepłowni. Na potrzeby realizacji założeń niniejszej pracy wybrane zostały dwie lokalizacje do zbadania możliwości posadowienia takiego reaktora. Są to istniejące i pracujące elektrociepłownie - elektrociepłownia Tychy oraz elektrociepłownia Katowice. Opierając swoje analizy i badania na dwóch istniejących instalacjach, możliwe było zebranie rzeczywistych danych pomiarowych, które w znaczący sposób uwiarygadniają wyniki przeprowadzonych analiz.

Na początku realizacji pracy doktorskiej (rok 2019) do przeprowadzenia analiz brane były pod uwagę bloki energetyczne klasy 200 MWe w Elektrowni Łaziska. Jednakże na skutek zapowiadanych zmian właścicielskich planowane jest przekazanie majątku elektrowni Łaziska do Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE). Na skutek tej zmiany TAURON nie będzie właścicielem tych aktywów i nie istniałoby uzasadnienie prowadzenia

analiz dla tych jednostek wytwórczych. Zamiennie wybrane do analiz zostały elektrociepłownie w Tychach i Katowicach, które należą do spółki TAURON Ciepło sp. z o.o. i nie będą przekazane do NABE.

Praca zakłada optymalizację struktury układów technologicznych, rozumianą jako wskazanie koncepcji optymalizacyjnych bez ich fizycznej realizacji na istniejących i pracujących obiektach. Wskazane w pracy propozycje modyfikacji układów technologicznych w celu zagospodarowania nadmiaru ciepła z reaktora HTGR mają na celu wyznaczenie kierunków możliwych zmian w istniejących układach obu elektrociepłowni.

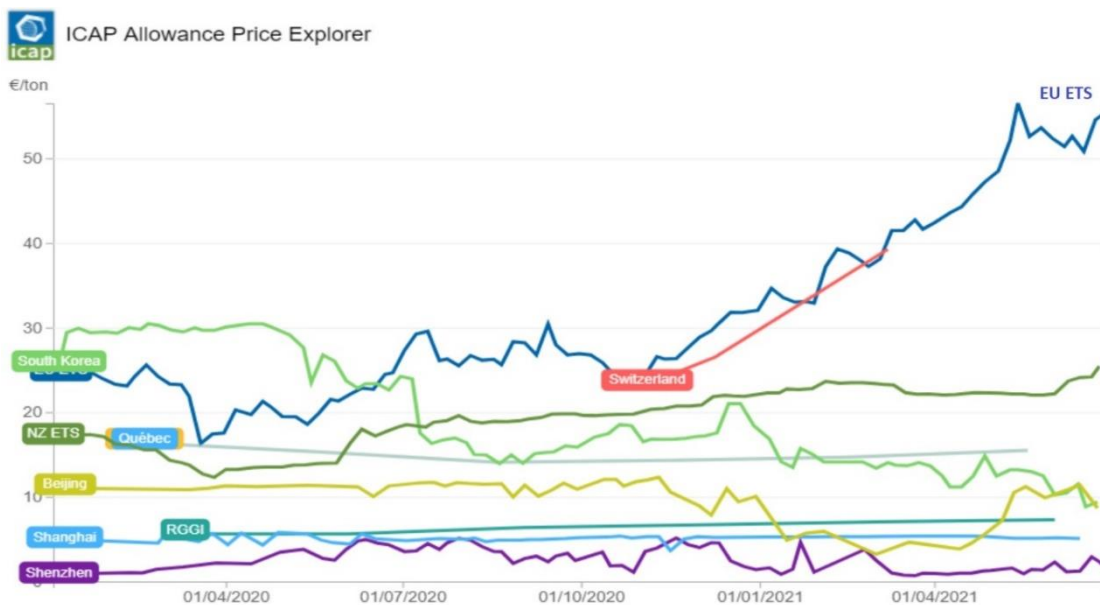
Aspekt wdrożeniowy rozprawy jest możliwy do zrealizowania w TAURON, szczególnie w sytuacji, gdy poszukiwane są rozwiązania charakteryzujące się pozytywnym aspektem środowiskowym.

## **5. Efekt środowiskowy**

Postępujące zmiany klimatu napędzają politykę dekarbonizacji oraz implikują liczne inicjatywy i działania na arenie międzynarodowej, np. Porozumienie paryskie, Agenda 2030 czy Europejski Zielony Ład nadały szybszego tempa oraz podniosły priorytet kwestii związanych z klimatem i działaniami na rzecz zrównoważonego rozwoju. Akty wykonawcze coraz bardziej wpływają na krajowy przemysł hutniczy, chemiczny, cementowy oraz energetykę opartą w Polsce w ok. 70 % o węgiel kamienny i brunatny, gdzie istniejące jednostki wytwórcze emitują średnio ok. 1 Mg CO<sub>2</sub>/MWh [3].

Ciągły wzrost cen energii elektrycznej i ciepła w Polsce spowodowany jest głównie wzrostem cen praw do emisji CO<sub>2</sub> oraz wzrostem cen paliw kopalnych. Te czynniki windują w Polsce, jak i w całej UE ceny energii elektrycznej. W ostatnim czasie można zaobserwować swoistą „hossę” cenową uprawnień EUA, gdzie w od listopada 2020 roku do końca 2021 roku odnotowano wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> o ok. 150%, co nie ma odzwierciedlenia w cenach uprawnień w innych częściach świata (Rys. 4), gdzie nie jest prowadzona tak restrykcyjna polityka klimatyczna w kierunku dekarbonizacji. Oprócz działań związanych z ograniczaniem emisji CO<sub>2</sub>, nakładane są coraz ostrzejsze limity na pozostałe wytwarzane oraz uwalniane w procesie spalania związki chemiczne tj.

tlenki azotu  $\text{NO}_x$ , dwutlenek siarki  $\text{SO}_2$ , oraz pyły [14]. Eksploatacja instalacji usuwających wspomniane związki chemiczne oraz pyły wiąże się z dodatkowymi kosztami oraz wzrostem potrzeb własnych instalacji, co również przekłada się na wzrost kosztów prowadzenia procesu wytwarzania energii. Taki stan powoduje, że produkty wytwarzane na terenie UE stają się niekonkurencyjne na rynku, skutkiem czego obserwujemy wzrost importu dóbr wytwarzanych poza granicami UE.



Rys. 4 Ceny uprawnień do emisji  $\text{CO}_2$  w różnych częściach świata [40]

Wzrosty cen uprawnień przekładają się na wzrost cen energii elektrycznej i ciepła w Polsce. Sytuacja nie zmieni się szybko i w najbliższej przyszłości będziemy obserwować dalszy wzrost cen. Zapowiadają to najwięksi wytwórcy w Polsce, którzy będą przenosić koszty  $\text{CO}_2$  w swoich taryfach. Funkcjonujący w Polsce system wsparcia produkcji energii elektrycznej w postaci Rynku Mocy po 2025 roku nie będzie mógł wspierać energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł emitujących powyżej  $550 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$  [41], a więc bloków węglowych. Może powstać luka w krajowym systemie elektroenergetycznym po wycofaniu bloków węglowych z eksploatacji o czym informują PSE Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w opublikowanym w czerwcu 2020 roku „Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030”[42].

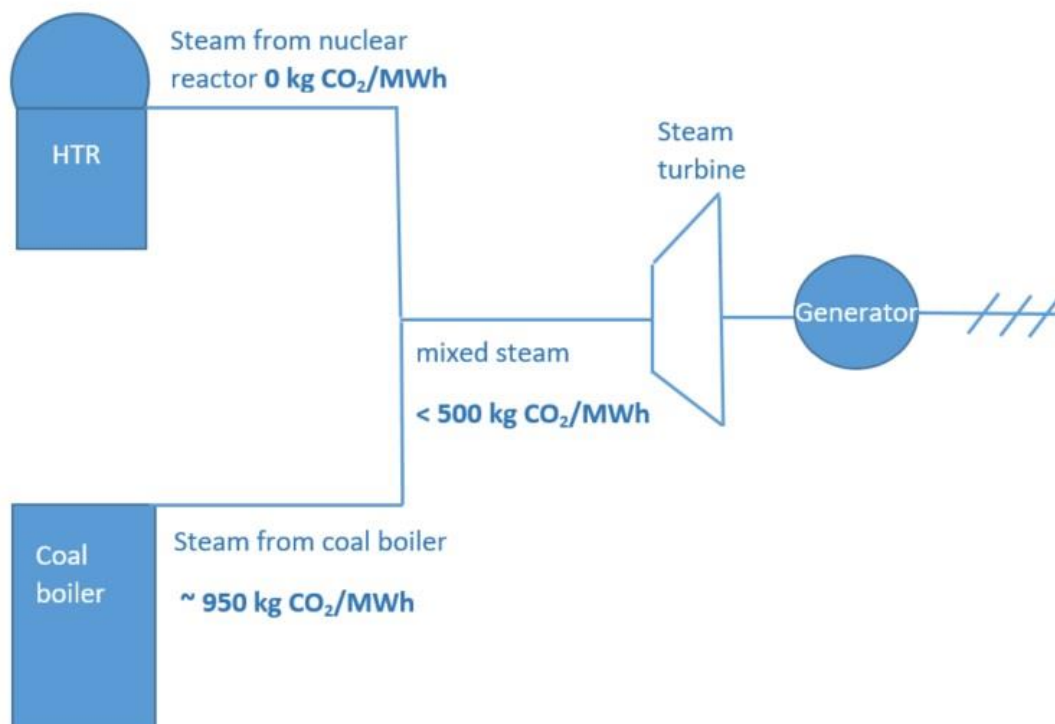
## 6. Układ hybrydowy kocioł węglowy - reaktor jądrowy

W trakcie prac nad badaniem możliwości zastosowania reaktorów wysokotemperaturowych rozważono również koncepcję dobudowania reaktora wysokotemperaturowego do istniejącego układu tradycyjnego kocioł-turbozespół [17]. Zmiana w miksie energetycznym w Polsce polegająca na coraz większym udziale źródeł tzw. odnawialnych, które charakteryzują się dużą zmiennością generacji i sporą niepewnością, co do czasu, w którym generacja ta będzie możliwa [28]. Obecnie konwencjonalne źródła energii wykorzystywane są do stabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego i w znacznej mierze biorą udział w kompensacji wahań mocy elektrycznej w systemie. Kompensacja wahań w sieci poprzez źródła konwencjonalne węglowe jest osiągalna ze względu na możliwości stosunkowo dynamicznej zmiany mocy – szybki podjazd – ze względu na właściwości kumulacyjne energii w samym kotle i następnie jej uwolnienie poprzez zawory regulacyjne do turbiny parowej. W ślad za szybkimi zmianami mocy oraz możliwościami głębokiego obniżenia mocy generowanej nawet poniżej minimum technicznego (60%  $P_n$ ) pojawiają się zmiany parametrów podstawowych pary tj. temperatury i ciśnienia zarówno po stronie pierwotnej jak i wtórnej układu. Zmienność temperatury pary w trakcie zmiany mocy elektrycznej jest niezwykle istotnym parametrem czynnika roboczego ze względu na bezpieczeństwo i stabilność pracy układu łopatkowego turbiny parowej. Zapewnienie odpowiedniej dynamiki reaktora HTGR w zakresie zmienności parametrów pary w czasie jest jednym z istotniejszych wyzwań projektowych [25].

Analizowany teoretycznie układ reaktora wysokotemperaturowego, który jest obecnie w fazie bardzo wstępnego projektowania (Gemini+) będzie mógł generować parę wodną o parametrach tożsamy z parametrami pary wodnej z kotła węglowego (temperatura pary w nominalnym punkcie pracy wynosi 545°C, a ciśnienie pary świeżej jest równe 13,9 MPa). Istnieje zatem możliwość połączenia obu strumieni pary wodnej (z kotła węglowego i reaktora wysokotemperaturowego) w jeden strumień (np. w udziałach 50/50), skierowany do turbiny parowej. Reaktor jako źródło energii posiada możliwości regulacji ilości wytwarzanej pary wodnej, jednak dynamika zmian będzie dużo niższa niż

w przypadku kotła węglowego. Ograniczona dynamika zmian wynika z konstrukcji reaktora i zachowania bezpiecznej, stabilnej pracy nie narażając układu gazowego i parowego na niepotrzebne naprężenia i obciążenia w całym okresie eksploatacji. Zatem po stronie technologicznej istnieje możliwość połączenia strumieni pary wodnej z obu źródeł, a kwestią do rozwiązania pozostaje utrzymanie stabilności współpracy obu układów w zmiennych warunkach sieciowych [32]. Podjęto próbę połączenia obu układów parowych w oparciu o istniejącą jednostkę węglową tak, aby wykorzystane dane pomiarowe pochodziły z istniejącego źródła, a praca nie miała charakteru teoretycznego. Patrząc jednak z punktu widzenia inwestycyjnego, to zaprojektowanie i wybudowanie obiektu jądrowego w postaci reaktora wysokotemperaturowego może zająć nawet kilkanaście lat [35]. Rozważając budowę układu hybrydowego opartego o źródło węglowe i jądrowe należy brać pod uwagę konieczność zaprojektowania dedykowanego układu hybrydowego. Pozwoli to zoptymalizować wiele węzłów technologicznych i w efekcie otrzymać zespół urządzeń mogących współpracować ze sobą przez długi okres czasu. Niezmienny jednak pozostanie cel nadrzędny takiego układu hybrydowego, a mianowicie uzyskanie efektu obniżenia skumulowanej emisji CO<sub>2</sub>/MWh wytworzonej energii elektrycznej. Na Rys. 5 przedstawiono ideowy schemat takiego układu oraz osiągnięty efekt emisyjny.





Rys. 5 Schemat układu hybrydowego kocioł węglowy - reaktor wysokotemperaturowy

*źródło: opracowanie własne*

Z punktu widzenia aktualnie obowiązujących w UE reżimów emisyjnych w zakresie CO<sub>2</sub> jednostki wytwórcze oparte o paliwo węglowe nie będą mogły kontynuować produkcji, ani korzystać z dostępnych systemów wsparcia produkcji energii elektrycznej. Jednym ze sposobów redukcji emisyjności jednostek wytwórczych węglowych jest ich połączenie ze źródłem zeroemisyjnym, co pozwala na obniżenie wskaźnika emisyjności w zakresie CO<sub>2</sub> do poziomu jednostek wytwórczych gazowych osiągających poziom emisji ok. 350 kg CO<sub>2</sub>/MWh – w zależności od udziału strumienia energii z każdego źródła. Więcej energii ze źródła zeroemisyjnego = niższy wskaźnik emisyjności.

Przez zredukowaną emisję dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) należy rozumieć redukcję emisji uzyskaną w wyniku realizacji przedsięwzięć ograniczających lub eliminujących w całości zużycie energii chemicznej zawartej w paliwach kopalnych. Określenie zużycia energii chemicznej w paliwie zostało określone w oparciu o wytyczne KOBiZE (Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami), gdzie zawarte są wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> w ramach raportowania

i rozliczeń Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji m.in. na potrzeby projektów związanych z wprowadzaniem energii elektrycznej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) stosuje się wskaźnik referencyjny jednostkowej emisyjności dwutlenku węgla przy produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych  $WE_{CO_2} = 93 \text{ kg/GJ}$  [14]. Dla przedstawienia możliwości redukcji skumulowanego wskaźnika emisyjności układu hybrydowego prześledzono przykład generacji mocy np. 120 MWe w czasie 1 godziny, gdzie moc wygenerowana jest z dwóch strumieni pary w jednym turbogeneratorze. Dzieląc generowaną moc równo na dwa źródła energii otrzymujemy generację 60 MWe dla źródła węglowego, dla którego wyliczamy zużycie paliwa węglowego oraz poziom emisji  $CO_2$ .

Przyjęte założenia dla jednostki wytwórczej opalanej węglem o podkrytycznych parametrach pary:

sprawność wytwarzania energii elektrycznej  $\partial = 35\%$

wartość opałowa  $W_d = 21 \text{ MJ/kg}$

godzinowa produkcja energii elektrycznej  $G_{ee} = 60 \text{ MWh}$

wskaźnik emisji  $CO_2$  :  $WE_{CO_2} = 93 \text{ kg/GJ}$

Ilość energii zawartej w paliwie węglowym  $E_{pc}$ :

$$E_{pc} = 617 \text{ GJ}$$

Ilość paliwa  $T \text{ Mg} =$

$$T = \frac{E_{pc} * 1000}{W_D}$$

$$T = 29,4 \text{ Mg}$$

Ilość wyemitowanego CO<sub>2</sub>:  $EM_{CO_2}$

$$EM_{CO_2} = WE_{CO_2} * E_{pc}$$

$$EM_{CO_2} = 57,4 \text{ Mg}$$

Ilość wyemitowanego CO<sub>2</sub> na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej  
 $EM_{CO_2ee}$

Założenie:

$$EM_{CO_2ee} = \frac{EM_{CO_2}}{G_{ee}}$$

$$EM_{CO_2ee} = 956,6 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MWh}}$$

Dla przyjętych założeń emisja CO<sub>2</sub> dla członu węglowego wyniosła 956,6 kg CO<sub>2</sub>/MWh. Jest to wysoki wskaźnik emisyjności dwutlenku węgla, typowy dla nisko-sprawnych jednostek wytwórczych.

Po drugiej stronie układu hybrydowego mamy źródło jądrowe, dla którego przyjęto zerowy (0 kg CO<sub>2</sub>/MWh) wskaźnik emisyjności dwutlenku węgla. Zakładając taką samą sprawność dla źródła jądrowego, jak dla źródła węglowego, otrzymujemy taką samą wymaganą ilość energii otrzymanej z paliwa jądrowego (GJ) jak dla źródła węglowego.

Łącząc oba strumienie energii w jeden i wytwarzając z niego energię elektryczną MWh otrzymujemy uśredniony, niższy wskaźnik emisyjności dwutlenku węgla.

W przypadku źródła węglowego energia wyzwala się na skutek reakcji połączenia cząsteczek tlenu i węgla na poziomie reakcji atomowych.

W przypadku źródła jądrowego energia wyzwala się wewnątrz atomu izotopu na skutek reakcji rozszczepienia jądra atomowego. Powstała w ten sposób energia nie jest obciążona reakcjami chemicznymi, na skutek których powstają gazy cieplarniane, takie jak CO<sub>2</sub> [30].

Powyżej opisany sposób redukcji wskaźnika odnosi się również do pozostałych gazów cieplarnianych emitowanych na skutek spalania paliw stałych takich jak tlenki siarki SO<sub>x</sub>, tlenki azotu NO<sub>x</sub> czy pyły, po uprzednim przeliczeniu jednostki g/m<sup>3</sup> spalin na jednostkę wyprodukowanej energii g/kWh. Zastosowanie układu hybrydowego zmniejsza strumień odprowadzanych do atmosfery spalin na skutek zmniejszenia strumienia objętości, który poddawany jest monitoringowi.

## 7. Poligeneracja - analiza możliwości wdrożenia

W procesie projektowania możliwości połączenia istniejącego układu turbozespołu z nowym źródłem jądrowym zakłada się, że wielkość rynku ciepłowniczego pozostanie na podobnym poziomie na jakim będzie w momencie podejmowania decyzji inwestycyjnej. Nie istnieje ryzyko niezapewnienia wystarczającego poziomu mocy zainstalowanej, ponieważ nawet w przypadku zwiększenia się rynku ciepła modularność reaktorów jądrowych pozwoli na dostosowanie układu do funkcjonującego rynku ciepła. Istotne jest, aby na etapie opracowywania projektu przewidzieć odpowiednią ilość miejsca w budynku reaktora oraz zapewnić możliwość włączenia ewentualnego dodatkowego modułu do pozostałych instalacji wyspy reaktorowej i konwencjonalnej [13]. Wprowadzenie poligeneracji do istniejących układów technologicznych elektrociepłowni jest możliwe głównie w lokalizacjach dużych aglomeracji lub w sąsiedztwie zakładów przemysłowych posiadających istotne zapotrzebowanie na chłód. Między innymi z tego względu wybrane do analiz zostały elektrociepłownie zlokalizowane w dużych miastach. Elektrociepłownia Katowice znajduje się w sercu aglomeracji śląsko-dąbrowskiej, która cechuje się ciągłym rozwojem budownictwa mieszkaniowego oraz przemysłu. Podobnie elektrociepłownia Tychy zlokalizowana jest w strefie przemysłowej miasta Tychy, w której funkcjonuje wiele zakładów przemysłowych. Takie lokalizacje pozwalają planować na przyszłość budowę instalacji wytwarzających chłód i poszukiwać dla nich uzasadnienia biznesowego. Obecnie podczas planowania inwestycji, przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej i dopięcia umowy finansującej przedsięwzięcie zawiera się szereg umów na odbiór różnych mediów w tym umowę na odbiór ciepła. Przy planowaniu instalacji wytwarzającej chłód najprawdopodobniej trzeba będzie szukać odbiorcy dużej ilości chłodu i zachęcić go do np. zlokalizowania swojego nowego zakładu w sąsiedztwie instalacji poligeneracyjnej. Alternatywnym rozwiązaniem jest dostarczanie ciepła do odbiorcy końcowego i następnie zamiana na chłód. W układzie poligeneracyjnym cena wytworzonego chłodu powinna cechować się konkurencyjnością w stosunku do mniejszych lokalnych źródeł chłodu wykorzystujących energię elektryczną z sieci do napędu urządzeń chłodniczych.

## 8. Charakterystyka badanych układów kogeneracyjnych

Rozważane w pracy układy kogeneracyjne to funkcjonujące instalacje w miastach Tychy i Katowice. Właścicielem obu elektrociepłowni jest spółka TAURON Ciepło sp. z o.o. należąca do Grupy TAURON. W obu przypadkach paliwem podstawowym jest węgiel kamienny. Elektrociepłownia Tychy wytwarza ciepło na potrzeby miasta Tychy. Natomiast Elektrociepłownia w Katowicach jest częścią dużego systemu ciepłowniczego aglomeracji śląsko-dąbrowskiej i zaopatruje w ciepło głównie miasto Katowice oraz pracuje na inne obszary zasilania aglomeracji. Obie instalacje zostały wybrane do przeprowadzenia analiz ze względu na odpowiednią moc ciepłowniczą i elektryczną, odpowiadającą wstępnie mocom dostępnych rozwiązań modułowych reaktorów jądrowych w różnej konfiguracji modułów - możliwość dopasowania mocy. Cechą wspólną obu elektrociepłowni jest wysoka emisyjność dwutlenku węgla ( $\text{gCO}_2/\text{kWh}$ ) z powodu zastosowanego paliwa oraz rosnące koszty wytwarzanego ciepła uwzględniające koszt uprawnień do emisji  $\text{CO}_2$ . Mając powyższe na uwadze poszukiwane są rozwiązania mające na celu dekarbonizację ciepłownictwa w Grupie TAURON oraz obniżenie kosztów wytwarzanego ciepła.

## 8.1 Elektrociepłownia Tychy

Elektrociepłownia Tychy zlokalizowana jest w południowej części województwa śląskiego w przemysłowej części miasta Tychy (Rys. 6).



Rys. 6. Lokalizacja Elektrociepłowni Tychy na mapie Polski, województwa śląskiego, oraz miasta Tychy [43]

Początek budowy (wtedy jeszcze ciepłowni) miał miejsce w 1958 roku. W 1963 uruchomione zostały trzy kotły wodne o łącznej mocy cieplnej 140 MWt. Ciepłownia stała się elektrociepłownią w 1999 roku po uruchomieniu bloku ciepłowniczego BC35 z kotłem fluidalnym na węgiel i z turbozespołem upustowo kondensacyjnym o mocy elektrycznej 40 MWe i mocy cieplnej 70 MWt.



Rys. 7 Widok elektrociepłowni Tychy z zewnątrz oraz hala maszyn [44]

Aktualnie elektrociepłownia Tychy posiada następującą flotę jednostek wytwórczych:

- Blok ciepłowniczy BC50 z kotłem fluidalnym węglowym CFB i turbozespołem parowym o mocach zainstalowanych 65 MWe/86 MWt;
- Blok ciepłowniczy BC35 z kotłem fluidalnym biomasowym BFB i turbozespołem parowym o mocach zainstalowanych 40 MWe/70 MWt;
- Kocioł węglowy wodny WR40 o mocy zainstalowanej 40 MWt;
- Kocioł węglowy wodny WP120 o mocy zainstalowanej 140 MWt.

Sumaryczna osiągalna moc cieplna elektrociepłowni wynosi 336 MWt. Sumaryczna osiągalna moc elektryczna wynosi 105 MWe brutto w kondensacji. Paliwem podstawowym jest węgiel kamienny oraz biomasa. Paliwem pomocniczym jest olej opałowy lekki.



## 8.2 Elektrociepłownia Katowice

Elektrociepłownia Katowice położona jest w środkowej części województwa śląskiego, w północnej części miasta Katowice.



Rys. 8 Lokalizacja Elektrociepłowni Katowice na mapie Polski, województwa śląskiego oraz miasta Katowice [43]

W 1985 roku uruchomiono pierwsze dwa kotły wodne o mocy 144 MWt każdy. Ciepłownia stała się elektrociepłownią w 2000 roku po uruchomieniu bloku BCF-100 o mocy elektrycznej 135 MWe i mocy cieplnej 200 MWt.



Rys. 9 Widok elektrociepłowni Katowice z zewnątrz oraz hala maszyn [44]

Aktualnie w elektrociepłowni Katowice zainstalowane są następujące urządzenia:

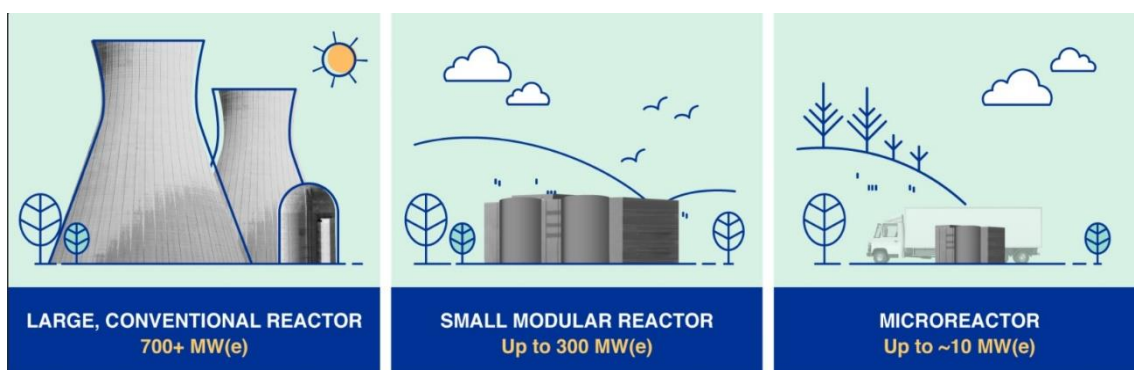
- Blok ciepłowniczy BCF100 z kotłem fluidalnym węglowym CFB i turbozespołem parowym o mocach zainstalowanych 135 MWe/180 MWt.
- Kotły wodne gazowo-olejowe o mocy zainstalowanej 3x38 MWt.

Sumaryczna osiągalna moc ciepłownicza to 294 MWt i 135 MWe.

## 9. Modułowe reaktory jądrowe

Energetyka jądrowa przeżywa swój renesans za sprawą dynamicznego rozwoju technologii modułowych reaktorów. Po awarii jądrowej w elektrowni Fukushima w 2011 roku nastąpił okres stagnacji. Wiele krajów wycofało się z planów rozwoju technologii jądrowych, a te które ją posiadały ogłosiły plany wycofywania z eksploatacji poszczególnych jednostek. W dobie zaostrzających się przepisów dekarbonizacyjnych oraz większej świadomości ograniczonych możliwości odnawialnych źródeł energii, energetyka jądrowa powraca w nowej odsłonie w postaci reaktorów modułowych [37]. Droga powrotu nie jest prosta. Głównie z powodu braku gotowego zestawu przepisów licencjonujących i umożliwiających posadowienie tego typu obiektów jądrowych w poszczególnych krajach. Ogromną rolę odgrywa Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej IAEA (International Atomic Energy Agency), która pracuje na rzecz stworzenia ram prawnych likwidujących bariery rozwoju dla tej technologii.

IAEA opracowała definicję modułowych reaktorów na potrzeby poprawnej klasyfikacji rozwijających się nowych projektów. Klasyfikacja IAEA zgodnie z Rys. 10 przedstawia trójpodział technologii jądrowych w zależności od mocy elektrycznej poszczególnych jednostek wytwórczych.



Rys. 10 Podział technologii reaktorowych względem mocy elektrycznej [7]

Z przedstawionej grafiki IAEA wynika, że do grupy modułowych reaktorów zaliczamy wszystkie jednostki wytwórcze w przedziale mocy elektrycznej od >10 MWe do 300 MWe nazwanych SMR (Small Modular Reactors). Jednostki jądrowe o mocy < 10 MWe nazwane MMR (Micro Modular Reactors) wykorzystywane są

głównie w przemyśle wojskowym do napędzania okrętów podwodnych oraz w wersjach bardzo małej mocy do zastosowań specjalnych, niekoniecznie związanych z energetyką. Moce reaktorów jądrowych  $> 700$  MWe, to wielkoskalowe jednostki wytwórcze w technologii lekkowodnych reaktorów jądrowych, głównie PWR (Pressurized Water Reactor) oraz BWR (Boiled Water Reactor). Przedział mocy pomiędzy 300 MWe a 700 MWe zarezerwowany jest również dla modułowych reaktorów jądrowych większej mocy. Takie jednostki są projektowane, jednak na chwilę obecną są na etapie koncepcyjnym [19].

Dokonano analizy rynkowej, a porównując dostępne technologie modułowych reaktorów jądrowych na świecie zidentyfikowane zostało około 70 projektów [45], w tej chwili rozwijanych, będących na różnym etapie rozwoju. Wiele bardzo zaawansowanych, i bazujących głównie na pomniejszonych wersjach dużych reaktorów jądrowych wodnych ciśnieniowych lub wrzących oraz wiele projektów na etapie wczesnej lub zaawansowanej koncepcji, wykorzystujących inne czynniki niż woda do chłodzenia i moderowania rdzenia reaktora. Jednym z przykładów jest reaktor wysokotemperaturowy, gdzie czynnikiem chłodzącym i roboczym jest jednocześnie gazowy hel. Ta technologia reaktora jądrowego została wybrana do analizy dlatego, że z jednej strony TAURON jest w posiadaniu danych wsadowych do analiz takiego reaktora, a z drugiej strony w grudniu 2021 roku w Chinach uruchomione zostały dwie jednostki HTR-PM [6], każda o mocy 210 MW elektrycznych, co zwiększa i uwiarygadnia założenia dotyczące osiągniętych przez tę technologię parametrów. Jednostki te są oddane do eksploatacji i zsynchronizowane z siecią. Jest to dowód na to, że modułowe reaktory w wersji HTGR funkcjonują na świecie a przekaz medialny, że modułowe reaktory jądrowe będą dostępne komercyjnie w dalekiej przyszłości, nie jest faktem. Technologie te istnieją i są możliwe do implementacji, co również pokazują wyniki przeprowadzonych analiz zawartych w niniejszej pracy.

W Tabeli 3 zawarte zostały wybrane projekty SMR wraz ze wskazaniem podstawowych parametrów technicznych.

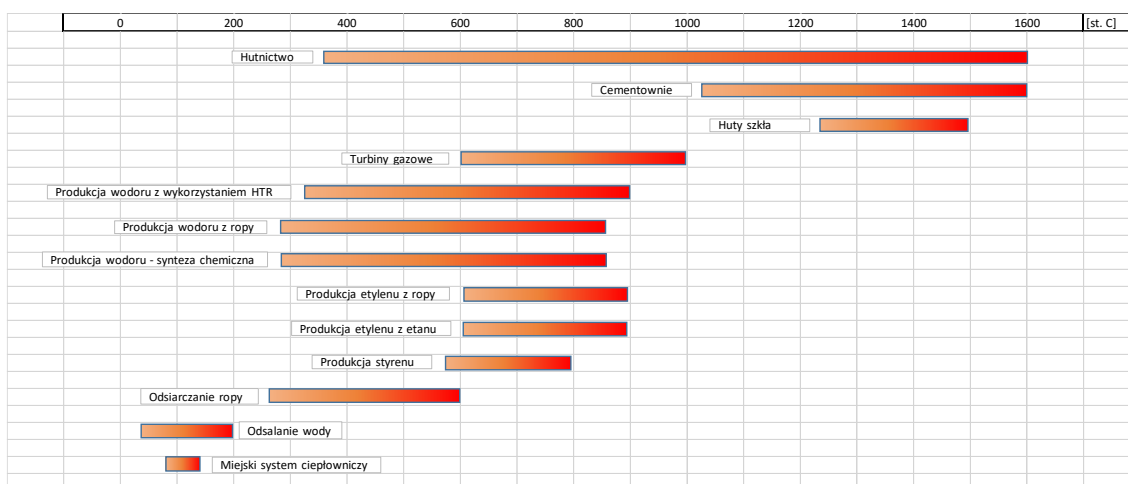
Tabela 3 Przykładowe projekty SMR

Projekt	Typ	Moc MWe	Moc MWt	Temperatura czynnika °C	Dostawca	Kraj	Status
Aurora	LMFR	2	b.d.	350	Oklo	USA	w trakcie licencjonowania
U-battery	HTGR	4	b.d.	750	Urenco and Partners	United Kingdom	projekt wstępny
MMR	HTGR	5-10	15	630	USNC	USA	projekt wstępny
NuScale	PWR	50	b.d.	300	NuScale Power	USA	Uzyskana certyfikacja w USA
RITM-200	PWR	55	175	320	OKBM	Rosja	Koncepcja
ACPR50S	PWR mobile	60	200	320	CGN	Chiny	w trakcie budowy
KLT-40s	PWR mobile	70	300	b.d.	OKBM	Rosja	eksploatacja
Xe-100	HTGR	80	b.d.	750	X-energy LLC	USA	koncepcja
Natrium	MSR	100	345	b.d.	Terra Power	USA	w trakcie budowy
SMART	PWR	100	330	b.d.	KAERI	Korea	uzyskana certyfikacja
ARC 100	LMFR	100	286	355/510	Advanced Reactor Concept LLC	Canada	koncepcja
ACP 100	PWR	125	b.d.	320	CNNC	Chiny	w trakcie budowy
KP-FHR	MSR	140	b.d.	585/585	Kairos Power	USA	koncepcja
HTR PM	HTGR	210	250	750	CNEC	Chiny	eksploatacja
BWRX-300	BWR	300	b.d.	280	GE Hitachi	USA/Japan	w trakcie licencjonowania
Candu SMR	PHWR	300	b.d.	320	SNC-Lavalin	Canada	koncepcja
UK SMR	PWR	450	b.d.	320	Rolls Royce	UK	koncepcja

Zagadnienie możliwości wykorzystania reaktorów wysokotemperaturowych do produkcji ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji było już szerzej opisywane m. in. w [17].

Przemysł, który potencjalnie byłby zainteresowany zastosowaniem reaktorów wysokotemperaturowych można pogrupować według wymagań stawianych czynnikowi robocznemu, który charakteryzuje dana temperatura. Z reguły tym czynnikiem jest para wodna, ale mogą być również np. gaz szlachetny lub inny czynnik roboczy. Poziom wymagań temperaturowych otwiera branża energetyczna (ciepłownictwo), gdzie wymagana temperatura czynnika w miejskiej sieci grzewczej to ok. 120 °C, a zamyka przemysł hutniczy z temperaturą ok. 1600 °C. Pomiędzy tymi poziomami temperatury można wyróżnić następujące branże:

- energetyka
- przemysł hutniczy
- przemysł chemiczny



Rys. 11 Wachlarz możliwości wykorzystania reaktorów wysokotemperaturowych w różnych gałęziach przemysłu [35]

## 9.1 Reaktor HTR-PM

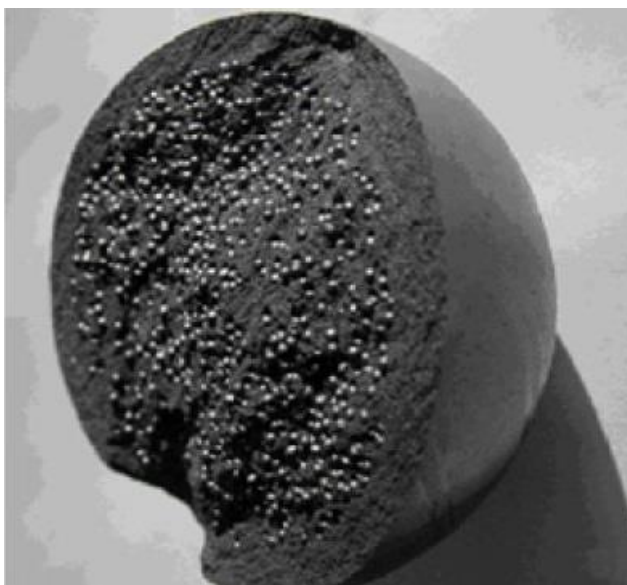
Nazwa reaktora składająca się z dwóch członów oznacza **HTR** - High Temperature Reactor, **PM** - Pebble-bed Module oznaczający rodzaj zastosowanego paliwa [11]. Właścicielem instalacji jest konsorcjum, którego liderem jest China Huaneng (47.5% udziałów), China National Nuclear Corporation oraz China Nuclear Engineering Corporation (32.5% udziałów) i Tsinghua University's Institute of Nuclear and New Energy Technology (20% udziałów). Warto zwrócić uwagę, że ostatni z konsorcjantów to jednostka naukowa, która jest jednocześnie największym w Chinach ośrodkiem rozwoju technologii jądrowych współpracująca z firmami realizującymi projekty jądrowe oraz operatorami tych instalacji. Reaktor HTR-PM jest reaktorem wysokotemperaturowym chłodzonym helem, gdzie funkcję moderatora pełni grafit [10]. Paliwem jest wzbogacony uran w formie kul (pebbles) o średnicy zewnętrznej 6 cm (Rys. 12).





Rys. 12 Elementy paliwowe reaktora wysokotemperaturowego [2]

Każdy element paliwowy zawiera 7g ciężkiego pierwiastka. Wzbogacenie paliwa U-235 wynosi 8,5% [7]. Jądra uranowe o średnicy ok. 0,5 mm posiadają potrójną powłokę pirowęglanową oraz jedną warstwę grafitu. Cząsteczki paliwa są rozproszone w kuli grafitowej o średnicy 5 cm i otoczone dodatkowo warstwą 5 mm grafitu jako powłoki zewnętrznej (Rys. 13).



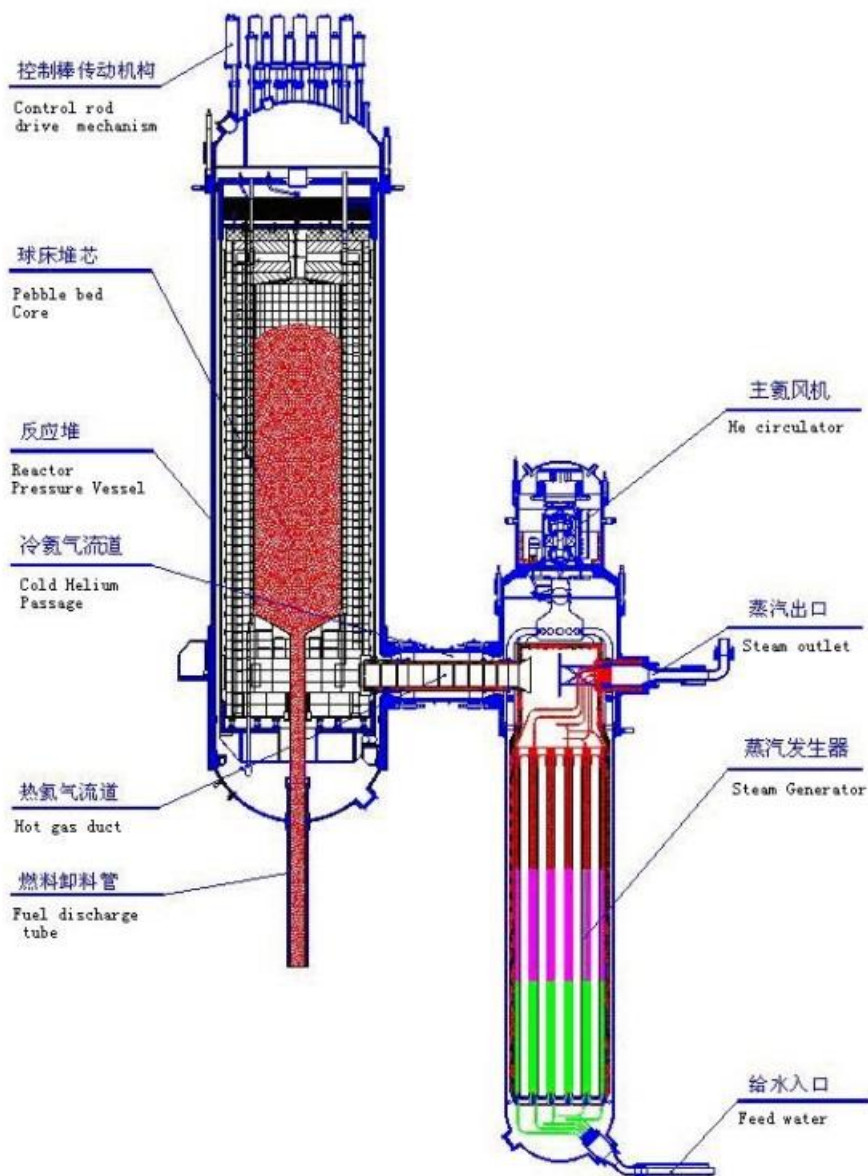
Rys. 13 Przekrój pojedynczego elementu paliwowego [40]

Układ generuje około 500 MWt mocy z temperaturą helu przy wypływie z rdzenia reaktora 750°C, co z kolei daje temperaturę pary przy wypływie z wytwornicy około 570°C. Pierwotny obieg helu pracuje w ciśnieniu 7 MPa z przepływem 96kg/s.

Tabela 4 Podstawowe dane technologiczne reaktora HTR-PM [40]

<b>Główne dane instalacji</b>	
Moc termiczna reaktora	500 MWt
Moc elektryczna brutto	211 Mwe
Okres eksploatacji	40 lat
Czynnik obiegu pierwotnego	Hel
Moderator	Grafit
<b>Rdzeń reaktora</b>	
wysokość rdzenia	11 m
średnia gęstość mocy	85,7 KW/kgU
wskaźnik wypalenia paliwa	90 MW d/kg
<b>Obieg pierwotny</b>	
przepływ helu	96 kg/s
ciśnienie	7 MPa
temp. Helu na wlocie	250 °C
temp. Helu na wylocie	750 °C
<b>Obieg wtórny</b>	
czynnik obiegu wtórnego	para wodna
przepływ pary	99,4 kg/s
ciśnienie pary	14,1 MPa
temperatura pary	570 °C



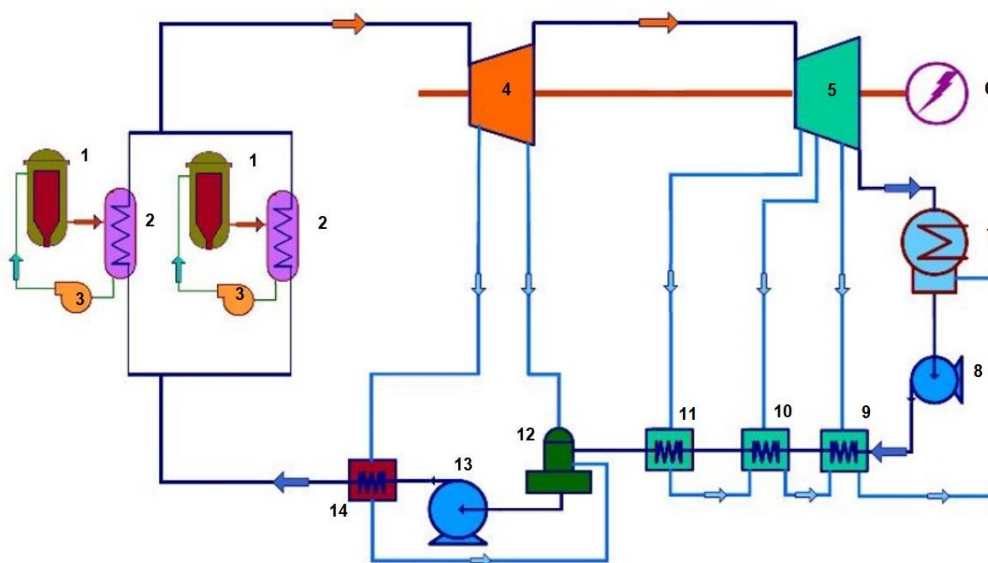


Rys. 14 Przekrój rdzenia reaktora HTR-PM wraz z wytwornicą pary [40]

HTR-PM rozwinął się na bazie projektu eksperymentalnego reaktora HTR-10 uruchomionego w 2000 roku w Tsinghua University's Institute of Nuclear & New Energy Technology [13]. Obecnie Chiny rozwijają projekt HTR-PM600, który jest zestawieniem sześciu modułów HTR-PM z turbiną parową o mocy 650 MWe.

Dla autora niniejszej pracy reaktor HTR-PM stał się jedną z przesłanek do podjęcia działań zmierzających do zbadania możliwości zastąpienia tradycyjnych kotłów węglowych reaktorem wysokotemperaturowym. Uproszczony schemat reaktora HTR-PM (Rys. 15) współpracującego z klasycznym układem wyspy

turbinowej sugeruje wprost możliwość implementacji takiego reaktora do polskich elektrociepłowni i elektrowni.



Rys. 15 Schemat dwóch reaktorów HTR-PM współpracujących z układem turbin parowych [40].

1-reaktor HTR-PM; 2-wytwornica pary; 3-dmuchawa helu; 4-turbina parowa część wysokoprężna; 5-turbina parowa część niskoprężna; 6-generator elektryczny; 7-kondensator; 8-pompa skroplin; 9,10,11-wymienniki regeneracyjne niskoprężne; 12-zbiornik wody zasilającej/odgazowywacz; 13-pompa wody zasilającej; 14-wymiennik regeneracyjny wysokoprężny.

Wbrew powszechnej opinii rozwiązanie reaktorów wysokotemperaturowych po 21 grudnia 2021 roku stało się rozwiązaniem komercyjnym w ramach technologii SMR w przeciwieństwie do pozostałych projektów i koncepcji, które co najwyżej są na wstępnym etapie realizacji. Istotną cechą reaktorów wysokotemperaturowych są osiągnięte parametry czynnika roboczego [8]. Para wodna przy wypływie z wytwornicy posiada parametry porównywalne z parametrami pary wodnej dostarczanej do turbin parowych z większości kotłów funkcjonujących w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach. Pozostałe, zaawansowane w komercjalizacji projekty SMR, głównie będące mniejszymi odpowiednikami wielkoskalowych reaktorów PWR i BWR, są w stanie dostarczyć parę wodną o dużo niższych parametrach, niepozwalających na połączenie tego typu SMRów z klasyczną wyspą turbinową.

## 9.2 Reaktor wysokotemperaturowy HTGR

Reaktor wysokotemperaturowy HTGR (High Temperature Gas-cooled Reactor) jest projektem koncepcyjnym opracowanym na potrzeby realizacji projektu Gemini+. Projekt był realizowany w latach 2017-2020 jako europejska inicjatywa w ramach programu Horizon 2020. Ponad dwudziestu partnerów z całego świata współpracowało przy projektowaniu tego reaktora. W pracy wykorzystane zostały doświadczenia z kilku poprzednich, tożsamyh projektów dedykowanych rozwojowi technologii HTGR takich jak RAPHAEL, PUMA, EUROPAIRS, ARCHER, oraz NC2I-R. Głównym założeniem wykorzystania tej technologii był przemysł chemiczny, który wymaga czynnika roboczego o stosunkowo wysokich parametrach [26]. Dużym wsparciem dla projektu było zaangażowanie na poziomie międzynarodowym w ramach Generation IV International Forum (GIF) oraz partnerów z USA, Japonii, Korei Południowej, Wielkiej Brytanii, Francji i Niemiec. Koordynatorem projektu było Narodowe Centrum Badań Jądrowych w Świerku. Polskę reprezentowały takie firmy jak Grupa Azoty, Prochem, TAURON. Głównym zadaniem TAURON było wskazanie potencjalnej lokalizacji dla posadowienia reaktora HTGR. TAURON posiada pełny dostęp do dokumentacji projektu, w tym do szczegółowych danych konstrukcyjnych reaktora. Jednak ze względu na klauzule poufności danych w niniejszej pracy nie ujawniono pełnych danych konstrukcyjnych reaktora HTGR. Głównymi kryteriami branymi pod uwagę była dostępność wody, teren nie eksploatowany górnictwo, możliwość wyprowadzenia mocy elektrycznej i ciepła. TAURON wskazał lokalizację Elektrownia Stalowa Wola, która spełniała wszystkie te kryteria. Jednak w ramach projektu Gemini + nie zostały przeprowadzone szczegółowe analizy technologiczne oraz termodynamiczne możliwości zastosowania tej technologii dla wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Konsorcjum skupiło się na przemyśle chemicznym i dopasowaniu tego reaktora do instalacji przemysłowych wykorzystujących duże ilości pary o wysokich parametrach. Finalnie powstała koncepcja reaktora wysokotemperaturowego o mocy 180 MWt. Ten projekt reaktora jest podstawą dalszych rozważań niniejszej rozprawy doktorskiej. TAURON posiada dostęp do

danych projektowych reaktora HTGR, wytwornicy pary oraz do założeń eksploatacyjnych. HTGR jest dla TAURON korzystniejszym projektem do rozważań niż HTR-PM, ponieważ reaktor został zaprojektowany w Europie z uwzględnieniem doświadczeń i wiedzy europejskich projektantów technologii jądrowych. Z kolei dla reaktora HTR-PM produkcji chińskiej nie są dostępne szczegółowe parametry projektowe istotne dla późniejszego licencjonowania zgodnie z europejskimi wymogami.

### 9.2.1 Paliwo dla reaktora HTGR

Technologię reaktorów wysokotemperaturowych charakteryzuje specjalna konstrukcja paliwa jądrowego. Elementy paliwowe wykonane są w kształcie kuli, co zapewnia złoże o najlepszej hydrodynamice przepływu helu [21]. Podstawowe parametry paliwa zaprojektowanego dla reaktora HTGR przedstawiono w Tabeli 5.

Tabela 5 Podstawowe parametry konstrukcyjne elementu paliwowego reaktora HTGR [35]

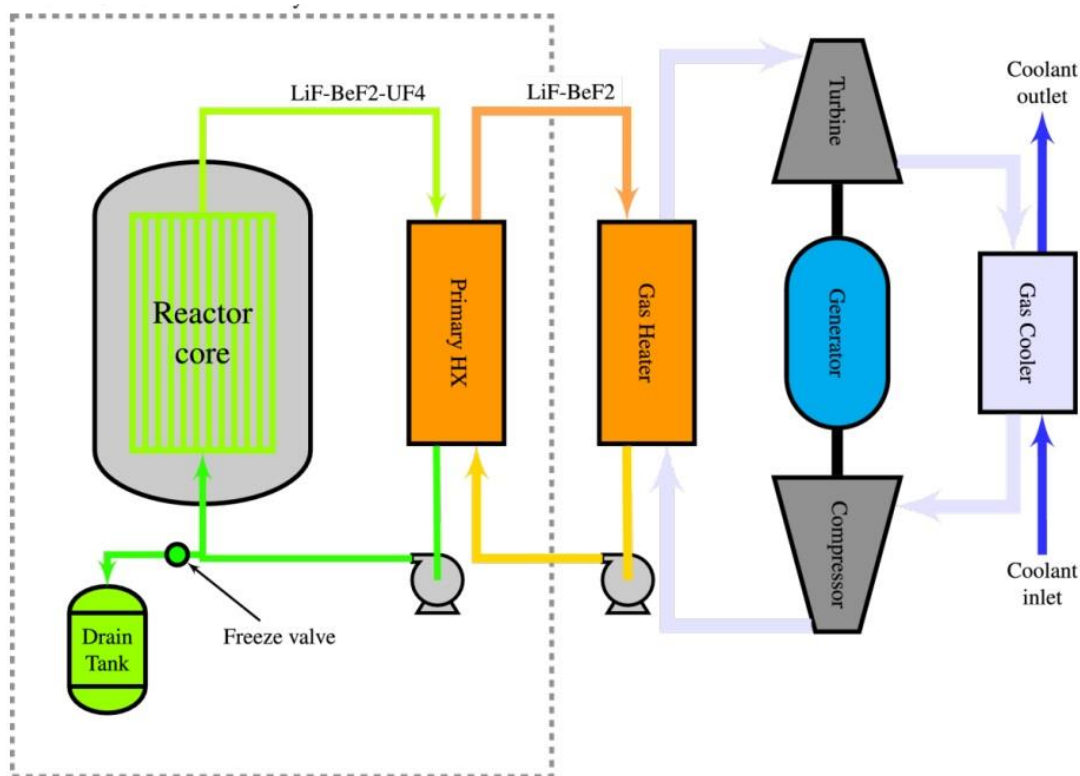
<b>Cząsteczka paliwowa</b>	
materiał	UO <sub>x</sub> ; X ≤/ 2.01
wzbogacenie U <sub>235</sub>	8.0 +/- 0.1%
średnica	500 +/- 20 μm
gęstość	>/ 10.4 g/cm <sup>3</sup>
<b>POWŁOKI</b>	
<b>Warstwa buforowa</b>	
grubość	90 μm +/- 18
gęstość	</ 1.05 g/cm <sup>3</sup>
<b>Wewnętrzna warstwa węgla pirolitycznego</b>	
grubość	40 μm +/- 10
gęstość	</ 1.05 g/cm <sup>3</sup>
<b>Pirolityczna warstwa węgla krzemowego</b>	
grubość	35 μm +/- 10
gęstość	1.9 +/- 0.1 g/cm <sup>3</sup>
<b>Element paliwowy</b>	
grubość warstwy bez paliwa	5 +/- 1 mm
gęstość matrycy	1.75 +/- 0.02 g/cm <sup>3</sup>
wskaźnik postępu korozji	</ 1.3 mg/cm <sup>2</sup> x h
wytrzymałość na ściskanie	>/ 18 kN
siła upuszczania (4m na zwirowym podłożu)	>/ 50x

## **10. Projekty reaktorów SMR wytwarzających czynnik roboczy o parametrach wymaganych przez analizowane elektrociepłownie w Katowicach i w Tychach**

W niniejszej pracy przeanalizowano zastosowanie reaktora wysokotemperaturowego HTGR. Głównym powodem to komercjalizacja rozwiązań reaktorów wysokotemperaturowych oraz dopasowanie parametrów czynnika roboczego. Poza reaktorami wysokotemperaturowymi rozwijane są projekty modułowych reaktorów jądrowych, które również potrafią dostarczyć odpowiednie parametry czynnika roboczego (ciśnienie, temperatura). Projekty te zakładają jednak rozwój reaktorów z czynnikiem chłodzącym jako stopione sole lub metale. Zastosowanie różnych izotopów rozszczepialnych w reaktorach jądrowych może prowadzić do powstania pierwiastków rozszczepialnych, które mogą być wykorzystywane do budowy broni jądrowej (np. Pu-239). Stąd tak ważne przy tego typu projektach jest zapewnienie zachowania zasad nieprolifracji [29]. Poniżej przedstawiono kilka perspektywicznych projektów, które mogą w przyszłości odegrać istotną rolę na rynku modułowych reaktorów jądrowych.

### **10.1 Liquid-Fluoride Thorium Reactor LFTR [45]**

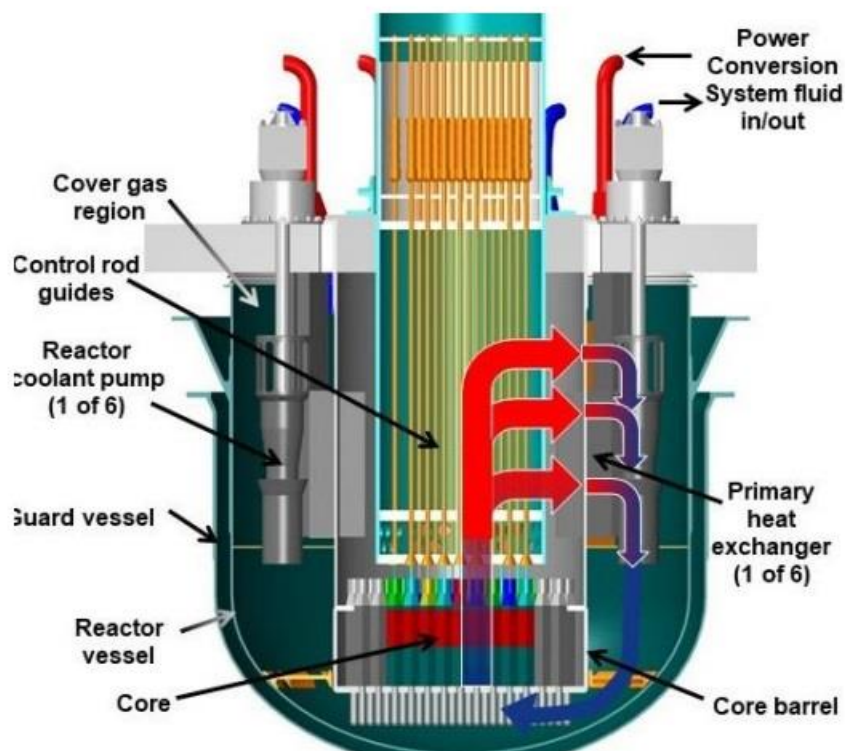
Projekt tego reaktora zakłada wykorzystanie torowego cyklu paliwowego. Moderatorem jest grafit, a chłodziwem stopione sole [36]. Stopione sole przy wypływie z reaktora mogą osiągnąć temperaturę od 500°C do 700°C. Czynnikiem roboczym w obiegu wtórnym jest dwutlenek węgla, który napędza turbinę gazową. Sprawność obiegu ok. 45%. Osiągana moc termiczna reaktora to 600 MWt, a moc elektryczna generatora to 250 MWe. Projekt rozwija firma Flibe Energy ze Stanów Zjednoczonych Ameryki. Stan zaawansowania projektu to wciąż prace koncepcyjno-rozwojowe. Koncepcje reaktorów jądrowych oparte o chłodziwo bazujące na solach są rozwijane przez kilka firm na świecie. Wszystkie projekty znajdują się obecnie w fazie koncepcyjnej, a pierwsze demonstratory planowane są do oddania do użytkowania po roku 2030.



Rys. 16 Schemat reaktora LFTR firmy Fluide Energy [45]

## 10.2 Westinghouse Lead Fast Reactor WLFR [45]

Kolejną grupą reaktorów wytwarzających wysokie parametry czynnika są reaktory na neutrony prędkie, chłodzone płynnym ołowiem. Jednym z rozwijanych projektów jest reaktor firmy Westinghouse WLFR. Jest to reaktor modułowy-basenowy. Osiąga ok. 950 MWt mocy w źródle i około 460 MWe. Do produkcji energii elektrycznej wykorzystywany jest turbospół gazowy napędzany dwutlenkiem węgla. Przekrój reaktora konstrukcji firmy Westinghouse przedstawia Rys. 17. Podobnie jak przy stopionych solach, na świecie rozwijanych jest kilka koncepcji reaktorów chłodzonych ołowiem. Ich komercyjne wykorzystanie planowane jest po roku 2030.



Rys. 17 Przekrój reaktora WLFTR firmy Westinghouse [45]

## 11. Model obliczeniowy

Opracowanie modelu obliczeniowego jest jednym z istotniejszych zadań niniejszej rozprawy doktorskiej. Pozwala na przeprowadzenie obliczeń poszczególnych bilansów energii i masy analizowanych układów. Po dokonaniu analiz i rozważań możliwości włączenia w układ technologiczny klasycznej elektrociepłowni układu reaktora wysokotemperaturowego, kolejnym krokiem jest przeprowadzenie obliczeń termodynamicznych obu układów. Analizując parametry czynnika roboczego wytwarzanego w różnego rodzaju reaktorach modułowych, najbardziej odpowiednim typem jest reaktor wysokotemperaturowy w którym chłodziwem jest gazowy hel. Układ z tego typu reaktorem generuje w wytwornicy pary parametry czynnika posiadający parametry odpowiadające potrzebom turbin parowych stosowanych w analizowanych elektrociepłowniach. Dodatkowo rozpatrzono inne prototypowe projekty reaktorów modułowych charakteryzujące się osiąganiem odpowiednich parametrów czynnika roboczego. Natomiast nie brano pod uwagę adaptacji reaktorów modułowych

realizowanych jako mniejsze wersje popularnych PWR oraz BWR. Wytwarzane przez nich parametry czynnika roboczego są dużo poniżej wymagań rozpatrywanych turbin parowych (Tabela 3). Np. temperatura pary reaktora PWR firmy NuScale to około 300°C, natomiast temperatura pary reaktora BWR w wersji BWRX-300 firmy GeHitachi to około 280°C. Dla tych reaktorów musi być zastosowana dedykowana turbina parowa i takie jednostki można rozpatrywać jako w całości nowy układ technologiczny.

Opracowanie modelu oraz analiza została przeprowadzona dla następujących założeń i uproszczeń:

- a) w zakresie turbiny, gospodarki parą, skraplacza przyjęto, że układ pozostaje niezmienny;
- b) obliczenia zostały wykonane dla następujących stanów ustalonych pracy elektrociepłowni:
  - I. praca w kondensacji (w okresie letnim), pełne wykorzystanie mocy do wytwarzania energii elektrycznej;
  - II. praca z obciążeniem ciepłowniczym (w okresie zimowym), maksymalizacja wytwarzania ciepła + energia elektryczna;
  - III. praca z obciążeniem ciepłowniczym (w okresie zimowym), częściowe obciążenie ciepłownicze + energia elektryczna;
  - IV. praca z obciążeniem ciepłowniczym (w okresie zimowym), częściowe obciążenie ciepłownicze + wytwarzanie chłodu + energia elektryczna;
  - V. praca w kondensacji w okresie letnim z reaktorem jądrowym jako źródłem ciepła + wytwarzanie chłodu;
- c) poziomy temperatury i ciśnienia czynnika w układzie obu rozważanych elektrociepłowni pozostają niezmiennie i zostały przyjęte w wartościach wynikających z pomiarów gwarancyjnych wykonanych dla rozpatrywanych ustalonych stanów pracy;



- d) parametry pracy po stronie reaktora pochodzą z założeń projektowych reaktora HTGR w projekcie Gemini+ .

### **11.1 Zebranie danych pomiarowych elektrociepłowni**

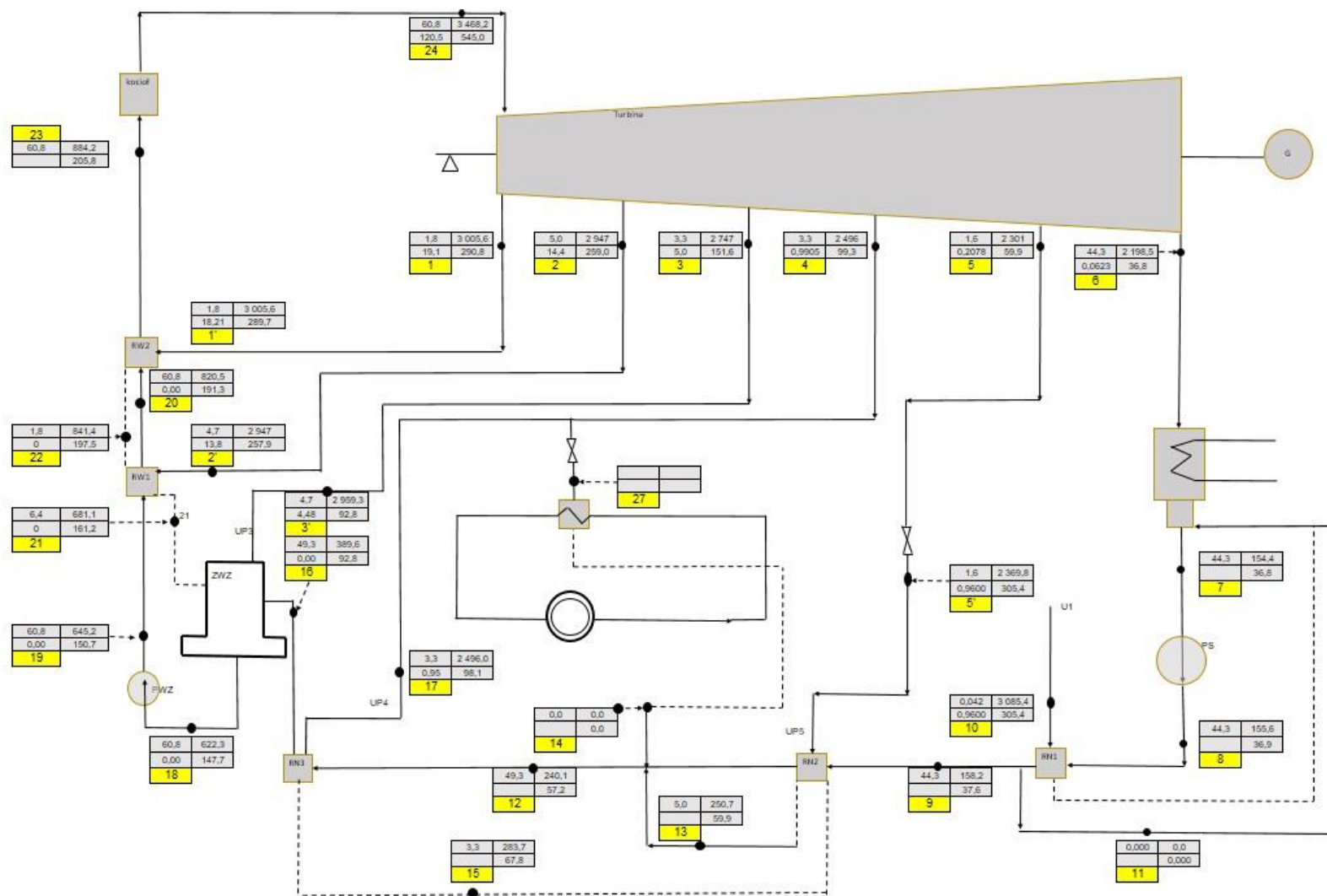
Obie rozpatrywane elektrociepłownie to czynne zakłady wytwórcze. Systemy nadzoru pracy urządzeń w tych elektrociepłowniach zbierają dane w kluczowych punktach instalacji. W czasie pracy elektrociepłowni występują duże wahania obciążenia w zależności od sezonu oraz od pory dnia. W celu porównywalnego wykonania pomiarów w poszczególnych węzłach instalacji wykorzystane zostały pomiary gwarancyjne wykonane w okresie przekazywania instalacji do eksploatacji oraz po remontach kapitalnych. Pomiary gwarancyjne charakteryzują się tym, że zostały wykonane w trakcie ustalonej pracy elektrociepłowni ze stałym obciążeniem. Pomiary gwarancyjne wykonywane są w warunkach kontraktowych, co oznacza, że np. w okresie zimowym temperatura zewnętrzna wynosi ok - 20°C, co przekłada się na bardzo niskie ciśnienie w skraplaczu. Dostarczane jest również paliwo kontraktowe o odpowiedniej kaloryczności. Wszystkie te warunki w których są wykonywane pomiary generują bardzo wysokie sprawności w poszczególnych stanach pracy instalacji. W normalnych warunkach pracy instalacja nie osiąga, aż tak wysokich wskaźników. Jednak na potrzeby tej pracy przyjęto pomiary wykonane w tzw. warunkach nominalnych, które są stabilną bazą danych do prowadzenia analiz porównawczych . W analizie rozpatrzono różne stany pracy elektrociepłowni, od pełnej kondensacji do stanów ciepłowniczych z różnym obciążeniem. Takie podejście pozwoliło na wyznaczenie mocy dla urządzeń chłodniczych na potrzeby trigeneracji oraz umożliwiło wyznaczenie nadmiaru lub niedoboru energii do zasilania układu turbiny parowej wraz z wymiennikiem ciepła. Zaproponowane zostały rozwiązania modyfikujące istniejący układ rurociągów parowych i ciepłowniczych na potrzeby maksymalizacji sprawności układu. Kluczowe było zapewnienie właściwych dla turbiny parowej parametrów pary świeżej (ciśnienie, temperatura, przepływ) [1]. W przypadku niedoboru mocy reaktora względem turbiny należy rozważyć posadowienie dwóch reaktorów jądrowych i w dalszej kolejności przeprowadzić

analizę wykorzystania powstałej nadwyżki mocy. Taki przypadek wystąpił w elektrociepłowni Katowice.

## **11.2 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kondensacji, okres letni**

Elektrociepłownia Tychy posiada zainstalowany blok ciepłowniczy BC-50. Jest to klasyczny układ turbiny upustowo - kondensacyjnej. Schemat przygotowany na potrzeby modelowania przedstawia Rys. 18.

Obliczenia bilansowe zostały przeprowadzone dla węzłów obejmujących źródło ciepła oraz turbogenerator, jako kluczowych dla analizy zastąpienia kotła węglowego przez reaktor wysokotemperaturowy. Przeprowadzenie bilansów energii pozwoliło na otrzymanie wyników obliczeń mocy i sprawności energetycznej obiegu i porównanie ich z wynikami z pozostałych stanów pracy instalacji. W letnim okresie pracy elektrociepłowni para z upustu nr 4 nie jest dostarczana do przyturbinowego wymiennika ciepłowniczego - punkt pomiarowy nr 27.



Rys. 18 Schemat technologiczny elektrociepłowni Tycho, kocioł - turbina. Praca w okresie letnim.

Na schemacie wyróżniamy charakterystyczne punkty pomiarowe istotne dla przeprowadzenia obliczeń bilansów energetycznych związane z kotłem, pompą wody zasilającej, pompą skroplin oraz turbiną parową. Dla pozostałych punktów pomiarowych związanych z wymiennikami regeneracyjnymi nie prowadzono obliczeń bilansowych z powodu braku wpływu wyników na oszacowanie mocy elektrycznej i cieplowniczej w poszczególnych stanach pracy.

### **Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24**

$\dot{Q}_K$  - moc kotła MWt

$i_{23}$  - entalpia wody zasilającej kJ/kg

$i_{24}$  - entalpia pary kJ/kg

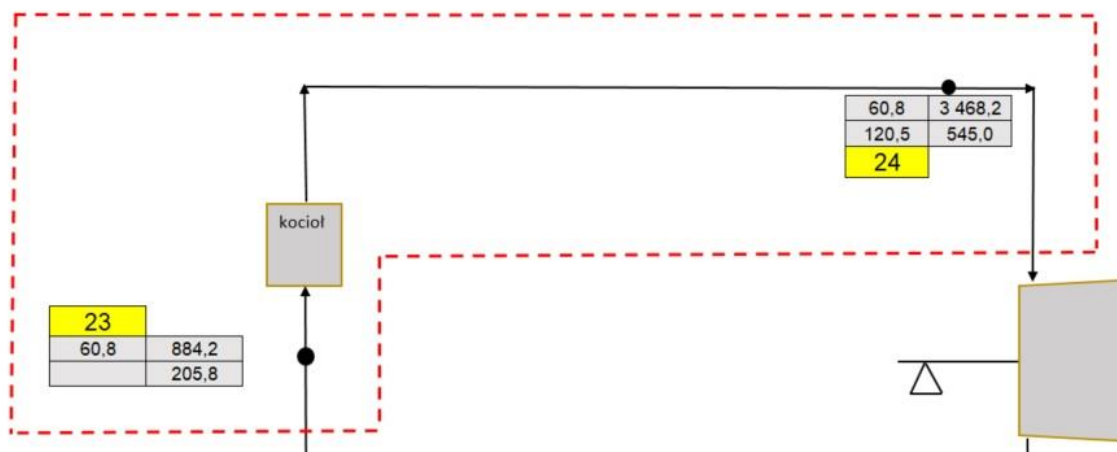
$\dot{m}_{23}$  - strumień wody zasilającej kg/s

$\dot{m}_{24}$  - strumień pary kg/s

$c_w$  - ciepło właściwe wody kJ/kg

$t_{23}$  - temperatura wody zasilającej

$t_{24}$  - temperatura pary



Rys. 19 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24

Tabela 6 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24

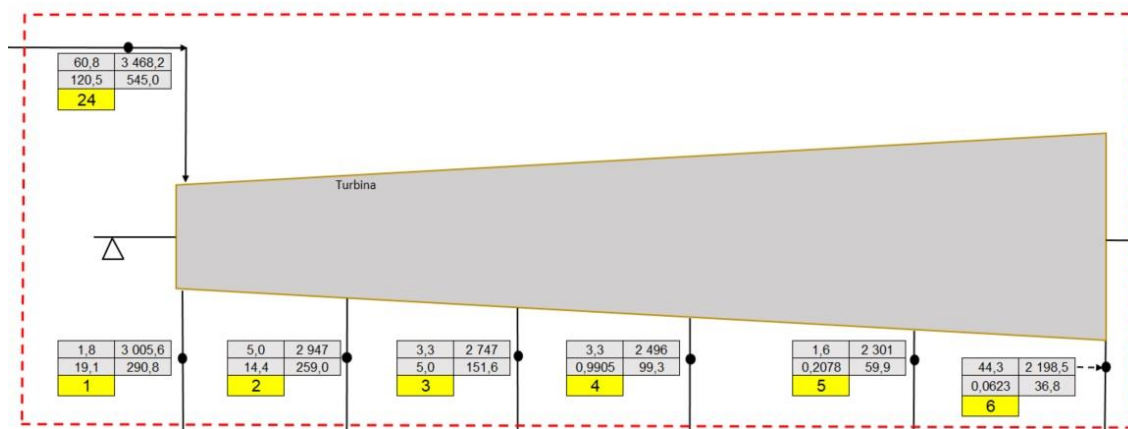
$\dot{m}_{23}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$t_{23}$	205,8	°C
$t_{24}$	545,0	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$i_{23}$	884,2	kJ/kg
$i_{24}$	3 468,2	kJ/kg

$$\dot{Q}_K = \dot{m} (i_{24} - i_{23})$$

$$\dot{Q}_K = 157,2 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{23} = \dot{m}_{24}$$

## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6



Rys. 20 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

Tabela 7 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_1$	1,8	kg/s
$\dot{m}_2$	5,0	kg/s
$\dot{m}_3$	3,3	kg/s
$\dot{m}_4$	3,3	kg/s
$\dot{m}_5$	1,6	kg/s
$\dot{m}_6$	44,3	kg/s
$t_{24}$	545,0	°C
$t_1$	290,8	°C
$t_2$	259,0	°C
$t_3$	151,6	°C
$t_4$	99,3	°C
$t_5$	59,9	°C
$t_6$	36,8	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$p_1$	19,07	bar
$p_2$	14,44	bar
$p_3$	4,97	bar
$p_4$	0,9905	bar
$p_5$	0,2078	bar
$p_6$	0,0623	bar
$i_{24}$	3 468,2	kJ/kg
$i_1$	3 005,6	kJ/kg
$i_2$	2 947,0	kJ/kg
$i_3$	2 746,9	kJ/kg
$i_4$	2 496,0	kJ/kg
$i_5$	2 301,4	kJ/kg
$i_6$	2 198,5	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny [27]

$$\dot{m}_{24} i_{24} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = \dot{m}_{24} i_{24} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = 72,3 \text{ MW}$$

Dla ostatecznego obliczenia mocy turbiny przyjęto współczynnik sprawności wewnętrznej generatora w oparciu o branżowe dane referencyjne:

$\eta_G$  - sprawność generatora elektrycznego = 0,95

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,94

Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_m \eta_G$$

$$N_G = 64,4 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6$$



Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz})}{\dot{m}_{24}(i_{24} - i_{23})}$$

$$\eta_{Eob} = 39 \%$$

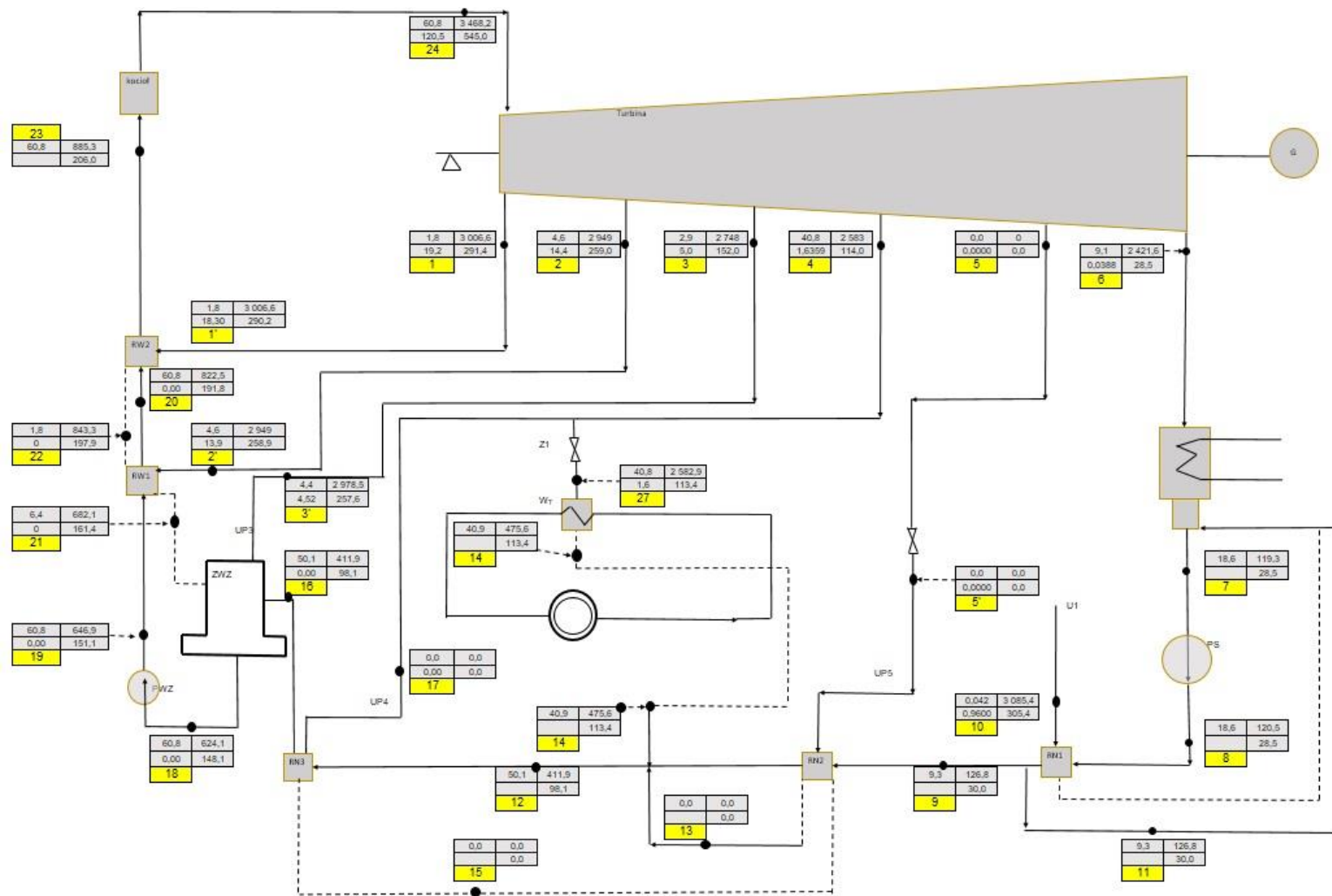
W okresie letnim, kiedy nie występuje zapotrzebowanie na ciepło u odbiorców końcowych, praca elektrociepłowni ukierunkowana jest wyłącznie na wytwarzanie energii elektrycznej. Ten stan pracy cechuje się najmniejszą sprawnością obiegu ze względu na wykorzystanie zamkniętego układu chłodzenia (chłodnia kominowa) w którym występuje największa strata energii. W pierwotnym układzie, gdzie źródłem ciepła jest kocioł węglowy nie ma możliwości zwiększenia sprawności układu poprzez np. włączenie dodatkowego poboru ciepła do zasilania ziębiarki absorpcyjnej. Założeniem pracy letniej jest maksymalna produkcja energii elektrycznej i jest to traktowane jako priorytet z wszystkimi tego konsekwencjami. W tym stanie wykorzystywana jest pełna moc kotła i każda próba skierowania części strumienia energii do innych celów spowoduje zmniejszenie produkcji energii elektrycznej.

### **11.3 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy, moc na wymienniku ciepłowniczym przyturbिनowym 86 MWt - maksymalne obciążenie ciepłownicze**

Dla elektrociepłowni Tychy przeprowadzono bilanse energetyczne i masowe dla stanu pracy w okresie zimowym dla maksymalnego obciążenia ciepłowniczego 86,3 MWt (Rys. 21).

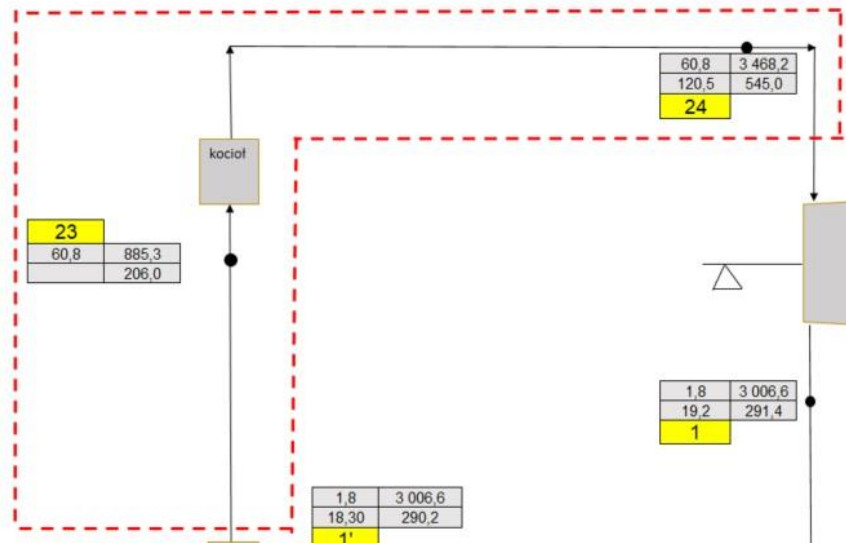
Dla pracy ciepłowniczej zmianie uległy następujące parametry w układzie elektrociepłowni:

- a) otwarty został zawór Z1 umożliwiający doprowadzenie pary z upustu nr 4 do wymiennika przyturbिनowego;
- b) upust nr 4 nie doprowadza pary do regeneracji niskoprężnej;
- c) upust nr 5 nie doprowadza pary do regeneracji niskoprężnej;



Rys. 21 Schemat technologiczny elektrociepłowni Tychy, kocioł - turbina. Praca w okresie zimowym.

## Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24



Rys. 22 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24

Tabela 8 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24

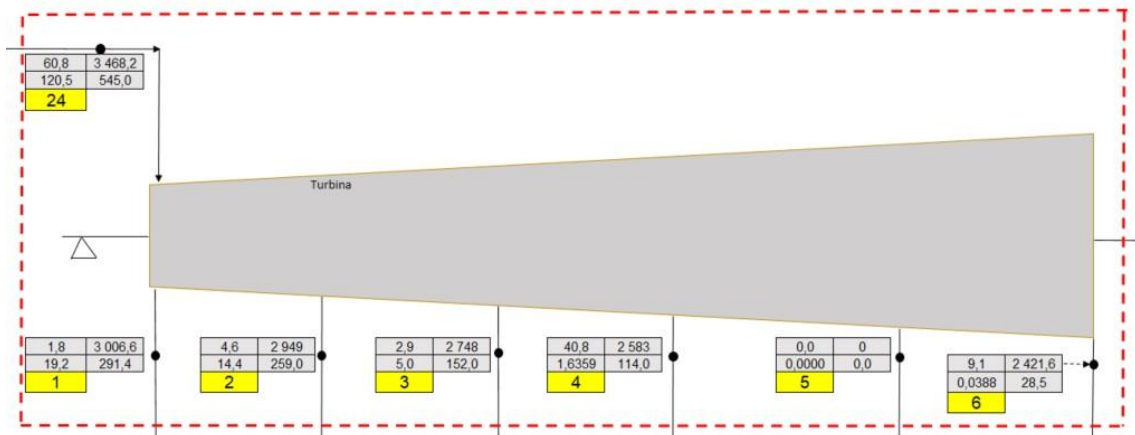
$\dot{m}_{23}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$t_{23}$	206,0	°C
$t_{24}$	545,0	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$i_{23}$	885,3	kJ/kg
$i_{24}$	3 468,2	kJ/kg

$$\dot{Q}_K = \dot{m} (i_{24} - i_{23})$$

$$\dot{Q}_K = 157,2 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{23} = \dot{m}_{24}$$

## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6



Rys. 23 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

Tabela 9 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_1$	1,8	kg/s
$\dot{m}_2$	4,6	kg/s
$\dot{m}_3$	2,9	kg/s
$\dot{m}_4$	40,8	kg/s
$\dot{m}_5$	0,0	kg/s
$\dot{m}_6$	9,1	kg/s
$t_{24}$	545,0	°C
$t_1$	291,4	°C
$t_2$	259,0	°C
$t_3$	152,0	°C
$t_4$	114,0	°C
$t_5$	0,0	°C
$t_6$	28,5	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$p_1$	19,17	bar
$p_2$	14,44	bar
$p_3$	5,03	bar
$p_4$	1,6359	bar
$p_5$	0,0000	bar
$p_6$	0,0388	bar
$i_{24=}$	3 468,2	kJ/kg
$i_{1=}$	3 006,6	kJ/kg
$i_{2=}$	2 948,8	kJ/kg
$i_{3=}$	2 748,3	kJ/kg
$i_{4=}$	2 582,9	kJ/kg
$i_{5=}$	0,0	kJ/kg
$i_{6=}$	2 421,6	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{24} i_{24} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = \dot{m}_{24} i_{24} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = 56,5 \text{ MW}$$

Dla ostatecznego obliczenia mocy turbiny przyjęto współczynnik sprawności wewnętrznej generatora w oparciu o branżowe dane referencyjne:

$\eta_G$  - sprawność generatora elektrycznego = 0,95

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,94

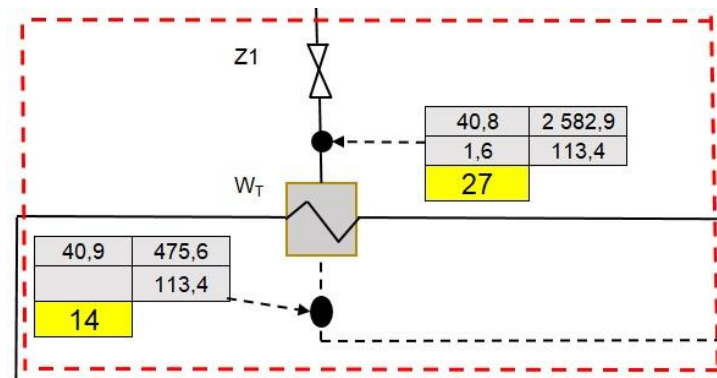
Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_m \eta_G$$

$$N_G = 50,4 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6$$

## Bilans energii dla wymiennika przyturbinyowego $W_T$ , punkty pomiarowe 14; 27



Rys. 24 Bilans energii dla wymiennika przyturbinyowego  $W_T$ , punkty pomiarowe 14; 27

Tabela 10 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27

$\dot{m}_{14}$	40,9	kg/s
$\dot{m}_{27}$	40,8	kg/s
$t_{14}$	113,4	°C
$t_{27}$	113,4	°C
$p_{27}$	1,6	bar
$i_{14}$	2 582,9	kJ/kg
$i_{27}$	475,6	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WT} = (\dot{m}_{14} i_{14}) - (\dot{m}_{27} i_{27})$$

$$\dot{Q}_{WT} = 86,3 \text{ MW}$$

Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz} + \dot{Q}_{WT})}{\dot{m}_{23}(i_{24} - i_{23})}$$

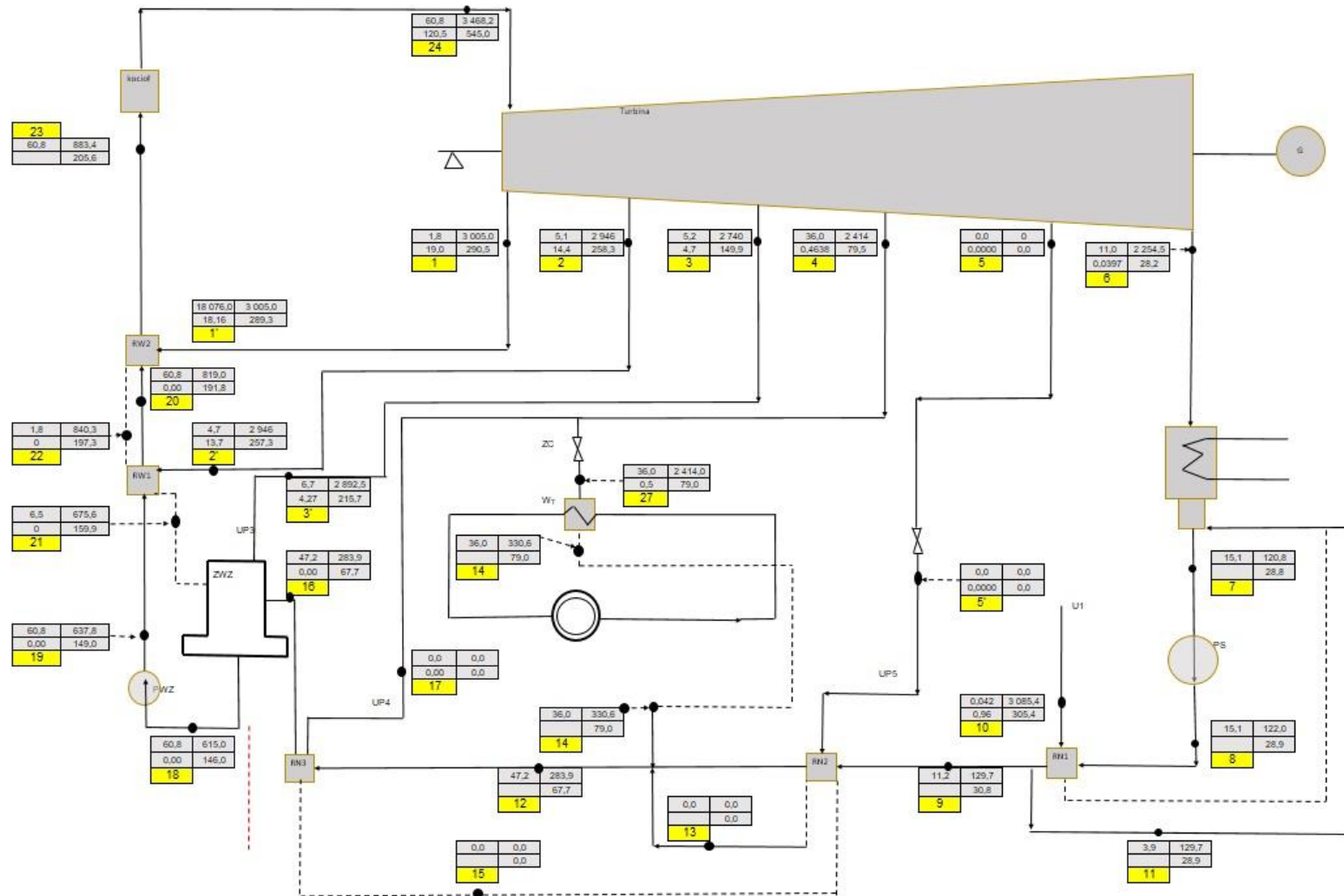
$$\eta_{Eob} = 85,9 \%$$



W tym stanie pracy osiągnana jest bardzo wysoka sprawność obiegu z powodu wykorzystania części energii pary z upustu do zasilania wymiennika ciepłowniczego. Sprawność uzyskiwana w kogeneracyjnym trybie pracy nie może być porównywana ze sprawnością uzyskiwaną w kondensacyjnym trybie pracy ze względu na różną jakość ciepła pracy jako form energii. W tym układzie również wykorzystywana jest pełna moc kotła, priorytetem jest praca z wysokim stopniem skojarzenia - maksymalne wykorzystanie mocy wymiennika ciepłowniczego. Układ ten nie pozwala na dodatkowe wyprowadzenie energii do zasilania ziębiarki absorpcyjnej i tym samym dalsze zwiększenie sprawności obiegu.

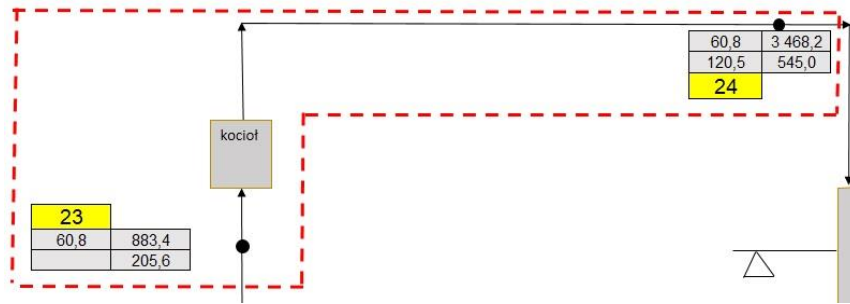
## **11.4 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy zmniejszona moc ciepłownicza do 75 MWt**

Wykorzystanie wymiennika ciepłowniczego w okresie zimowym z maksymalną wydajnością wymagane jest wyłącznie w czasie bardzo niskich temperatur zewnętrznych lub w przypadku awarii innych urządzeń dostarczających ciepło do sieci (w przypadku EC Tychy jest to dodatkowy blok z kotłem biomasowym BC-35). W większości sezonu grzewczego temperatury zewnętrzne oscylują wokół 0°C i wtedy elektrociepłownia pracuje z obniżoną mocą zarówno po stronie elektrycznej, jak i ciepłowniczej. Pojawia się przestrzeń do wykorzystania ziębiarki absorpcyjnej do zasilania której może być wykorzystana rezerwa niewykorzystanej mocy. W tym celu wprowadzono układ elektrociepłowni w stan pracy tak jak dla sezonu zimowego przy maksymalnej mocy ciepłowniczej z tym, że część pary kierowana do przyturbिनowego wymiennika ciepłowniczego  $W_T$  kierowana jest do zasilania agregatu chłodniczego AAC.



Rys. 25 Schemat Elektrociepłowni Tychy. Praca w okresie zimowym z mocą ciepłowniczą 75 MWt

## Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24



Rys. 26 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24

Tabela 11 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24

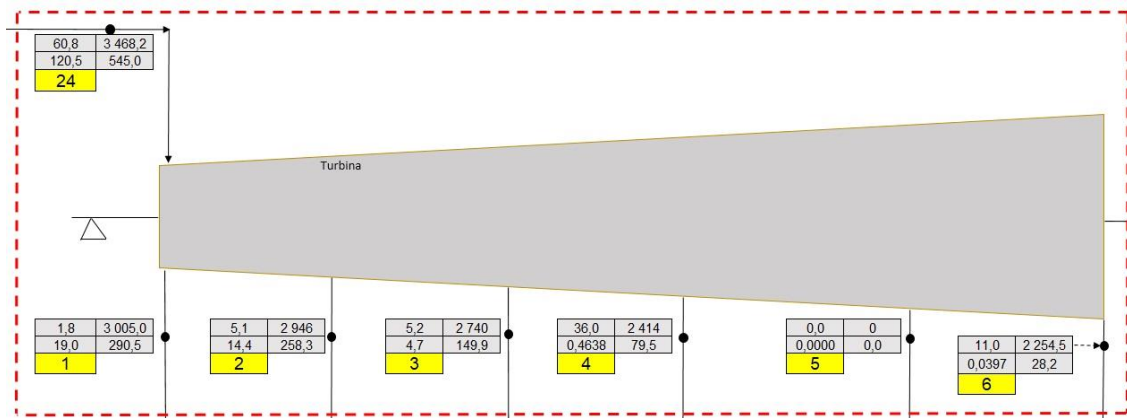
$\dot{m}_{23}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$t_{23}$	205,6	°C
$t_{24}$	545,0	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$i_{23} =$	883,4	kJ/kg
$i_{24} =$	3 468,2	kJ/kg

$$\dot{Q}_K = \dot{m} (i_{24} - i_{23})$$

$$\dot{Q}_K = 157,2 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{23} = \dot{m}_{24}$$

## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6



Rys. 27 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

Tabela 12 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_1$	1,8	kg/s
$\dot{m}_2$	5,1	kg/s
$\dot{m}_3$	5,2	kg/s
$\dot{m}_4$	36,0	kg/s
$\dot{m}_5$	0,0	kg/s
$\dot{m}_6$	11,0	kg/s
$t_{24}$	545,0	°C
$t_1$	290,5	°C
$t_2$	258,3	°C
$t_3$	149,9	°C
$t_4$	79,5	°C
$t_5$	0,0	°C
$t_6$	28,2	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$p_1$	19,01	bar
$p_2$	14,36	bar
$p_3$	4,75	bar
$p_4$	0,4638	bar
$p_5$	0,0000	bar
$p_6$	0,0397	bar
$i_{24=}$	3 468,2	kJ/kg
$i_1=$	3 005,0	kJ/kg
$i_2=$	2 945,9	kJ/kg
$i_3=$	2 740,4	kJ/kg
$i_4=$	2 414,0	kJ/kg
$i_5=$	0,0	kJ/kg
$i_6=$	2 254,5	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{24} i_{24} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = \dot{m}_{24} i_{24} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = 64,4 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność generatora elektrycznego = 0,95

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,94

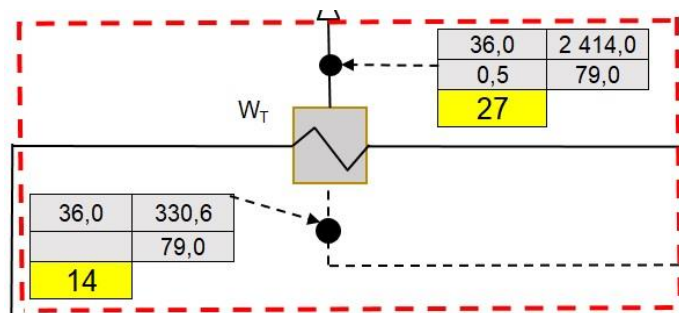
Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_m \eta_G$$

$$N_G = 57,4 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6$$

## Bilans energii dla wymiennika przyturbiny $W_T$ , punkty pomiarowe 14; 27



Rys. 28 Bilans energii dla wymiennika przyturbiny  $W_T$ , punkty pomiarowe 14; 27

Tabela 13 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27

$\dot{m}_{14}$	36,0	kg/s
$\dot{m}_{27}$	36,0	kg/s
$t_{14}$	79,0	°C
$t_{27}$	79,0	°C
$p_{27}$	0,5	bar
$i_{14}$	330,6	kJ/kg
$i_{27}$	2 414,0	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WT} = (\dot{m}_{14} i_{14}) - (\dot{m}_{27} i_{27})$$

$$\dot{Q}_{WT} = 75 \text{ MW}$$

Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz} + \dot{Q}_{WT})}{\dot{m}_{23}(i_{24} - i_{23})}$$

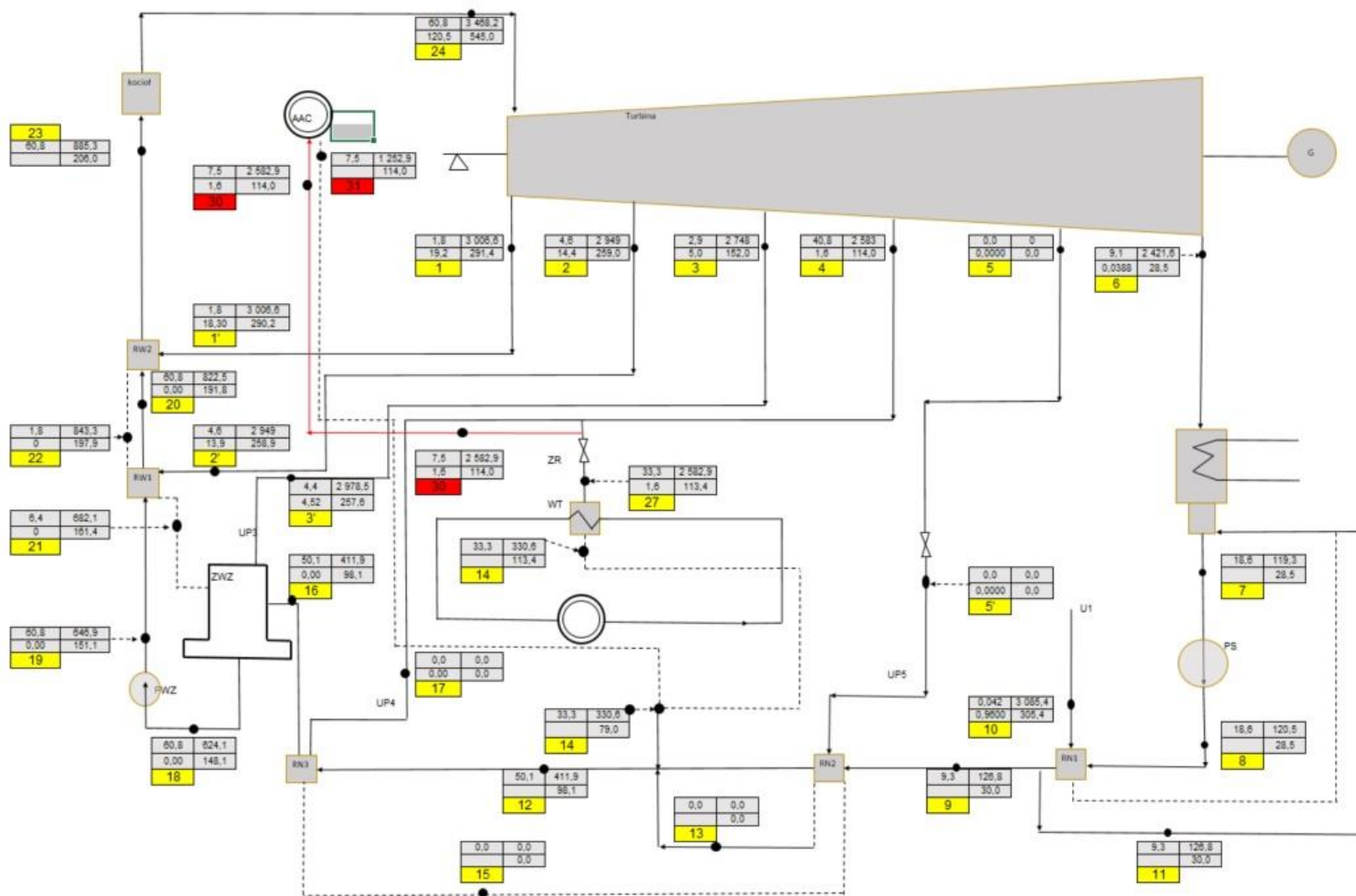
$$\eta_{Eob} = 83,1 \%$$



W stanie pracy z obniżonym o 10 MWt obciążeniem przyturbijnowego wymiennika ciepłowniczego  $W_T$  sprawność energetyczna obiegu jest niższa o 2,7 % w porównaniu do maksymalnego obciążenia ciepłowniczego. Dla stanu pełnego obciążenia ciepłowniczego oraz ograniczonego obciążenia ciepłowniczego moc kotła pozostaje na niezmiennym, maksymalnym poziomie.

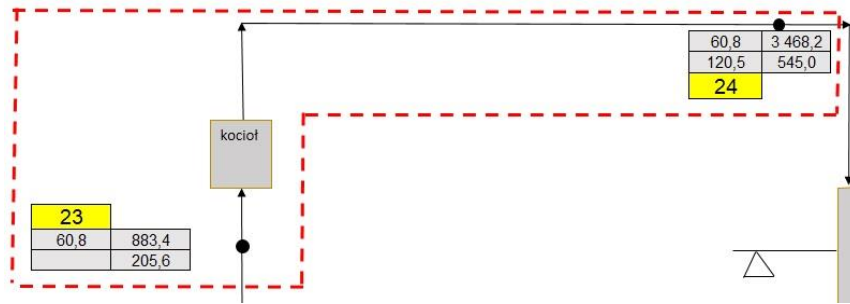
## **11.5 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy zmniejszona moc ciepłownicza do 75 MWt plus agregat chłodniczy AAC**

Ograniczenie strumienia pary do przyturbinowego wymiennika ciepłowniczego  $W_T$  stwarza możliwości skierowania części niewykorzystanego strumienia pary do zasilania agregatu chłodniczego AAC. W tym celu poddano optymalizacji istniejący układ instalacji elektrociepłowni wprowadzając dodatkowy rurociąg pobierający parę z upustu nr 4 do agregatu chłodniczego AAC. Dla takiej konfiguracji instalacji zamodelowano parametry pracy w poszczególnych punktach pomiarowych tak jak dla pracy ciepłowniczey z pełnym obciążeniem ciepłowniczym. Zmianie ulega jedynie położenie zaworu regulacyjnego Z1, który ogranicza strumień pary kierowanej do przyturbinowego wymiennika ciepłowniczego  $W_T$ , a nadwyżka pary kierowana jest do agregatu chłodniczego AAC. Dla potrzeb analizy koncepcyjnej pominięto straty dławienia na zaworze Z1. Po zastosowaniu opisanej modyfikacji spodziewane jest zwiększenie sprawności energetycznej obiegu w okresach pracy elektrociepłowni z zaniżonym obciążeniem ciepłowniczym. Propozycja tego rozwiązania nie zakłada wymiany węglowego źródła ciepła na jądrowe źródło ciepła. Ćwiczenie realizowane jest na istniejącym układzie instalacji i ma na celu wykazanie korzyści płynących z wprowadzenia poligeneracji. Zakłada się, że będzie możliwa produkcja chłodu również w okresie zimowym. W celu zapewnienia całorocznego odbioru chłodu najlepszym rozwiązaniem będzie bliskie sąsiedztwo zakładu przemysłowego, które wymaga całorocznych dostaw chłodu np. przetwórstwo spożywcze, chłodnie spożywcze.



Rys. 29 Schemat Elektrociepłowni Tychy. Praca w okresie zimowym z obniżoną mocą ciepłowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC (zmiana zaznaczona kolorem czerwonym)

## Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24



Rys. 30 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24

Tabela 14 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24

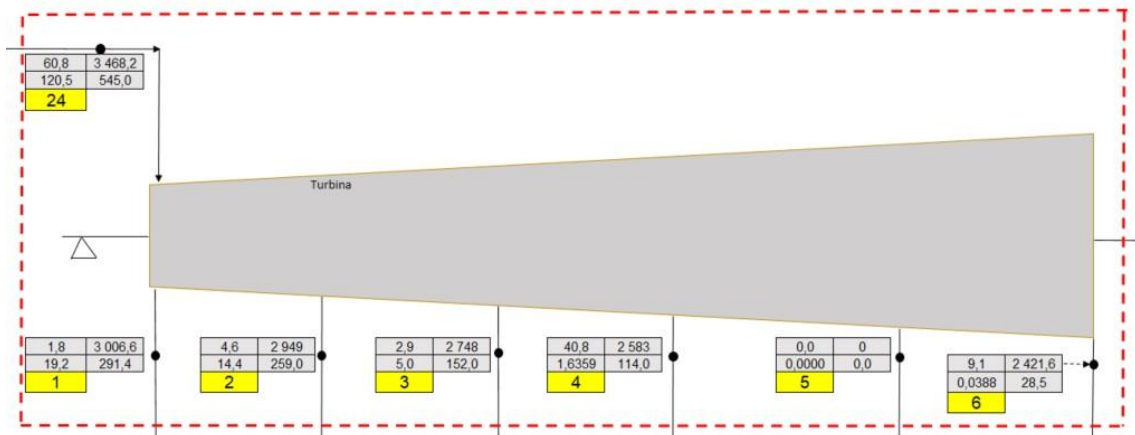
$\dot{m}_{23}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$t_{23}$	206,0	°C
$t_{24}$	545,0	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$i_{23}$	885,3	kJ/kg
$i_{24}$	3 468,2	kJ/kg

$$\dot{Q}_K = \dot{m} (i_{24} - i_{23})$$

$$\dot{Q}_K = 157,1 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{23} = \dot{m}_{24}$$

## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6



Rys. 31 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

Tabela 15 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6

$\dot{m}_{24}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_1$	1,8	kg/s
$\dot{m}_2$	4,6	kg/s
$\dot{m}_3$	2,9	kg/s
$\dot{m}_4$	40,8	kg/s
$\dot{m}_5$	0,0	kg/s
$\dot{m}_6$	9,1	kg/s
$t_{24}$	545,0	°C
$t_1$	291,4	°C
$t_2$	259,0	°C
$t_3$	152,0	°C
$t_4$	114,0	°C
$t_5$	0,0	°C
$t_6$	28,5	°C
$p_{24}$	120,5	bar
$p_1$	19,17	bar
$p_2$	14,44	bar
$p_3$	5,03	bar
$p_4$	1,6359	bar
$p_5$	0,0000	bar
$p_6$	0,0388	bar
$i_{24=}$	3 468,2	kJ/kg
$i_{1=}$	3 006,6	kJ/kg
$i_{2=}$	2 948,8	kJ/kg
$i_{3=}$	2 748,3	kJ/kg
$i_{4=}$	2 582,9	kJ/kg
$i_{5=}$	0,0	kJ/kg
$i_{6=}$	2 421,6	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{24} i_{24} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = \dot{m}_{24} i_{24} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = 56,5 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność generatora elektrycznego = 0,95

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,94

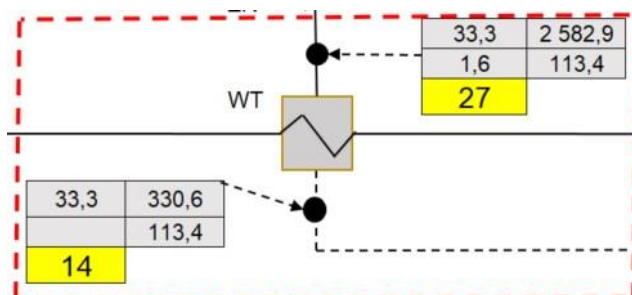
Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_m \eta_G$$

$$N_G = 50,4 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6$$

## Bilans energii dla wymiennika przyturbiny $W_T$ , punkty pomiarowe 14; 27



Rys. 32 Bilans energii dla wymiennika przyturbiny  $W_T$ , punkty pomiarowe 14; 27

Tabela 16 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27

$\dot{m}_4$	40,8	kg/s
$\dot{m}_{14}$	33,3	kg/s
$\dot{m}_{27}$	33,3	kg/s
$t_4$	114,0	°C
$t_{14}$	113,4	°C
$t_{27}$	113,4	°C
$p_4$	1,6	bar
$p_{27}$	1,6	bar
$i_4$	2 582,9	kJ/kg
$i_{14}$	330,6	kJ/kg
$i_{27}$	2 582,9	kJ/kg

Dla tego wariantu zmniejszona została moc przyturbiny wymiennika ciepłowniczego z poziomu 85 MW do poziomu 75 MW, tak jak dla pracy w okresie zimowym z ograniczoną mocą ciepłowniczą. Zmniejszenie mocy nastąpiło na skutek ograniczenia strumienia pary kierowanej do wymiennika. Z bilansu wymiennika wyznaczono strumień pary:



$$\dot{m}_{27} = \dot{m}_{14}$$

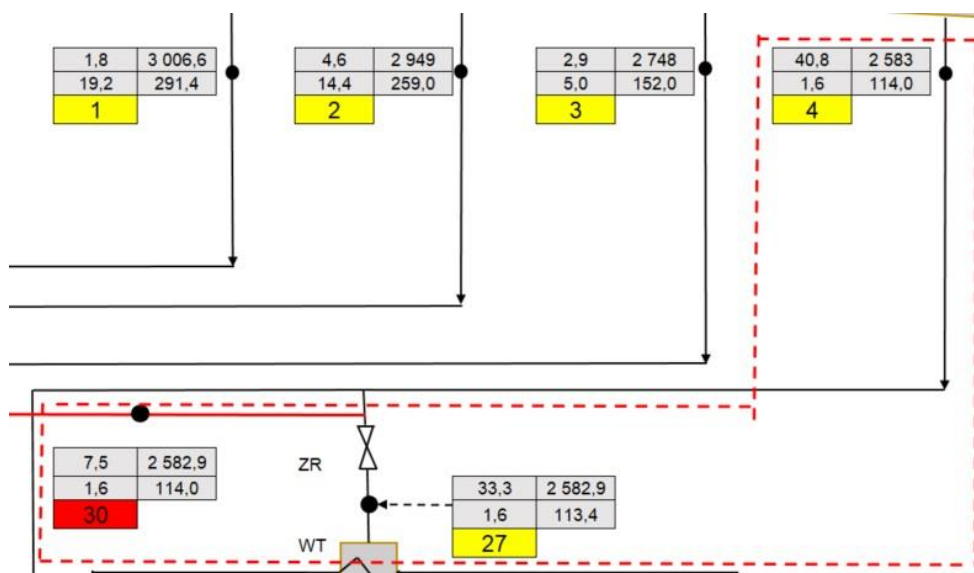
$$\dot{Q}_{WT} = \dot{m}_{14/27}(i_{27} - i_{14})$$

$$\dot{m}_{14/27} = \frac{\dot{Q}_{WT}}{(i_{27} - i_{14})}$$

$$\dot{m}_{14/27} = 33,3 \text{ kg/s}$$

Następnie obliczony został strumień pary do agregatu chłodniczego AAC oraz entalpia pary kierowanej do agregatu chłodniczego AAC.

### Bilans energii dla agregatu chłodniczego AAC, punkty pomiarowe 4; 27; 30



Rys. 33 Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT, punkty pomiarowe 14; 27

Tabela 17 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27

$\dot{m}_4$	40,8	kg/s
$\dot{m}_{27}$	33,3	kg/s
$\dot{m}_{30}$	7,5	kg/s
$t_4$	114,0	°C
$t_{27}$	113,4	°C
$t_{30}$	114,0	°C
$i_4$	2 582,9	kJ/kg
$i_{27}$	2 582,9	kJ/kg
$i_{28}$	2 582,9	kJ/kg

$$\dot{m}_{30} = \dot{m}_4 - \dot{m}_{27}$$

$$\dot{m}_{30} = 7,5 \text{ kg/s}$$

$$i_{30} = \frac{\dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_{27} i_{27}}{\dot{m}_{30}}$$

$$i_{30} = 2582,9 \text{ kJ/kg}$$

Przyjęto założenie, że niezależnie od potrzeb cieplnych zakłada się pełne obciążenie upustu, a moc niewykorzystaną do celów ciepłowniczych wykorzystuje się do napędu AAC .

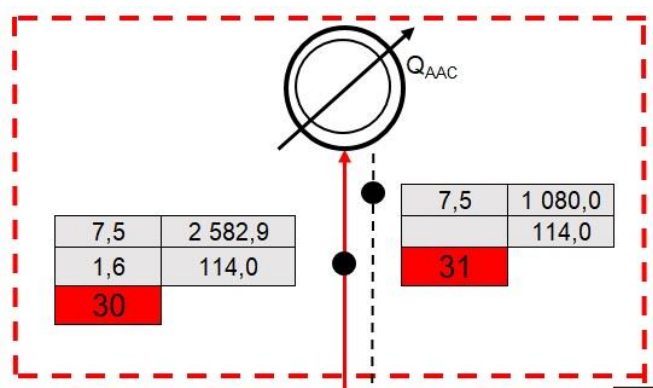
$$\dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{AAC} = 86,3 \text{ MW}$$

$$\dot{Q}_{AAC} = 86,3 - \dot{Q}_{WT}$$

$$\dot{Q}_{AAC} = 11,3 \text{ MW}$$

Skropliny z wymienników AAC i  $W_T$  pompowane są do rurociągu skroplin przed regeneracyjnym wymiennikiem ciepłowniczym nr 3 (RN3).

## Bilans energii dla wymiennika AAC, punkty pomiarowe 30; 31



Rys. 34 Bilans energii dla agregatu AAC, punkty pomiarowe 30; 31

Tabela 18 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 30; 31

$\dot{m}_{30}$	7,5	kg/s
$\dot{m}_{31}$	7,5	kg/s
$t_{30}$	114,0	°C
$t_{31}$	114,0	°C
$i_{30}$	2 582,9	kJ/kg
$i_{31}$	1 080,0	kJ/kg

$$i_{31} = \frac{\dot{m}_{30}i_{30} - \dot{Q}_{AAC}}{\dot{m}_{31}}$$

$$i_{31} = 1080 \text{ kJ/kg}$$

Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz} + \dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{AAC})}{\dot{m}_{23}(i_{24} - i_{23})}$$

$$\eta_{Eob} = 85,9 \%$$

Po rozbudowie układu elektrociepłowni o funkcję chłodniczą i dokonaniu obliczeń otrzymano spodziewany efekt energetyczny w postaci osiągnięcia wzrostu sprawności energetycznej w poligeneracyjnym trybie pracy. Koncepcja układu poligeneracyjnego nabiera coraz większego uzasadnienia głównie z powodu sezonów grzewczych z coraz wyższą średnią temperaturą powietrza. W takich warunkach elektrociepłownia pracuje z zaniżoną mocą cieplowniczą i niższą sprawnością energetyczną (pkt. 10.4). Wykorzystanie pozostałej nadwyżki mocy do wytwarzania chłodu poprawia sprawność energetyczna obiegu, a po stronie biznesowej umożliwia otwarcie się na świadczenie nowych usług w postaci sprzedaży chłodu.

## 11.6 Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca w kondensacji, okres letni

Głównym zadaniem niniejszej rozprawy doktorskiej jest wykonanie bilansu energii elektrociepłowni, w której źródło ciepła w postaci kotła węglowego wymienione zostało na jądrowe źródło ciepła - reaktor wysokotemperaturowy HTGR (Rys. 35).

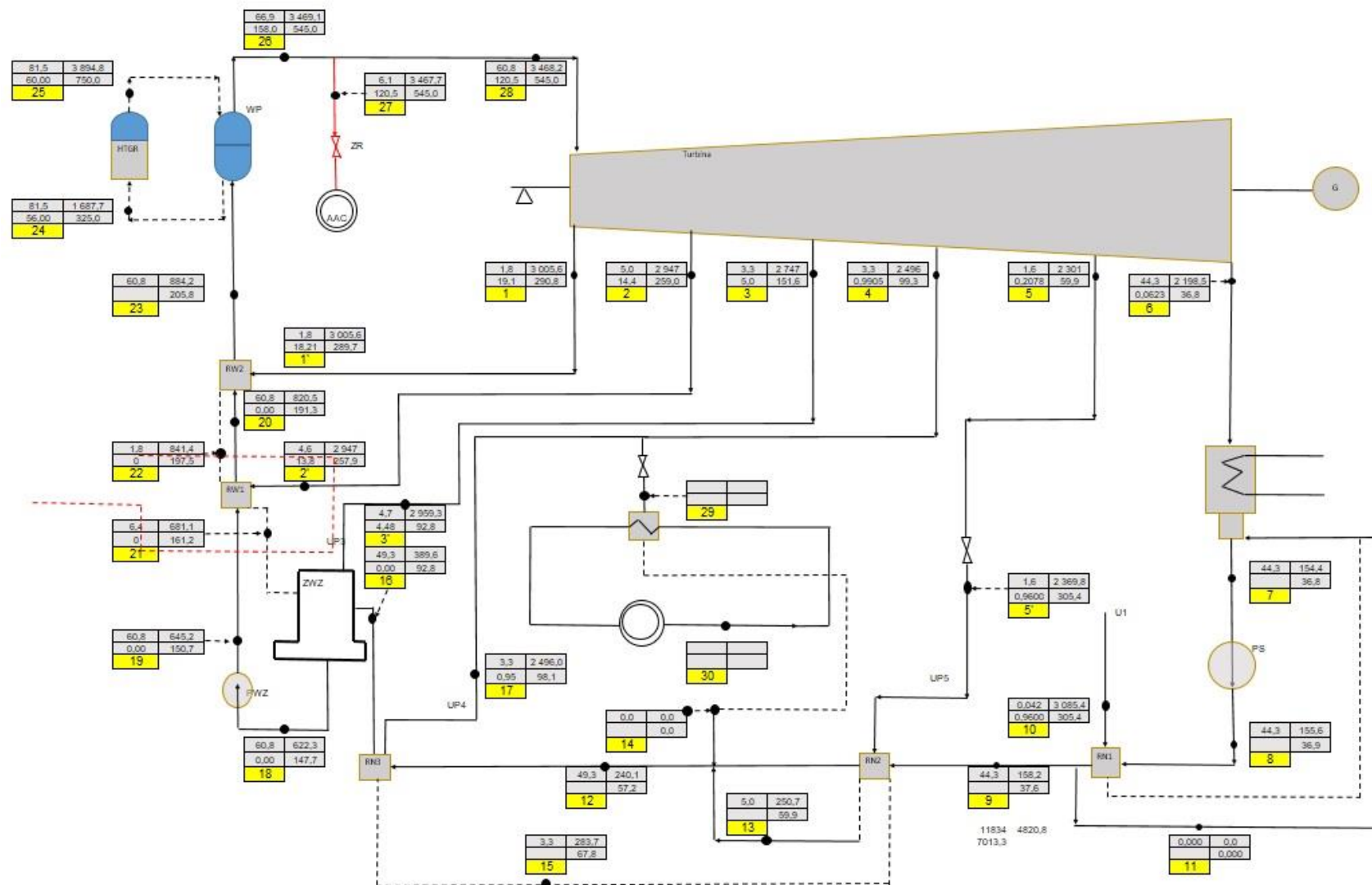
Źródłem ciepła w takim układzie jest wysokotemperaturowy reaktor jądrowy HTGR wraz z wytwornicą pary (WP). Czynnikiem obiegu pierwotnego jest gaz hel, który przekazuje energię w WP wytwarzając parę wodną o parametrach zbliżonych do parametrów pary wodnej wytwarzanej w kotle węglowym, który był dla tego obiegu pierwotnym źródłem ciepła. Porównując parametry czynnika roboczego z obu źródeł (Tabela 19) zauważamy, że wartości wyjściowe pary z wytwornicy pary reaktora HTGR są bardzo podobne do wartości pary pochodzącej z kotła węglowego. Zauważalną różnicą jest ciśnienie pary świeżej, które jest wyższe o 37,5 bar od ciśnienia pary świeżej pochodzącej z kotła węglowego. Podczas adaptacji takiego układu należy w odpowiedni sposób zaprojektować wytwornicę pary w celu redukcji dostarczanego ciśnienia pary świeżej. Na potrzeby pracy do obliczeń bilansowych przyjęto ciśnienie pary świeżej podane przez dostawcę wytwornicy pary w ramach projektu Gemini+.

Tabela 19 Porównanie parametrów czynnika roboczego i mocy kotła węglowego do wytwornicy pary

parametr	kocioł węglowy	wytwornica pary	różnica KW-WP	jednostka
temperatura pary	545	545	0	°C
ciśnienie pary	120,5	158	-37,5	bar
przepływ masowy	60,8	69,7	-8,9	kg/s
moc cieplna	165,6	196	-30,4	MWt

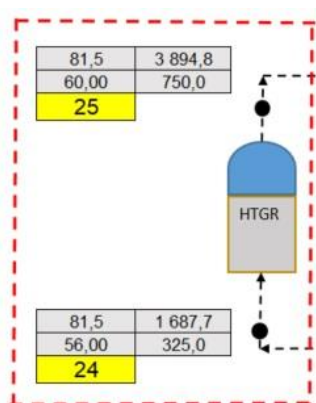
Nadmiarowa wartość przepływu pary świeżej została wykorzystana do optymalizacji struktury układu technologicznego w postaci włączenia dodatkowego rurociągu z zaworem zamykająco-regulacyjnym (ZR) do zasilania układu absorpcyjnego agregatu chłodniczego AAC. Układ został zaprojektowany w sposób umożliwiający w okresie letnim (bez wytwarzania ciepła) dostarczanie

pary świeżej z gorącej szyny do AAC, który wytwarza wodę lodową do wykorzystania w systemach chłodniczych (pkt. 10.4.1). Podstawowym założeniem jest utrzymanie maksymalnej produkcji energii elektrycznej na poziomie sprzed wymiany źródła ciepła. Energia do zasilania AAC pochodzi wyłącznie z nadwyżki dostarczanej przez wytwornicę pary. W przypadku niewykorzystywania energii do zasilania AAC, układ regulacyjny reaktora musi zmniejszyć swoją moc, dostosowując parametry pary świeżej do wymagań turbiny parowej.



Rys. 35 Schemat technologiczny EC Tychy z reaktorem jądrowym HTGR jako źródłem ciepła

**Bilans energii dla reaktora wysokotemperaturowego HTGR, punkty pomiarowe 24;  
25**



Rys. 36 Bilans energii dla reaktora HTGR, punkty pomiarowe 24; 25

Tabela 20 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 25

$\dot{m}_{24}$	81,5	kg/s
$\dot{m}_{25}$	81,5	kg/s
$t_{24}$	325,0	°C
$t_{25}$	750,0	°C
$p_{24}$	56,0	bar
$p_{25}$	60,0	bar
$c_{Wh}$	5,2	kJ/kg
$i_{24}$	1 687,7	kJ/kg
$i_{25}$	3 894,8	kJ/kg

Dla czynnika obiegu pierwotnego gazu helu przyjęto uproszczenie i założono, że gaz ten będzie w tej analizie traktowany jako gaz półdoskonały. Ciepło właściwe dla helu przyjęto  $c_{Wh} = 5,193$  kJ/kgK [16].

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_{25}$$

$$\dot{Q}_{HTGR} = \dot{m}_{24} c_{wh} (t_{25} - t_{24})$$



$$i_{24} = c_{wh} t$$

$$i_{24} = 1687,7 \text{ kJ/kg}$$

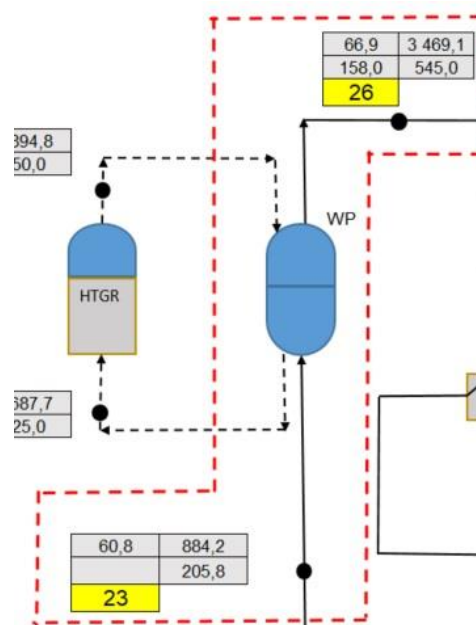
$$i_{25} = c_{wh} t_{25}$$

$$i_{25} = 3894,8 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{Q}_{HTGR} = 179,9 \text{ MW}$$

Na podstawie tablic National Institute of Standards and Technology [46] potwierdzono, że ciepło właściwe helu przyjmuje stałą wartość w bardzo szerokim zakresie temperatur.

### Bilans energii dla wytwornicy pary WP, punkty pomiarowe 21; 24



Rys. 37 Bilans energii dla reaktora HTGR, punkty pomiarowe 21; 24

Tabela 21 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 21; 24

$\dot{m}_{21}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_{24}$	66,9	kg/s
$t_{21}$	205,8	°C
$t_{24}$	545,0	°C
$p_{24}$	158,0	bar
$c_W$	4,2	kJ/kg
$i_{21}$	884,2	kJ/kg
$i_{24}$	3 469,1	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WP} = (\dot{m}_{26}i_{26}) - (\dot{m}_{23}i_{23})$$

Dla punktu pomiarowego nr 26 nieznaną jest wartość przepływu masowego pary świeżej. Została ona wyliczona z bilansu energii wytwornicy pary. Dla uproszczenia założono, że wymiana energii w wytwornicy pary zachodzi bez strat do otoczenia.

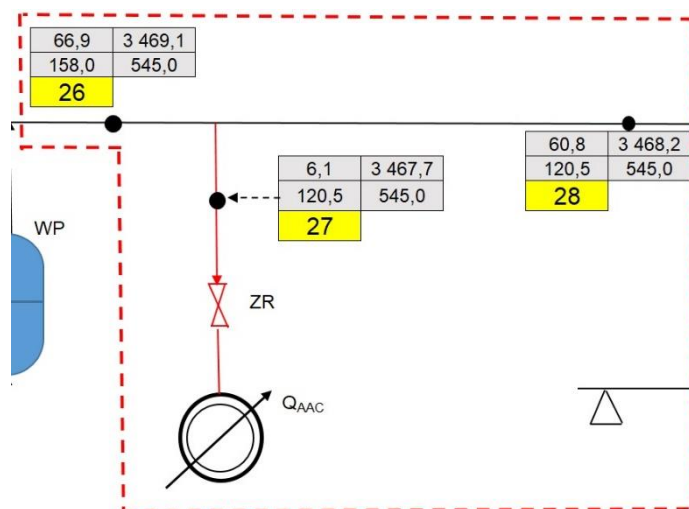
$$\dot{m}_{26} = \frac{\dot{Q}_{WP} + \dot{m}_{23}i_{23}}{i_{26}}$$

$$\dot{m}_{26} = 66,94 \text{ kg/s}$$

$$i_{26} = 3469,1 \text{ kJ/kg}$$

$$\dot{Q}_{WP} = 179,9 \text{ MW}$$

### Bilans energii dla AAC, punkty pomiarowe 26; 27; 28



Rys. 38 Bilans energii dla AAC, punkty pomiarowe 26; 27; 28

Tabela 22 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 26; 27; 28

$\dot{m}_{26}$	66,9	kg/s
$\dot{m}_{27}$	6,1	kg/s
$\dot{m}_{28}$	60,8	kg/s
$t_{26}$	545,0	°C
$t_{27}$	545,0	°C
$t_{28}$	545,0	°C
$p_{26}$	158,0	bar
$p_{27}$	120,5	bar
$p_{28}$	120,5	bar
$i_{26}$	3 469,1	kJ/kg
$i_{27}$	3 467,7	kJ/kg
$i_{28}$	3 468,2	kJ/kg

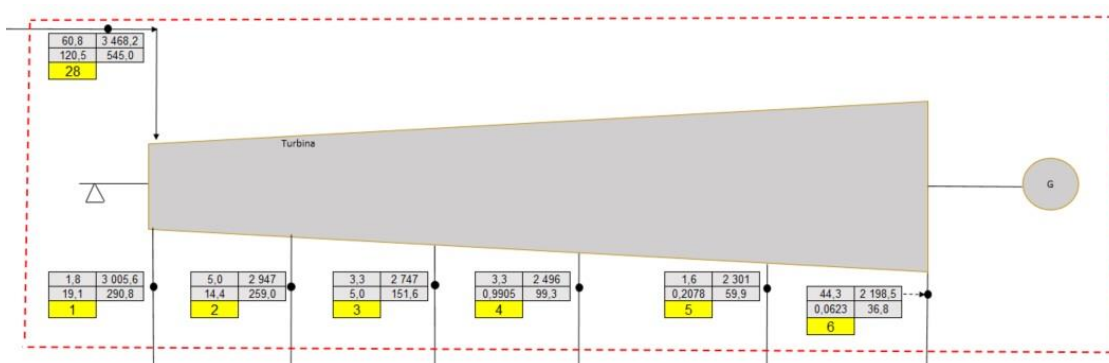
$$\dot{m}_{27} = \dot{m}_{26} - \dot{m}_{28}$$

$$\dot{m}_{27} = 6,1 \text{ kg/s}$$

$$\dot{Q}_{AAC} = \dot{m}_{27} i_{27} / 1000$$

$$\dot{Q}_{AAC} = 21,2 \text{ MW}$$

### Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 28; 1; 2; 3; 4; 5; 6



Rys. 39 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 28; 1; 2; 3; 4; 5; 6

Tabela 23 parametry czynnika w punktach pomiarowych 28; 1; 2; 3; 4; 5; 6

$\dot{m}_{28}$	60,8	kg/s
$\dot{m}_1$	1,8	kg/s
$\dot{m}_2$	5,0	kg/s
$\dot{m}_3$	3,3	kg/s
$\dot{m}_4$	3,3	kg/s
$\dot{m}_5$	1,6	kg/s
$\dot{m}_6$	44,3	kg/s
$t_{28}$	545,0	°C
$t_1$	290,8	°C
$t_2$	259,0	°C
$t_3$	151,6	°C
$t_4$	99,3	°C
$t_5$	59,9	°C
$t_6$	36,8	°C
$p_{28}$	120,5	bar
$p_1$	19,07	bar
$p_2$	14,44	bar
$p_3$	4,97	bar
$p_4$	0,9905	bar
$p_5$	0,2078	bar
$p_6$	0,0623	bar
$i_{24=}$	3 468,2	kJ/kg
$i_1=$	3 005,6	kJ/kg
$i_2=$	2 947,0	kJ/kg
$i_3=$	2 746,9	kJ/kg
$i_4=$	2 496,0	kJ/kg
$i_5=$	2 301,4	kJ/kg
$i_6=$	2 198,5	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{28} i_{28} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = \dot{m}_{28} i_{28} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6$$

$$N_T = 72,3 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność generatora elektrycznego = 0,95

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,94

Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_{iG}$$

$$N_G = 64,4 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{24} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6$$

Sprawność energetyczna obiegu po wprowadzeniu wymiennika zasilającego absorpcyjny agregat ciepłowniczy:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz} + \dot{Q}_{AAC})}{\dot{m}_{23}(i_{24} - i_{23})}$$

$$\eta_{Eob} = 46,6 \%$$

## **11.7 Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca z pełnym obciążeniem cieplowniczym plus AAC, okres zimowy**

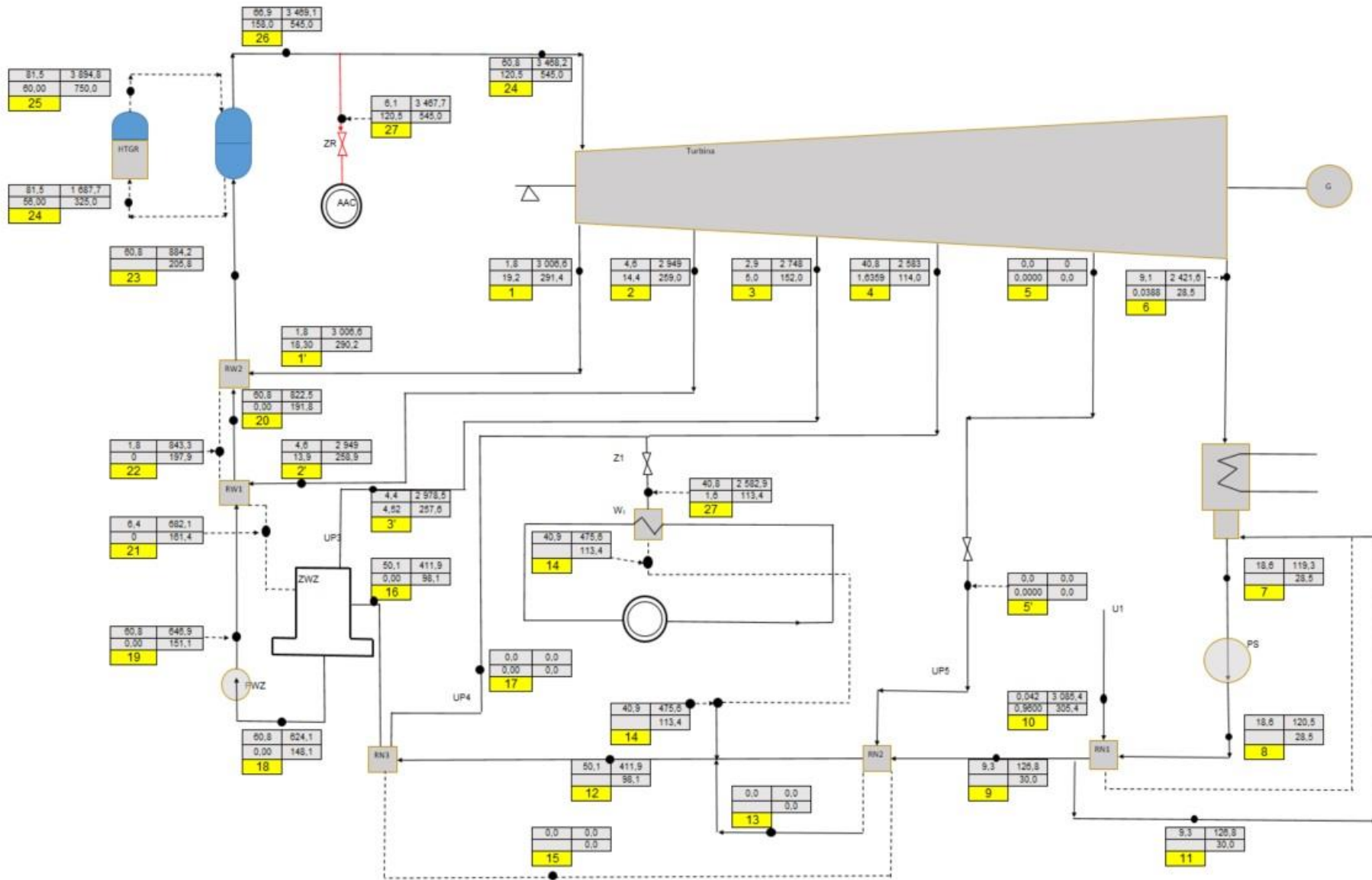
Podobnie jak w punkcie 10.3 rozpatrzono pracę elektrociepłowni z pełnym obciążeniem cieplowniczym 85 MW. Kocioł węglowy został zastąpiony przez reaktor jądrowy HTGR. Nadwyżka mocy pochodząca z reaktora jądrowego wykorzystana została do zasilenia agregatu cieplowniczego AAC. Spodziewany wynik to zwiększona o kilka % sprawność energetyczna obiegu. W tym wariantcie przedstawione zostały schematy instalacji, które uległy zmianie. Moc turbiny i generatora pozostają jak w punkcie 10.3.

Sprawność energetyczna obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz} + \dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{AAC})}{\dot{m}_{23}(i_{24} - i_{23})}$$

$$\eta_{Eob} = 86,8 \%$$

Sprawność energetyczna obiegu wzrosła istotnie z powodu maksymalizacji wykorzystania energii z reaktora HTGR - praca w pełnej kogeneracji oraz wykorzystany strumień pary do AAC.



Rys. 40 Schemat technologiczny EC Tychy z reaktorem jądrowym HTGR oraz AAC. Okres zimowy, pełne obciążenie ciepłownicze.



### 11.7.1 Absorpcyjny agregat chłodniczy

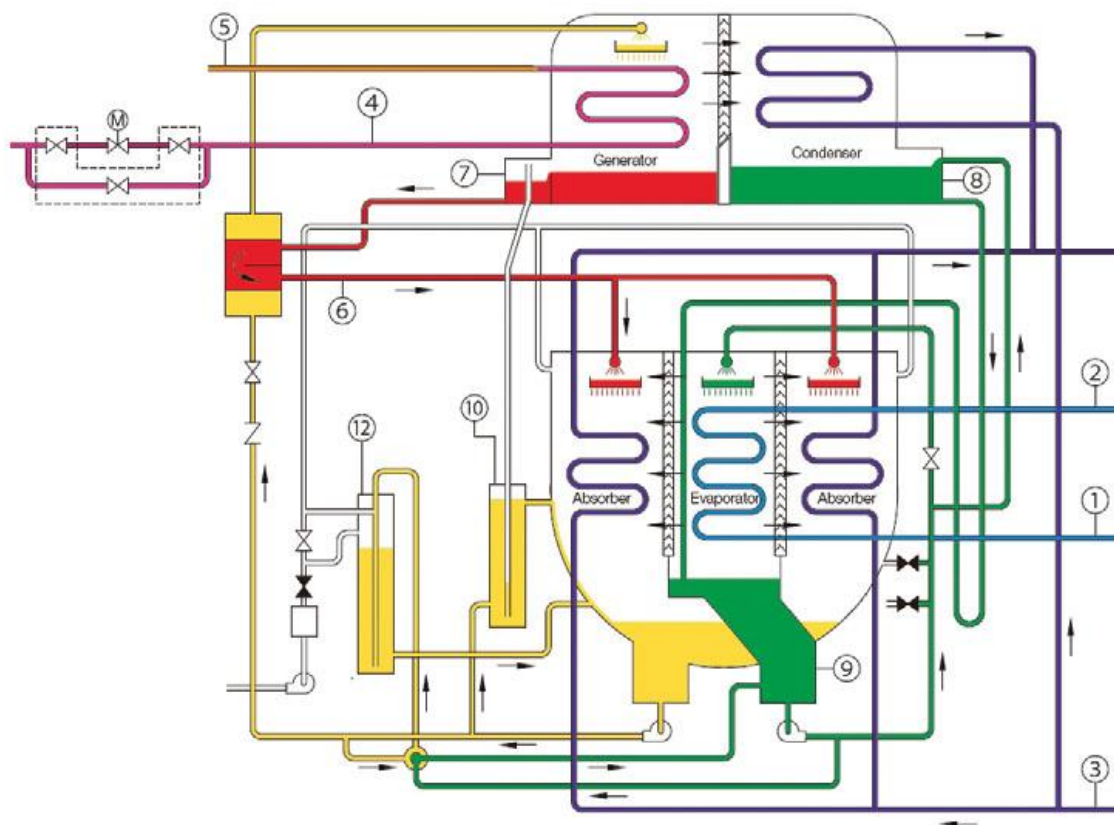
Zastosowanie absorpcyjnych agregatów chłodniczych do produkcji chłodu na cele klimatyzacyjne niesie za sobą korzyści ekonomiczne i środowiskowe. Obniżeniu ulega zapotrzebowanie na energię elektryczną do celów klimatyzacyjnych, a więc dla budynków nowych ograniczeniu ulegają nakłady na infrastrukturę elektroenergetyczną, a dla budynków modernizowanych na moc zamówioną. W ostatnich latach wyraźnie widać wzrost zapotrzebowania na chłód do celów klimatyzacyjnych. Kluczowymi odbiorcami są zarówno nowe jak i modernizowane obiekty o dużej kubaturze – komercyjne, użyteczności publicznej oraz przemysłowe. Eskalacja tej tendencji związana jest w dużej mierze ze wzrostem oczekiwań użytkowników, uwarunkowaniami prawnymi narzucającymi konkretne wymagania dotyczące ilości i jakości powietrza, bądź efektywności energetycznej budynków.

Najpopularniejszą metodą pokrycia zapotrzebowania na chłód są centralnie zainstalowane sprężarkowe agregaty chłodnicze (SAC), produkujące wodę lodową przesyłaną wewnętrzną instalacją hydrauliczną do odbiorników – głównie central wentylacyjnych bądź klimakonwektorów [15]. SAC zasilane są energią elektryczną, której cena w perspektywie ostatnich dekad systematycznie rosła, a dostępność, szczególnie w okresie letnim, stoi niejednokrotnie pod dużym znakiem zapytania. Zastosowanie SAC prowadzi, z jednej strony do nieustannego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną latem, a z drugiej do wzrostu ceny wytworzenia chłodu dla użytkownika końcowego. Oba czynniki mają negatywny wpływ na użytkowanie obiektów.

Zastosowanie SAC, jako źródła chłodu do celów klimatyzacyjnych oraz technologicznych, oczywiście jest najpowszechniejszym z rozwiązań dostępnych na rynku. Niestety dla dużych obiektów, w szczególności leczniczych, rodzi szereg dodatkowych problemów. SAC, jako energię napędową wykorzystują energię elektryczną w bardzo dużych ilościach – na każde 1000 kW mocy chłodniczej potrzeba ok. 350 kW energii elektrycznej, co w połączeniu z jednej strony z wymaganymi dużymi mocami chłodniczymi, a z drugiej z dostępnością energii elektrycznej i infrastruktury ją dostarczającej, rodzi wiele problemów.

Jedną z możliwych alternatyw do zastosowania SAC są Adsorpcyjne bądź Adsorpcyjne Agregaty Chłodnicze (AAC). W odróżnieniu od SAC wykorzystujących do produkcji chłodu energię elektryczną, AAC jako energię napędową wykorzystują ciepło w dowolnej postaci, mogące pochodzić z wielu różnych źródeł. W przypadku niniejszej pracy nośnikiem ciepła będzie para pobrana z rurociągu wyprowadzającego parę z wytwornicy pary. Zastosowanie AAC zasilanych ciepłem umożliwia z jednej strony odciążenie w okresie letnim infrastruktury elektroenergetycznej (bądź ograniczenie nakładów inwestycyjnych w wypadku nowej inwestycji), a z drugiej dociążenie infrastruktury ciepłowniczej, prowadząc do wzrostu efektywności energetycznej oraz w wypadku układów kogeneracyjnych, optymalizacji czasu zwrotu z inwestycji. W niniejszej analizie ciepło wykorzystane do zasilania AAC jest ciepłem nadmiarowym z reaktora HTGR. Jego wykorzystanie powoduje wzrost sprawności całego obiegu [31].

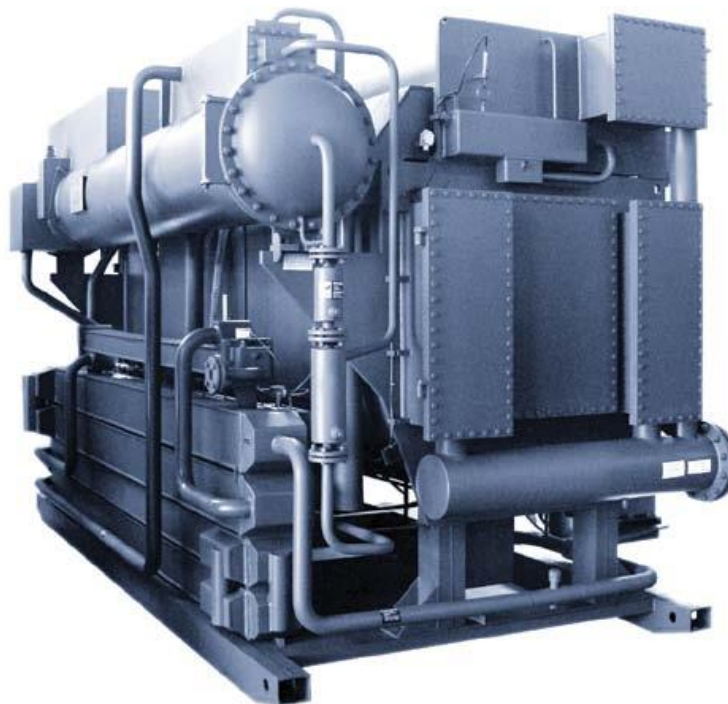
Chłodziarka sorpcyjna wytwarza wodę lodową na potrzeby klimatyzacyjne dzięki krążeniu czynnika chłodniczego, którym jest woda ( $H_2O$ ) między sorberem (jest w nim pochłaniany), a desorberem (generatorem). Układ sorbera i desorbera odpowiada, porównując do agregatu konwencjonalnego, sprężarce elektrycznej, z tą różnicą że nie używa jako energii napędowej prądu tylko ciepła. Czynnikiem chłodniczym wykorzystywanym w agregacie sorpcyjnym jest woda, a sorbentem, w zależności od wybranej technologii, roztwór soli bądź ciało stałe [34]. Stosowane dziś AAC praktycznie nie posiadają części ruchomych, dzięki czemu ich eksploatacja jest możliwa przez wiele lat wydłużając w stosunku do rozwiązań sprężarkowych, cykl życia urządzenia. Na Rys. 41 pokazano zasadę działania AAC na przykładzie bromolitowego adsorpcyjnego agregatu wody lodowej SL Eco Energy Systems.



Rys. 41 Schemat bromolitowej chłodziarki absorpcyjnej [15]

W chłodziarce zasilanej gorącą wodą bądź parą, dzięki ciepłu podanemu do generatora (7) – warnika (zasilanie 4, powrót 5) z roztworu LiBr, przy bardzo niskim ciśnieniu, odparowuje czysta woda. Para wodna przez separator wędruje do skraplacza, w którym dzięki oddaniu ciepła do wody chłodzącej ulega kondensacji (8), aby trafić w celu rozpylenia do parownika (9) i odebrania ciepła podczas wrzenia na powierzchni rurek z wody lodowej (zasilanie 1, powrót 2). Po odebraniu ciepła para wodna trafia przez separatory do absorbera, gdzie jest pochłaniana przez rozpylany stężony roztwór bromku litu pochodzący z generatora. Ciepło absorpcji odprowadzone jest poprzez układ wody chodzącej. Chłodziarka dodatkowo wyposażona jest w systemy zwiększające sprawność przez odzysk ciepła (6) oraz automatyczny system utrzymywania próżni (12) i zapobiegania krystalizacji (10).

Na Rys. 42 zaprezentowano zdjęcie absorpcyjnego agregatu chłodniczego zasilanego parą firmy SL Eco Energy Systems, dostarczonego i zabudowanego przez New Energy Transfer S.A. na potrzeby Uniwersyteckiego Szpitala Klinicznego w Białymstoku.



Rys. 42 AAC SI Eco Energy Systems - zainstalowany w Uniwersyteckim Szpitalu Klinicznym w Białymstoku [15]

## 11.8 Podsumowanie analiz optymalizacyjnych EC Tychy

Analiza układu technologicznego w EC Tychy polegała na przeprowadzeniu następujących prac i analiz, których zbiorcze wyniki przedstawione zostały w Tabela 24:

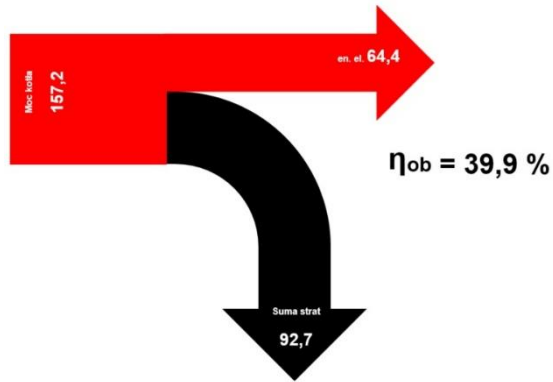
- a) inwentaryzacja układu technologicznego elektrociepłowni wraz z analizą poszczególnych charakterystycznych punktów pomiarowych pod kątem ewentualnej optymalizacji i włączenia dodatkowych odbiorników ciepła;
- b) sporządzenie schematu elektrociepłowni;
- c) zebranie danych pomiarowych;
- d) implikacja danych pomiarowych do schematu oraz modelu obliczeniowego;
- e) sporządzenie bilansów masowych i energii;

- f) obliczenie mocy źródła ciepła, mocy wewnętrznej turbiny oraz poszczególnych urządzeń instalacji, mocy elektrycznej bloku oraz sprawności obiegu;
- g) optymalizacja układu technologicznego polegająca zamianę źródła ciepła (kocioł węglowy) na reaktor HTGR;
- h) zaprojektowanie układu dostarczania pary do wymiennika zasilającego absorpcyjny agregat chłodniczy;
- i) sporządzenie obliczeń bilansowych układu z reaktorem HTGR oraz wymiennikiem na cele chłodnicze.

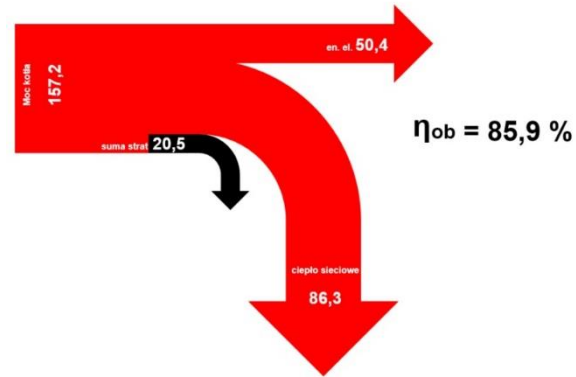
Tabela 24 Zestawienie zbiorcze parametrów układu instalacji w EC Tychy

parametr	kondensacja lato	kogeneracja zima	kogeneracja z ograniczonym ciepłownictwem	kogeneracja z ograniczonym ciepłownictwem, AAC	HTGR poligeneracja lato	HTGR poligeneracja zima	jedn.
$\eta_{\text{ob}}$	39,9	85,9	83,1	85,9	46,6	86,8	%
$Q_k, Q_{\text{HTGR}}$	157,2	157,2	157,2	157,2	179,9	179,9	MW
$N_T$	72,3	56,5	64,4	56,5	72,3	56,5	MW
$N_G$	64,4	50,4	57,4	50,4	64,4	50,4	MW
$N_{\text{WT}}$	0,0	86,3	75,0	75,0	0,0	86,3	MW
$N_{\text{AAC}}$	0,0	0,0	0,0	11,3	21,2	21,2	MW

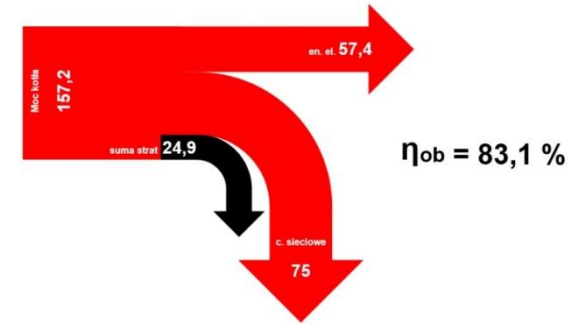
Rys. 43 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym



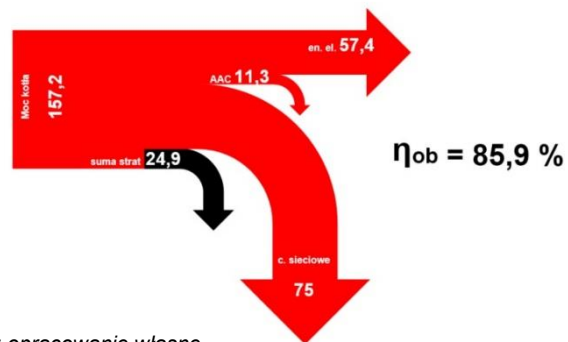
Rys. 47 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym



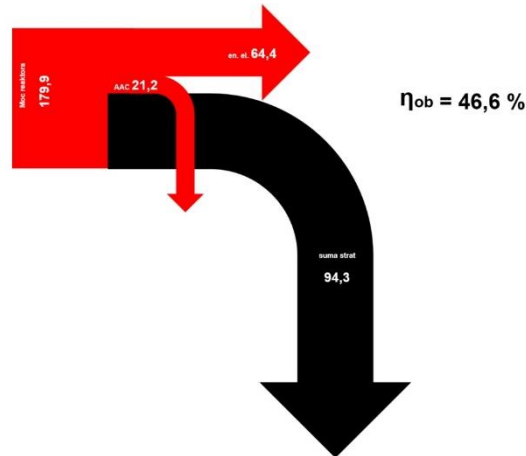
Rys. 44 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym



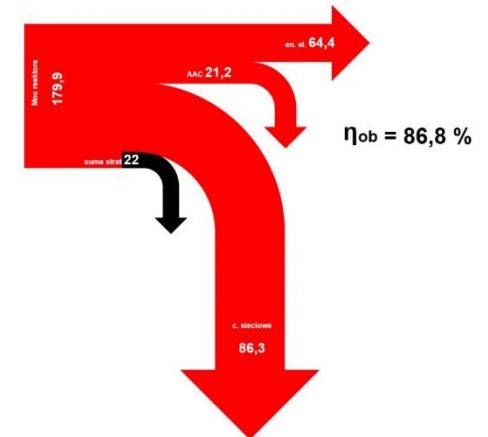
Rys. 46 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym z zaniżoną mocą ciepłowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC MW



Rys. 47 Wykres Sankey'a dla pracy z reaktorem HTGR, kondensacja z agregatem chłodniczym AAC MW



Rys. 48 Wykres Sankey'a dla pracy z reaktorem HTGR, pełną mocą ciepłowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC MW



źródło: opracowanie własne

#### **Ad. 11.2 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kondensacji, okres letni**

W trybie kondensacyjnym elektrociepłownia osiąga najniższą sprawność energetyczną obiegu. Większość ciepła oddawana jest do otoczenia za pośrednictwem układu chłodzenia.

#### **Ad. 11.3 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy, moc na wymienniku ciepłowniczym przyturbinowym 86 MWt - maksymalne obciążenie ciepłownicze**

W tym układzie elektrociepłownia pracuje w pełnym trybie kogeneracyjnym z maksymalną produkcją ciepła sieciowego osiągając najwyższą sprawność energetyczną obiegu. Jest możliwe dzięki wykorzystaniu części entalpii pary pobranej z upustów turbiny.

#### **Ad. 11.4 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy zmniejszona moc ciepłownicza do 75 MWt**

Praca w tym trybie charakteryzuje się zaniżoną mocą ciepłowniczą. Taki stan pracy bardzo często występuje w trakcie sezonu grzewczego. Zmniejszenie wykorzystania ciepła w wymienniku przyturbinowym powoduje zmniejszenie sprawności energetycznej obiegu.

#### **Ad.11.5 Obliczenia dla układu EC Tychy, praca w kogeneracji, okres zimowy zmniejszona moc ciepłownicza do 75 MWt plus agregat chłodniczy AAC**

Praca ze zmniejszonym obciążeniem ciepłowniczym tworzy przestrzeń do użycia niewykorzystanej mocy przez przyturbinowy wymiennik ciepłowniczy. W tym celu elektrociepłownia została maksymalnie obciążona ciepłowniczo

z tym, że ograniczony został strumień pary do wymiennika przyturbiny, a pozostały strumień pary został skierowany do agregatu chłodniczego AAC. W ten sposób wzrosła sprawność energetyczna obiegu do maksymalnego poziomu - tak jak dla pełnej pracy ciepłowniczej. Takie rozwiązanie pozwala na maksymalne wykorzystanie energii chemicznej paliwa w trybie pracy poligeneracyjnej.

#### **Ad. 11.6 Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca w kondensacji, okres letni**

Zamiana kotła węglowego na reaktor wysokotemperaturowy powoduje dostępną większą moc w źródle. Taki stan umożliwia zasilenie elektrociepłowni do pracy z maksymalną produkcją energii elektrycznej, a pozostała nadwyżka z reaktora zostaje wykorzystana do zasilenia agregatu chłodniczego AAC. Układ taki pozwala uzyskać wyższą sprawność elektrociepłowni w pracy kondensacyjnej.

#### **Ad. 11.7 Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca z pełnym obciążeniem ciepłowniczym plus AAC, okres zimowy**

Nadwyżka mocy z reaktora HTGR została wykorzystana do zasilania agregatu chłodniczego. Dla pracy poligeneracyjnej przy maksymalnej produkcji ciepła i chłodu, układ osiąga najwyższą sprawność energetyczną obiegu spośród wszystkich analizowanych wariantów.

### **Podsumowanie wariantów EC Tychy**

Pracujący układ technologiczny w EC Tychy osiąga największą sprawność w trakcie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w okresie zimowym  $\eta_{ob} = 85,9\%$ . Najniższą sprawność układ osiąga w czasie pracy kondensacyjnej w okresie letnim  $39,9\%$ . Ten okres charakteryzuje się istotną



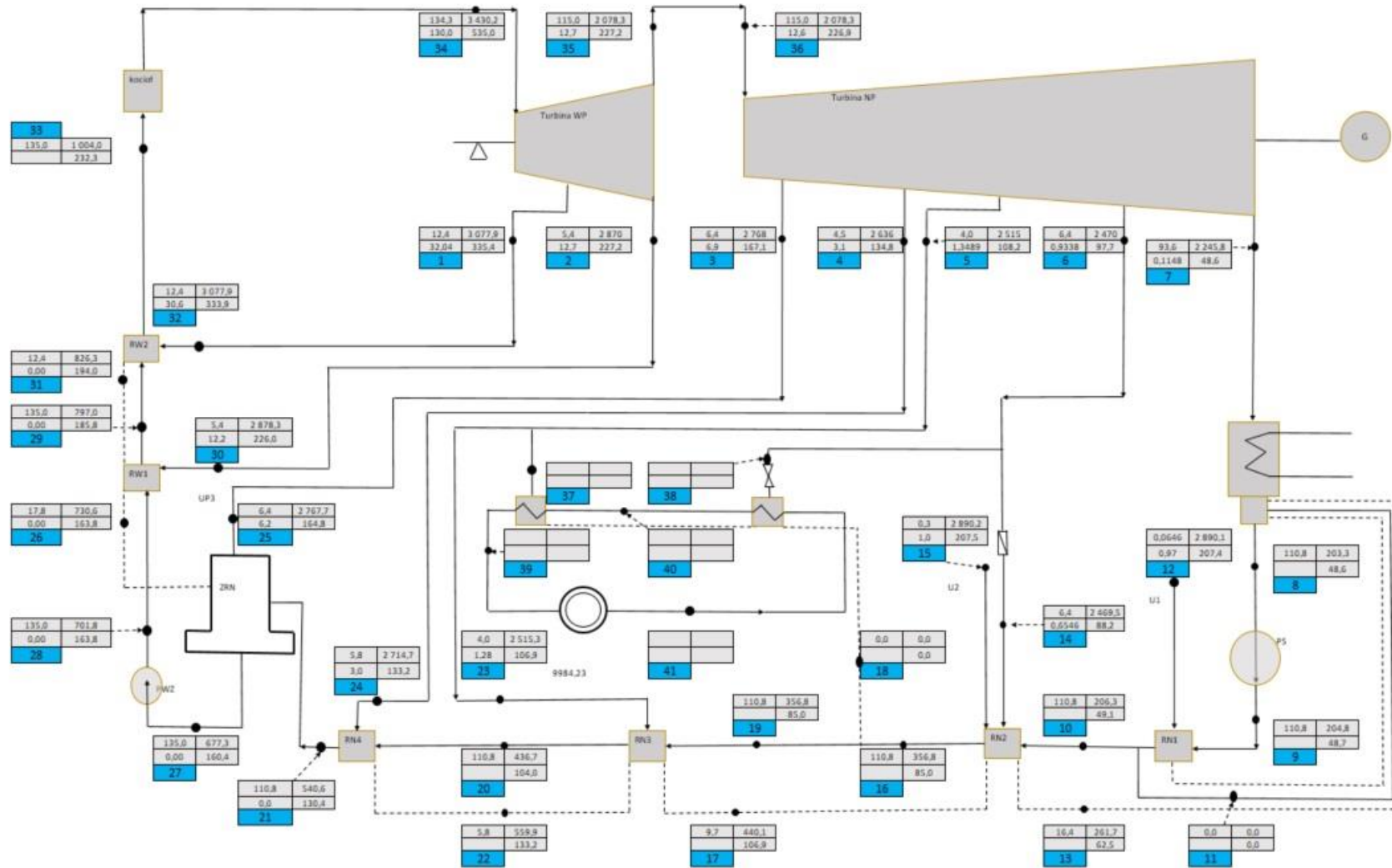
produkcją energii elektrycznej z wyłączonym z pracy węzłem ciepłowniczym. Jest to naturalna przestrzeń do optymalizacji pracy elektrociepłowni i podjęcia próby zwiększenia jej sprawności poprzez umożliwienie pracy skojarzonej. Jako rozwiązanie tej kwestii zaproponowane zostało wykorzystanie nadmiaru energii z reaktora jądrowego HTGR do napędu absorpcyjnego agregatu chłodniczego AAC lub baterii takich urządzeń maksymalizując wykorzystanie dostępnej pary. Dostępna moc do wykorzystania w parze to ok. 20 MW.

Zakłada się, że AAC będzie wykorzystywany wyłącznie w okresie letnim. Natomiast w sezonie grzewczym elektrociepłownia będzie maksymalizowała produkcję w kierunku wytwarzania ciepła grzewczego. Pozostały w tym okresie nadmiar mocy reaktora musi być zredukowany w samym reaktorze obniżając jego moc do poziomu w którym spełni wymagania parametrów pary świeżej dostarczanej do turbiny parowej.

Wykonane symulacje pracy elektrociepłowni z pierwotnym węglowym źródłem ciepła oraz reaktorem wysokotemperaturowym HTGR zakładają dostarczenie do turbiny pary o parametrach znamionowych. Po zamodelowaniu reaktora HTGR do istniejącego układu turbiny okazało się, że układ taki może pracować zapewniając wymagane parametry pary. W konfiguracji elektrociepłowni z reaktorem HTGR, parę dostarcza wytwornica pary. Nie rozpatrywano pracy ze zmiennym obciążeniem ze względu na brak danych dotyczących gradientu naboru mocy i zrzutu z obciążenia przez reaktor HTGR. Takie dane nie są upublicznione.

## **11.9 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kondensacji, okres letni**

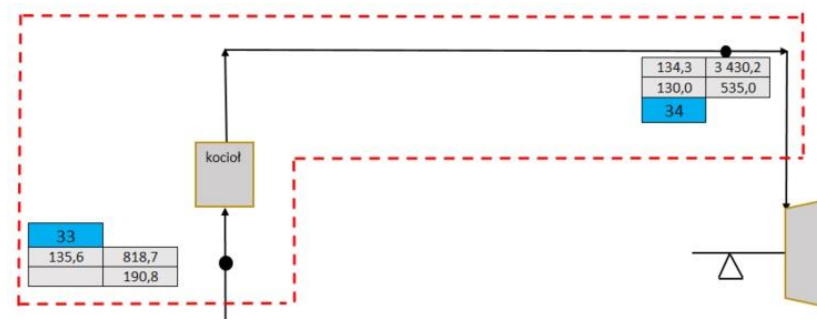
Elektrociepłownia Katowice posiada zainstalowany blok ciepłowniczy BCF-100 o mocy elektrycznej 135 MWe i mocy ciepłowniczej 180 MWt. Jest to klasyczny układ turbiny upustowo - kondensacyjnej. Schemat przygotowany na potrzeby modelowania przedstawia Rys. .



Rys. 49 Schemat technologiczny EC Katowice, kondensacja, okres letni



## Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34



Rys. 52 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34

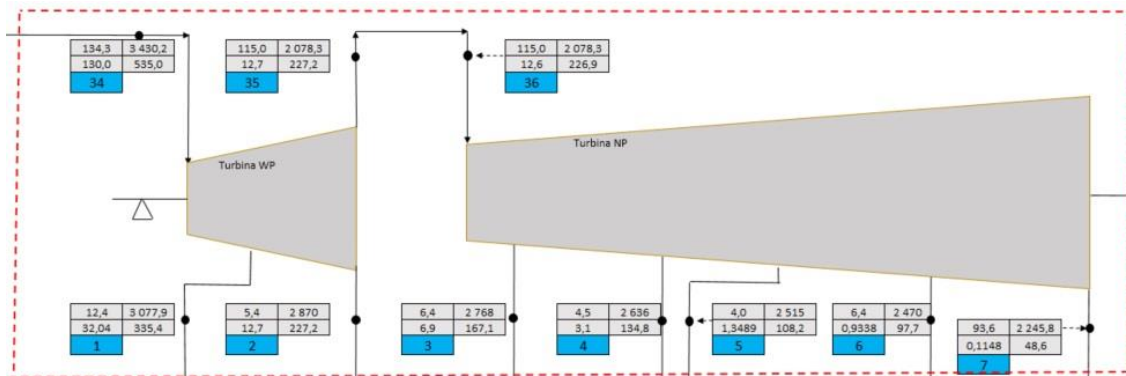
Tabela 25 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 33, 34

$\dot{m}_{33}$	135,6	kg/s
$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$t_{33}$	190,8	°C
$t_{34}$	535,0	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$i_{33} =$	818,7	kJ/kg
$i_{34} =$	3 430,2	kJ/kg

$$\dot{Q}_K = \dot{m}_{34} i_{34} - \dot{m}_{33} i_{33}$$

$$\dot{Q}_K = 325 \text{ MW}$$

## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7



Rys. 53 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

Tabela 26 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$\dot{m}_{35}$	115,0	kg/s
$\dot{m}_{36}$	115,0	kg/s
$\dot{m}_1$	12,4	kg/s
$\dot{m}_2$	5,4	kg/s
$\dot{m}_3$	6,4	kg/s
$\dot{m}_4$	4,5	kg/s
$\dot{m}_5$	4,0	kg/s
$\dot{m}_6$	6,4	kg/s
$\dot{m}_7$	93,6	kg/s
$t_{34}$	535,0	°C
$t_{35}$	227,2	°C
$t_{36}$	226,9	°C
$t_1$	335,4	°C
$t_2$	227,2	°C
$t_3$	167,1	°C
$t_4$	134,8	°C
$t_5$	108,2	°C
$t_6$	97,7	°C
$t_7$	48,6	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$p_{35}$	12,7	bar
$p_{36}$	12,6	bar
$p_1$	32,0	bar
$p_2$	12,7	bar
$p_3$	6,9	bar
$p_4$	3,1	bar
$p_5$	1,3	bar
$p_6$	0,9338	bar
$p_7$	0,1148	bar
$i_{34}$	3 430,2	kJ/kg
$i_{35}$	2 078,3	kJ/kg
$i_{36}$	2 078,3	kJ/kg
$i_1$	3 077,9	kJ/kg
$i_2$	2 870,3	kJ/kg
$i_3$	2 767,7	kJ/kg
$i_4$	2 635,9	kJ/kg
$i_5$	2 515,3	kJ/kg
$i_6$	2 469,5	kJ/kg
$i_7$	2 245,8	kJ/kg

$N_{iTW}$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{34} i_{34} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6 + \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = \dot{m}_{34} i_{34} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6 - \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = 141,4 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność wewnętrzna generatora = 0,98

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turboszespołu = 0,98

Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_G \eta_m$$

$$N_G = 135,1 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6 + \dot{m}_7$$

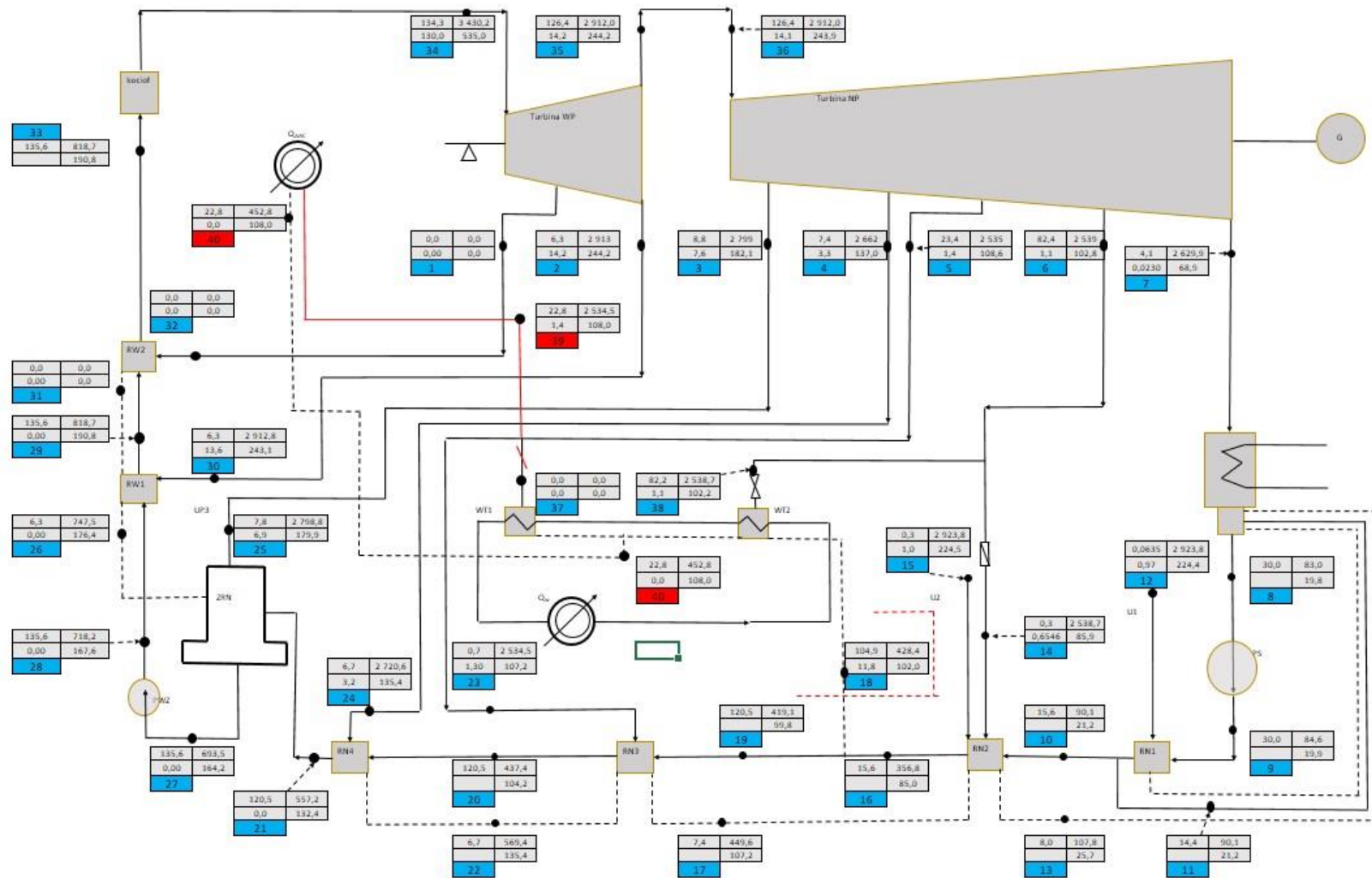


Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz})}{\dot{m}_{24}(i_{24} - i_{23})}$$

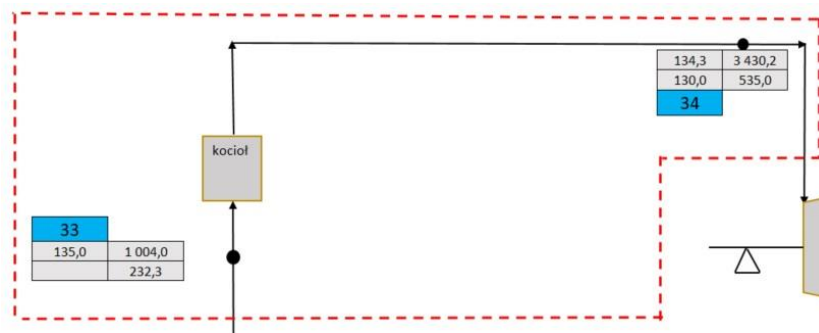
$$\eta_{Eob} = 39,9 \%$$

## **11.10 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kogeneracji, pełne obciążenie cieplownicze, okres zimowy**



Rys. 54 Schemat technologiczny EC Katowice, kogeneracja, agregat AAC, okres zimowy

## Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34



Rys. 55 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34

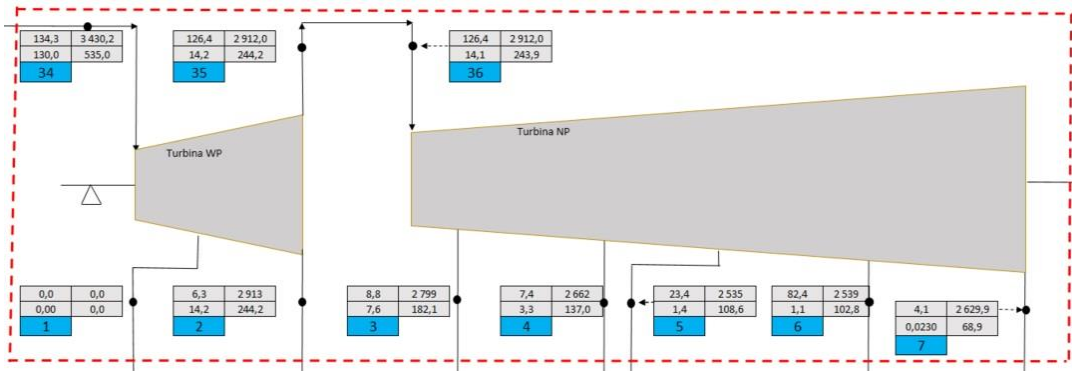
Tabela 27 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 33, 34

$\dot{m}_{33}$	135,0	kg/s
$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$t_{33}$	232,3	°C
$t_{34}$	535,0	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$i_{33}$	1 004,0	kJ/kg
$i_{34}$	3 430,2	kJ/kg

$$\dot{Q}_K = \dot{m}_{34}i_{34} - \dot{m}_{33}i_{33}$$

$$\dot{Q}_K = 349,5 \text{ MW}$$

## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7



Rys. 56 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

Tabela 28 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

Tabela 29 parametry czynnika  
w punktach pomiarowych 34;  
35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$\dot{m}_{35}$	126,4	kg/s
$\dot{m}_{36}$	126,4	kg/s
$\dot{m}_1$	0,0	kg/s
$\dot{m}_2$	6,3	kg/s
$\dot{m}_3$	8,8	kg/s
$\dot{m}_4$	7,4	kg/s
$\dot{m}_5$	23,4	kg/s
$\dot{m}_6$	82,4	kg/s
$\dot{m}_7$	4,1	kg/s
$t_{34}$	535,0	°C
$t_{35}$	244,2	°C
$t_{36}$	243,9	°C
$t_1$	0,0	°C
$t_2$	244,2	°C
$t_3$	182,1	°C
$t_4$	137,0	°C
$t_5$	108,6	°C
$t_6$	102,8	°C
$t_7$	68,9	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$p_{35}$	14,2	bar
$p_{36}$	14,1	bar
$p_1$	0,0	bar
$p_2$	14,2	bar
$p_3$	7,6	bar
$p_4$	3,3	bar
$p_5$	1,4	bar
$p_6$	1,117	bar
$p_7$	0,023	bar
$i_{34=}$	3 430,2	kJ/kg
$i_{35=}$	2 912,0	kJ/kg
$i_{36=}$	2 912,0	kJ/kg
$i_{1=}$	0,0	kJ/kg
$i_{2=}$	2 912,8	kJ/kg
$i_{3=}$	2 798,8	kJ/kg
$i_{4=}$	2 662,3	kJ/kg
$i_{5=}$	2 534,5	kJ/kg
$i_{6=}$	2 538,7	kJ/kg
$i_{7=}$	2 629,9	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{34} i_{34} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6 + \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = \dot{m}_{34} i_{34} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6 - \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = 118,4 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność wewnętrzna generatora = 0,98

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,98

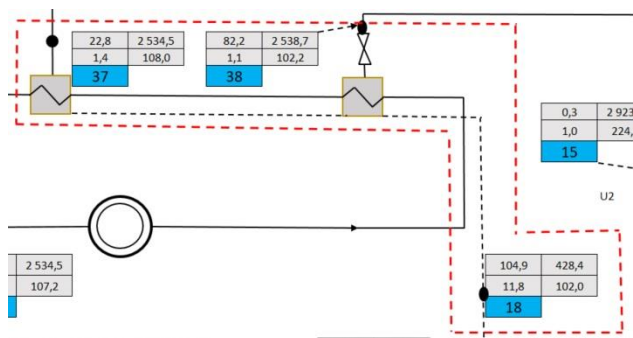
Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_G \eta_m$$

$$N_G = 113,2 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6 + \dot{m}_7$$

## Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14



Rys. 57 Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14

Tabela 30 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 37; 38; 14

$\dot{m}_{37}$	22,8	kg/s
$\dot{m}_{38}$	82,2	kg/s
$\dot{m}_{18}$	104,9	kg/s
$t_{37}$	108,0	°C
$t_{38}$	102,2	°C
$t_{18}$	102,0	°C
$p_{37}$	1,4	bar
$p_{38}$	1,1	bar
$i_{37}$	2 534,5	kJ/kg
$i_{38}$	2 538,7	kJ/kg
$i_{18}$	428,4	kJ/kg

$$N_{WT1,2} = (\dot{m}_{18}i_{18}) - (\dot{m}_{37}i_{37}) - (\dot{m}_{38}i_{38})$$

$$N_{WT} = 221,3 \text{ MW}$$

Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_T - N_{ps} - N_{pwz} + N_{WT1,2})}{\dot{m}_{34}(i_{34} - i_{33})}$$

$$\eta_{Eob} = 93 \%$$



## 11.11 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kogeneracji, ograniczone obciążenie cieplownicze, okres zimowy, agregat AAC

### Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34



Rys. 58 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34

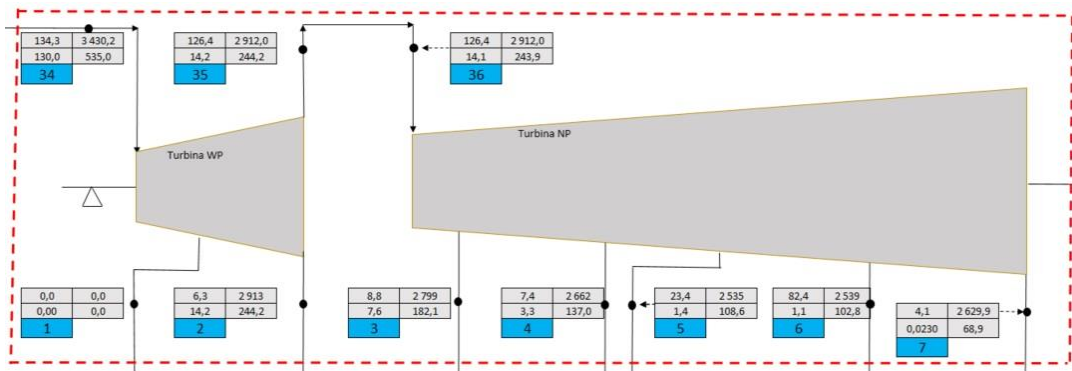
Tabela 31 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 33, 34

$\dot{m}_{33}$	135,0	kg/s
$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$t_{33}$	232,3	°C
$t_{34}$	535,0	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$i_{33}$	1 004,0	kJ/kg
$i_{34}$	3 430,2	kJ/kg

$$\dot{Q}_K = \dot{m}_{34}i_{34} - \dot{m}_{33}i_{33}$$

$$\dot{Q}_K = 349,5 \text{ MW}$$

## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7



Rys. 59 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

Tabela 32 parametry czynnika  
w punktach pomiarowych 34;  
35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$\dot{m}_{35}$	126,4	kg/s
$\dot{m}_{36}$	126,4	kg/s
$\dot{m}_1$	0,0	kg/s
$\dot{m}_2$	6,3	kg/s
$\dot{m}_3$	8,8	kg/s
$\dot{m}_4$	7,4	kg/s
$\dot{m}_5$	23,4	kg/s
$\dot{m}_6$	82,4	kg/s
$\dot{m}_7$	4,1	kg/s
$t_{34}$	535,0	°C
$t_{35}$	244,2	°C
$t_{36}$	243,9	°C
$t_1$	0,0	°C
$t_2$	244,2	°C
$t_3$	182,1	°C
$t_4$	137,0	°C
$t_5$	108,6	°C
$t_6$	102,8	°C
$t_7$	68,9	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$p_{35}$	14,2	bar
$p_{36}$	14,1	bar
$p_1$	0,0	bar
$p_2$	14,2	bar
$p_3$	7,6	bar
$p_4$	3,3	bar
$p_5$	1,4	bar
$p_6$	1,117	bar
$p_7$	0,023	bar
$i_{34=}$	3 430,2	kJ/kg
$i_{35=}$	2 912,0	kJ/kg
$i_{36=}$	2 912,0	kJ/kg
$i_{1=}$	0,0	kJ/kg
$i_{2=}$	2 912,8	kJ/kg
$i_{3=}$	2 798,8	kJ/kg
$i_{4=}$	2 662,3	kJ/kg
$i_{5=}$	2 534,5	kJ/kg
$i_{6=}$	2 538,7	kJ/kg
$i_{7=}$	2 629,9	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{34} i_{34} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6 + \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = \dot{m}_{34} i_{34} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6 - \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = 118,4 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność wewnętrzna generatora = 0,98

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,98

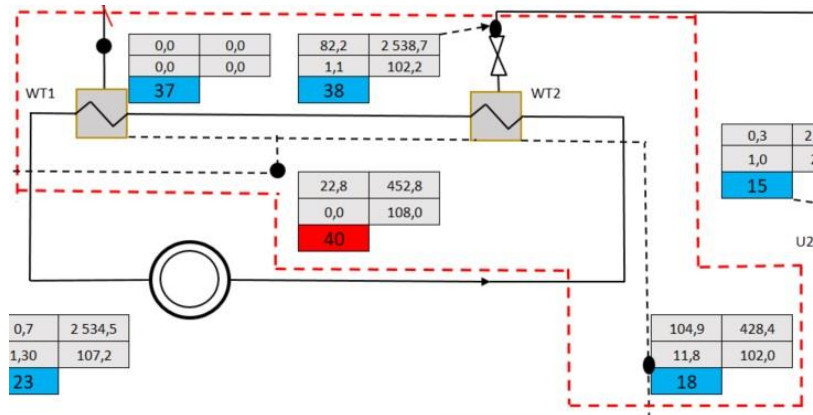
Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_G \eta_m$$

$$N_G = 113,2 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6 + \dot{m}_7$$

**Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT1 i WT2, punkty pomiarowe 14; 38; 40**

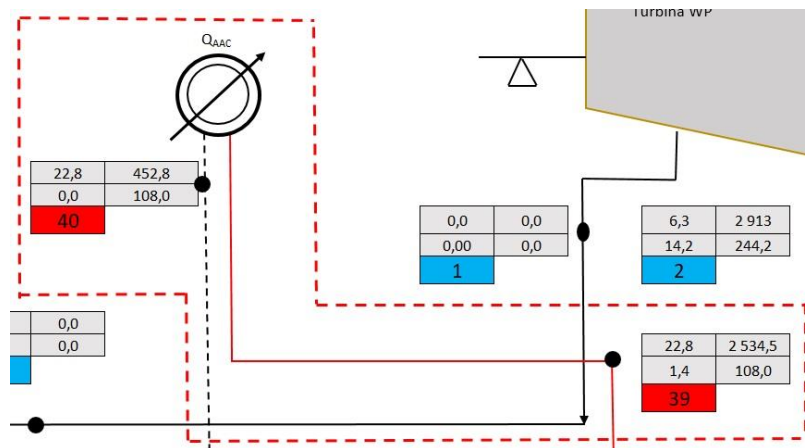


Rys. 60 Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14

$$N_{WT2} = (\dot{m}_{18}i_{18}) - (\dot{m}_{40}i_{40}) - (\dot{m}_{38}i_{38})$$

$$N_{WT} = 173,9 \text{ MW}$$

**Bilans energii dla wymiennika AAC, punkty pomiarowe 39; 40**



Rys. 61 Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14

$$\dot{Q}_{AAC} = (\dot{m}_{39}i_{39}) - (\dot{m}_{40}i_{40})$$

$$\dot{Q}_{AAC} = 47,4 \text{ MW}$$

Tabela 33 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 18; 37; 38; 39; 40

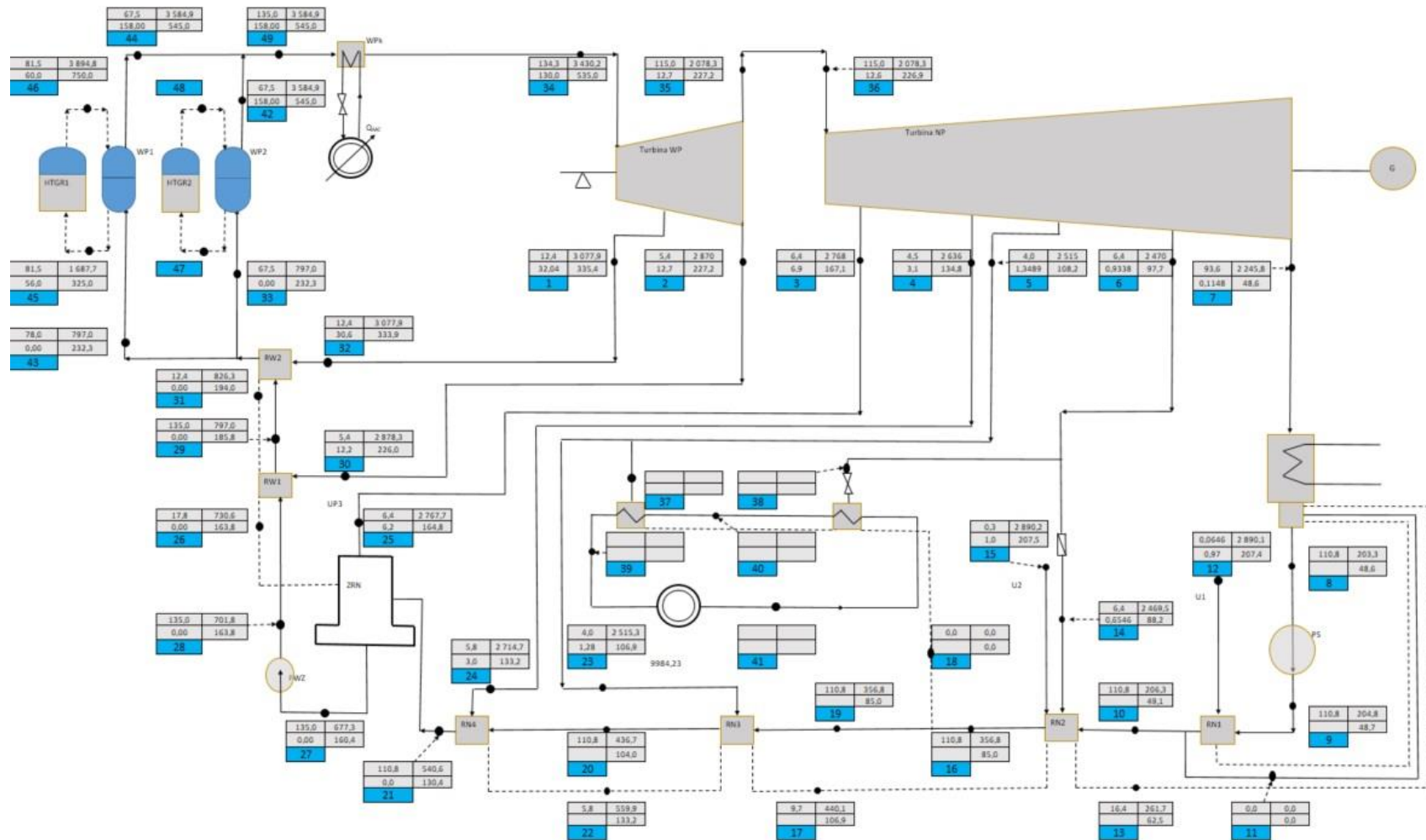
$\dot{m}_{37}$	0,0	kg/s
$\dot{m}_{38}$	82,2	kg/s
$\dot{m}_{39}$	22,8	kg/s
$\dot{m}_{40}$	22,8	kg/s
$\dot{m}_{18}$	104,9	kg/s
$t_{37}$	0,0	°C
$t_{38}$	102,2	°C
$t_{39}$	108,0	°C
$t_{40}$	108,0	°C
$t_{18}$	102,0	°C
$p_{37}$	0,0	bar
$p_{38}$	1,1	bar
$i_{37}$	0,0	kJ/kg
$i_{38}$	2 538,7	kJ/kg
$i_{39}$	2 534,5	
$i_{40}$	452,8	
$i_{18}$	428,4	kJ/kg

Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{pwz} + \dot{Q}_{WT2} + \dot{Q}_{AAC})}{\dot{m}_{34}(i_{34} - i_{33})}$$

$$\eta_{Eob} = 93 \%$$

## **11.12 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca z dwoma reaktorami HTGR, okres letni**

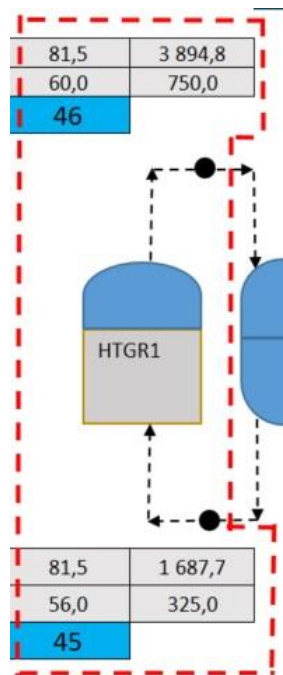


Rys. 62 Schemat technologiczny EC Katowice, 2 x HTGR, kondensacja, okres letni





## Bilans energii reaktorów HTGR, punkty pomiarowe 45; 46; 47; 48



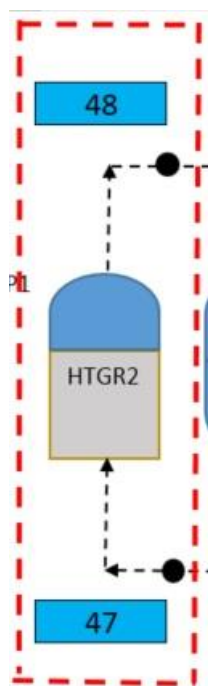
Rys. 63 Bilans energii dla reaktora HTGR1, punkty pomiarowe 45; 46

Tabela 34 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 45; 46

$\dot{m}_{45}$	81,5	kg/s
$\dot{m}_{46}$	81,5	kg/s
$t_{45}$	325,0	°C
$t_{46}$	750,0	°C
$p_{45}$	56,0	bar
$p_{46}$	60,0	bar
$c_{Wh}$	5,2	kJ/kg
$i_{45}$	1 687,7	kJ/kg
$i_{46}$	3 894,8	kJ/kg

$$\dot{Q}_{HTGR1} = \dot{m}_{45} c_{Wh} (i_{46} - i_{45})$$

$$\dot{Q}_{HTGR1} = 179,9 \text{ MW}$$



Rys. 64 Bilans energii dla reaktora HTGR2, punkty pomiarowe 47; 48

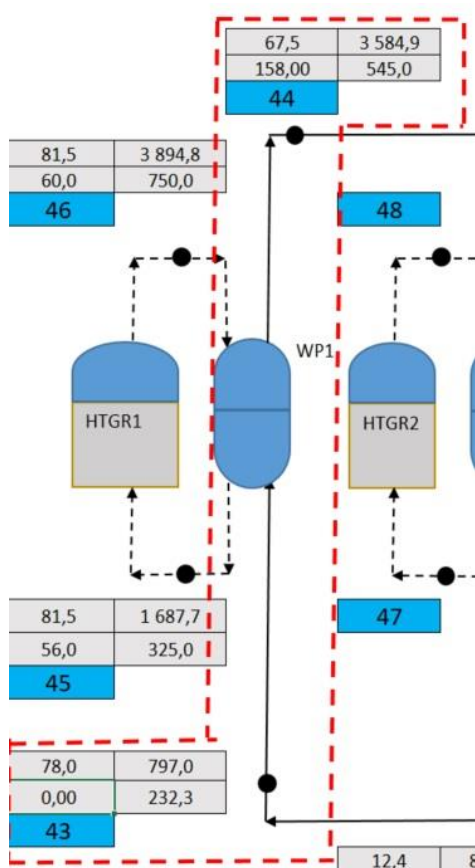
Tabela 35 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 47; 48

$\dot{m}_{47}$	81,5	kg/s
$\dot{m}_{48}$	81,5	kg/s
$t_{47}$	325,0	°C
$t_{48}$	750,0	°C
$p_{47}$	56,0	bar
$p_{48}$	60,0	bar
$c_{Wh}$	5,2	kJ/kg
$i_{47}$	1 687,7	kJ/kg
$i_{48}$	3 894,8	kJ/kg

$$\dot{Q}_{HTGR2} = \dot{m}_{47} c_{Wh} (i_{48} - i_{47})$$

$$\dot{Q}_{HTGR2} = 179,9 \text{ MW}$$

## Bilans energii dla wytwornicy pary WP1 i WP2, punkty pomiarowe 43; 44



Rys. 65 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 44

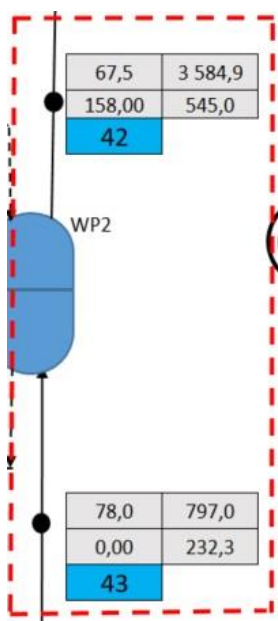
Tabela 36 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 44

$\dot{m}_{43}$	78,0	kg/s
$\dot{m}_{44}$	67,5	kg/s
$t_{43}$	232,3	°C
$t_{44}$	545,0	°C
$i_{43}$	797,0	kJ/kg
$i_{44}$	3 584,9	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WP1} = (\dot{m}_{44}i_{44}) - (\dot{m}_{43}i_{43})$$

$$\dot{Q}_{WP1} = 179,8 \text{ MW}$$

### Bilans energii dla wytwornic pary WP1 i WP2, punkty pomiarowe 42; 43;



Rys. 66 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 42

Tabela 37 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 42

$\dot{m}_{43}$	78,0	kg/s
$\dot{m}_{42}$	67,5	kg/s
$t_{43}$	232,3	°C
$t_{42}$	545,0	°C
$i_{43}$	797,0	kJ/kg
$i_{42}$	3 584,9	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WP1} = (\dot{m}_{44}i_{44}) - (\dot{m}_{42}i_{42})$$

$$\dot{Q}_{WP1} = 179,8 \text{ MW}$$

## Bilans energii dla wytwornicy pary korygującej WPk, punkty pomiarowe 34, 49



Rys. 67 Bilans energii dla wytwornicy pary korygującej WPk, punkty pomiarowe 34; 49

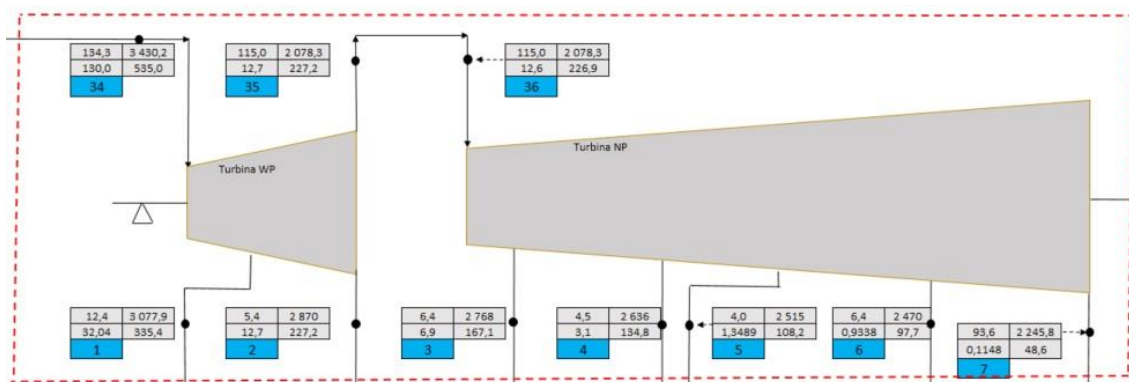
Tabela 38 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 49

$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$\dot{m}_{49}$	135,0	kg/s
$t_{34}$	535,0	°C
$t_{49}$	545,0	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$p_{49}$	158,0	bar
$i_{34}$	3 430,2	
$i_{49}$	3 584,9	

$$\dot{Q}_{WPk} = (\dot{m}_{34}i_{34}) - (\dot{m}_{49}i_{49})$$

$$\dot{Q}_{WPk} = 23,4 \text{ MW}$$

## Bilans energii dla turbiny w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7



Rys. 68 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

Tabela 39 parametry czynnika  
w punktach pomiarowych 34;  
35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$\dot{m}_{35}$	115,0	kg/s
$\dot{m}_{36}$	115,0	kg/s
$\dot{m}_1$	12,4	kg/s
$\dot{m}_2$	5,4	kg/s
$\dot{m}_3$	6,4	kg/s
$\dot{m}_4$	4,5	kg/s
$\dot{m}_5$	4,0	kg/s
$\dot{m}_6$	6,4	kg/s
$\dot{m}_7$	93,6	kg/s
$t_{34}$	535,0	°C
$t_{35}$	227,2	°C
$t_{36}$	226,9	°C
$t_1$	335,4	°C
$t_2$	227,2	°C
$t_3$	167,1	°C
$t_4$	134,8	°C
$t_5$	108,2	°C
$t_6$	97,7	°C
$t_7$	48,6	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$p_{35}$	12,7	bar
$p_{36}$	12,6	bar
$p_1$	32,0	bar
$p_2$	12,7	bar
$p_3$	6,9	bar
$p_4$	3,1	bar
$p_5$	1,3	bar
$p_6$	0,9338	bar
$p_7$	0,1148	bar
$i_{34}$	3 430,2	kJ/kg
$i_{35}$	2 078,3	kJ/kg
$i_{36}$	2 078,3	kJ/kg
$i_1$	3 077,9	kJ/kg
$i_2$	2 870,3	kJ/kg
$i_3$	2 767,7	kJ/kg
$i_4$	2 635,9	kJ/kg
$i_5$	2 515,3	kJ/kg
$i_6$	2 469,5	kJ/kg
$i_7$	2 245,8	kJ/kg



$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{34} i_{34} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6 + \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = \dot{m}_{34} i_{34} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6 - \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = 141,4 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność wewnętrzna generatora = 0,98

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,98

Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_G \eta_m$$

$$N_G = 113,2 \text{ MW}$$

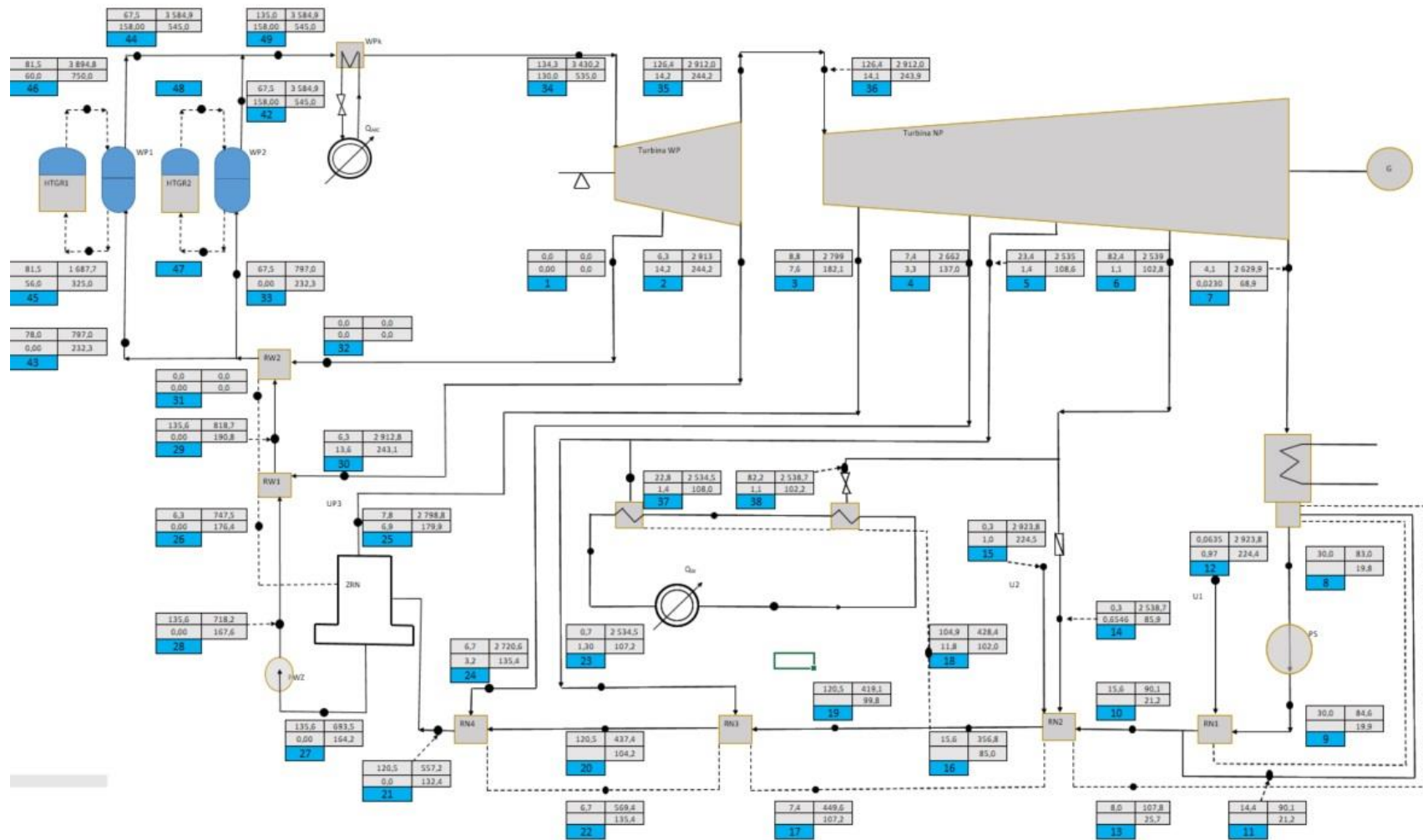
$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6 + \dot{m}_7$$

Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_T - N_{ps} - N_{pwz} + N_{WPK})}{2\dot{m}_{43}(i_{43} - i_{34})}$$

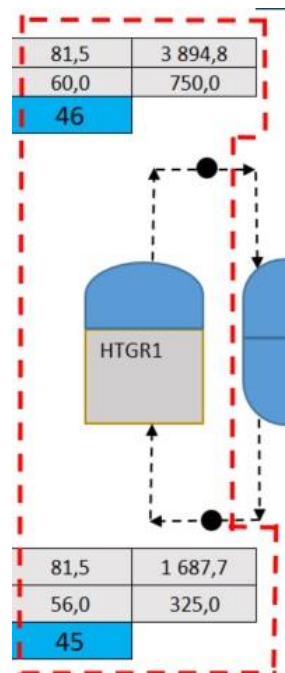
$$\eta_{Eob} = 42,9 \%$$

### **11.13 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca z dwoma reaktorami HTGR, pełna kogeneracja plus wytwornica pary korygująca W<sub>PK</sub>**



Rys. 69 Schemat technologiczny EC Katowice, 2x reaktor HTGR, poligeneracja, okres zimowy

## Bilans energii reaktorów HTGR, punkty pomiarowe 45; 46; 47; 48



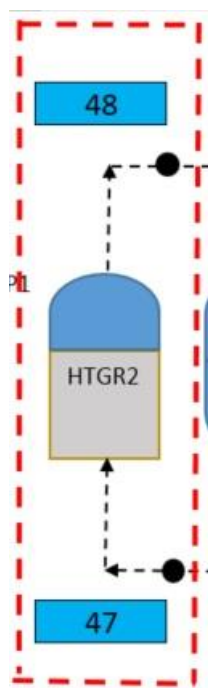
Rys. 70 Bilans energii dla reaktora HTGR1, punkty pomiarowe 45; 46

Tabela 40 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 45; 46

$\dot{m}_{45}$	81,5	kg/s
$\dot{m}_{46}$	81,5	kg/s
$t_{45}$	325,0	°C
$t_{46}$	750,0	°C
$p_{45}$	56,0	bar
$p_{46}$	60,0	bar
$c_{Wh}$	5,2	kJ/kg
$i_{45}$	1 687,7	kJ/kg
$i_{46}$	3 894,8	kJ/kg

$$\dot{Q}_{HTGR1} = \dot{m}_{45} c_{Wh} (i_{46} - i_{45})$$

$$\dot{Q}_{HTGR1} = 179,9 \text{ MW}$$



Rys. 71 Bilans energii dla reaktora HTGR2, punkty pomiarowe 47; 48

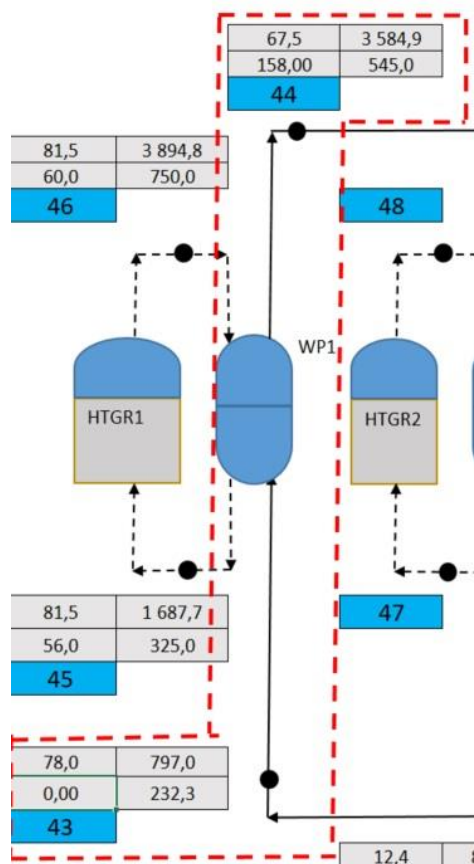
Tabela 41 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 47; 48

$\dot{m}_{47}$	81,5	kg/s
$\dot{m}_{48}$	81,5	kg/s
$t_{47}$	325,0	°C
$t_{48}$	750,0	°C
$p_{47}$	56,0	bar
$p_{48}$	60,0	bar
$c_{Wh}$	5,2	kJ/kg
$i_{47}$	1 687,7	kJ/kg
$i_{48}$	3 894,8	kJ/kg

$$\dot{Q}_{HTGR2} = \dot{m}_{47} c_{Wh} (i_{48} - i_{47})$$

$$\dot{Q}_{HTGR2} = 179,9 \text{ MW}$$

## Bilans energii dla wytwornicy pary WP1 i WP2, punkty pomiarowe 43; 44



Rys. 72 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 44

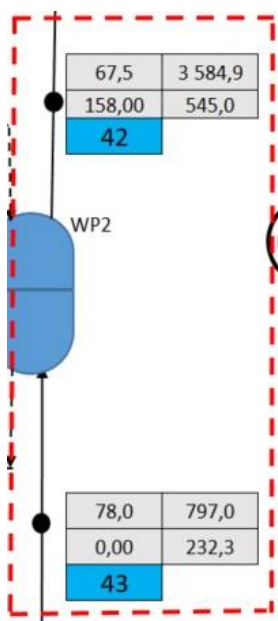
Tabela 42 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 44

$\dot{m}_{43}$	78,0	kg/s
$\dot{m}_{44}$	67,5	kg/s
$t_{43}$	232,3	°C
$t_{44}$	545,0	°C
$i_{43}$	797,0	kJ/kg
$i_{44}$	3 584,9	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WP1} = (\dot{m}_{44}i_{44}) - (\dot{m}_{43}i_{43})$$

$$\dot{Q}_{WP1} = 179,8 \text{ MW}$$

### Bilans energii dla wytwornic pary WP1 i WP2, punkty pomiarowe 42; 43;



Rys. 73 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 42

Tabela 43 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 42

$\dot{m}_{43}$	78,0	kg/s
$\dot{m}_{42}$	67,5	kg/s
$t_{43}$	232,3	°C
$t_{42}$	545,0	°C
$i_{43}$	797,0	kJ/kg
$i_{42}$	3 584,9	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WP1} = (\dot{m}_{44}i_{44}) - (\dot{m}_{42}i_{42})$$

$$\dot{Q}_{WP1} = 179,8 \text{ MW}$$

## Bilans energii dla wytwornicy pary korygującej WPk, punkty pomiarowe 34, 49



Rys. 74 Bilans energii dla wytwornicy pary korygującej WPk, punkty pomiarowe 34; 49

Tabela 44 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 49

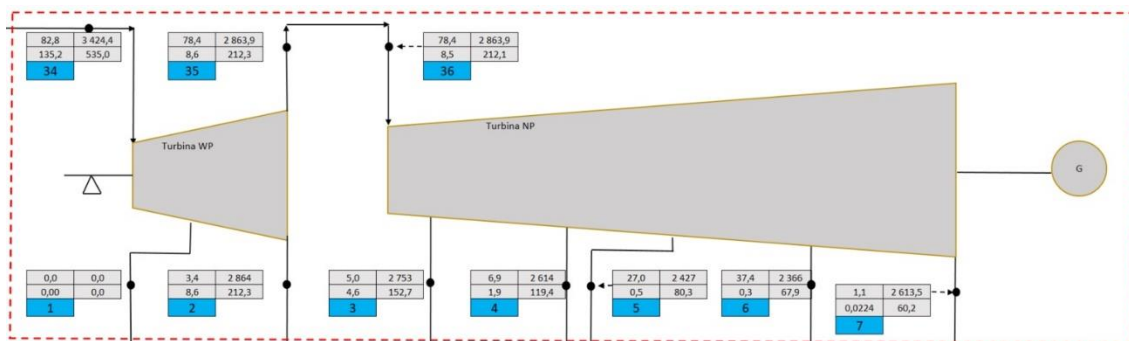
$\dot{m}_{34}$	134,3	kg/s
$\dot{m}_{49}$	135,0	kg/s
$t_{34}$	535,0	°C
$t_{49}$	545,0	°C
$p_{34}$	130,0	bar
$p_{49}$	158,0	bar
$i_{34}$	3 430,2	
$i_{49}$	3 584,9	

$$\dot{Q}_{WPk} = (\dot{m}_{34}i_{34}) - (\dot{m}_{49}i_{49})$$

$$\dot{Q}_{WPk} = 23,4 \text{ MW}$$



## Bilans energii turbiny w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7



Rys. 75 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

Tabela 45 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7

$\dot{m}_{34}$	82,8	kg/s
$\dot{m}_{35}$	78,4	kg/s
$\dot{m}_{36}$	78,4	kg/s
$\dot{m}_1$	0,0	kg/s
$\dot{m}_2$	3,4	kg/s
$\dot{m}_3$	5,0	kg/s
$\dot{m}_4$	6,9	kg/s
$\dot{m}_5$	27,0	kg/s
$\dot{m}_6$	37,4	kg/s
$\dot{m}_7$	1,1	kg/s
$t_{34}$	535,0	°C
$t_{35}$	212,3	°C
$t_{36}$	212,1	°C
$t_1$	0,0	°C
$t_2$	212,3	°C
$t_3$	152,7	°C
$t_4$	119,4	°C
$t_5$	80,3	°C
$t_6$	67,9	°C
$t_7$	60,2	°C
$p_{34}$	135,2	bar
$p_{35}$	8,6	bar
$p_{36}$	8,5	bar
$p_1$	0,0	bar
$p_2$	8,6	bar
$p_3$	4,6	bar
$p_4$	1,9	bar
$p_5$	0,5	bar
$p_6$	0,2848	bar
$p_7$	0,0224	bar
$i_{34=}$	3 424,4	kJ/kg
$i_{35=}$	2 863,9	kJ/kg
$i_{36=}$	2 863,9	kJ/kg
$i_{1=}$	0,0	kJ/kg
$i_{2=}$	2 863,9	kJ/kg
$i_{3=}$	2 752,7	kJ/kg
$i_{4=}$	2 613,9	kJ/kg
$i_{5=}$	2 426,9	kJ/kg
$i_{6=}$	2 366,0	kJ/kg
$i_{7=}$	2 613,5	kJ/kg

$N_T$  - moc wewnętrzna turbiny

Bilans energii dla turbiny

$$\dot{m}_{34} i_{34} = N_T + \dot{m}_1 i_1 + \dot{m}_2 i_{21} + \dot{m}_3 i_3 + \dot{m}_4 i_4 + \dot{m}_5 i_5 + \dot{m}_6 i_6 + \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = \dot{m}_{34} i_{34} - \dot{m}_1 i_1 - \dot{m}_2 i_2 - \dot{m}_3 i_3 - \dot{m}_4 i_4 - \dot{m}_5 i_5 - \dot{m}_6 i_6 - \dot{m}_7 i_7$$

$$N_T = 84,8 \text{ MW}$$

$\eta_G$  - sprawność wewnętrzna generatora = 0,98

$\eta_m$  - sprawność mechaniczna turbozespołu = 0,98

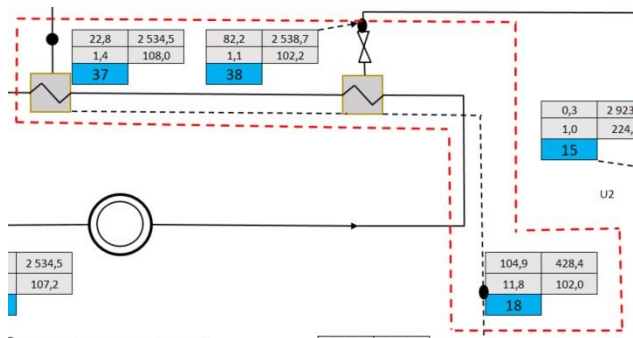
Moc generatora:

$$N_G = N_T \eta_G \eta_m$$

$$N_G = 81,1 \text{ MW}$$

$$\dot{m}_{34} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 + \dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6 + \dot{m}_7$$

## Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14



Rys. 76 Bilans energii dla wymiennika przyturbiny WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14

Tabela 46 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 37; 38; 14

$\dot{m}_{37}$	22,8	kg/s
$\dot{m}_{38}$	82,2	kg/s
$\dot{m}_{18}$	104,9	kg/s
$t_{37}$	108,0	°C
$t_{38}$	102,2	°C
$t_{18}$	102,0	°C
$p_{37}$	1,4	bar
$p_{38}$	1,1	bar
$i_{37}$	2 534,5	kJ/kg
$i_{38}$	2 538,7	kJ/kg
$i_{18}$	428,4	kJ/kg

$$\dot{Q}_{WT1,2} = (\dot{m}_{18}i_{18}) - (\dot{m}_{37}i_{37}) - (\dot{m}_{38}i_{38})$$

$$\dot{Q}_{WT} = 221,3 \text{ MW}$$

Dla sporządzonego bilansu energii elektrociepłowni obliczono sprawność energetyczną obiegu:

$$\eta_{Eob} = \frac{(N_G - N_{ps} - N_{p wz} + \dot{Q}_{WT} + \dot{Q}_{WPk})}{\dot{m}_{34}(i_{34} - i_{33})}$$

$$\eta_{Eob} = 93 \%$$

## 11.14 Podsumowanie analiz optymalizacyjnych EC Katowice

Analiza optymalizacyjna układu technologicznego w EC Katowice polegała na przeprowadzeniu następujących prac i analiz, których zbiorcze wyniki przedstawione zostały w Tabeli 24:

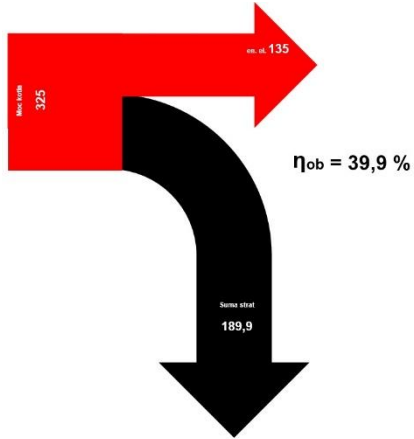
- a) inwentaryzacja układu technologicznego elektrociepłowni wraz z analizą poszczególnych charakterystycznych punktów pomiarowych pod kątem ewentualnej optymalizacji i włączenia dodatkowych odbiorników ciepła;
- b) sporządzenie schematu elektrociepłowni;
- c) zebranie danych pomiarowych;
- d) implikacja danych pomiarowych do schematów oraz do modelu obliczeniowego;
- e) sporządzenie bilansów masowych i energii;
- f) obliczenie mocy źródła ciepła, mocy wewnętrznej turbiny oraz poszczególnych urządzeń instalacji, mocy elektrycznej bloku oraz sprawności obiegu;
- g) optymalizacja układu technologicznego polegająca zamianie źródła ciepła (kocioł węglowy) na reaktor HTGR;
- h) zaprojektowanie układu dostarczania pary do wymiennika zasilającego absorpcyjny agregat chłodniczy;
- i) sporządzenie obliczeń bilansowych układu z reaktorem HTGR oraz wymiennikiem na cele chłodnicze.

Tabela 47 Zestawienie zbiorcze parametrów układu instalacji w EC Katowice

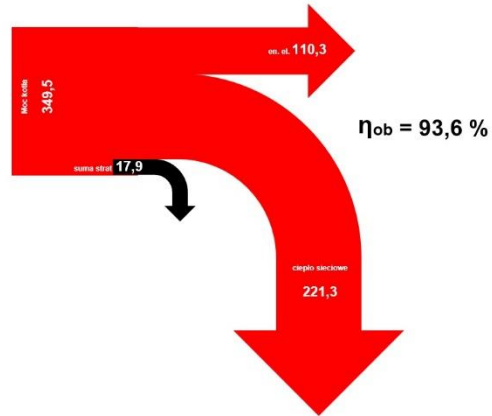
parametr	kondensacja lato	kogeneracja zima	kogeneracja z ograniczonym ciepłownictwem, AAC	HTGR poligeneracja lato	HTGR poligeneracja zima	jedn.
$\eta_{\text{lob}}$	39,9	93,6	93,3	42,6	97,5	%
$Q_k; Q_{\text{HTGR}}$	325,0	349,5	349,5	359,7	359,7	MW
$N_T$	141,4	118,4	118,4	141,4	118,4	MW
$N_G$	135,1	110,3	113,2	135,1	110,3	MW
$N_{\text{WT}}$	0,0	221,3	173,9	0,0	221,3	MW
$N_{\text{AAC}}$	0,0	0,0	47,4	23,4	23,4	MW



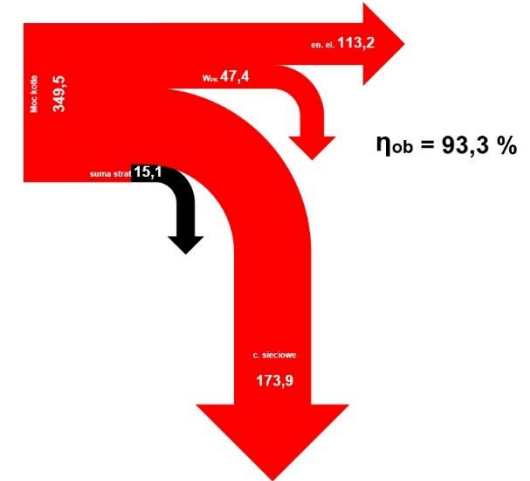
Rys. 81 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym



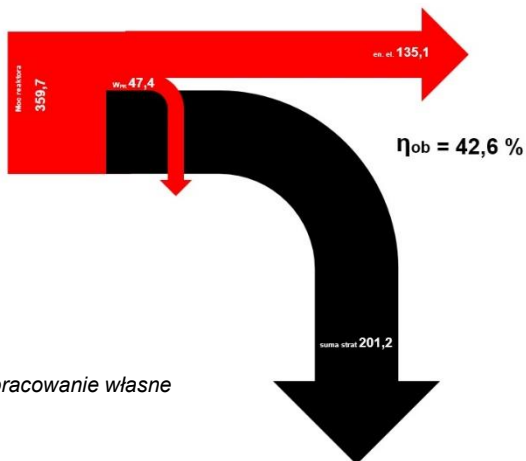
Rys. 80 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym



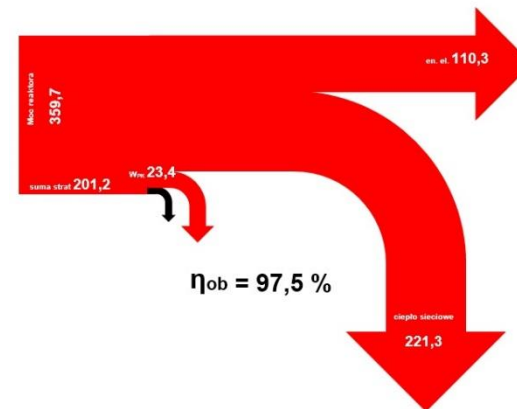
Rys. 79 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym z zaniżoną mocą ciepłowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC MW



Rys. 78 Wykres Sankey'a dla pracy z reaktorem HTGR, praca w kondensacji z agregatem chłodniczym AAC MW



Rys. 77 Wykres Sankey'a dla pracy z reaktorem HTGR, pełną mocą ciepłowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC MW



źródło: opracowanie własne

#### **Ad. 11.9 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kondensacji, okres letni**

W trybie kondensacyjnym elektrociepłownia osiąga najniższą sprawność energetyczną obiegu. Większość ciepła oddawana jest do otoczenia za pośrednictwem układu chłodzenia.

#### **Ad. 11.10 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kogeneracji, okres zimowy, maksymalne obciążenie ciepłownicze**

W tym układzie elektrociepłownia pracuje w pełnym trybie kogeneracyjnym z maksymalną produkcją ciepła sieciowego osiągając najwyższą sprawność energetyczną obiegu. Jest możliwe dzięki wykorzystaniu części entalpii pary pobranej z upustów turbiny.

#### **Ad.11.12 Obliczenia dla układu EC Katowice, praca w kogeneracji, okres zimowy zmniejszona moc ciepłownicza plus agregat chłodniczy AAC**

Praca ze zmniejszonym obciążeniem ciepłowniczym tworzy przestrzeń do użycia niewykorzystanej mocy przez przyturbinowe wymienniki ciepłownicze. W tym celu jeden z dwóch wymienników został zamknięty, a strumień pary skierowany do agregatu chłodniczego AAC. W ten sposób wzrosła sprawność energetyczna obiegu do maksymalnego poziomu - tak jak dla pełnej pracy ciepłowniczej. Takie rozwiązanie pozwala na maksymalne wykorzystanie energii chemicznej paliwa w trybie pracy poligeneracyjnej.

#### **Ad. 11.6 Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca w kondensacji, okres letni**

Zamiana kotła węglowego na reaktor wysokotemperaturowy powoduje dostępną większą moc w źródle. Taki stan umożliwia zasilenie elektrociepłowni do pracy z maksymalną produkcją energii elektrycznej, a pozostała nadwyżka z reaktora zostaje wykorzystana do zasilenia agregatu chłodniczego AAC. Układ taki pozwala uzyskać wyższą sprawność elektrociepłowni w pracy kondensacyjnej.



### **Ad. 11.7 Obliczenia bilansowe dla układu EC Tychy z reaktorem HTGR, praca z pełnym obciążeniem ciepłowniczym plus AAC, okres zimowy**

Nadwyżka mocy z reaktora HTGR została wykorzystana do zasilania agregatu chłodniczego. Dla pracy poligeneracyjnej przy maksymalnej produkcji ciepła i chłodu, układ osiąga najwyższą sprawność energetyczną obiegu spośród wszystkich analizowanych wariantów.

Pracujący układ technologiczny w EC Katowice osiąga największą sprawność w trakcie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w okresie zimowym  $\eta_{ob} = 93,6\%$ . Najniższą sprawność układ osiąga w czasie pracy kondensacyjnej w okresie letnim  $39,9\%$ . Ten okres charakteryzuje się istotną produkcją energii elektrycznej z wyłączonym z pracy węzłem ciepłowniczym. Jest to naturalna przestrzeń do optymalizacji pracy elektrociepłowni i podjęcia próby zwiększenia jej sprawności poprzez umożliwienie pracy skojarzonej. EC Katowice w porównaniu do EC Tychy posiada dwa razy większą moc w źródle. Pozostając przy jednym typie reaktora HTGR o tej samej mocy, zaproponowano zastosowanie dwóch reaktorów w miejsce usuwanego kotła węglowego. Podobnie zaproponowano zainstalowanie dwóch wytwornic pary. Taki układ reaktorowy generuje odpowiednią ilość mocy dla pierwotnie zainstalowanej turbiny parowej. Układ dwóch reaktorów i dwóch wytwornic pary pozostawia przestrzeń nadwyżki mocy, która została wykorzystana do zamodelowania podobnego odbiornika ciepła, jak w przypadku EC Tychy, czyli ziębiarki absorpcyjnej AAC. Dostępna moc do wykorzystania w parze to ponad 23 MW. Zakłada się, że AAC będzie wykorzystywany zarówno w okresie letnim jak i zimowym.

Wykonane symulacje pracy elektrociepłowni z pierwotnym węglowym źródłem ciepła oraz reaktorem wysokotemperaturowym HTGR zakładają dostarczenie do turbiny pary o parametrach znamionowych. Po zamodelowaniu reaktora HTGR do istniejącego układu turbiny okazało się, że układ taki może pracować zapewniając wymagane parametry pary. W konfiguracji elektrociepłowni z reaktorem HTGR, parę dostarcza wytwornica pary. Nie

rozpatrywano pracy ze zmiennym obciążeniem ze względu na brak danych dotyczących gradientu naboru mocy i zrzutu z obciążenia przez reaktor HTGR. Takie dane nie są upublicznione.

W przypadku EC Katowice istotne są parametry pary na wlocie do turbiny, których temperatura jest niższa o 10<sup>0</sup>C względem temperatury pary z wytwornicy pary. Zaproponowane rozwiązanie dodatkowej wytwornicy pary korygującej WPk zapewnia schłodzenie czynnika roboczego do wartości wymaganej na wlocie do turbiny parowej. Nadwyżka energii oddana w WPk zostaje skierowana do agregatu absorpcyjnego AAC.

Przy odpowiednim zaprojektowaniu dodatkowa wytwornica korygująca WPk mogłaby pełnić również rolę dodatkowej bariery ochronnej przed promieniowaniem w przypadku uwolnień materiału promieniotwórczego do obiegu wtórnego, zabezpieczając tym samym turbinę parową przed ewentualnym skażeniem promieniotwórczym.

## **12. Dodatkowe zagadnienia ujawnione w trakcie realizacji doktoratu.**

W trakcie realizacji rozprawy doktorskiej wyniknęły dodatkowe kwestie związane z tematem pracy:

1. Brak uwzględnienia technologii jądrowych w ustawie o promowaniu produkcji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji [33]. Podczas prac obliczeniowych i poszukiwania wzmocnienia uzasadnienia biznesowego dostrzeżono brak możliwości skorzystania układu kogeneracyjnego ze źródłem jądrowym z systemu wsparcia premii kogeneracyjnej. Przeszkodą jest brak ujęcia paliwa jądrowego w wykazie paliw, które mogą być kwalifikowane przy obliczaniu współczynnika oszczędności paliwa pierwotnego. Brak jest również algorytmu i metodologii obliczeniowej dedykowanej dla paliwa jądrowego. Podjęte zostały kroki w celu uwzględnienia paliwa jądrowego w polskim systemie prawnym.
2. Elektrociepłownia nie jest wyposażona wyłącznie w jedno źródło ciepła. W sytuacjach awaryjnych wykorzystuje się przeważnie kotły rezerwowo-szczytowe zasilane różnego rodzaju paliwem (olej opałowy, gaz). W trakcie analizy możliwości zastąpienia kotła węglowego reaktorem HTGR dostrzeżona została możliwość wyeliminowania dodatkowych urządzeń grzewczych szczytowo-rezerwowych. W ich miejsce można dołożyć do układu jądrowego dodatkowy moduł reaktorowy, który stanowiłby rezerwę w przypadku konieczności odstawienia podstawowego modułu reaktorowego. Dodatkowy moduł mógłby wytwarzać wyłącznie ciepło na potrzeby grzewcze lub chłodnicze zabezpieczając dostawy mediów do klientów końcowych.

### **13. Wnioski i rekomendacje**

Po przeprowadzonej analizie stanu polskich elektrociepłowni, zaostarzających się wymogów środowiskowych dla energetyki, problemów z paliwami kopalnymi, zarysowuje się obraz wielu kwestii do rozwiązania w najbliższej przyszłości, aby utrzymać w Polsce i w Europie bezpieczeństwo energetyczne przy jednoczesnej minimalizacji ubóstwa energetycznego. Szaleńcze tempo rozwoju źródeł odnawialnych bez równoległych inwestycji w stabilne, regulowalne źródła zastępcze lub wielkoskalowe magazyny energii prowadzi do sytuacji destabilizacji systemu elektroenergetycznego. Przytoczony w niniejszej pracy raport PSE [42] potwierdza tylko skalę problemu. Brak odpowiedniej ilości rezerwy wirującej [34] w systemie może wywołać zjawisko blackoutu na szeroką skalę z trudno wyobrażalnymi na chwilę obecną konsekwencjami.

Podjęcie inicjatywy przygotowania niniejszej rozprawy doktorskiej i rozważenia możliwości utrzymania generacji energii elektrycznej i ciepła na odpowiednim poziomie, akceptowalnej cenie i w całkowitej zgodzie ze środowiskiem naturalnym jest jednym z głosów i prób pokazania zasadności przeprowadzenia transformacji energetycznej w oparciu o technologie jądrowe. Wykonana analiza rozwoju nowoczesnych technologii jądrowych wskazuje duże szanse na odrodzenie się energetyki jądrowej w nowej, modułowej odsłonie. Zaproponowane w pracy rozwiązania adaptacji nowoczesnego reaktora jądrowego w technologii wysokotemperaturowej HTGR na przykładzie dwóch elektrociepłowni, wskazują techniczne i energetyczne możliwości zastosowania takiego rozwiązania przy jednoczesnej poprawie efektywności procesu przy zastosowaniu poligeneracji. W dotychczasowym trybie obie elektrociepłownie pracują znaczną część sezonu grzewczego z ograniczoną mocą cieplowniczą, gdzie nie jest w pełni wykorzystywany potencjał instalacji. Po wprowadzeniu poligeneracji zwiększa się sprawność energetyczna obiegu, co przekłada się na mniejsze zużycie energii chemicznej paliwa, a po wprowadzeniu reaktora wysokotemperaturowego, instalacja staje się bezemisyjna z bardzo wysoką sprawnością energetyczną.

Beneficjentem niniejszej pracy jest firma TAURON Polska Energia S.A., która przygotowuje się do uruchomienia projektu opartego o zastosowanie nowoczesnych technologii jądrowych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Wnioski i rekomendacje płynące z wyników niniejszej rozprawy doktorskiej powinny stanowić wzmocnienie podejmowanych inicjatyw inwestycyjnych i wspomóc procesy decyzyjne w kierunku dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa przy użyciu stabilnych, bezemisyjnych źródeł wytwórczych.

## Spis rysunków

Rys. 1 Prognoza miksu źródeł energii elektrycznej brutto TWh Polski wg PEP 2040 [4] .....	11
Rys. 2 Potencjalne lokalizacje nowych jednostek wytwórczych opalanych gazem ziemnym w okresie do 2040 roku [42] .....	12
Rys. 3 Struktura przedsiębiorstw według mocy zainstalowanej MW, rok 2020 [39] .....	18
Rys. 4 Ceny uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> w różnych częściach świata [40].	22
Rys. 5 Schemat układu hybrydowego kocioł węglowy - reaktor wysokotemperaturowy .....	25
Rys. 6. Lokalizacja Elektrociepłowni Tychy na mapie Polski, województwa śląskiego, oraz miasta Tychy [43] .....	31
Rys. 7 Widok elektrociepłowni Tychy z zewnątrz oraz hala maszyn [44].	31
Rys. 8 Lokalizacja Elektrociepłowni Katowice na mapie Polski, województwa śląskiego oraz miasta Katowice [43] .....	33
Rys. 9 Widok elektrociepłowni Katowice z zewnątrz oraz hala maszyn [44] .....	33
Rys. 10 Podział technologii reaktorowych względem mocy elektrycznej [7] .....	35
Rys. 11 Wachlarz możliwości wykorzystania reaktorów wysokotemperaturowych w różnych gałęziach przemysłu [35] .....	38
Rys. 12 Elementy paliwowe reaktora wysokotemperaturowego [2].....	39
Rys. 13 Przekrój pojedynczego elementu paliwowego [40] .....	39
Rys. 14 Przekrój rdzenia reaktora HTR-PM wraz z wytwornicą pary [40]	41
Rys. 15 Schemat dwóch reaktorów HTR-PM współpracujących z układem turbin parowych [40]. .....	42
Rys. 16 Schemat reaktora LFTR firmy Flibe Energy [45] .....	46
Rys. 17 Przekrój reaktora WLFR firmy Westinghouse [45]] .....	47
Rys. 18 Schemat technologiczny elektrociepłowni Tychy, kocioł - turbina. Praca w okresie letnim. ....	51
Rys. 19 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24 .....	53
Rys. 20 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6.....	54

Rys. 21 Schemat technologiczny elektrociepłowni Tychy, kocioł - turbina. Praca w okresie zimowym. ....	59
Rys. 22 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24 .....	60
Rys. 23 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6 .....	61
Rys. 24 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT, punkty pomiarowe 14; 27 .....	64
Rys. 25 Schemat Elektrociepłowni Tychy. Praca w okresie zimowym z mocą ciepłowniczą 75 MWt.....	67
Rys. 26 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24 .....	68
Rys. 27 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6 .....	69
Rys. 28 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT, punkty pomiarowe 14; 27 .....	72
Rys. 29 Schemat Elektrociepłowni Tychy. Praca w okresie zimowym z obniżoną mocą ciepłowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC (zmiana zaznaczona kolorem czerwonym).....	75
Rys. 30 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 23; 24 .....	76
Rys. 31 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6 .....	77
Rys. 32 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT, punkty pomiarowe 14; 27 .....	80
Rys. 33 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT, punkty pomiarowe 14; 27 .....	81
Rys. 34 Bilans energii dla agregatu AAC, punkty pomiarowe 30; 31 .....	83
Rys. 35 Schemat technologiczny EC Tychy z reaktorem jądrowym HTGR jako źródłem ciepła .....	87
Rys. 36 Bilans energii dla reaktora HTGR, punkty pomiarowe 24; 25 .....	88
Rys. 37 Bilans energii dla reaktora HTGR, punkty pomiarowe 21; 24 .....	89
Rys. 38 Bilans energii dla AAC, punkty pomiarowe 26; 27; 28 .....	90
Rys. 39 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 28; 1; 2; 3; 4; 5; 6 .....	91
Rys. 40 Schemat technologiczny EC Tychy z reaktorem jądrowym HTGR oraz AAC. Okres zimowy, pełne obciążenie ciepłownicze. ....	96
Rys. 41 Schemat bromolitowej chłodziarki absorpcyjnej [15] .....	99
Rys. 42 AAC SI Eco Energy Systems - zainstalowany w Uniwersyteckim Szpitalu Klinicznym w Białymstoku [15] .....	100
Rys. 43 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym MW .....	102

Rys. 44 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym MW .....	102
Rys. 45 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym MW .....	102
Rys. 46 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym MW .....	102
Rys. 47 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym MW .....	102
Rys. 48 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym MW .....	102
Rys. 49 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym MW .....	102
Rys. 50 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym MW .....	102
Rys. 51 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym MW .....	102
Rys. 52 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34 .....	109
Rys. 53 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	110
Rys. 54 Schemat technologiczny EC Katowice, kogeneracja, agregat AAC, okres zimowy .....	115
Rys. 55 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34 .....	116
Rys. 56 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	117
Rys. 57 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14 .....	120
Rys. 58 Bilans energii dla kotła, punkty pomiarowe 33; 34 .....	121
Rys. 59 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	122
Rys. 60 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14 .....	125
Rys. 61 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14 .....	125
Rys. 62 Schemat technologiczny EC Katowice, 2 x HTGR, kondensacja, okres letni .....	128
Rys. 63 Bilans energii dla reaktora HTGR1, punkty pomiarowe 45; 46..	130
Rys. 64 Bilans energii dla reaktora HTGR2, punkty pomiarowe 47; 48..	131
Rys. 65 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 44 .....	132
Rys. 66 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 42 .....	133



Rys. 67 Bilans energii dla wytwornicy pary korygującej WPK, punkty pomiarowe 34; 49 .....	134
Rys. 68 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7.....	135
Rys. 69 Schemat technologiczny EC Katowice, 2x reaktor HTGR, poligeneracja, okres zimowy .....	139
Rys. 70 Bilans energii dla reaktora HTGR1, punkty pomiarowe 45; 46 .	140
Rys. 71 Bilans energii dla reaktora HTGR2, punkty pomiarowe 47; 48 .	141
Rys. 72 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 44 .....	142
Rys. 73 Bilans energii dla wytwornicy pary WP1, punkty pomiarowe 43; 42 .....	143
Rys. 74 Bilans energii dla wytwornicy pary korygującej WPK, punkty pomiarowe 34; 49 .....	144
Rys. 75 Bilans energii turbiny. Punkty pomiarowe 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7.....	145
Rys. 76 Bilans energii dla wymiennika przyturbinowego WT1 i WT2, punkty pomiarowe 37; 38; 14 .....	148
Rys. 77 Wykres Sankey'a dla pracy z reaktorem HTGR, pełną mocą cieplowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC MW .....	151
Rys. 78 Wykres Sankey'a dla pracy z reaktorem HTGR, praca w kondensacji z agregatem chłodniczym AAC MW.....	151
Rys. 79 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym z zaniżoną mocą cieplowniczą oraz z agregatem chłodniczym AAC MW .....	151
Rys. 80 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kogeneracyjnym MW.....	151
Rys. 81 Wykres Sankey'a dla pracy w trybie kondensacyjnym MW .....	151

## Spis Tabel

Tabela 1 Wykaz elektrociepłowni w Polsce .....	14
Tabela 2. Charakterystyka rynku ciepłowniczego w Polsce [39].....	17
Tabela 3 Przykładowe projekty SMR.....	37
Tabela 4 Podstawowe dane technologiczne reaktora HTR-PM [40].....	40
Tabela 5 Podstawowe parametry konstrukcyjne elementu paliwowego reaktora HTGR [35] .....	44
Tabela 6 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24 .....	53
Tabela 7 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6.....	55
Tabela 8 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24 .....	60
Tabela 9 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6.....	62
Tabela 10 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27 .....	64
Tabela 11 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24 .....	68
Tabela 12 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6....	70
Tabela 13 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27 .....	72
Tabela 14 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 23, 24 .....	76
Tabela 15 parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 1; 2; 3; 4; 5; 6....	78
Tabela 16 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27 .....	80
Tabela 17 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 14; 27 .....	82
Tabela 18 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 30; 31 .....	83
Tabela 19 Porównanie parametrów czynnika roboczego i mocy kotła węglowego do wytwornicy pary .....	85
Tabela 20 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 24; 25 .....	88
Tabela 21 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 21; 24 .....	90
Tabela 22 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 26; 27; 28 .....	91
Tabela 23 parametry czynnika w punktach pomiarowych 28; 1; 2; 3; 4; 5; 6....	92
Tabela 24 Zestawienie zbiorcze parametrów układu instalacji w EC Tychy ...	101
Tabela 25 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 33, 34 .....	109
Tabela 26 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	111
Tabela 27 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 33, 34 .....	116
Tabela 28 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	117

Tabela 28 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	118
Tabela 29 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 37; 38; 14 .....	120
Tabela 30 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 33, 34.....	121
Tabela 31 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	123
Tabela 32 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 18; 37; 38; 39; 40 .	126
Tabela 33 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 45; 46.....	130
Tabela 34 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 47; 48.....	131
Tabela 35 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 44.....	132
Tabela 36 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 42.....	133
Tabela 37 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 49.....	134
Tabela 38 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	136
Tabela 39 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 45; 46.....	140
Tabela 40 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 47; 48.....	141
Tabela 41 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 44.....	142
Tabela 42 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 43; 42.....	143
Tabela 43 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 49.....	144
Tabela 44 parametry czynnika w punktach pomiarowych 34; 35; 36; 1; 2; 3; 4; 5; 6; 7 .....	146
Tabela 45 Parametry czynnika w punktach pomiarowych 37; 38; 14.....	148
Tabela 46 Zestawienie zbiorcze parametrów układu instalacji w EC Katowice .....	149

## 14. Literatura (bibliografia)

- [1] Jan Szargut: Termodynamika techniczna. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, (2000).
- [2] Pronobis M.: Modernizacja kotłów energetycznych (Modernization of power boilers). Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, (2002).
- [3] Williams F.A.: Combustion theory. CRC Press, Taylor&Francis Group, (2018).
- [4] Polish Ministry of Energy: Poland's energy policy until 2040 – strategy for the development of the fuel and energy sector. Warsaw, 2019.
- [5] TAURON Polska Energia S.A.: Exploitation data of a 120 MWe power unit. Company's own materials.
- [6] World Nuclear News: Demonstration HTR-PM connected to grid. Available at: < <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Demonstration-HTR-PM-connected-to-grid>> [accessed 21.12.2021].
- [7] IAEA: Status report 96 - High Temperature Gas Cooled Reactor - Pebble-Bed Module (HTR-PM). Available at: < <https://aris.iaea.org/PDF/HTR-PM.pdf>> [accessed 08.10.2011].
- [8] Lamarsh J.R., Baratta A.J.: Introduction to nuclear engineering. Prentice Hall, New York, (2002).
- [9] Witold M. Lewandowski, Robert Aranowski: Technologie Ochrony Środowiska w Energetyce. PWN 2016.
- [10] Lewis E. E.: Fundamentals of nuclear reactor physics. Academic Press, (2008).
- [11] CNNC.com: HTR-PM description. Available at: [https://en.cnc.com.cn/2021-12/20/c\\_692103.htm](https://en.cnc.com.cn/2021-12/20/c_692103.htm) [20.12.2021].
- [12] EU Euratom: Gemini project. Available at: <<http://www.gemini-initiative.com/geminiplus>> [accessed 10.07.2020].
- [13] International Atomic Energy Agency: Evaluation of High Temperature Gas Cooled Reactor Performance: Benchmark Analysis Related to Initial Testing of the HTTR and HTR-10. Available at: <<https://www.iaea.org/publications/6821/evaluation-of-high-temperature->

gas-cooled-reactor-performance-benchmark-analysis-related-to-initial-testing-of-the-htr-and-htr-10> [accessed 20.07.2020].

- [14] Emission factors of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>X</sub>, CO and dust for electricity production. Available at:<[https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy\\_do\\_pobrania/wskazniki\\_emisyjnosci/Wskazniki\\_emisyjnosci\\_grudzien\\_2019.pdf](https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wskazniki_emisyjnosci_grudzien_2019.pdf) [accessed 19.07.2020].
- [15] <https://www.chlodnictwoiklimatyzacja.pl/artykuly/235-wydanie-09-2014/3284-sorpcyjne-metody-produkcji-chlodu-w-objektach-leczniczych.html> 27.10.2014
- [16] Wszechświat, str. 114, nr. 8-9/2013 Niezwykłe właściwości helu w kriogenicznych temperaturach
- [17] Journal of Power Technologies 95, 2015 rok, w artykule pn. Thermodynamic analysis of a co-generation system with a high-temperature gas cooled nuclear reactor.
- [18] Stanisław Ochęduszek: Teoria Maszyn Ciepłych. Państwowe Wydawnictwa Techniczne, Warszawa, (1957).
- [19] Rowinski, Marcin Karol, Timothy John White, and Jiyun Zhao. "Small and Medium sized Reactors (SMR): A review of technology." Renewable and Sustainable Energy Reviews 44 (2015): 643-656.
- [20] Roman Janiczek: Eksploatacja Elektrowni Parowych. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa, (1980).
- [21] Stanisław Andrzejewski oraz pozostali autorzy: Energia Jądrowa. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. (1970).
- [22] Izabela Cieszykowska oraz pozostali autorzy: Polska Atomistyka. Wydawnictwo Instytutu Zrównoważonej Energii. Kraków 2017.
- [23] Fornalski K.W., Reaktory Jądrowe w Polsce. Energia dla Przemysłu, nr 3-4, 2011.
- [24] Jerzy Kubowski: Nowoczesne Elektrownie Jądrowe. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2010.
- [25] Zdzisław Celiński, Andrzej Strupczewski: Podstawy Energetyki Jądrowej. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa 1984.
- [26] Grzegorz Jezierski: Energia Jądrowa Wczoraj i Dziś. Wydawnictwa Naukowo-Techniczne. Warszawa 2005.
- [27] Jan Szargut, Antoni Guzik, Henryk Górniak: Zadania z Termodynamiki Technicznej. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2001.

- [28] Zbigniew Lubośny: *Farmy Wiatrowe w Systemie Elektroenergetycznym*. Wydawnictwo Naukowo-Techniczne. Warszawa 2016.
- [29] Fukaya, Yuji, et al. "Proposal of a plutonium burner system based on HTGR with high proliferation resistance." *Journal of Nuclear Science and Technology* 51.6 (2014): 818-831.
- [30] Andrzej Ogrodnik, Grażyna Supkowska: *A technical Reader For Students Of Power Engineering*. Politechnika Śląska - skrypty uczelniane. Gliwice 1993.
- [31] Robert Turschmid: *Kotłownie I Elektrociepłownie Przemysłowe*. Arkady Warszawa, 1988.
- [32] Schulten, R. "Possible new Developments based on HTGR technology and operating experience." *Institute for Reactor Development, Kernforschungsanlage (KFA), Jülich, Germany, IAEA Bulletin* 3 (1989).
- [33] Mariusz Swora, Zdzisław Muras: *Prawo Energetyczne z komentarzem*. Wolters Kluwer. Warszawa 2010.
- [34] Sławomir Wilk: *Technika Ciepłota*. Wydawnictwa Szkolne i Pedagogiczne. Wrocław Drukarnia Dzielowa. Wrocław 1975.
- [35] TAURON Polska Energia S.A.: *Dokumentacja projektowa Gemini+ (2017-2020)*.
- [36] Nishihara, Tetsuo, et al. *Excellent feature of Japanese HTGR technologies*. No. JAEA-TECHNOLOGY--2018-004. Japan Atomic Energy Agency, 2018.
- [37] Tolak, Ł. "Reaktory HTGR—stan na dziś i perspektywy." *Elektroenergetyka: współczesność i rozwój* (2017).
- [38] Komisja Europejska, dokument: *Europejski Zielony Ład* dostępny na: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0016.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0016.02/DOC_1&format=PDF). Bruksela 2019.
- [39] Urząd Regulacji Energetyki, raport: *Ciepłownictwo, 2020*.
- [40] International Carbon Action Partnership, dostępne na <https://icapcarbonaction.com/en/documentation-allowance-price-explorer>
- [41] Ustawa o Rynku Mocy z dnia 8 grudnia 2017 r., dostępna na <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/prawo/8979,Ustawa-z-dnia-8-grudnia-2017-r-o-rynku-mocy.html>

- [42] PSE Polskie Sieci Elektroenergetyczne: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, dostępny na [:https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument\\_glowny\\_PRSP\\_2021-2030\\_20200528.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/Dokument_glowny_PRSP_2021-2030_20200528.pdf)
- [43] Rysunki dostępne na Wikipedia: [www.wikipedia.pl](http://www.wikipedia.pl)
- [44] Materiały własne Grupy TAURON.
- [45] ARIS Advanced Reactors Information System, dostępne na: <https://aris.iaea.org/>
- [46] Tablice National Institute of Standards and Technology, dostępne na: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C7440597&Mask=1&Type=JANAFG&Table=on#JANAFG>