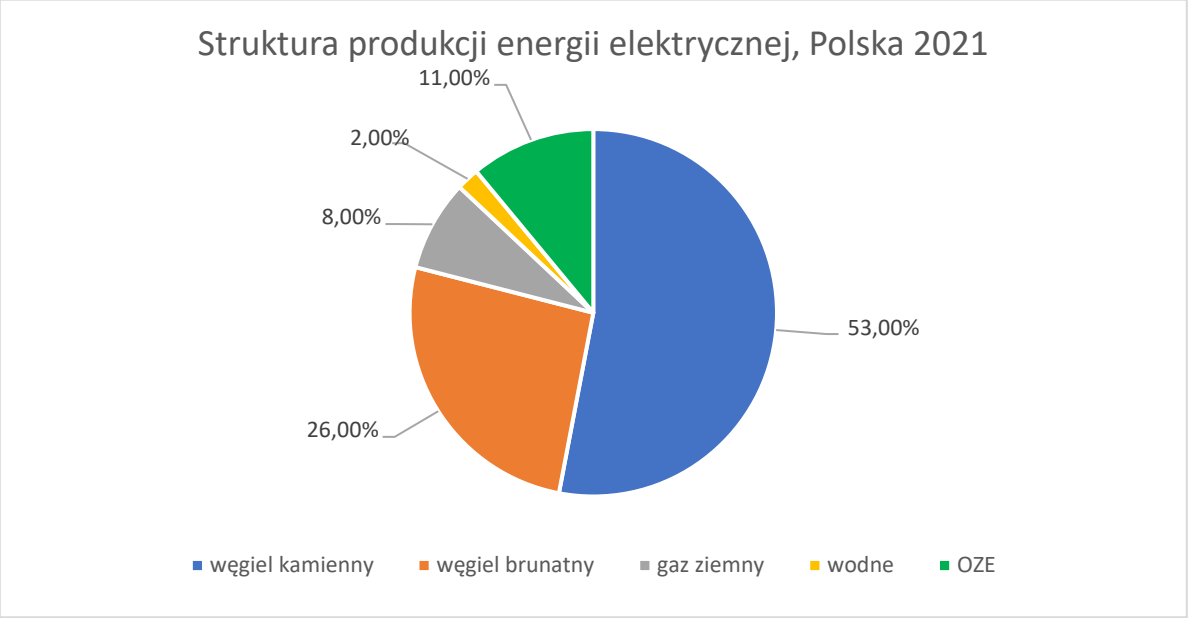
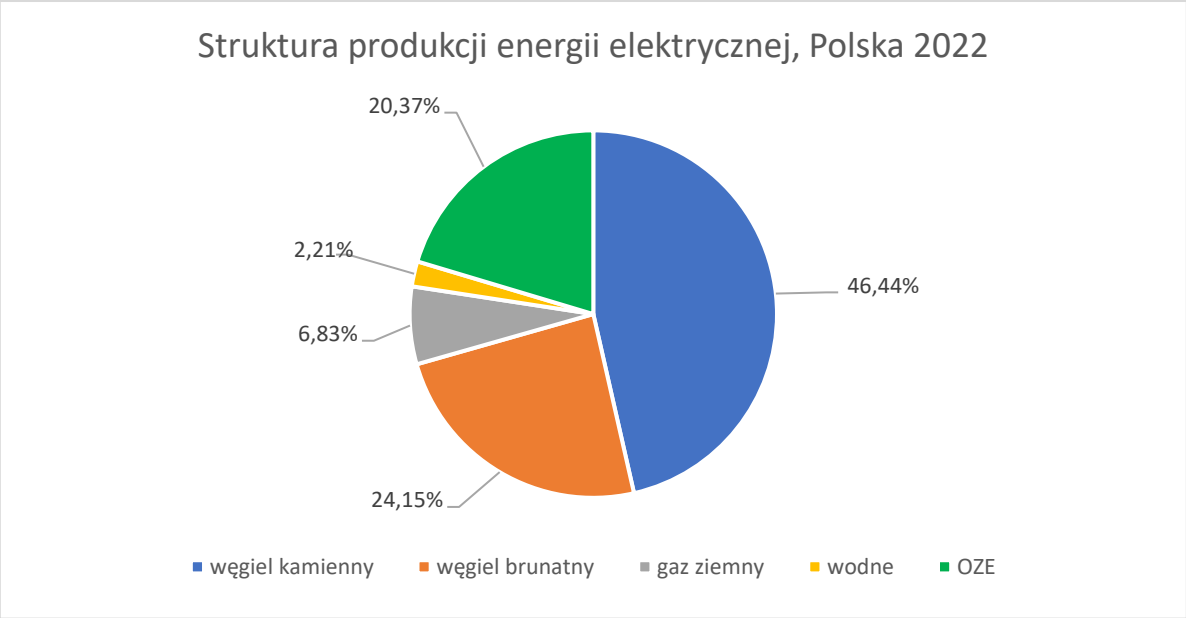
Instalacje P2P – czy to ma sens?

Paweł Piotrowicz

Gospodarka wodorowa przechodzi gwałtowne zmiany. Wraz z polityką dekarbonizacji, transformacji energetycznej i paliwowej w Europie, oraz intensywnego rozwoju nowych technologii, wodór stanie się wkrótce najpowszechniej wykorzystywanym pierwiastkiem we wszystkich sektorach gospodarki. Nie bez znaczenia jest tu strategia uniezależnienia się od paliw kopalnych pochodzących zza naszej wschodniej granicy, która w znacznym stopniu intensyfikuje postęp procesu. Bezpieczeństwo energetyczne kraju, regionu, aglomeracji, biznesu, czy obywateli, powinno być priorytetem dla spółek energetycznych odpowiedzialnych za produkcję, dostawy i sprzedaż energii. Popyt na nią nieustannie rośnie i silnie jest skorelowany z rozwojem gospodarczym i technologicznym. Największym odbiorcą energii elektrycznej jest przemysł. Krajowe zużycie energii elektrycznej w 2021 roku wzrosło o 5,36 proc. w porównaniu do 2020 roku i wyniosło 174,4 TWh[1], przy czym w tym właśnie roku w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 11,8%, zaś eksportu wyniósł 4,2% energii elektrycznej[2]. Niestety bijemy rekordy importu energii. W 2020 roku 13,3 TWh czyli prawie 8% rocznego zapotrzebowania Polska zaimportowała[3]. Po raz pierwszy w historii udział węgla w polskim miksie energetycznym spadł do około 70 procent na początku 2022 roku. Poniżej przedstawiony jest proces zmian na podstawie danych PSE w latach 2021-2022.



[1] https://energia.rp.pl/wegiel/art19280541-popyt-na-polski-prad-napedzal-produkcje-z-wegla
[2] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/charakterystyka-rynku/9659,2020.html
[3] https://300gospodarka.pl/300klimat/transformacja-energetyczna-polska-2020-forum-energii-spadek-wegiel

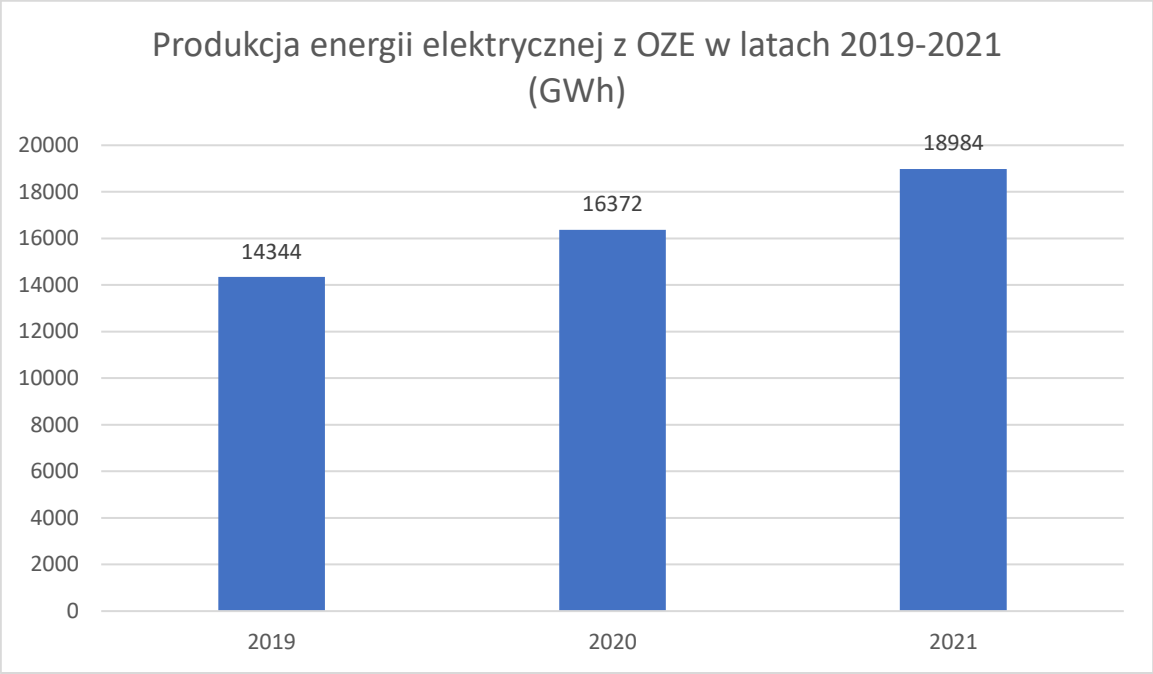


Udział paliw kopalnych w produkcji energii elektrycznej systematycznie maleje by zgodnie z założeniami Unii Europejskiej, której członkiem jest Polska, wypełnić zobowiązanie zeroemisyjności i neutralności dla środowiska do roku 2050. Czynnikiem dziś wciąż niewiadomym jest wprowadzenie elektrowni jądrowych, zarówno dużej jak i małych, potocznie zwanych SMR'ami. Zgodnie z zapowiedziami, około roku 2030 zainstalowanych ma zostać od 4 do 6 reaktorów typu SMR o mocy 300 MW każdy. Inwestorem ma być ZE PAK lub firma dedykowana. Dla porównania również Grupa Orlen planuje budowę bloków o łącznej mocy od 6 GW do 9 GW do 2043 r. Istnieje wiele scenariuszy rozwoju rynku energii. W poniższej tabeli przedstawiono koncepcję czterech takich scenariuszy w perspektywie 2030 i 2050 roku[4]. Pierwszy scenariusz węglowy został zaprezentowany jako porównawczy. Z całą pewnością nie będzie on realizowany.

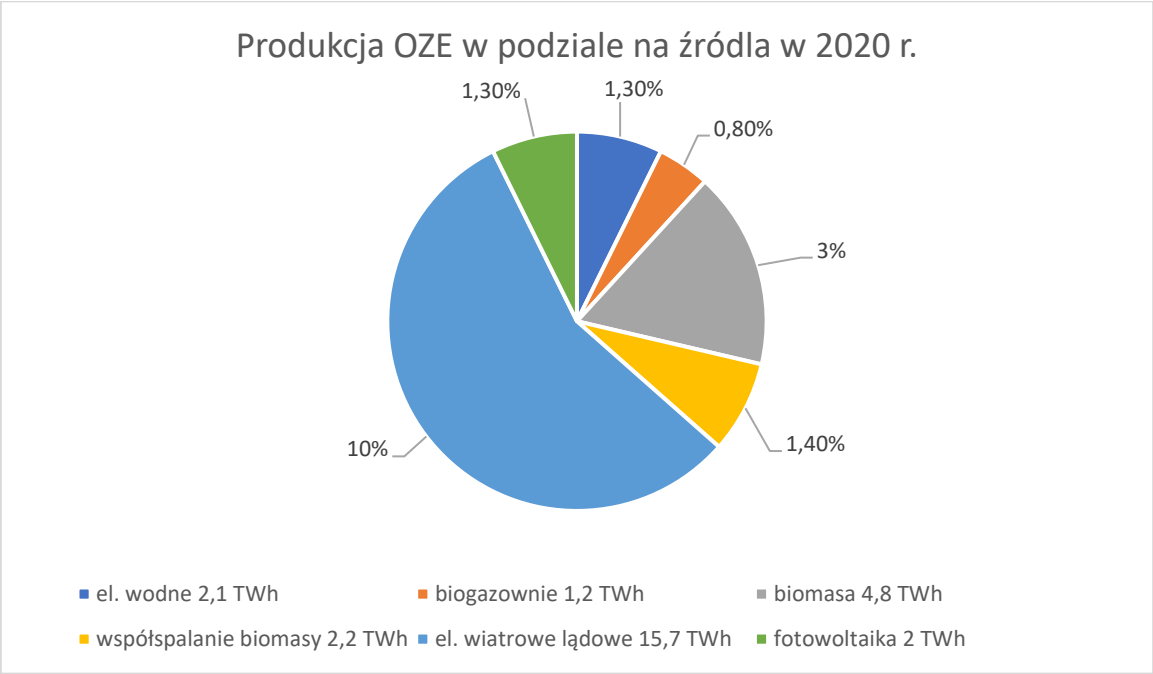
Moce zainstalowane w grupach jednostek wytwórczych (GWe)	Scenariusz węglowy		Scenariusz zdywersyfikowany z EJ		Scenariusz zdywersyfikowany bez EJ		Scenariusz odna-wialny	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe	GWe
Elektrownie jądrowe	0,0	0,0	1,5	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Elektrownie węglowe	25,3	22,6	19,1	6,7	18,4	5,5	18,4	0,0
CHP węglowe	7,3	5,9	4,4	2,8	4,4	2,8	4,0	0,0
CHP, CCGT i GT gazowe	3,4	11,5	6,9	19,3	7,6	26,1	9,7	30,0
OZE	13,1	15,3	18,8	37,0	20,8	47,7	28,8	68,6
Rezerwa zimna w jedn. węglowych	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,4	4,5
Rezerwa w jednostkach gazowych	0,0	3,8	2,0	5,5	3,5	6,5	0,7	5,1
Razem	50	60	54	78	56	90	63	108

Warto zwrócić uwagę na rosnący udział Odnawialnych Źródeł Energii polskim miksie energetycznym, element niezwykle ważny w transformacji energetycznej odgrywa kluczową rolę w rozwoju gospodarki wodorowej opartej o wodór odnawialny. Poniższe zestawienie oparte jest o dane PSE.

[4] Forum Energii „Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2021"



Warto zwrócić uwagę, które źródła odgrywają tu kluczową rolę. Poniższy wykres ulegnie też drastycznej zmianie w najbliższych latach wraz z uruchomieniem pierwszych morskich elektrowni wiatrowych.



Z jednej strony własna produkcja energii a z drugiej jej magazyny odgrywać będą niezwykle ważną rolę w planach związanych z bezpieczeństwem energetycznym kraju, zarówno magazyny wielkoskalowe jak i sieć rozproszona magazynów średnich i tych całkiem małych, również prosumenckich. Technologii magazynowania energii jest bez liku, m.in.:

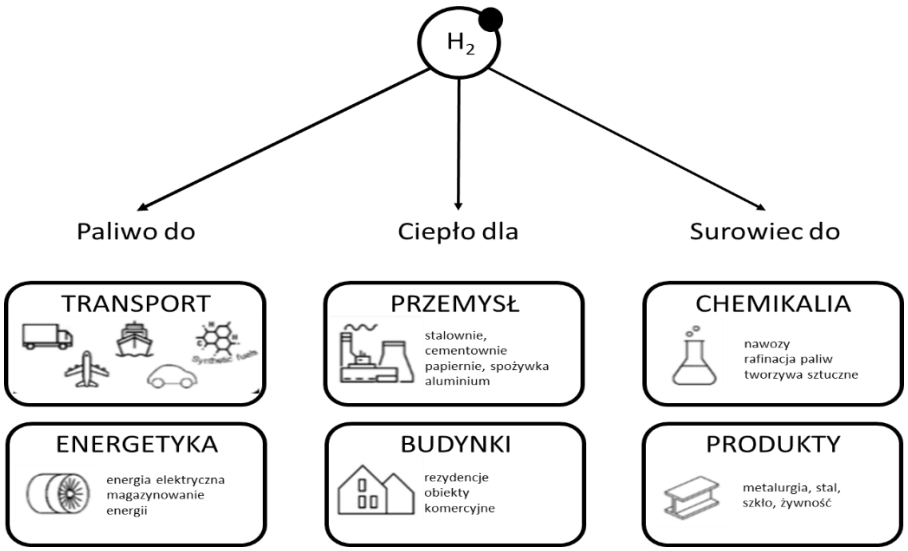
- Superkondensatory, SC
- Nadprzewodnikowe zasobniki energii, SMES
- Elektrownie szczytowo-pompowe, PSH
- Koła zamachowe, FES

- Pneumatyczne zasobniki energii, CAES
- Zasobniki ze skroplonym powietrzem, LAES
- Zasobniki z pompami ciepła, PHES
- Akumulatory Li-ion (LFP, LTO, NMC)
- Akumulatory NiCd
- Akumulatory NiMH
- Akumulatory kwasowo-ołowiowe
- Maszyny przepływowe żelazowo-chromowe, ICB
- Maszyny przepływowe wanadowe, VRB
- Maszyny przepływowe ZnBr
- Alkaliczne ogniwa paliwowe, AFC
- Ogniwa z kwasem fosforowym, PAFC
- Ogniwa zasilane metanolem, DMFC
- Ogniwa ze stopionym węglanem, MCFC
- Ogniwa z membraną wymiany protonów, PEMFC
- Ogniwa z elektrolitem stałym tlenkowym, SOFC
- Magazyny wodorowe, HES -> HRS
- Hybrydy

Dla użytkowników nie powinna mieć znaczenia technologia magazynowania. Ta jest bowiem dostosowywana do wymagań funkcjonalnych operatora magazynu oraz przewidywanych trybów pracy np.:

- Wycinanie pików
- Redukcja obowiązkowego czasu pracy źródeł konwencjonalnych
- Regulacja rezerw
- Regulacja częstotliwości
- Regulacja napięcia
- Regulacja mocy
- Rozwój OZE
- Bezpieczeństwo systemowe
- Magazynowanie nadmiaru energii
- Bezpieczeństwo zwarciowe
- Black start
- Pierwszy, drugi i trzeci poziom kontroli
- Możliwość redystrybucji energii
- Moc bierna
- Zabezpieczenie obciążenia szczytowego
- Wygładzenie krzywej popytu

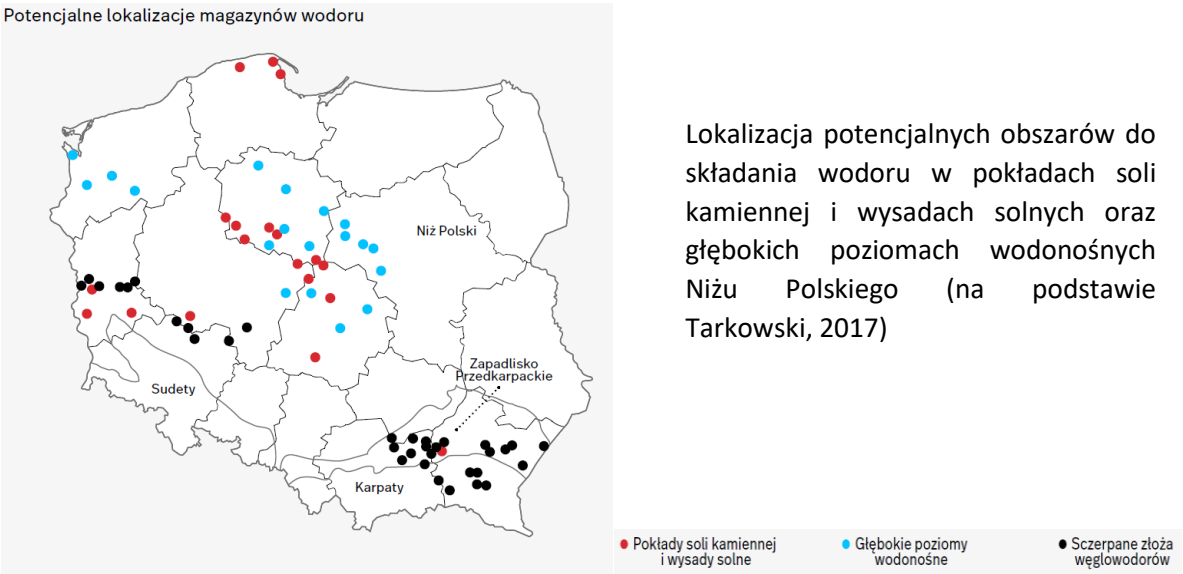
Z punktu widzenia użytkowego wyłaniają się dwie podstawowe funkcje: regulacyjna oraz długoterminowego magazynowania energii i właśnie to długotrwałe magazynowanie energii znalazło wreszcie godne rozwiązanie w postaci wodoru. W jednym kilogramie wodoru mamy 33,33kWh energii, której dla porównania w 1 kg ropy jest tylko 11,9 kWh. Wodór wydaje się być bardzo uniwersalnym nośnikiem energii o czym świadczy mnogość jego zastosowania, która wciąż rośnie.



Z punktu widzenia energetyki magazynowanie wodoru w kontekście strategicznych rezerw energii może okazać się pierwszorzędną cechą tego pierwiastka wykorzystywanego tu do w kontekście bezpieczeństwa energetycznego państwa. Wodór można magazynować na wiele sposobów (zbiorniki transportowe, naziemnie zbiorniki stacjonarne, zbiorniki podziemne, rurociągi oraz kawerny solne) i w różnych formach (np. gaz sprężony, gaz ciekły, wodorki chemiczne i fizyczne, amoniak, LOHC, stan nadkrytyczny). Warto przypomnieć, że wodór może być zaadsorbowany na powierzchni stopów niklu (np. $LaNi_5$) i chromu (np. $ZrCr_2$), może występować też w formie chemicznych wodorków metali (CaH_2, KH, LiH, NaH, $LiBH_4$, $NaBH_4$) jednak najpopularniejszą formą, przed którą eksperci widzą świetlaną przyszłość jest wszystkim dobrze znany amoniak (NH_3). Wbrew pozorom samo magazynowanie nie jest proste. Wodór ze względu na swoje fizykochemiczne właściwości wymaga specjalnego traktowania. Zbiorniki wodoru muszą przejść dość skomplikowaną procedurę testową. Mamy tu wiele norm, w tym międzynarodową ISO 15869. Procedura testowa poddaje zbiorniki wszystkim możliwym niekorzystnym oddziaływaniom środowiska (płomień, temperatura, ciśnienie, nawet większe niż 225% ciśnienia roboczego). Ze względu na sposób wykonania zbiorniki dzieli się na 5 typów:

- typ I – zbiornik wykonany z walczaka stalowego zamykanego ogniowo
- typ II – zbiornik stalowy typu I o cieńszej ściance, otoczony obwodowo na części cylindrycznej warstwą nawiniętego włókna, zazwyczaj szklanego
- typ III – zbiornik wykonany zazwyczaj z rury aluminiowej lub cienkiej stali nierdzewnej, otoczony pełnym oplotem warstwą włókna szklanego lub węglowego
- typ IV – zbiornik wykonany z tworzywa sztucznego: PA, HDPE spawany lub monolityczny, otoczony pełnym oplotem warstwą włókna węglowego
- typ V – zbiornik wykonany z kompozytu opleciony warstwą włókna węglowego

Postęp technologiczny powoduje stopniowe wycofywanie zbiorników stalowych na rzecz ich kompozytowych odpowiedników ze względu na ich pięciokrotnie mniejszą wagę oraz możliwość stosowania przy zdecydowanie większych ciśnieniach. Dedykowane zbiorniki (i rurociągi) powstały nie tylko ze względu na ciśnienia stosowane w przemyśle i transporcie (750 a nawet 900 bar). Przede wszystkim zależy nam na uniknięciu niepożądanego zjawiska jakim jest korozja wodorowa. Wodór bowiem, z dużą łatwością wnika w kryształy metalu i wiążąc się w cząsteczki prowadzi do mikroszczelinowania a to już prosta droga do uszkodzenia struktury i rzeczywistych wycieków gazu. Z tych właśnie powodów to właśnie kawerny solne najbardziej nadają się do wielkoskalowego magazynowania wodoru.

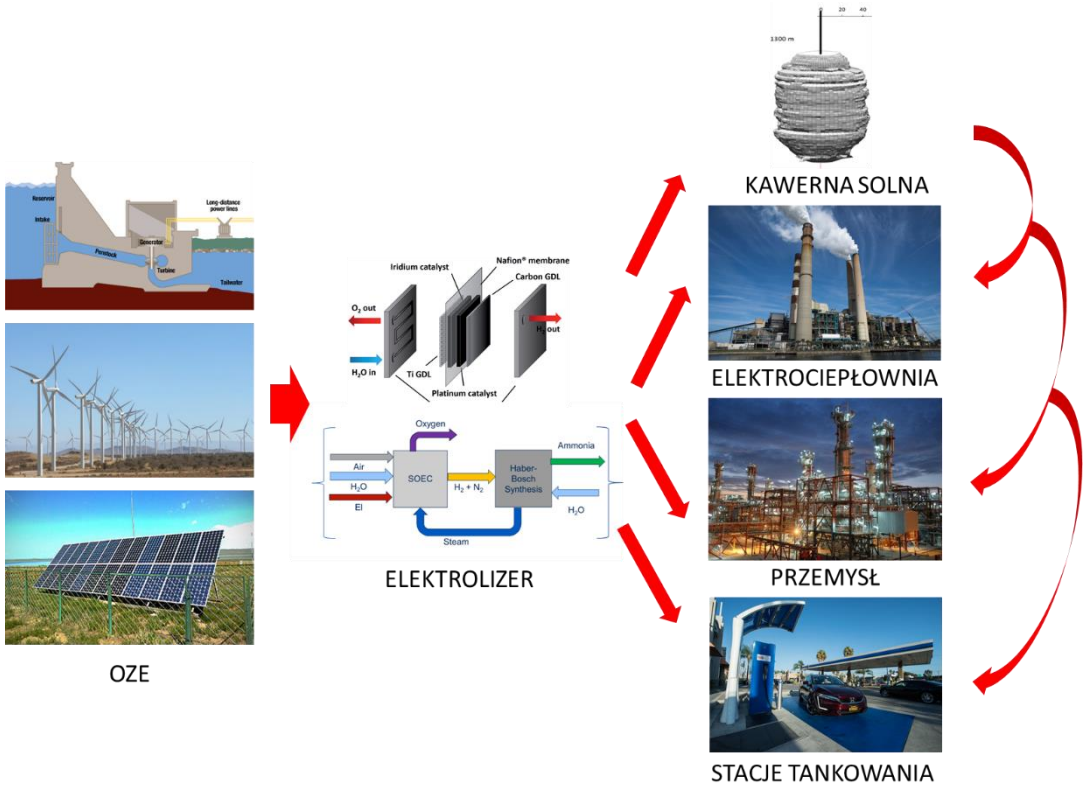


Lokalizacja potencjalnych obszarów do składania wodoru w pokładach soli kamiennej i wysadach solnych oraz głębokich poziomach wodonośnych Niżu Polskiego (na podstawie Tarkowski, 2017)

Warto wiedzieć, że projekt HESTOR, którego celem było zbadanie możliwości zmagazynowania w kawernach solnych wodoru, uzyskanego z wykorzystaniem Odnawialnych Źródeł Energii, oraz dalsze jego wykorzystanie do celów energetycznych, technologicznych oraz jako paliwa w transporcie, przygotowało konsorcjum: Grupa LOTOS S.A., Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy CHEMKOP sp. z o.o., Politechnika Śląska, Politechnika Warszawska, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. W 2017 roku projekt został z sukcesem zakończony. Jeden z wniosków mówi o dużym potencjale naszego kraju, mamy zatem gotowe i naturalne wielkoskalowe magazyny. Wystarczy napełnić je wodorem. Jak duże są to magazyny? Jedna z mniejszych kawern solnych może zmagazynować ponad 6 000 ton wodoru w zakresie ciśnień 60-240 bar, co można przeliczyć na około 250 GWh.

Wiemy zatem, że magazynowanie energii jest nieodzowne do prawidłowego działania ekostytemu energetycznego wykorzystującego Odnawialne Źródła Energii oraz w kontekście bezpieczeństwa energetycznego kraju, mamy potencjał do wykorzystania już istniejących kawern solnych do wielkoskalowego magazynowania wodoru na potrzeby energetyczne, zatem jak wygląda proces Power to Power z wykorzystaniem wodoru jako nośnika energii? Prosty schemat [logiczny przedstawiony jest poniżej.

Schemat łańcuch wartości gospodarki wodorowej jest bardziej uniwersalny. Poniżej przykład z zastosowaniem magazynów wodoru w postaci kawern solnych.



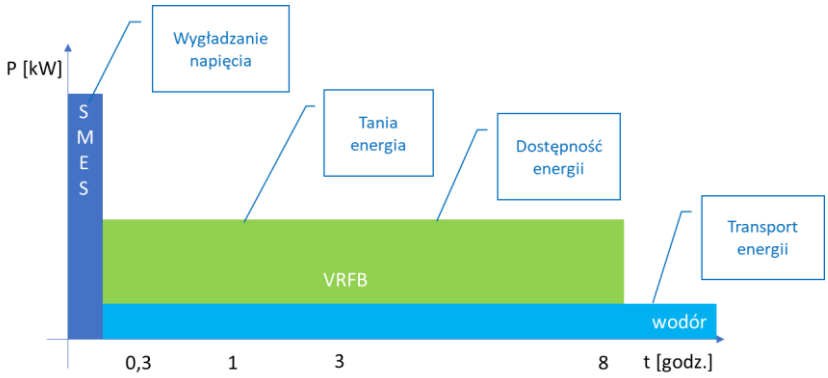
Mamy wiec możliwość magazynowania energii na przykład w magazynach elektrochemicznych (np. litowo-jonowych), mamy też możliwość magazynowania energii wykorzystując wodór. Zachodzi uzasadnione pytanie, jaka metoda jest bardziej efektywna, jak jest najbardziej opłacalna? Odpowiedź nie jest łatwa, zależy bowiem od efektu, jakiego się spodziewamy. Poniższy schemat obrazuje zastosowane najpowszechniejszych technologii w funkcji czasu magazynowania energii.

Gdybyśmy posługiwali się tylko tą funkcjonalnością poszczególnych technologii wybór inwestorów i operatorów magazynów energii byłby prosty, a taki nie jest. Należy bowiem wziąć pod uwagę inne ważne aspekty, z których najważniejszym wydaje się być LCOS (Levelized Cost of Storage), czyli całkowity koszt magazynowania energii. Tak naprawdę to można wymienić prawie czterdzieści czynników wpływających na koszt jej magazynowania.

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{O\&M}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{charging\ cost}{(1+r)^n} + \sum_n^N \frac{EoL}{(1+r)^n}}{\sum_n^N \frac{Elec_{discharged}}{(1+r)^n}}$$

gdzie LCOS można zdefiniować jako całkowity koszt życia inwestycji podzielony przez skumulowaną dostarczoną energię elektryczną, r oznacza stopę dyskontową, N całkowity czas życia w latach. Koszty wycofania z eksploatacji (EoL), degradacja pojemności i samorozładowanie nie zawsze są brane pod uwagę a powinny.

Koszt, sprawność, efektywność i żywotność magazynu energii oraz stopień jego wpływu na środowisko naturalne i bezpieczeństwo eksploatacji stanowią tylko jeden element w analizie opłacalności procesu Power to Power. W przypadku technologii wodorowych dochodzą bowiem jeszcze dwa elementy mające niebagatelny wpływ na efektywność całej instalacji. Mowa tu o efektywności produkcji wodoru (elektrolizery) oraz wykorzystaniu ogniw paliwowych w procesie Gas to Power. Należy wyjaśnić dlaczego wciąż wskazywana jest tylko jedna metoda produkcji wodoru – elektroliza. Wynika to bezpośrednio ze strategii wodorowej Polski oraz Europy. Docelowo ma być produkowany jedynie wodór odnawialny, którego definicja mówi, że powstaje on w drodze elektrolizy wody w elektrolizerze



zasilanym energią elektryczną pochodzą z odnawialnych źródeł lub w procesie reformingu biogazu lub biometanu albo biochemicznego przekształcania biomasy. Przy jego produkcji emisja CO2 utrzymuje się na niskim poziomie poniżej 1 kg CO_2 eq/kg H_2. Mamy wiele technologii elektrolizerów podobnie jak ogniw paliwowych. Najpopularniejsze to:

- Ogniwa paliwowe z membraną wymiany protonów (ang. Proton exchange membrane fuel cells - PEMFCs) nazywane też ogniwami paliwowymi z elektrolitem polimerowym, PEFCs (ang. Ploymer Electrolyte Fuel Cells),
- Alkaliczne ogniwa paliwowe (ang. Alkaline fuel cells – AFCs).
- Ogniwa paliwowe z kwasem fosforowym (ang. Phosphoric-acid fuel cells – PAFCs),
- Ogniwa paliwowe z zestalonym elektrolitem tlenkowym (ang. Solid-oxide fuel cells – SOFCs),
- Ogniwa paliwowe ze stopionym węglanem (ang. Molten-carbonate fuel cells – MCFCs),
- Bezpośrednie ogniwa metanolowe (ang. Direct-methanol fuel cells – DMFCs).

Każda z technologii ma swoje zastosowanie a ich efektywność waha się od 40-88%. Podobnie jest z elektrolizerami. Straty energetyczne na wskazanych procesach nie są zatem na tyle małe by były pomijalne. Tylko na wymienionych tu trzech procesach: produkcji wodoru, jego magazynowaniu i wykorzystaniu do produkcji energii tracimy minimum 30% a często dużo więcej wyprodukowanej przez OZE energii elektrycznej w samym tylko procesie P2P. Dodatkowo dochodzą koszty CAPEX i OPEX całego rozwiązania, które liczone są w dziesiątkach milionów złotych. Instalacje testowe i na mniejszą skalę już działają. Holenderska firma MTSA Technopower[5] opracowuje takie małe systemy P2P.

MTSA Power2Power System 0,5 MW Main Technology: PEM Safety: CE mark **Electrolyser section** Hydrogen purity: ISO 14687 / NEN-EN 17124 Hydrogen production: Up to 9 kg/hr Electricity consumption: up to 500 kW **Hydrogen Compressor / Storage section** Storage Capacity: 97 kg Max pressure: 500 bar **Fuel cell section** Electricity production: up to 150 kWe output at 10 kV/AC Hydrogen consumption: up to 9 kg/hr	• Power to Gas (P2G): Systemy elektrolizera do produkcji zielonego wodoru w zakresie mocy 1-10 MW • Gas to Power (G2P): Systemy ogniw paliwowych do produkcji energii elektrycznej z wodoru w zakresie mocy 0,5-5 MW

Możemy mówić zatem o instalacjach wielkoskalowych z możliwością magazynowania energii liczonych w setkach gigawatogodzin, instalacjach przemysłowych z mocami wytwórczymi liczonymi w megawatach. Na rynku są dostępne również instalacje małe, przeznaczone do rezydencji posiadających własne moce wytwórcze OZE. Tego typu instalacje all-in one posiadają wszystkie niezbędne elementy w zintegrowanej zabudowie (falownik, ESS oparty o ogniwa Li-Ion, elektrolizer, magazyn wodoru nawet do 9 kg, ogniwo paliwowe, systemy monitorowania i nadzoru, systemy bezpieczeństwa i komunikacji). Systemy takie mogą zapewnić ciągłość dostaw energii do obiektu, obniżenie mocy zamówionej a w pewnym sensie nawet niezależność energetyczną.

Czy możemy zatem uzasadnić instalacje P2P niezależnie od skali i ich wykorzystywanie operacyjne? Mamy kilka bardzo ważnych i niepodważalnych argumentów, które w tym artykule starano się przybliżyć i to niezależnnie od faktu, jak dużo musimy jeszcze popracować nad technologiami by zwiększyć ich efektywność i sprawić by zwrot z inwestycji następował szybciej lub w ogóle następował. Tymi argumentami są: bezpieczeństwo energetyczne, uniezależnienie od paliw kopalnych, autonomiczność i ciągłość dostaw energii (zielonej energii). Każdy inwestor/operator musi sam sobie zadać pytanie, czy przedstawione argumenty są warte potencjalnie poniesionych kosztów, podjęcia ryzyka. Warto zadać sobie pytanie i analizować nie tylko o ryzyko wejścia z inwestycją w technologie P2P, ale również przeanalizować ryzyko zaniechania. Dziś trudno w prosty sposób określić właściwe odpowiedzi a przyszłość bez wątpienia należy do różnego typu instalacji P2P wykorzystujących źródła OZE, być może SMR, instalacji o dużej efektywności i elastyczności w magazynowaniu zarówno dużych, strategicznych zapasów energii, jak i instalacji mniejszych w koncepcji rozproszonej. Tylko dywersyfikacja i decentralizacja zapewni nam w pełni bezpieczeństwo energetyczne kraju i jego obywateli spełniając wymagania związane z dekarbonizacją. Tak może zatem wyglądać transformacja energetyczna w Polsce z aktywnym działaniem klastrów energii i dolin wodorowych w sąsiedztwie dużego sektora energetycznego.

[5] https://www.mtsa.nl/lines-of-business/wgaterstof-technologie/