



Kogeneracja wodorowa

Opracował: Wiesław Olasek

Olsztyn 2024 rok



Członek Zrzeszenia Audytorów Energetycznych.

Modernizacje systemów energetycznych. Audyty efektywności energetycznej i finansowej.
Studium przedinwestycyjne. Studium wykonalności na potrzeby dotacji ze środków unijnych.

Spis treści

1	Wprowadzenie.....	2
2	Modernizacja systemu energetycznego z wykorzystaniem technologii wodorowej.....	4
2.1	Sekcja agregatów kogeneracyjnych	6
2.2	Sekcja elektrolizera z dystrybutorem wodoru.....	10
2.2.1	Armatura instalacji wodorowych.....	17
2.2.2	Produkcja tlenu w elektrolizerze.....	20
2.3	Sekcja instalacji fotowoltaicznej	21
2.4	Sekcja uzdatniania wód opadowych i pośniegowych.....	23
2.5	Sekcja grzewcza i klimatyzacyjna.....	25
3	Podsumowanie	26

© Copyright by Wiesław Olasek, Operator Doradztwo Techniczno-Finansowe

1 Wprowadzenie

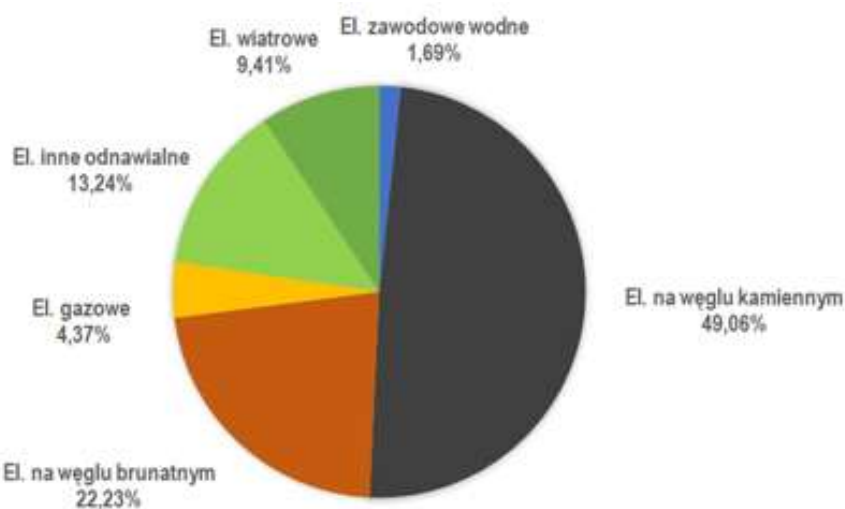
Zacznijmy od stwierdzenia, że nie ma jednej idealnej technologii zapewniającej tanią i w pełni ekologiczną energię. Gdyby taka była to wszyscy by ją stosowali, a pozostałe technologie poszłyby do lamusa historii. Równocześnie nie mamy długofalowej wizji rozwoju energetyki, która byłaby realizowana niezależnie i konsekwentnie od zawirowań politycznych.

Odżegnujemy się od paliw kopalnych, ale równocześnie udajemy, że nie widzimy konsekwencji związanych z poszukiwaniami i pozyskiwaniem pierwiastków niezbędnych w produkcji technologii ekologicznych. Produkuje się ogromne ilości paneli fotowoltaicznych i akumulatorów, a jak trzeba będzie je wymieniać na nowe to dopiero wtedy zaczniemy się martwić jak ten cały złom utylizować. Powstaną nowe dzikie wysypiska i znowu będzie na czym zarabiać. Nawet Azja nie będzie w stanie przyjąć tych wszystkich odpadów.

Jednym z najmodniejszych trendów stała się od pewnego czasu dekarbonizacja. Wiele fabryk w Polsce wchodzących w skład międzynarodowych korporacji ma w określonym, bardzo krótkim czasie wycofać się z wykorzystania energii pochodzącej z paliw kopalnych. Najmodniejsze i zalecane przez korporacje są pompy ciepła. Osoby odpowiedzialne za wdrażanie tych ekologicznych projektów są zażenowani, gdy mają odpowiedzieć na podstawowe pytanie: co zasila pompy ciepła?

Bez względu na wielkość współczynnika COP, który określa stosunek ilości wytworzonego ciepła do ilości energii elektrycznej zużytej przez pompę na jego wytworzenie, zawsze mamy na wejściu energię elektryczną pochodzącą z polskich sieci elektroenergetycznych.

Korzystając z analiz firmy Rynekelektryczny.pl¹, struktura produkcji energii elektrycznej w sierpniu 2024 roku była następująca:



Rys. 1 Struktura produkcji energii elektrycznej w sierpniu 2024 roku

Czyli ze źródeł nieodnawialnych mamy **75,66%** energii elektrycznej, a ze źródeł odnawialnych jedynie **23,34%**. Nasuwa się proste pytanie: to o jakiej dekarbonizacji w przedsiębiorstwach mówimy?

¹ Dane pobrane ze strony <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/>

Oczywiście, przedstawiona powyżej struktura produkcji energii elektrycznej będzie się poprawiała, ale nie będą to zmiany rewolucyjne tylko powolne ewolucyjne. Za zmianami w wytwarzaniu energii elektrycznej muszą nadążać sieci przesyłowe i cała infrastruktura energetyczna, a na to potrzeba ogromnych pieniędzy i mnóstwa czasu. Odczuwalne zmiany, moim zdaniem, nastąpią najwcześniej za kilkanaście lat, ale bardziej skłaniam się do kilkudziesięciu lat.

Może warto w związku z tym zadać sobie pytanie: czy najbliższe kilka lat stanowi dobry czas na likwidowanie technologii, które obecnie mamy i zamianę np. kotłowni gazowych na pompy ciepła zasilane prądem z paliw kopalnych. Jeśli mamy awersję do prądu z paliw kopalnych to możemy, dla uspokojenia naszego sumienia, dokupić gwarancje pochodzenia prądu z OZE. Tylko ile z tych 23,34% energii elektrycznej z OZE będzie na sprzedaż w formie gwarancji pochodzenia, a ile jest to prąd na potrzeby własne wytwórców?

I na koniec pytanie: jak należy określić paliwo do elektrowni jądrowej, skoro jest paliwem kopalnym z obowiązkiem przechowywania odpadów przez kilka pokoleń?

Żeby nie było wątpliwości - jestem za stosowaniem nowych technologii, które są przyjazne (a raczej mniej uciążliwe) dla środowiska, ale trzeba w tym wszystkim zachować umiar i zdrowy rozsądek. Ile polskich rodzin dało się zwieść prawie darmowej energii z pomp ciepła (PC). Najważniejsza jest sprzedaż urządzeń. Kto ludziom mówi o współpracy niskoparametrowego zasilaniu z PC starej instalacji grzewczej liczonej na zupełnie inne temperatury czynnika grzewczego. Przy jakiej temperaturze zewnętrznej PC zaczyna być elektrycznym źródłem ciepła ze wszystkimi tego konsekwencjami?

Niniejszy artykuł stanowi pewien skrót opracowanej koncepcji modernizacji systemu energetycznego specyficznego obiektu. Nie jest to gotowe rozwiązanie dla każdego. Jest to próba inspiracji inwestorów co można zrobić w celu obniżenia kosztów energii i stać się bardziej ekologicznym.

2 Modernizacja systemu energetycznego z wykorzystaniem technologii wodorowej

Truizmem jest stwierdzenie, że technologia wodorowa nie należy do najtańszych, jednak wszystko wskazuje na to, że odwrotu nie ma. Wiele firm przyjmuje politykę energetyczną opartą na odnawialnych źródłach energii. Twierdzenie, że firma zamierza być ekologiczna i zastosować wodór w swoim systemie energetycznym może być mylące.

Wodór podzielony został na kilka grup w zależności od sposobu pozyskiwania i surowca:

1. wodór zielony - wytwarzany jest w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii odnawialnej: z instalacji PV, z procesu reformingu biogazu lub z przekształcania biomasy;
2. wodór żółty - wytwarza się w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii słonecznej. (jest to odmiana wodoru zielonego);
3. wodór fioletowy - wytwarzany jest w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach atomowych (w warunkach polskich jest to technologia przyszłościowa);
4. wodór biały - pochodzi z naturalnych źródeł geologicznych;
5. wodór szary - wytwarzany jest w procesie reformingu gazu ziemnego lub innych węglowodorów powstałych w procesie rafinacji ropy naftowej.
6. wodór niebieski - wytwarzany jest w procesach wykorzystujących paliwa kopalne, uzupełnione o technologie wychwytywania, składowania lub przetwarzania CO₂;
7. wodór czarny - wytwarzany jest w procesie gazyfikacji węgla kamiennego;
8. wodór brązowy - wytwarzany jest w procesie gazyfikacji węgla brunatnego;
9. wodór turkusowy - wytwarzany jest w procesie pirolizy metanu lub przetwarzania odpadowych tworzyw sztucznych.

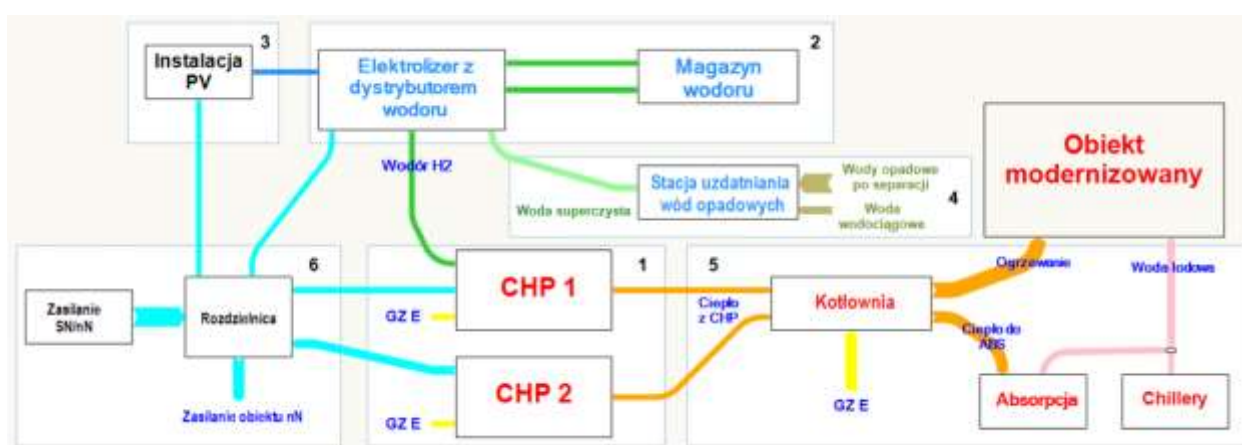
Gdyby uznać energię elektryczną z elektrowni atomowych jako odnawialne źródło energii (z zastrzeżeniami określonymi w poprzednim rozdziale) to z powyższego zestawienia jedynie pierwsze cztery kategorie wodoru można uznać za pochodzące z odnawialnych źródeł energii.

Zawsze otwarta pozostaje kwestia efektywności finansowej. To, że wodór można uzyskać w określonym procesie technologicznym nie oznacza jeszcze, że jest to technologia w obecnych warunkach opłacalna. Pozyskiwanie wodoru niebieskiego, czarnego, brązowego i turkusowego jest ściśle związane z dostępnością surowca. Wtłaczanie wodoru do sieci gazu ziemnego to też odległa przyszłość.

Jednym z kilku warunków jakie określił mój inwestor przy modernizacji systemu energetycznego było zastosowanie zielonego wodoru wytwarzanego przy zastosowaniu energii elektrycznej z instalacji PV. Warunki terenowe umożliwiały wykonanie dostatecznie dużej instalacji PV. Oprócz źródła energii do produkcji zielonego wodoru ważna jest też dostępność surowca. Skoro zielony wodór jest wytwarzany w procesie elektrolizy wody to na efekt finansowy wpływa koszt jej pozyskania. Zwykle jako surowiec do produkcji zielonego wodoru wykorzystywana jest woda wodociągowa. W naszym przypadku życzeniem inwestora było wykorzystanie wód opadowych i pośniegowych jako podstawowego surowca. W przypadku anomalii pogodowych związanych z brakiem wystarczających opadów możliwe ma być uzupełnianie wód opadowych i pośniegowych wodą wodociągową.

Zaakceptowana przez inwestora technologia modernizacji systemu energetycznego składa się z kilku sekcji:

1. Sekcja agregatów kogeneracyjnych:
 - CHP 1 – podstawowy agregat kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym GZ E lub naprzemiennie zielonym wodorem H₂
 - CHP 2 – agregat kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym GZ E
2. Sekcja elektrolizera z dystrybutorem wodoru
3. Sekcja instalacji fotowoltaicznej
4. Sekcja uzdatniania wód opadowych i pośniegowych pobranych ze zbiorników retencyjnych
5. Sekcja grzewcza i klimatyzacyjna
6. Sekcja zasilania prądem SN, nN wraz z rozdzielnicami



Rys. 2 Schemat ideowy modernizacji systemu energetycznego

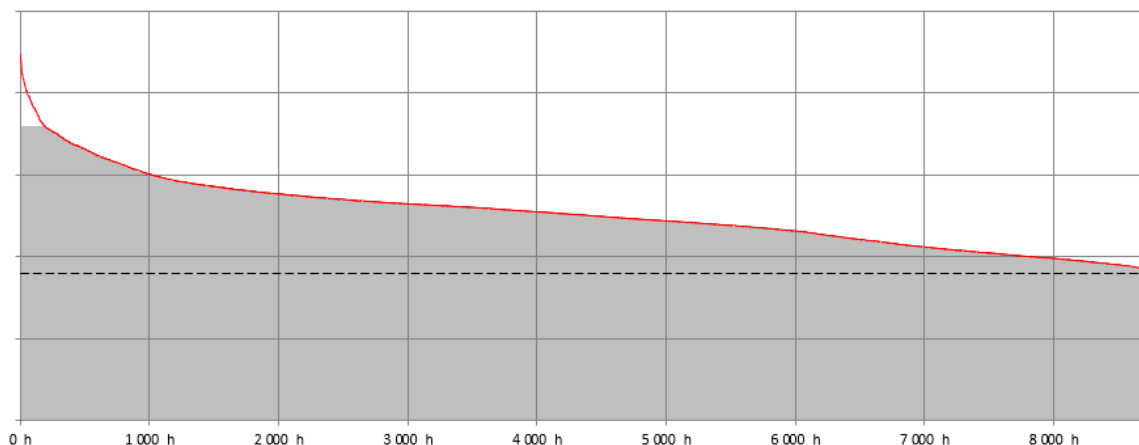
W tym artykule uda nam się jedynie zasygnalizować podstawowe kwestie dotyczące wybranych sekcji. Każda z sekcji zasługuje na odrębny obszerny artykuł.

2.1 Sekcja agregatów kogeneracyjnych

Jeśli czytelnik miał okazję zapoznać się z moimi wcześniejszymi artykułami to wie, że jestem przeciwnikiem uszczęśliwiania inwestorów na siłę dwoma agregatami kogeneracyjnymi, które mają, rzekomo, pracować równoległe i być serwisowane w tym samym czasie. Są jednak sytuacje, w których zastosowanie dwóch CHP jest zasadne.

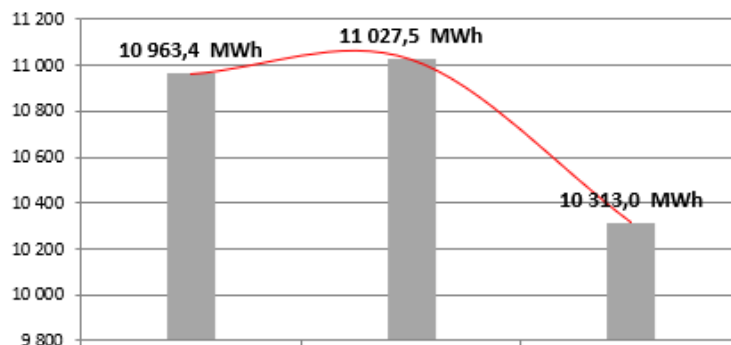
Żeby skupić się na zasadach a nie na konkretnych wielkościach urządzeń tam, gdzie będzie to możliwe będę pomijał dane o profilu zużycia prądu i parametrach urządzeń.

Podstawą doboru agregatu kogeneracyjnego jest godzinowy profil uporządkowany zużycia prądu. Agregat kogeneracyjny wytwarza energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu (równocześnie). W naszym przypadku CHP pracuje w trybie Electricity Tracking, czyli wiodące jest pokrycie zapotrzebowania obiektu na prąd. Powstające ciepło musi zostać w sposób racjonalny wykorzystane, żeby można było mówić o kogeneracji a nie o agregacie prądotwórczym. Gdybyśmy mieli zastosować jeden agregat kogeneracyjny to jego praca na wykresie uporządkowanym wyglądałaby jak na poniższym wykresie.



Rys. 3 Praca jednego optymalnego CHP

O tym, że CHP ma moc optymalną świadczy maksymalna ilość prądu wytworzonego na potrzeby własne. Porównujemy ilość prądu z optymalnego CHP z dwoma innymi, których moce elektryczne różnią się, w naszym przypadku, o $\pm 10\%$.

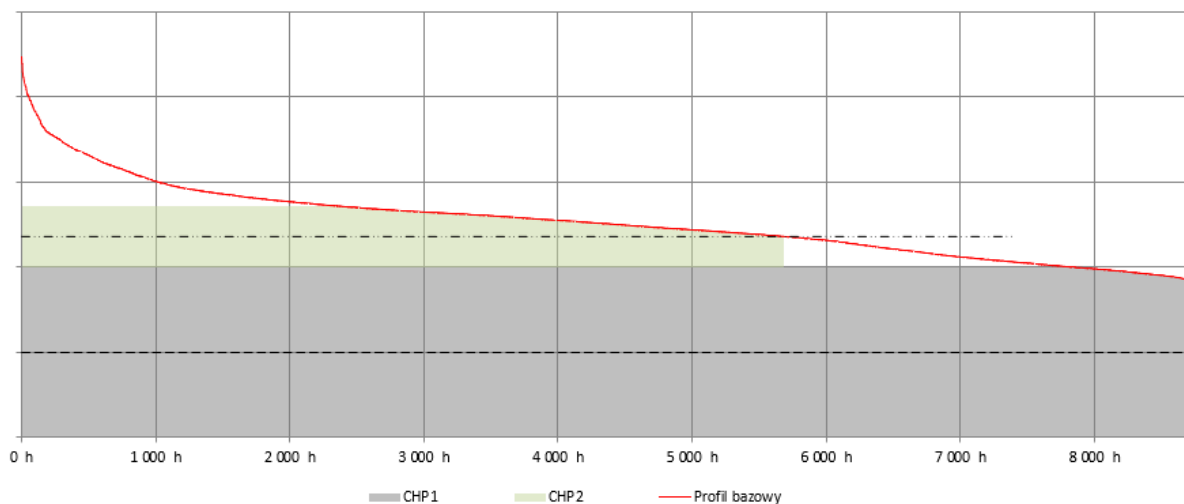


Rys. 4 Ilość prądu wytworzonego przez trzy CHP różniące się mocą elektryczną

Na tym etapie analizy pomijamy przerwy na prace serwisowo-remontowe CHP.

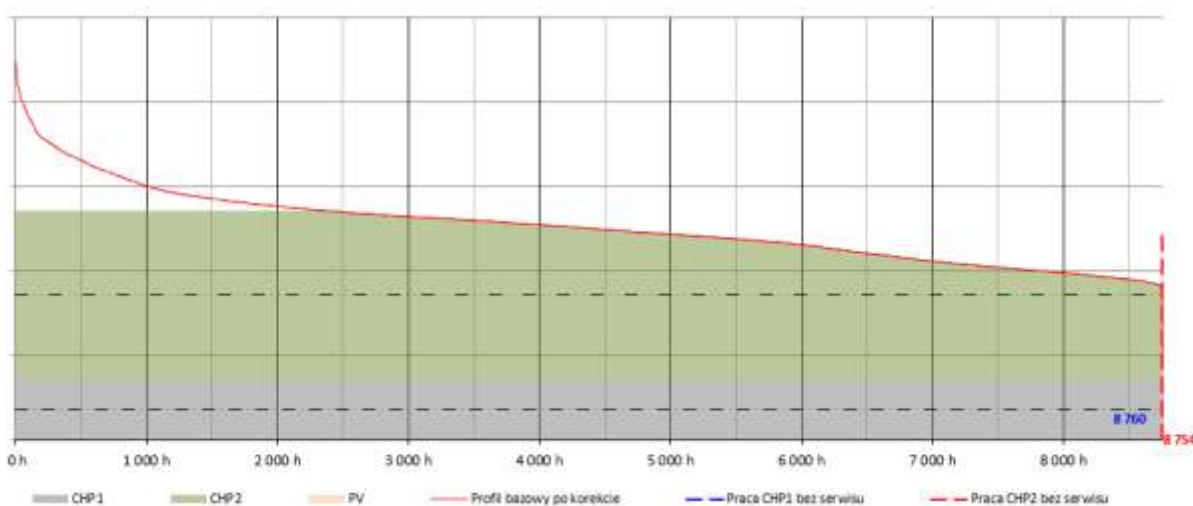
Ponieważ moc elektryczna optymalnego CHP znacznie przekracza 1 MW, ale nie jest to jeszcze poziom mocy energetyki zawodowej, więc zastosowanie jednego CHP zasilanego jedynie wodorem byłoby kłopotliwe. Biorąc pod uwagę powyższe wymagania oraz ograniczenia sprzętowe dobieramy dwa agregaty kogeneracyjne.

To, że będą dwa agregaty kogeneracyjne jest pewne, ale który agregat ma być urządzeniem wiodącym.



Rys. 5 Wiodący jest agregat o większej mocy

Wariant pierwszy - CHP1 o większej mocy pokrywa 78,81% zapotrzebowania na prąd, a CHP2 15,83%, co razem daje **94,63%** pokrycia zapotrzebowania na prąd.



Rys. 6 Wiodący jest agregat o mniejszej mocy

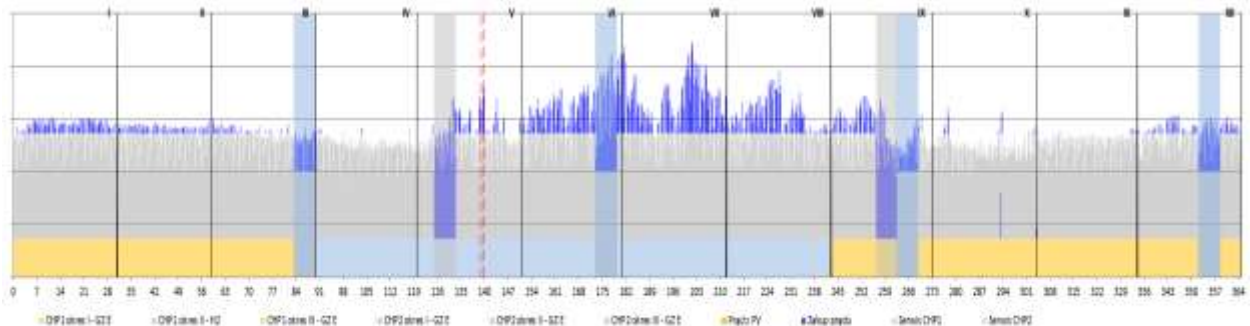
Wariant drugi - CHP1 o mniejszej mocy pokrywa 26,56% zapotrzebowania na prąd, a CHP2 66,20%, co razem daje **92,80%** pokrycia zapotrzebowania na prąd.

Skoro pierwszy wariant daje większe pokrycie zapotrzebowania na prąd to, dlaczego wybieramy wariant drugi?

Jest kilka powodów:

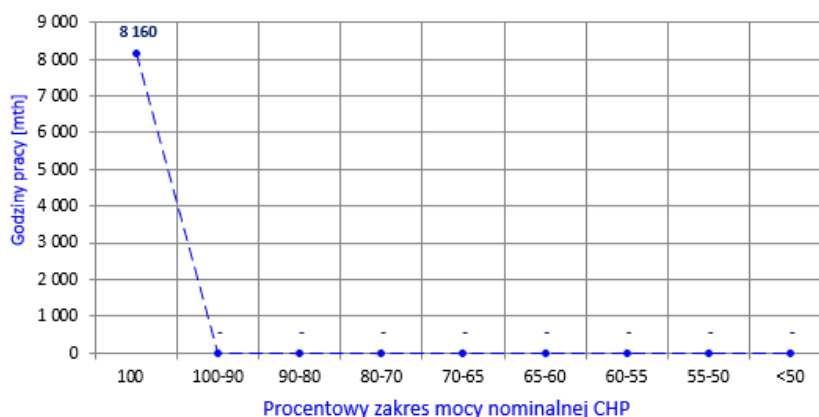
1. Mamy do dyspozycji kilkanaście hektarów terenu pod instalację PV, ale mimo wszystko jest to za mało, żeby zapewnić prąd z OZE dla elektrolizera produkującego zielony wodór dla CHP o dużej mocy.
2. Zależy nam na stabilniej (niezmiennej) pracy CHP na wodorze. Praca elektrolizerów ma swoje ograniczenia związane ze stabilnością obciążenia. Można by było ładować wodór do zbiorników i dopiero ze zbiorników zasilać CHP. W tym przypadku koszt instalacji magazynowej byłby zbyt duży.
3. Zwiększanie mocy CHP pracującego na wodorze oraz instalacji do produkcji i magazynowania wodoru wzrasta znacząco ze wzrostem mocy instalacji.

Kolejnym problemem z jakim musimy sobie poradzić projektując kogeneracyjną instalację wodorową jest zapewnienie zielonego wodoru w ciągu roku, kiedy zyski prądu z instalacji PV są bardzo małe. Dlatego wybrany został producent i model CHP pozwalający na bezproblemowe przełączanie urządzenia z zasilania gazem ziemnym lub wodorem. Trzeba podkreślić, że nie przewidujemy pracy CHP na mieszance gazowo-wodorowej, a jedynie na czystym wodorze.

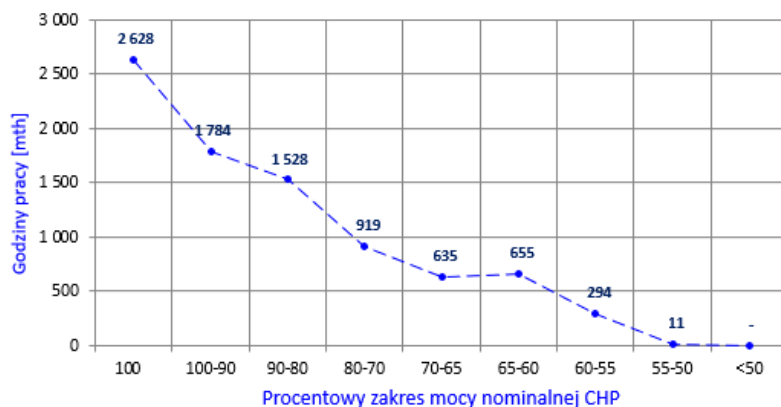


Rys. 7 Praca CHP w rzeczywistym układzie godzinowym bez PV

Wielokrotnie podkreślam w swoich artykułach, że wykres uporządkowany stanowi jedynie pomoc w optymalizacji mocy CHP. Wszelkie analizy efektywności energetycznej i finansowej odbywają się w oparciu o pracę CHP w rzeczywistym układzie godzinowym.



Rys. 8 Praca CHP1 w poszczególnych zakresach mocy nominalnej



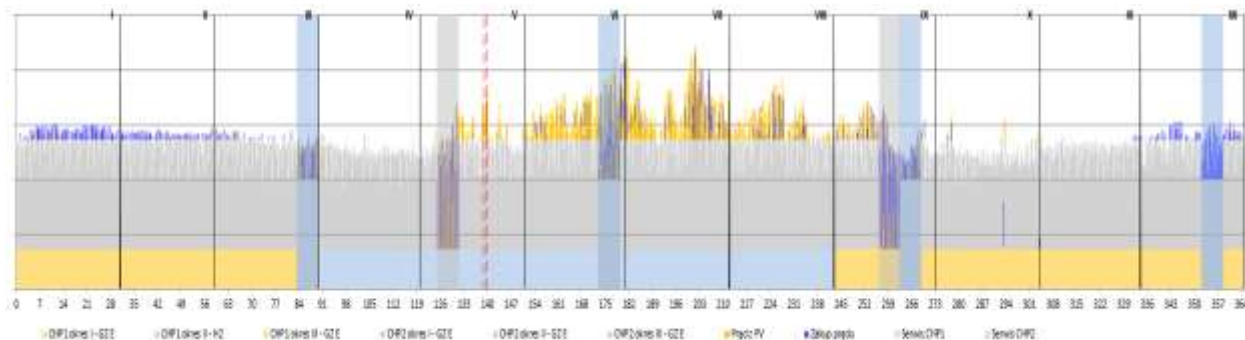
Rys. 9 Praca CHP2 w poszczególnych zakresach mocy nominalnej

Powyższe wykresy uwzględniają przerwy na prace serwisowe.

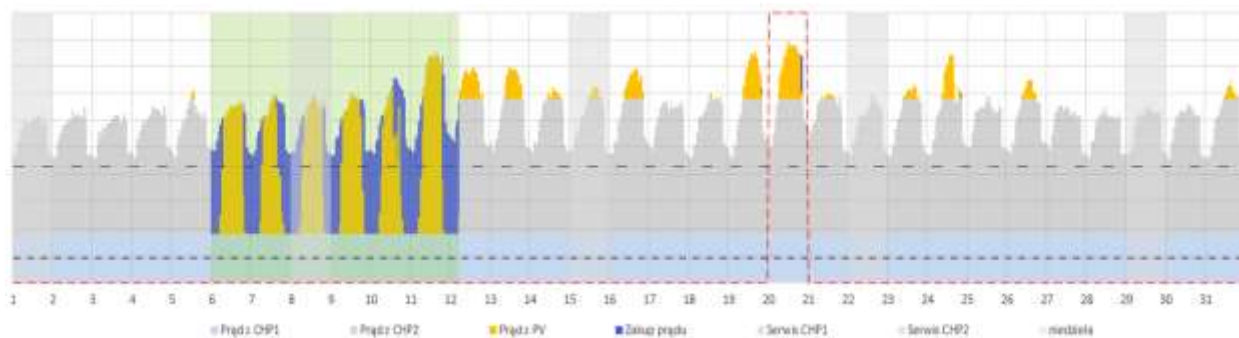
Na wykresie rzeczywistej pracy CHP w układzie godzinowym pojawiły się następujące dodatkowe informacje, których na wykresach uporządkowanych nie było:

1. Przy ciągłej pracy CHP1 będą cztery przerwy serwisowe w roku (wynika to z ilości przepracowanych motogodzin oraz stosowanego paliwa).
2. Pracujący na gazie ziemnym CHP2 będzie miał dwie przerwy serwisowe w roku.
3. Z analizy pozyskania prądu z instalacji PV oraz optymalizacji pracy produkcji wodoru przyjęto, że CHP1 będzie zasilany wodorem w okresie od 1 kwietnia do 31 sierpnia (kolor żółty). W pozostałym okresie roku CHP1 będzie zasilany gazem ziemnym (kolor niebieski).

Przyjęte zostało, że instalacja PV w pierwszej kolejności ma zasilac system energetyczny a w drugiej kolejności produkcję wodoru.

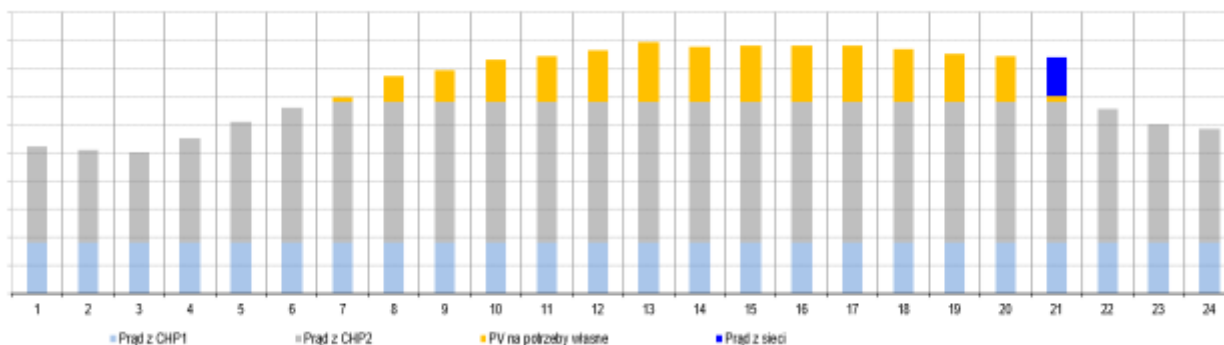


Rys. 10 Praca CHP w rzeczywistym układzie godzinowym z prądem z instalacji PV



Rys. 11 Praca CHP w maju

W dniach od 6 do 13 maja CHP2 będzie miał przerwę serwisową.



Rys. 12 Praca CHP 20 maja (zgodnie z czerwoną bramką na wcześniejszym wykresie)

2.2 Sekcja elektrolizera z dystrybutorem wodoru

Na początek kilka podstawowych informacji o wodorze jako paliwie i porównanie z gazem ziemnym:

		Wodór	Gaz ziemny
Gęstość	kg/m ³	0,0899	0,73
Wartość opałowa	kWh/m ³	3,00	9,95
Dolna wartość opałowa	kWh/kg	33,00	8,2
Górna wartość opałowa	kWh/kg	39,40	11,1
Praktyczna średnia wartość opałowa	kWh/kg	33,38	

W przypadku gazu ziemnego można się spotkać z różnymi wartościami ciepła spalania, gdyż od 1 sierpnia 2014 roku nastąpiła zmiana jednostek rozliczeniowych za dystrybucję paliw gazowych na kWh. Ciepło spalania gazu ziemnego nie jest stałe w czasie ani na obszarze całego kraju, dlatego istnieją Obszary Rozliczeniowe Ciepła Spalania (ORCS). Na stronie Polskiej Spółki Gazownictwa można znaleźć mapę ORCS i arkusze Excel z lokalizacją, z numerem ORCS, z ciepłem spalania [MJ/m³] oraz z odpowiednim współczynnikiem konwersji [kWh/m³].

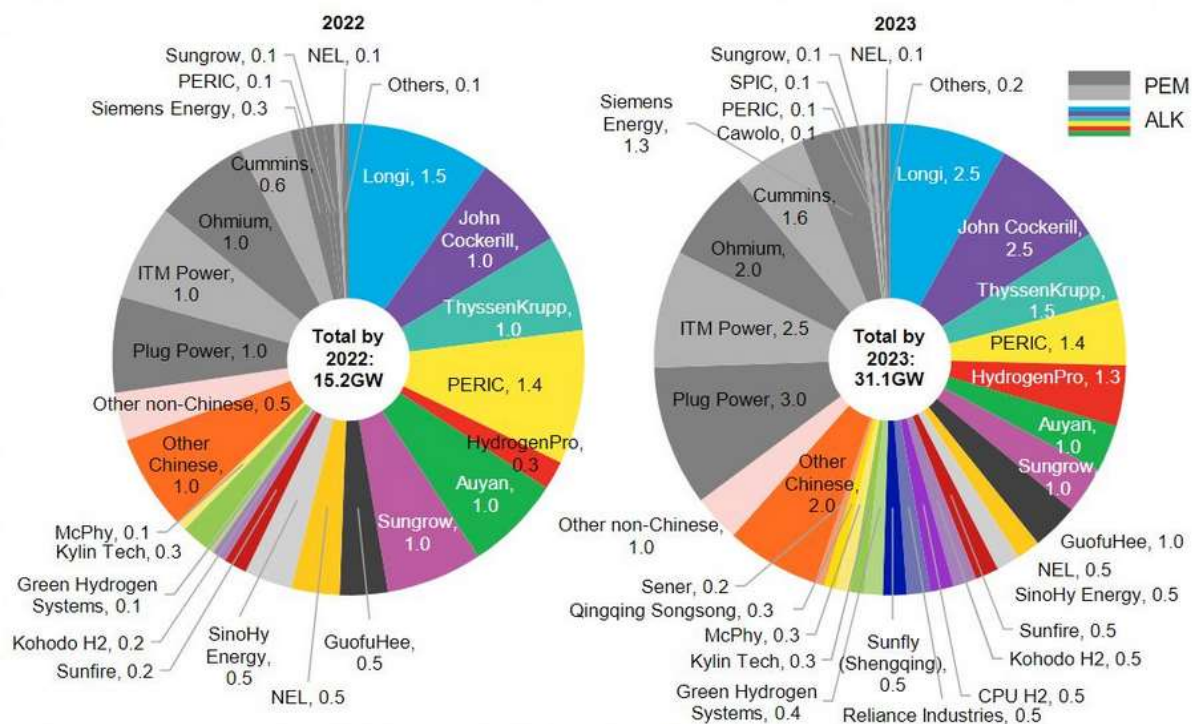
Nm³ gazu jest to ilość gazu zawarta w 1 m³, o ciśnieniu 1 atm., w temperaturze 0 °C. Dla obliczeń praktycznych przyjmujemy, że 1 Nm³ ≈ 1,07 m³ - co pozwala po przeliczeniach porównywać rzeczywiste ilości gazów.

Sekcję elektrolizera z dystrybutorem wodoru należy uznać za równie ważną co sekcję kogeneracji. Do tej pory nie spotkałem się z rozwiniętą siecią dystrybucji zielonego wodoru na potrzeby energetyki. Wodór szary jest dystrybuowany w zbiornikach, a jego cena jest ściśle powiązana z ceną gazu ziemnego. Na początku roku wodór szary był oferowany za kilkanaście euro za kilogram. Ani obecnie, ani w najbliższej przyszłości nie spodziewam się, że wodór będzie przesyłany rurociągami. Mogą to być najwyżej mieszanki gazu ziemnego i wodoru i to też w sieciach lokalnych.

Jeśli decydujemy się na ekologiczną instalację wodorową to musimy produkować zielony wodór na miejscu posadowienia instalacji kogeneracyjnej.

Pomimo opracowania Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku (PSW), trudno znaleźć producenta elektrolizerów średniej mocy, który jest poważnie zainteresowany polskim rynkiem. Producenci elektrolizerów zainteresowani są kontraktami na duże instalacje o mocy wielu megawatów. Kontrakty na pojedyncze elektrolizery o mocy na przykład 2 MW są mało atrakcyjne. Co ciekawe, jeden z energetycznych europejskich potentatów, od dziesięcioleci obecny na polskim rynku, oferuje w Polsce elektrolizery o mocy powyżej 17 MW, podczas gdy w Europie są instalowane ich elektrolizery o małej mocy rzędu kilku megawatów.

Niestety, nie jesteśmy atrakcyjnym rynkiem na elektrolizery małej i średniej mocy.



Source: Company filings, industry sources, BloombergNEF. Note: The values refer to year-end capacities.

Rys. 13 Najwięksi producenci elektrolizerów według BloombergNEF²

W wielu przypadkach uzyskanie materiałów technicznych do projektowania wiąże się z koniecznością podpisywania umowy o poufności (co jest dość kuriozalne), a na ofertę cenową czeka się nawet kilka miesięcy. Dlatego przygotowując inwestycję wodorową warto współpracować z firmą technologiczną, która ma doświadczenie we współpracy z producentami elektrolizerów.

Powyższe zestawienie największych producentów elektrolizerów obejmuje tylko dwie podstawowe technologie PEM i ALK. Nie wyczerpuje to wszystkich możliwości technologicznych.

Po analizie dostępnych na polskim rynku technologii produkcji zielonego wodoru i korzystając ze wsparcia naszego partnera, zdecydowaliśmy się na rekomendowanie inwestorowi technologii AEM - elektrolizera z membraną anionowymienną. Jest to modułowa, łatwa w utrzymaniu konstrukcja w połączeniu z zaawansowaną integracją oprogramowania. Producenta wyróżnia wyjątkowa dostępność materiałów technicznych i wola współpracy.

² <https://wysokienapiecie.pl/82287-elektrolizery-wyprodukuja-wodor-w-polsce/>

Gdybyśmy mieli wyróżnić plusy i minusy wymienionych trzech technologii produkcji wodoru to wyglądałoby to następująco:

Elektrolizery alkaliczne (ALK):

- plusy:
 - niska cena
 - lepsza wydajność
 - osiągnięcia i dojrzała technologia
- minusy:
 - ograniczona możliwość pracy przy niskich obciążeniach / brak przerywanej pracy

Elektrolizery AEM:

- plusy:
 - niska cena
 - lepsza wydajność
 - dynamiczna reakcja
 - praca przerywana
 - wytrzymałość
- minusy:
 - stosunkowo nowy produkt z mniejszą listą referencyjną

Elektrolizery PEM:

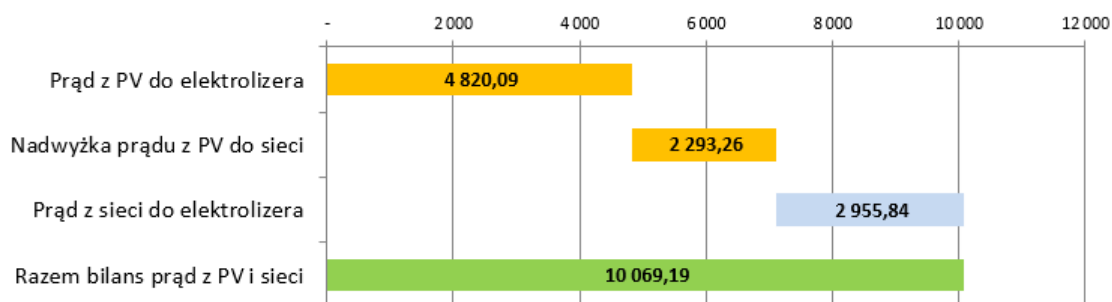
- plusy:
 - dynamiczna reakcja
 - praca przerywana
- minusy:
 - stosunkowo niska wydajność
 - wyższy koszt ze względu na drogie materiały (tytan, iryd, zasilanie)

Urządzenia AEM są łatwe w obsłudze i konserwacji, co skutkuje niższymi kosztami eksploatacji niż w przypadku innych technologii. Technologia AEM łączy najlepsze z dwóch najpopularniejszych technologii: przewagę kosztową elektrolizerów alkalicznych oraz wydajność i rozmiar elektrolizerów PEM.

Więcej informacji na temat elektrolizerów oraz perspektyw rozwoju technologii wodorowej w Polsce można znaleźć, między innymi, w artykule „Jakie elektrolizery wyprodukują zielony wódór w Polsce?” - na stronie WysokieNapięcie.pl.

Wybrane przez nas elektrolizery AEM mogą pracować w zakresie od 3% do 105% wydajności nominalnej. Do produkcji zielonego wodoru elektrolizer potrzebuje prąd stały, a pozostałe elementy technologii zasilane są prądem zmiennym. Przyjmuje się, że sumaryczne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi $52 \div 62$ kWh/kg H₂. Do analiz przyjmowana była wartość 62 kWh/kg H₂.

Mało prawdopodobne jest pokrycie całości zapotrzebowania elektrolizerów na energię elektryczną z instalacji PV. Poniższy wykres obrazuje przykładowe proporcje.



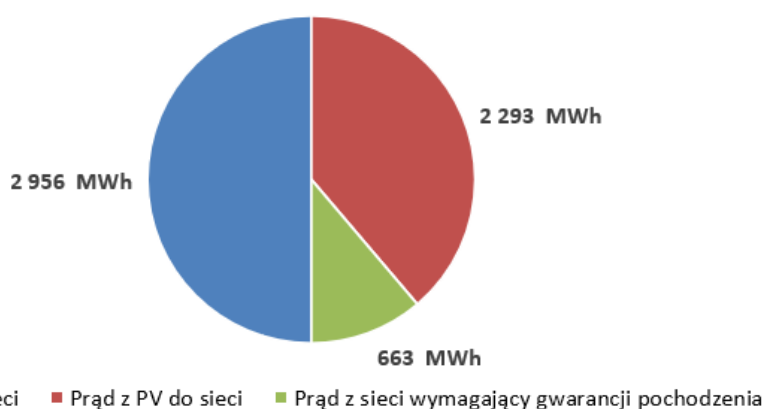
Rys. 14 Bilans energii elektrycznej [MWh/rok]

Jak zwykle mamy sytuację, w której pewną część energii elektrycznej z PV musimy oddać do sieci, a równocześnie w innym czasie mamy niedobory energii elektrycznej z PV. Brany był pod uwagę wariant z zastosowaniem magazynu energii elektrycznej z PV jednak przy obecnych cenach magazynów okazało się to nieopłacalne. Może kiedyś to się zmieni.

Uzyskanie możliwie najniższych kosztów produkcji i magazynowania wodoru wymagało opracowania algorytmu pozwalającego na wytwarzanie wodoru głównie z prądu z instalacji PV w dzień oraz produkcję wodoru do magazynu w nocy, korzystając z prądu z sieci. Żeby nie było zastrzeżeń, że wódór produkowany z prądu sieciowego nie jest wodorem zielonym, przyjęte zostały koszty związane z zakupem odpowiedniej ilości gwarancji pochodzenia prądu z OZE.

Z optymalizacją kosztów produkcji związane jest zapewnienie wykorzystywanie prądu sieciowego jedynie w godzinach, w których nie obowiązuje opłata mocowa, czyli po godzinie 22 wieczorem do godziny 7 rano.

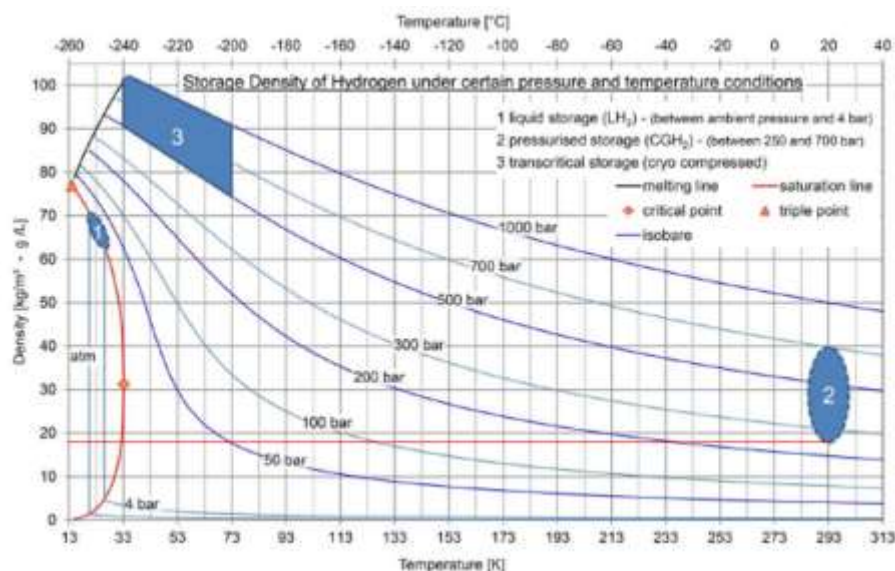
Oddając prąd z instalacji PV do sieci uzyskujemy własne gwarancje pochodzenia.



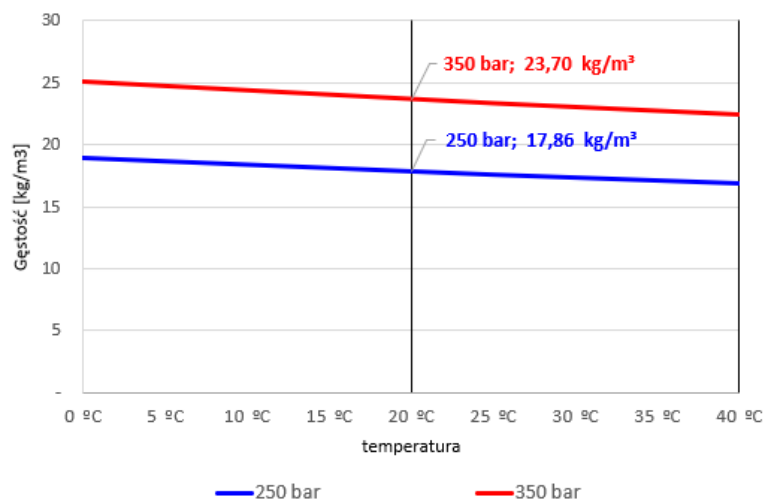
Rys. 15 Bilans prądu i minimalizacja kupowanych gwarancji pochodzenia prądu z sieci

Ważnym elementem jest przyjęcie odpowiedniej technologii magazynowania wodoru.

Na poniższym wykresie pokazane zostały trzy podstawowe technologie różniące się ciśnieniem i temperaturą. Nas interesuje magazynowanie wodoru w sprężonym stanie gazowym (obszar 2 na wykresie).



Rys. 16 Gęstość wodoru w funkcji ciśnienia i temperatury³
 Ze wzrostem ciśnienia uzyskujemy większą gęstość, a dzięki temu można zastosować magazyn o mniejszej pojemności.



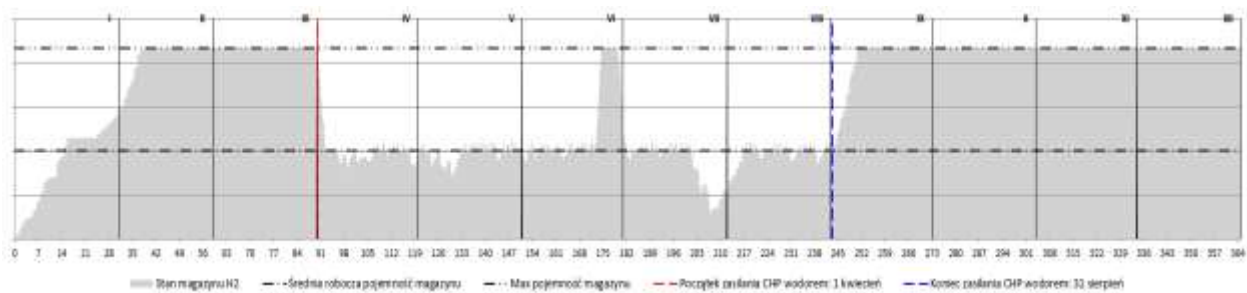
Rys. 17 Gęstość wodoru w funkcji ciśnienia i temperatury dla wybranego zakresu

Ciśnienie wodoru ma ogromny wpływ na koszt magazynowania. Odnosząc się do konkretnego producenta zbiorników to zmagazynowanie np. 5 ton wodoru przy ciśnieniu 250 bar wymaga 6 zbiorników, a inny model zbiornika (tego samego producenta) przy ciśnieniu 350 bar wymaga jedynie 5 zbiorników.

Zwiększając ciśnienie wodoru z 250 bar do 350 bar oszczędzamy około 286 €/kg H₂, co przy magazynowaniu 5.000 kg H₂ daje oszczędność na poziomie 1.430.000 €.

Jednym z poważniejszych problemów jest zapewnienie odpowiedniego poziomu napełnienia magazynu wodorem. Wiąże się to z ilością równocześnie występujących procesów. Wymaga to stworzenia odpowiednich algorytmów pracy.

³ https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen_storage



Rys. 18 Stan magazynu w czasie [kg/h]

Kolor szarym na wykresie pokazuje stan napełnienia magazynu.

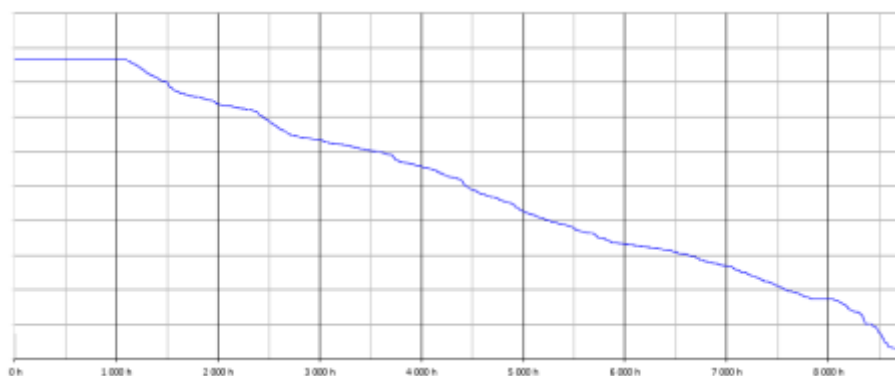
Do końca marca magazyn będzie ładowany wodorem, a w momencie przełączenia pracy CHP1 z gazu ziemnego na wodór (1 kwiecień) następuje szybkie zejście stanu napełnienia do poziomu minimalnego. Gdy 31 sierpnia nastąpi kolejne przełączenie pracy CHP1 z wodoru na gaz ziemny, stosunkowo szybko nastąpi napełnienie zbiornika wodorem.

Występujący w czerwcu wyraźny wzrost stanu magazynu wynika z przerwy serwisowej CHP1.

W przypadku złej pogody w ciągu roku (długotrwałego zachmurzenia) możliwe jest przełączenie CHP1 na pracę na gazie ziemnym lub skrócenie przerwy w ciągu dnia, w który nie pobieramy prądu z sieci w celu ładowania magazynu.

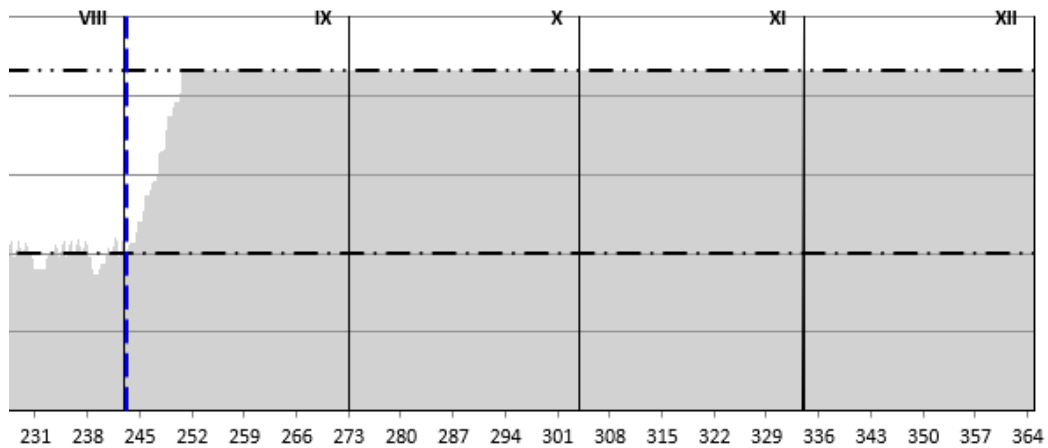
W przypadku obniżonego poziomu wodoru poniżej wartości dopuszczalnej, agregat kogeneracyjny powinien zostać przełączony na gaz ziemny, ale automatycznie tego nie uzyskamy – wymaga to ingerencji obsługi.

Dodatkowym ograniczeniem jest ilość przerw w pracy elektrolizera i czas trwania tych przerw. Są to parametry ściśle określone przez producenta elektrolizerów.



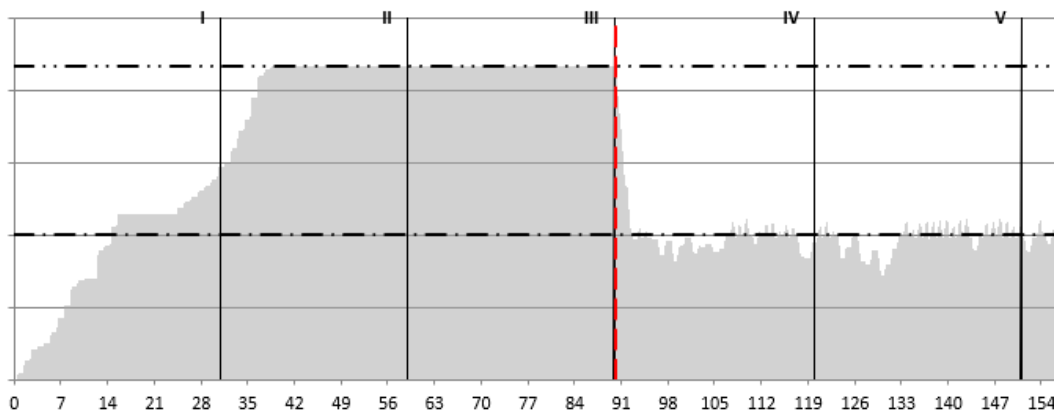
Rys. 19 Wykres uporządkowany stanu magazynu wodoru [kg]

Wszelkie symulacje pracy systemów energetycznych robione są dla jednego (pierwszego) roku eksploatacji. Na tej podstawie uzyskujemy wyniki analizy efektywności energetycznej i finansowej. Zwróćmy uwagę na stan magazynu w ostatnich czterech miesiącach roku. Od przełączenia CHP1 z pracy na wodrze na pracę na gazie ziemnym mamy stały wzrost wypełnienia magazynu H2 aż do uzyskania stanu pełnego.



Rys. 20 Stan magazynu H₂ w końcu roku przy pracy CHP1 na gazie ziemnym

Oznacza to, że początek drugiego roku eksploatacji będzie korzystniejszy i będzie wyglądał zupełnie inaczej niż to pokazano dla początku pierwszego roku pracy.



Rys. 21 Stan magazynu H₂ w I kwartale pierwszego roku eksploatacji

Kolejny rok będziemy rozpoczynali z pełnym magazynem, a to oznacza, że w kolejnych latach eksploatacji CHP1 będzie mógł pracować na wodorze w innym układzie czasowym.

Zwróćmy uwagę na jeszcze jedną ważną kwestię – od kiedy zaczynamy eksploatację instalacji po modernizacji systemu energetycznego.

Przyjęte jest analizowanie efektywności energetycznej i finansowej modernizacji licząc od początku roku kalendarzowego. O ile w przypadku instalacji pracujących na gazie ziemnym nie stanowi to wielkiego problemu, to w instalacjach wodorowych pewien problem występuje. W instalacjach wodorowych (na zielony wodór) zaczynamy od pustego magazynu – nie mamy dostatecznej ilości energii słonecznej. Dopiero po pewnym czasie wyprodukujemy wystarczającą ilość wodoru, żeby przełączyć CHP1 z gazu ziemnego na wodór. Oczywiście zawsze możemy produkować wodór wykorzystując prąd z sieci oraz gwarancje pochodzenia prądu z OZE. Wariantów może być bardzo dużo.

Gdybyśmy uruchomili instalację po modernizacji w połowie roku, to można przyjąć, że już po miesiącu stan napełnienia magazynu wodorem byłby wystarczający, żeby przełączyć CHP1 na wodór.

Na powyższych wykresach zaznaczone są dwa poziomy pojemności - napełnienia magazynu wodorem.

Pierwsza pojemność (na wykresie górna) – jest to **nominalna pojemność magazynu**. Oznacza ilość wodoru jaką przy określonym ciśnieniu możemy fizycznie zmagazynować.

Druga pojemność (na wykresie dolna czarna linia przerywana) – jest to pojemność magazynu przez nas ustalona. Żeby zoptymalizować koszt, jest to pojemność, do której automatyka pozwoli na ładowanie wodoru wytworzonego w elektrolizerze z prądu pobieranego z sieci.

Wyjaśnijmy z czego wynika zastosowanie tych dwóch poziomów napełnienia.

Otóż, zależy nam na produkcji wodoru w elektrolizerze z prądu pochodzącego z instalacji PV. Jeśli prądu z instalacji PV jest za mało to automatycznie włączy się zasilanie elektrolizera z sieci. Ponieważ wodór będzie wykorzystywany przez CHP1 w określonym przez nas okresie w roku, to w pozostałym okresie wodór wytwarzany z prądu z PV będzie ładowany do magazynu. Po przełączeniu CHP1 na pracę na wodrze następuje szybkie opróżnianie magazynu.

Trzeba zastosować mechanizm, który pozwoli na opróżnienie magazynu do określonego minimalnego poziomu. Uzupełnianie stanu magazynu (doładowanie) będzie się odbywało we wskazanych godzinach, kiedy nie obowiązuje opłata mocowa. W określonych godzinach nie uzyskamy napełnienia całego magazynu wodorem, bo w tym samym czasie CHP1 pobiera wodór z elektrolizera i uzupełnia potrzeby z magazynu.

Równocześnie należy przyjąć, że:

- nie zamierzamy napełniać całego magazynu wodorem tylko dlatego żeby był pełen – byłby to ogromne koszty prądu kupowanego z sieci, bo przy optymalnej mocy instalacji PV nie uzyskamy pełnego napełnienia;
- nie zamierzamy produkować wodoru w celach handlowych – dlatego należy ograniczyć moc pobieranego prądu z sieci do niezbędnego minimum. Gdyby w przyszłości okazało się, że jest to opłacalne to zawsze jest możliwa rozbudowa instalacji wodorowej.

Zaprezentowany system wykorzystania prądu z instalacji PV i z sieci zapewnia produkcję i wykorzystanie wodoru w CHP1 w optymalnym zakresie. Jest to także związane ze wspomnianymi wcześniej gwarancjami pochodzenia kupowanego prądu z OZE. Może nie są to wielkie koszty, ale po co płacić tyle za prąd z gwarancjami pochodzenia do elektrolizera jak można te koszty ograniczyć.

2.2.1 Armatura instalacji wodorowych

Elektrolizery i magazyny wodoru to za mało, żeby mówić o systemie wodorowym – bardzo ważnym elementem jest armatura.

W przypadku wodoru należy odpowiedzieć na podstawowe pytanie: czy wodór jest wybuchowy?

Otóż, sam wodór nie wybuchnie. Aby utworzyć mieszkankę wybuchową, muszą być dostępne dwa inne składniki: utleniacz, taki jak powietrze lub czysty tlen, oraz źródło zapłonu, takie

jak iskra z ładunku elektrostatycznego. Gdy tylko w atmosferze powietrza znajdzie się około 4% wodoru, ta mieszanina może ulec reakcji spalania. Powyżej 75% zawartości wodoru zapłon mieszanki nie jest już możliwy z powodu zbyt małej ilości tlenu.

Często spotykamy się z opiniami, że wodór przenika przez wszystko oraz że wodoru nie można szczelnie zamknąć w zbiorniku. Są to na szczęście mity.

Cząsteczki wodoru są wprawdzie bardzo małe, więc dyfundują do i przez ciała stałe łatwiej niż inne media. Jednak wodór od stulecia jest transportowany i przechowywany w stalowych butlach pod ciśnieniem 200 i więcej bar bez żadnych problemów. Wodór dyfunduje szczególnie szybko do innych gazów, takich jak powietrze. W rurociągach i zbiornikach magazynowych może się również zdarzyć, że na katalitycznie aktywnych powierzchniach wytworzą się jony H+. Są one jeszcze mniejsze niż cząsteczki wodoru i mogą stosunkowo łatwo dyfundować do metali i powodować ich kruchość. Ten teoretyczny problem nie został, póki co potwierdzony w praktyce. Na świecie od lat z powodzeniem użytkuje się tysiące kilometrów stalowych rurociągów wodorowych.

Inaczej sytuacja wygląda w przypadku wysokich ciśnień lub innych nietypowych obciążeń, takich jak naprężenie materiału, zmienna temperatura lub pulsacyjne ciśnienie.

Kruchość metali wywołana kontaktem z wodorem jest zjawiskiem badanym w nauce od ponad stu lat. Występuje, gdy zjonizowany wodór wnika do sieci krystalicznej metalu i osłabia jej integralność. Efekt ten może prowadzić do przyspieszonego wzrostu pęknięć i uszkodzenia materiału, szczególnie w miejscach o zwiększonym naprężeniu w materiale.

Wprawdzie ciśnienie wodoru na wyjściu z elektrolizera jest zwykle w granicach 30 barg to już magazynowanie odbywa się pod ciśnieniem setek bar. Zwiększając ciśnienie magazynowania uzyskujemy spore oszczędności, ale równocześnie wysokie ciśnienia wodoru wymagają zastosowania odpowiedniej armatury.

Podczas doboru zaworów do pracy w aplikacjach wodorowych należy uwzględnić wiele czynników:

- Odpowiednia konstrukcja zaworu i wybór przyłączy;
- Skład i budowa elementów metalowych;
- Właściwości i odpowiednia selekcja materiałów uszczelniających;
- Rozbudowany program badania jakości na każdym etapie procesu.

Mógłby ktoś zapytać w jakim celu tyle miejsca poświęcamy armaturze – przecież są to urządzenia powszechnie znane. Otóż bardzo łatwo dać sobie wpisać w dokumentację projektową oraz zamontować w instalacji armaturę, która nie spełnia podstawowych wymogów do instalacji wodorowych (pomimo, że często zawory wyglądają bardzo podobnie).

Przeciwdziałaniem dyfuzji wodoru:



Rys. 22 Zawory zapewniające odpowiednią szczelność

- Korpusy zaworów z monobloku zamiast odlewów
- Uszczelnienia metaliczne zamiast gumowych

Przeciwdziałanie wybuchowości wodoru:

- Zagrożeniem może być wyciek wodoru sprzyjający powstawaniu atmosfery wybuchowej
- Zawór może być potencjalnym źródłem zapłonu
- Występuje trudność wykrycia wycieków

Rozwiązaniem może być stosowanie:

- Zaworów w wykonaniu antystatycznym
- Uszczelnienia przewodzące ładunki elektryczne
- Uszczelnienia wielowarstwowe



Rys. 23 Zawory przeciwdziałające wybuchowości

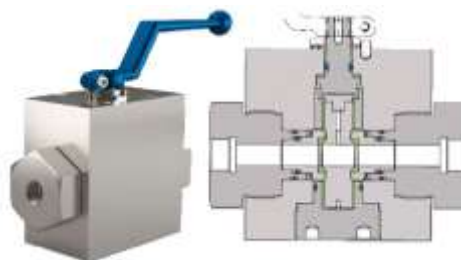
Mając na uwadze planowane wysokie ciśnienie wodoru **250 – 350 barg** warto zapoznać się z potencjalnymi zagrożeniami oraz odpowiednimi rozwiązaniami technicznymi.

Potencjalne zagrożenia:

- Pękanie naprężeniowe
- Zjawisko dekompresji w materiałach gumowych
- Przyspieszona erozja uszczelki spowodowana dużą prędkością przepływu
- Zmiana właściwości uszczelki w niskiej i wysokiej temperaturze

Rozwiązanie technologiczne

- Zawory typu Trunnion zamiast floating ball
- Materiały uszczelnień odporne na dekompresję
- Uszczelnienia wzmocnione pierścieniami i sprężynami



Rys. 24 Zawory na wysokie ciśnienia i temperatury

Bardzo ważnym elementem instalacji wodorowej są rurociągi. Do przesyłania wodoru wykorzystuje głównie bezszwowe rury ze stali nierdzewnej. Podwyższona ilość pierwiastka niklu w stali nierdzewnej zwiększa odporność materiału na kruchość wodorową (nikiel $\geq 10\%$). Do łączenia rur stalowych do przesyłu wodoru oraz do łączenia rur z zaworami należy stosować odpowiednie kształtki.

2.2.2 Produkcja tlenu w elektrolizerze

Warto zwrócić uwagę na pewien, zwykle pomijany, aspekt produkcji wodoru jakim jest produkcja tlenu. Możemy wyróżnić tlen techniczny i tlen medyczny. Różnica między tlenem medycznym a technicznym sprowadza się głównie do sposobu napełniania. Butle na tlen medyczny przed napełnieniem są odpompowywane próżniowo, następnie płukane czystym tlenem ze zbiornika i napełniane. Chodzi o pewność, że w butli nie ma żadnych pozostałości innych gazów i zanieczyszczeń. Ze względu na procedury napełniania i zapewnienie odpowiedniego poziomu czystości cena tlenu technicznego jest znacznie niższa od tlenu medycznego. Do oddychania można stosować jedynie tlen medyczny.

Czy warto zajmować się tlenem „odpadowym” powstałym w produkcji zielonego wodoru?

Zarówno tlen techniczny jak i medyczny są przedmiotem obrotu handlowego. Szczególnie pandemia Covid-19 wykazała jak wielkie jest zapotrzebowanie na tlen medyczny.

Główny Inspektor Farmaceutyczny wydał komunikat w sprawie zasad wytwarzania tlenu medycznego w okresie epidemii, umożliwiający wytwarzanie tlenu medycznego na instalacjach przeznaczonych do wytwarzania tlenu technicznego oraz napełniania tlenem medycznym butli stosowanych dotychczas do napełniania tlenem technicznym. Wytwórcy, którzy dopełnili formalności wskazane w ww. komunikacie oraz, jeśli zachodzi taka konieczność, dokonali niezbędnych zmian w dokumentacji rejestracyjnej mogą przystąpić do wytwarzania tlenu medycznego na instalacjach, które dotychczas były przeznaczone do wytwarzania tlenu technicznego oraz napełniania tlenem medycznym butli przeznaczonych dotychczas do tlenu technicznego⁴.

Podczas wytwarzania zielonego wodoru w elektrolizerze o wydajności nominalnej 210 Nm³ wodoru na godzinę uzyskujemy 105 Nm³ tlenu na godzinę. Uwzględniając gęstość tlenu wynoszącą 1,429 kg/m³, stanowi to ok. 300 kg tlenu na godzinę.

Problem w tym, że producenci elektrolizerów traktują tlen jak odpad uwalniany do atmosfery. Jeden z producentów elektrolizerów zadeklarował chęć współpracy przy uzupełnieniu swojej technologii o pozyskiwanie tlenu, jednak z różnych względów trzeba było zrezygnować z tej współpracy. Na obecnym etapie rozwoju technologii wodorowych w Polsce, firmy zajmujące się produkcją gazów widzą tylko problemy i nie są zainteresowane współpracą.

Temat tlenu z produkcji zielonego wodoru pozostaje otwarty.

⁴ <https://www.gov.pl/web/gif/wytwarzanie-tlenu-medycznego-w-okresie-epidemii-covid-19>

2.3 Sekcja instalacji fotowoltaicznej

Dobór instalacji PV w przypadku modernizacji omawianego systemu energetycznego stanowi spore wyzwanie. Prąd uzyskany z instalacji PV ma w pierwszej kolejności uzupełniać zapotrzebowanie obiektu po CHP, a ponadto jest niezbędny do produkcji zielonego wodoru. Te dwie funkcje instalacji PV mocno komplikują kwestie określenia instalacji optymalnej.

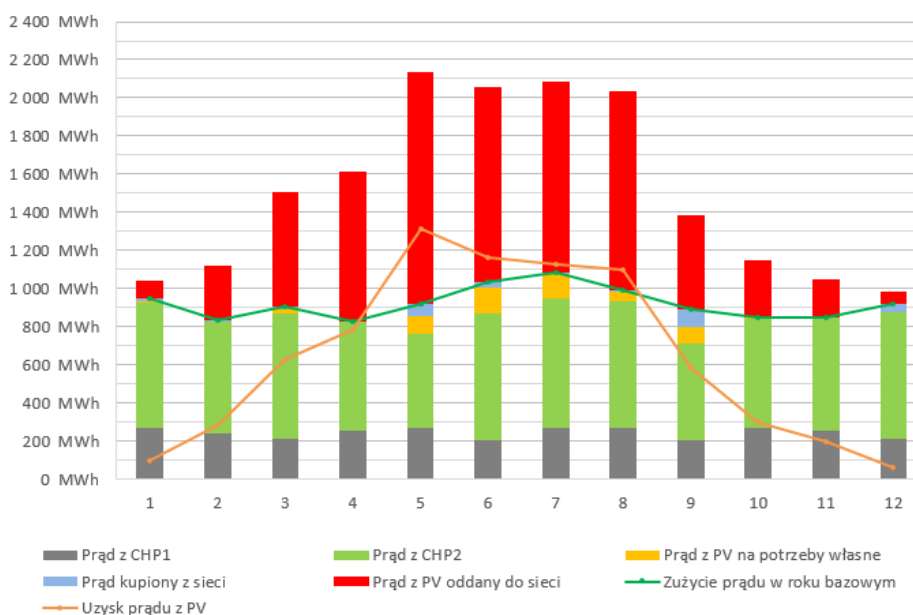
Jeśli dobieramy moc instalacji PV jako uzupełnienie CHP to mają zastosowanie podstawowe wskaźniki efektywności fotowoltaiki, takie jak:

- współczynnik samowystarczalności (prąd z PV do profilu);
- współczynnik samowystarczalności odniesiony do prądu kupowanego;
- procentowe zużycie energii PV na potrzeby własne;
- procent prądu z PV oddanego do sieci.

Jeśli zamiast dwóch oddzielnych instalacji PV zbudujemy jedną wspólną instalację to te wskaźniki nie do końca świadczą o efektywności instalacji.

Ponieważ instalacja wodorowa musi pracować w trybie ciągłym, bo tak pracuje CHP1 i ma ciągłe zapotrzebowanie na wodór, więc optymalna instalacja PV musi mieć w naszym przypadku moc 8.066 kW_p.

Uwzględniając parametry techniczne sprzętu oraz straty należy mieć świadomość, że optymalna instalacja PV będzie miała około 7.017,42 kW po stronie AC.



Rys. 25 Bilans energii elektrycznej optymalnej instalacji PV o mocy 8.066,00 kW_p

Dwie podstawowe linie na wykresie pokazują odpowiednio:

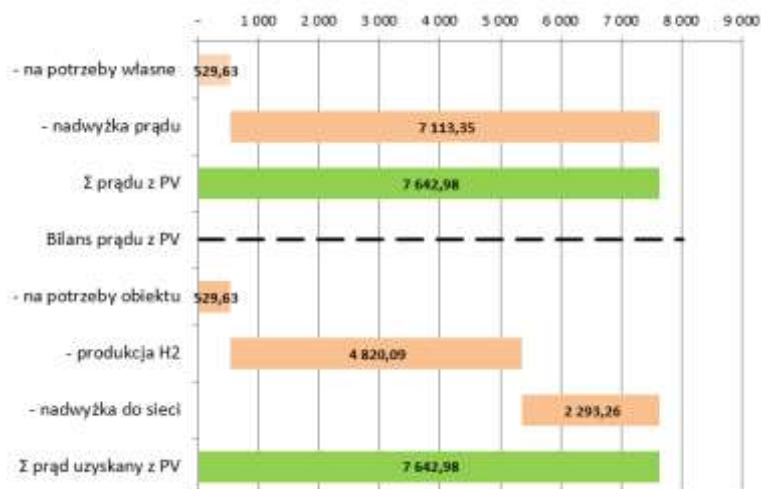
- niebieska – zużycie prądu w roku bazowym;
- pomarańczowa – uzysk prądu z instalacji PV.

Słupki szare oznaczają prąd uzyskany z CHP1 – czyli z paliwa gazowego i wodoru, a słupki zielone oznaczają prąd uzyskany z CHP2 – czyli z paliwa gazowego.

Pomarańczowe słupki obrazują prąd z PV wykorzystany w poszczególnych miesiącach, a słupki niebieskie obrazują prąd dokupowany z sieci.

Jak widać z powyższego wykresu podstawowym źródłem prądu są agregaty kogeneracyjne, a prąd z instalacji PV i z sieci stanowi niewielkie uzupełnienie.

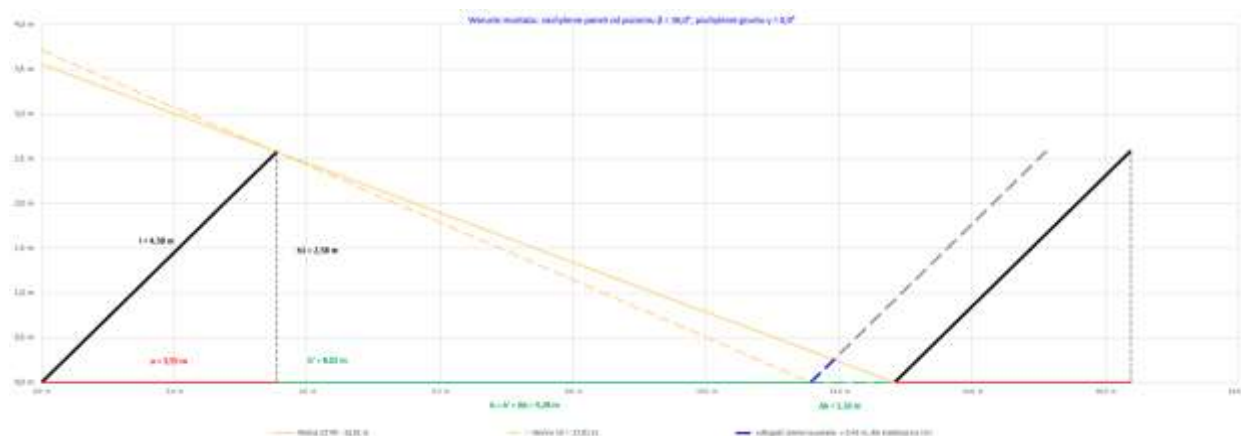
To co najmocniej wyróżnia się na wykresie to czerwone słupki obrazujące nadwyżki prądu przeznaczonego głównie do produkcji wodoru i w części jest to prąd oddawany do sieci.



Rys. 26 Bilans energii elektrycznej z instalacji PV [MWh/rok]

Tak duża instalacja PV wymaga zapewnienia odpowiedniej powierzchni. W analizowanym przypadku przyjmujemy kąt nachylenia paneli od poziomu 36°. Zakładamy, że panele będą ustawione poziomo, czyli długość dolnego boku panelu ma 2,409 m, pionowy bok ma 1,096 m i będą montowane po cztery jeden nad drugim.

Zwykle programy do doboru instalacji PV przyjmują do obliczania odległości między rzędami datę przesilenia zimowego, czyli 21 / 22 grudnia. W tym dniu Słońce jest najniżej nad horyzontem. Jeśli do obliczeń przyjmiemy zamiast daty przesilenia zimowego datę np. 15 stycznia kolejnego roku, to uzyskamy wyższe położenie Słońca, a tym samym możliwe będzie zbliżenie do siebie kolejnych rzędów paneli.



Rys. 27 Warunki montażu instalacji PV

Przy zacienieniu od dołu kolejnego rzędu paneli o 0,43 m (tj. o 4,20% powierzchni panelu) to zyskujemy **1,26 m** na skróceniu odległości między rzędami. Przy dużych instalacjach liczących po kilkanaście lub kilkadziesiąt rzędów jest to zysk pozwalający dodać kolejny rząd paneli.

2.4 Sekcja uzdatniania wód opadowych i pośniegowych

Jeśli inwestor dysponuje bardzo dużymi powierzchniami, z których zbierane są ogromne ilości wód opadowych i pośniegowych warto rozważyć wykorzystanie tych wód do produkcji wodoru. Pozbycie się wód opadowych i pośniegowych wiąże się zwykle z poważnymi kosztami.

Znalezienie firmy, która z tym problemem się upora okazało się sporym wyzwaniem. Dopiero trzecia firma była w stanie spełnić oczekiwania inwestora. Nasz nowy partner posiada autorskie systemy oczyszczania ścieków, pozwalające na odzysk i ponowne wykorzystanie wody, potwierdzone referencjami w branżach: spożywczej, galwanizacyjnej, lotniczej i elektroniki high-tech, gdzie odzyskana woda musi spełniać bardzo restrykcyjne kryteria. ROVAPO® to autorskie rozwiązanie polskiej firmy, poparte szeregiem patentów. Wchodzi w skład rodziny technologii o nazwie „zerowy zrzut cieczy” i umożliwia pełny odzysk wody ze ścieków na poziomie 98%. Cechą wyróżniającą jest tu odzysk wody w jakości wody superczystej.

W 2010 r. ROVAPO® zostało nagrodzone przez polski rząd jako wiodąca zielona polska technologia.

Właściwości techniczne ROVAPO®

Technologia ROVAPO® umożliwia produkcję bardzo czystej wody technologicznej bez emisji, bez odpadów, bez problemów z czystą wodą odzyskaną z odpadów przemysłowych. ROVAPO® to technologia zamkniętego obiegu wody, która minimalizuje zużycie energii i powstające odpady. Jest to technologia tak czysta jak woda, którą generuje. ROVAPO® to także wysoki poziom wody poddanej recyklingowi do ponownego użycia.

W zależności od branży system ROVAPO® umożliwia odzysk wody zdemineralizowanej np. do produkcji galwanicznej, wody superczystej dejonizowanej np. w fotowoltaice czy farmaceutyce, czy też wody o parametrach pozwalających na jej wielokrotne wykorzystanie w procesach produkcyjnych. Technologia ROVAPO® obejmuje szereg poziomów uzdatniania, pozwalających na osiągnięcie założonego celu: dobór strumieni i uzdatnianie chemiczne, systemy membranowe oraz systemy odparowywania.

Zalety technologii:

- Umożliwia odzysk wody z produktów opadowych ze sprawnością powyżej 98% (w tym odzysk wysokiej jakości wody ze ścieków poddanych filtracji biologicznej).
- Opiera się na autorskim oprogramowaniu, które steruje zautomatyzowanym funkcjonowaniem instalacji, niezależnie od zmieniających się ilości i składu odpadów z produkcji oraz zapewnia stały poziom wydajności z instalacji.
- Zmniejsza do minimalnego poziomu ilość wytwarzanych odpadów – jednym produktem odpadowym jest skoncentrowany osad z pierwiastka chemicznego oraz skoncentrowana sól z wyparki zawierająca ok. 50% suchej masy.

Patrząc na nowe budowane obiekty można jedynie ubolewać nad brakiem kompleksowego patrzenia na sprawy energetyczne i ekologiczne.

Kubaturowe przewymiarowanie obiektów wymaga ogromnych ilości energii elektrycznej i cieplnej (grzanie i klimatyzacja) do obsłużenia obiektów. Brak wydzielonych sieci wody szarej uniemożliwia wykorzystania dostępnych mediów.

Wspominamy o tym w tym miejscu, bo właśnie przy czyszczeniu i uzdatnianiu wód opadowych widzimy ten niewykorzystany potencjał. Karą za wcześniejszy brak wyobraźni są ogromne opłaty jakie musi płacić inwestor za odprowadzanie wód opadowych do kanalizacji.

Pracując nad koncepcją wykorzystania wód opadowych i pośniegowych na potrzeby produkcji wodoru okazało się w jak małym stopniu jesteśmy w stanie te wody wykorzystać na obecnym etapie modernizacji systemu energetycznego.

Szczegółowe opisanie technologii czyszczenia wód opadowych do elektrolizy wymagałoby odrębnego opracowania, dlatego ograniczymy się do spraw najważniejszych.

W bardzo dużym uproszczeniu można przyjąć, że układ odzysku wód opadowych i pośniegowych zawierać będzie:

- prefiltrację wód opadowych;
- zbiorniki buforowy;
- układ UFFLO wraz z opcjonalną koagulacją;
- układ filtracji;
- ROVAPO wraz z odgazowaniem i polishingiem;
- zbiornik wody uzdatnionej;
- układ CIP (Cleaning-in-Place - czyszczenie na miejscu);
- dmuchawy, pompy...;
- sterowanie SCADA HMI na komputerze z ekranem 15" dotykowy, SCADA.

Na początek należy wyjaśnić podstawowe założenia analizy zagospodarowania wód opadowych. Naszym podstawowym celem w zakresie odzysku wód opadowych i pośniegowych jest, w maksymalnym stopniu, zapewnienie superczystej wody do elektrolizera do produkcji wodoru.

Jeśli okaże się, że wód opadowych i pośniegowych do produkcji wodoru jest zbyt mało to brakującą wodę należy pobrać z sieci wodociągowej. Jeśli wód opadowych będzie za dużo to wykorzystamy maksymalnie, ile tylko będzie można, a resztę można zgromadzić w zbiorniku rencyjnym lub sprzedać firmą zajmującym się np. pielęgnacją zieleni miejskiej.

Końcowe odsalanie oparte jest o sprawdzone i nagrodzone elementy technologii ROVAPO® - samoadaptujący się system odwróconej osmozy REVOS™. ROVAPO® jest z powodzeniem stosowany w wielu gałęziach przemysłu, w tym w bioetanolu, lotnictwie, motoryzacji, galwanotechnice. Zastosowania obejmują produkcję ultraczystej wody o przewodności <10 µs, wody dejonizowanej o jakości farmaceutycznej (<1us) oraz wody nadającej się do ponownego wykorzystania w różnych procesach produkcyjnych (częściowo odsolona) lub do ogrzewania (produkcja pary).

ZALETY:

- Optymalizacja instalacji według przepływu i TDS na wlocie
- Praca automatyczna niezależna od zmiennej ilości i składu wody doprowadzanej / ścieków przemysłowych oraz gwarantowana stała sprawność instalacji.
- Niskie zużycie energii

Każda instalacja RO jest sterowana za pomocą samodostosowującego się autorskiego rozwiązania firmy - systemu automatyki ROVAPO®. Optymalizacja systemu jest automatyczna - mierzy ustalone parametry na wlocie i wylocie oraz inne parametry układu, aby zmaksymalizować odzysk w zależności od parametrów ścieku kierowanego na instalację.

Ultrafiltracja (UF) to proces filtracji membranowej podobny do odwróconej osmozy, wykorzystujący ciśnienie hydrostatyczne do przetłaczania wody przez półprzepuszczalny element membranowy. UF stanowi barierę dla zawieszonych ciał stałych, bakterii, wirusów, endotoksyn i innych patogenów, aby wytwarzać wodę o bardzo wysokiej czystości i niskim SDI.

Zawiesiny i substancje rozpuszczone o dużej masie cząsteczkowej są zatrzymywane w tak zwanym retencie, podczas gdy woda i substancje rozpuszczone o niskiej masie cząsteczkowej przechodzą przez membranę w permeacie (filtracie). Ten proces separacji jest stosowany w przemyśle i badaniach do oczyszczania i zagęszczania roztworów makrocząsteczkowych (103 - 106 Da). Elementy membran do mikro- i ultrafiltracji są zdolne do usuwania zawieszonych ciał stałych, bakterii i większych mikroorganizmów, takich jak cryptosporidium i lamblie. Ponadto rozmiar porów ultrafiltracji jest wystarczająco mały, aby niezawodnie usuwać mniejsze substancje, takie jak wirusy, makrocząsteczki i materia koloidalna. Rozpuszczona materia, taka jak np. korzystne minerały nie są zatrzymywane przez elementy membrany.

UF-FLO jest ultrafiltracją typu „dea-end” pozwalającą na efektywne usuwanie zawiesin ze ścieku oczyszczonego.

Po więcej szczegółów odsyłam do autora przedstawionej technologii.

2.5 Sekcja grzewcza i klimatyzacyjna

Sekcja grzewcza i klimatyzacyjna niczym szczególnym się nie wyróżnia. Jak w wielu innych opisywanych wcześniej artykułach, ciepło z kogeneracji odprowadzane jest do istniejącego źródła ciepła jakim jest kotłownia lub węzeł ciepły.

System zarządzania energią ma zapewnić wykorzystywanie w pierwszej kolejności ciepła z CHP, a dopiero w drugiej z istniejącego źródła. Jeśli w pewnym okresie (szczególnie latem) występują nadwyżki ciepła z CHP to można to ciepło zamienić na chłód w agregacie absorpcyjnym.

Sytuacja z chłodem (a dokładnie z wodą lodową) jest analogiczna jak w przypadku ciepła. W pierwszej kolejności do urządzeń klimatyzacyjnych podawana jest woda lodowa z agregatu absorpcyjnego, a jak chłodu będzie za mało to nastąpi załączenie elektrycznych chillerów wody lodowej.

W naszym przypadku zapotrzebowanie na ciepło i chłód są na tyle duże, że nie ma problemu z zagospodarowaniem całości ciepła z CHP.

3 Podsumowanie

Przedstawiona modernizacja systemu energetycznego wykorzystująca trigenerację z agregatem kogeneracyjnym zasilanym wodorem, wytwarzanie zielonego wodoru na potrzeby własne z równoczesnym zagospodarowaniem bardzo dużych ilości wód opadowych i pośniegowych, zastosowanie agregatu absorpcyjnego do produkcji wody lodowej oraz zastosowanie instalacji PV dużej mocy zyskała pozytywną ocenę inwestora i została skierowana do realizacji.

Oczywiście na efekty trzeba będzie trochę poczekać, gdyż występuje zbieżność realizacji kilku innych poważnych zadań inwestycyjnych, a i sam proces przygotowania inwestycji wymaga sporo czasu i skompletowania bardzo doświadczonego zespołu projektowego.

W planach miał to być artykuł sygnałowy, przedstawiający tylko podstawowe aspekty modernizacji, a powstał spory materiał pomijający cały szereg bardzo ważnych zagadnień jak choćby bardzo złożony logicznie system zarządzania całą technologią. To nie jest tak, że każda z omówionych sekcji pracuje niezależnie. Naszym celem jest nie tylko stworzenie systemu, który będzie działał, ale systemu, który będzie działał w sposób optymalny zapewniając inwestorowi maksymalne korzyści techniczne, finansowe i ekologiczne.

Gdyby czytelnik zapytał czy tak skonstruowany system energetyczny jest opłacalny to odpowiedź byłaby pozytywna.

Jest jednak szereg warunków, które muszą być spełnione: modernizowany system musi być podatny na tego typu inwestycję, muszą być korzystne zewnętrzne warunki ekonomiczne, cenowe i polityczne oraz co jest bardzo ważne to stworzony system zarządzania wszystkim elementami.

Zainteresowanych, jak zwykle, zapraszam do współpracy.