

GENESIS

CENTRUM ENERGII ODNAWIALNEJ



RAPORT GENESIS

TRANSFORMACJA POLSKIEJ ENERGETYKI W LATACH

2016-2033-2050

OZE – 100%

Generacja rozproszona

Krzysztof Sabara



Łódź, grudzień 2015

Publikacja „Raport CEO GENESIS” przygotowana została także w formie elektronicznej i udostępniona na witrynie internetowej www.ozegenesis.pl

SPIS TREŚCI

SŁOWO WSTĘPNE	3
Ad 1. Węgiel kamienny.....	4
Ad 2. Węgiel brunatny.....	6
DEGRADACJA ŚRODOWISKA.....	7
STAN POLSKIEJ ENERGETYKI – DEKAPITALIZACJA.....	8
OCENA ENERGETYKI OPARTEJ NA ZŁOŻACH WĘGLA KAMIENNEGO I BRUNATNEGO	11
KOSZTY ENERGETYKI KONWENCJONALNEJ - STRATY	12
KOSZTY INWESTYCYJNE MODERNIZACJI ENERGETYKI WĘGLOWEJ	13
ASPEKTY GLOBALNEGO RYNKU	15
ASPEKTY SPOŁECZNE.....	16
PODSUMOWANIE	17
WNIOSKI	17
WARIANT TRANSFORMACJI POLSKIEJ ENERGETYKI.....	20
TECHNOLOGIA - magazynowanie energii.....	22
KIERUNKI ROZWOJU	23
KONCEPCJA PRZEJŚCIA POLSKIEJ ENERGETYKI W 100% NA OZE DO ROKU 2050.....	25
MODEL POLSKIEJ ENERGETYKI OPARTY W 100% NA OZE	26
ZAŁOŻENIA DO ROZWOJU OZE W POLSCE	26
MODEL SPOŁECZNEGO ROZWOJU ENERGETYKI OZE	27
KOSZTY INWESTYCJI W OZE.....	28
PODSTAWOWY MODEL INWESTYCYJNY DLA BUDOWY ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ.....	31
SAMOSPŁACALNA INWESTYCJA.....	33
WZROST ZATRUDNIENIA	33
KONIECZNE DZIAŁANIA PAŃSTWA.....	34
Literatura, źródła:	35

SŁOWO WSTĘPNE

Raport Centrum Energii Odnawialnej GENESIS jest kolejną publikacją, z których pierwsza była prezentowana w roku 2001. Ponieważ kolejne publikacje nie znalazły zainteresowania i uznania w kołach rządowych, środowiska techniczne w tym inżynierowie i technicy RP, zaniepokojeni brakiem rozwiązań systemowych, w obszarze energetyki, których inicjatorem powinno być państwo polskie, postanowili zająć stanowisko w sprawie przyszłości energetycznej Polski. W tym celu powstał, skrócony, końcowy raport, którego wyniki zostały upowszechnione i mają stanowić formę zaleceń dla rządów RP (w latach 2015-2050), dlatego też adresowany jest głównie do Prezydenta RP, prezesa rady ministrów, ministra energetyki, marszałków sejmu i senatu oraz senatorów i posłów.

Przedstawiono trendy rozwoju światowej energetyki, które w ocenie CEO Genesis powinny stanowić inspirację dla Polski. Ze względu na, popartą praktyką środowisk inżynierów i techników polskich, zawartość merytoryczną, raport może być wartościowym materiałem do opracowania planu transformacji polskiej energetyki.

Założenie raportu sprowadza się do przyjęcia tezy, że rozwój polskiej gospodarki związany jest ściśle z rozwojem nowoczesnej energetyki opartej głównie na odnawialnych źródłach energii, co zapewni Polsce stabilny i zrównoważony rozwój w perspektywie do 2050 roku. Spowoduje także szybki rozwój dziedzin towarzyszących energetyce odnawialnej, będąc przyczynkiem do zbudowania pierwszej polskiej światowej marki. W konsekwencji, wszelkie wysiłki, powinny być skoncentrowane na maksymalnych działaniach inwestycyjnych państwa w energię pozyskiwaną z OZE jakimi są: energia słońca i energii wiatru.

Polska będzie musiała w 2050 roku produkować niemal 100% energii z OZE.

W tym kontekście budowa instalacji OZE w tym elektrowni fotowoltaicznych oraz elektrowni wiatrowych wydaje się kluczową i jedyną alternatywą dla elektrowni bazujących na konwencjonalnych źródłach energii, które z przyczyn obiektywnych nie będą mogły być wydobywane po 2050 r. a obecnie ich wydobycie jest nieopłacalne.

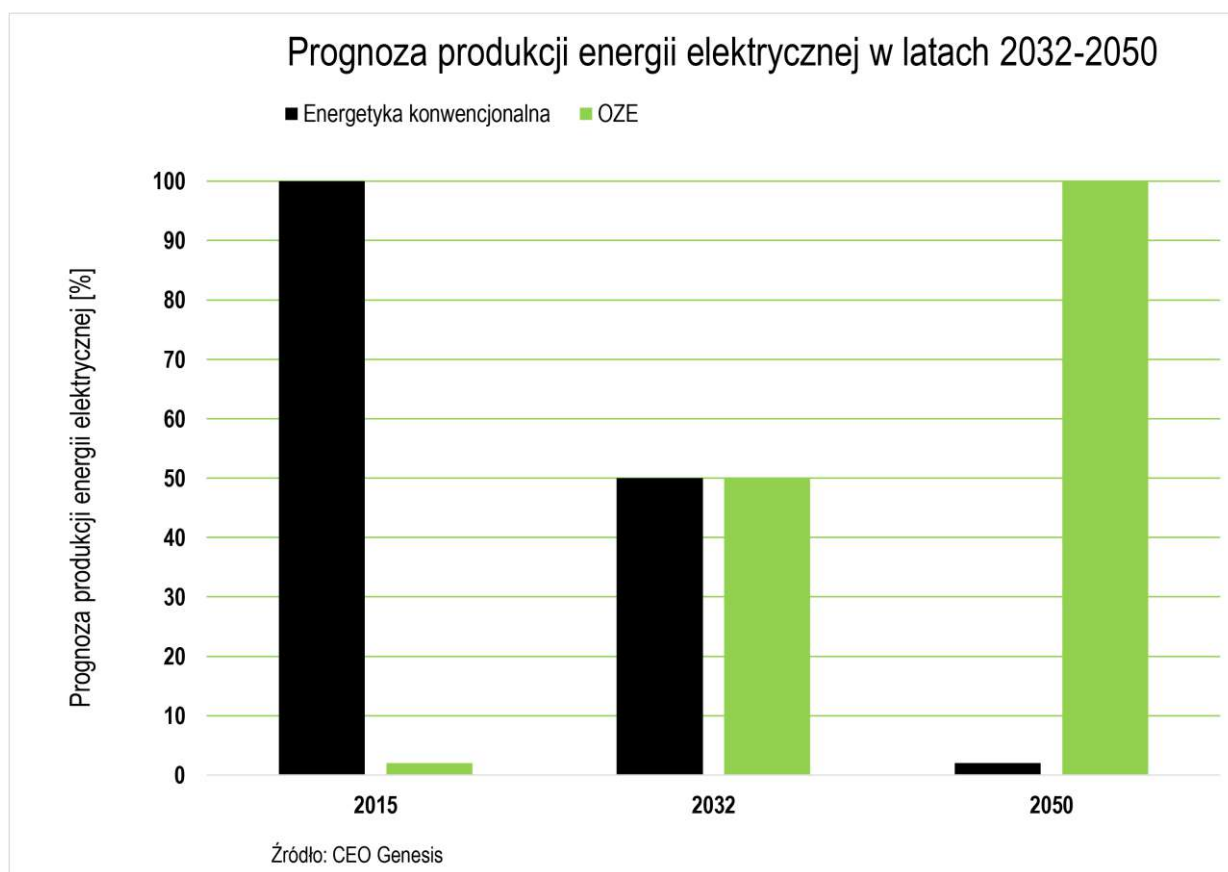
W raporcie nie rozważałem wariantu budowy elektrowni jądrowych z uwagi na fakt, że koszty inwestycyjne budowy zespołu EJ, zaspokajających potrzeby energetyczne kraju, wyniosłyby ok. 1 bln zł, co w konsekwencji skutkuje tym, że koszty wytworzenia energii z EJ są wyższe od energii nawet z konwencjonalnych źródeł. Stanowią o tym często nie uwzględniane przez analityków, gigantyczne koszty przechowywania i transportu odpadów nuklearnych, zamknięcia elektrowni, kredytów, które powinny stanowić część analizy ekonomiki elektrowni jądrowej.

Również aspekt społeczny wyklucza możliwość budowy EJ w Polsce.

W mojej ocenie budowa bezpiecznych elektrowni jądrowych nie będzie możliwa nawet w przyszłości, natomiast OZE wykorzystują w pełni bezpieczną technologię.

Krzysztof Sabara

Centrum Energii Odnawialnej GENESIS



W przygotowanym raporcie uwzględniono dwie kluczowe informacje:

1. Zakończenie wydobycia węgla kamiennego we wszystkich złożach w POLSCE w 2050 r.
2. Zakończenie wydobycia węgla brunatnego w eksploatowanych obecnie złożach w POLSCE w 2050 r.

Ad 1. Węgiel kamienny

„Złoża węgla kamiennego w Polsce występują w trzech zagłębiach - **Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW)**, **Lubelskim Zagłębiu Węglowym (LZW)** oraz **Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (DZW)**. Wydobycie węgla kamiennego prowadzone jest obecnie w GZW oraz w LZW.

W DZW eksploatację węgla kamiennego zakończono w 2000 r. Powierzchnia Górnośląskiego Zagłębia Węglowego w granicach Polski szacowana jest na około 5 600 km². Złoża eksploatowane zajmują aktualnie około 1 106 km² (czyli około 20% powierzchni), a około 23 % powierzchni (1 291 km²) zajmują obszary perspektywiczne, gdzie oszacowano zasoby występujące w strefie głębokości do ok. 1 250 - 1 300 m.

W Lubelskim Zagłębiu Węglowym działa jedna kopalnia – Bogdanka. Przyjmuje się około 9 100 km² jako obszar o zdefiniowanych perspektywach złożowych. Złoża udokumentowane zajmują obszar ok. 1 000 km². Rejony w LZW możliwe do zagospodarowania w przyszłości zajmują powierzchnię 4 730 km².

Udokumentowane zasoby bilansowe w 151 złożach węgla kamiennego wg stanu na 31.12.2013 r. wynoszą **51,414 mld ton** a wydobyte w 2014 r. osiągnęło wielkość **65,96 mln ton**”.

Z tych dużych zasobów jedynie ok. 2 mld ton kwalifikuje się do „technicznie realnego” wydobycia, ponieważ wydobycie w pozostałych złożach jest nieopłacalne lub ze względu na trudne warunki geologiczno-górniczne musi być zaniechane.

Polskie formacje węglonośne zostały już dobrze rozpoznane i w wyniku prowadzonych badań stwierdzono, że nie istnieją szanse na odnalezienie nowych wielkich złóż.

Analizując te dane przy założeniu obecnego poziomu wydobycia należy wyciągnąć wniosek iż zasoby węgla kamiennego w Polsce zapewnią wystarczalność na okres maksymalnie do 40 lat. Wynika to również z faktu, że pomimo teoretycznych 100% (2 mld ton) z jakimi mamy do czynienia część złóż nie będzie można wydobyć z uwagi na konieczność pozostawienia tzw. filaru bezpieczeństwa np. pod miastami aby uniknąć zawalenia się budynków lub z powodu naturalnej specyfiki polskich kopalń gdzie prowadzone jest wydobycie wielopokładowe, które wymusza pozostawienie części złoża w celu zabezpieczenia wydobycia w kolejnych pokładach.

Założenie wydobycia jeszcze 2 mld ton dotyczy zatem granicznych wartości parametrów definiujących złoża i jego granice, co w praktyce oznacza, że nie uwzględnia tzw. strat bilansowych o których wspomniałem powyżej oraz skomplikowanej budowy geologicznej, strat w wyniku prowadzonej eksploatacji, wielu innych czynników środowiskowych.

Oznacza to wprost wyłącznie teoretyczne możliwości eksploatacji złóż przez okres 40 lat, a w praktyce okres ten będzie krótszy, dlatego też uwzględniając obiektywne aspekty - do rozważań został przyjęty - bezpieczny i realny próg graniczny eksploatacji tj. 2050 r.

Skutki eksploatacji kopalń węgla kamiennego są powszechnie znane dlatego też celowo pominąłem ten aspekt.

Istotnym problemem dotąd niezdefiniowanym precyzyjnie w sensie finansowym są koszty szkód górniczych, które powinny być brane pod uwagę przy opracowywaniu ekonomiki tego typu inwestycji. Są jednak bardzo często pomijane by udowodnić opłacalność inwestycji w węgiel kamienny.

Ad 2. Węgiel brunatny

Udokumentowane zasoby bilansowe w 90 złożach węgla brunatnego w Polsce wynoszą **23 510 mln ton**, a wydobycie roczne (2014 r.) wynosi ok. **64 mln ton**.

Zasoby węgla brunatnego w zagospodarowanych złożach zmniejszają się systematycznie i okres egzystencji istniejących zespołów górniczo-energetycznych jest ograniczony. Nawet przy uwzględnieniu zasobów złóż satelickich, czynne kopalnie będą mogły pracować (przy spadającym poziomie wydobywania) przez następujący okres:

ZGE „Adamów” - do 2029 roku,

ZGE „Bełchatów” - do 2050 roku

ZGE „Konin” - do 2037 roku,

ZGE „Turów” - do 2035 roku.

Poziom zasobów w innych rejonach pozwalałby Polsce na wydobywanie przez kolejne lata ale wiązałoby się to z budową nowych dużych zespołów górniczo-wydobywczych, którego koszty byłyby gigantyczne i również spowodowałyby wzrost cen energii elektrycznej oraz konieczność budowy nowych obiektów liniowych. Przy czym należy podkreślić, iż budowa takiego nowego zespołu wraz z liniami wysokiego napięcia trwałaby ok. 20 lat i w najmniejszym stopniu nie rozwiązuje problemu energetycznego gdyż moc docelowa przyszłej elektrowni w Legnicy będzie wynosiła 4500 MW, a więc ok. 13% dzisiejszego zapotrzebowania energetycznego Polski.

W przypadku tego typu inwestycji należy liczyć się z bardzo negatywnymi skutkami obciążenia środowiska wywołanego działalnością górniczą na które składają się:

1. całkowite przekształcenie powierzchni terenu w obrębie konturu budowanej odkrywki,
2. przekształcenia hydrogeologiczne związane z odwadnianiem odkrywki (obniżenie poziomu wód gruntowych, przesuszenie gleb, wpływ na wody powierzchniowe),
3. deformacje geomechaniczne na przedpolu i zboczach odkrywki i zwałowiska zewnętrznego (osiadanie i powstawanie osuwisk),
4. wstrząsy związane z odprężeniem górotworu,
5. zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego w wyniku emisji pyłu podczas eksploatacji i zwałowania nadkładu oraz gazów powstających podczas pożarów węgla w odkrywce w następstwie jego samozapłonu,
6. zanieczyszczenie wód powierzchniowych (głównie w postaci zawiesiny),

7. emisja hałasu przez pracujące urządzenia,
8. zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego w wyniku emisji pyłu i gazów generowanych przy spalaniu węgla,
9. zanieczyszczenie termiczne wód powierzchniowych (rzek i jezior),
10. zanieczyszczenie chemiczne wód podziemnych w wyniku ługowania składowisk popiołów
11. emisja do atmosfery dużych ilości dwutlenku węgla.

Istotnym problemem dotąd niezdefiniowanym precyzyjnie w sensie finansowym są koszty szkód górniczych, które powinny być brane pod uwagę przy opracowywaniu ekonomiki tego typu inwestycji. Jednak bardzo często, podobnie jak w przypadku w.k., są pomijane by udowodnić opłacalność inwestycji w węgiel brunatny.

DEGRADACJA ŚRODOWISKA

Temu aspektowi można by poświęcić osobne opracowanie, które mogłoby być z kolei podstawą do wielu prac na temat rosnącej zachorowalności w polskim społeczeństwie. Decyzja o kierunku transformacji polskiej energetyki to przecież wielka odpowiedzialność rządzących wobec obywateli. Będzie to więc wybór między archaiczną, szkodliwą dla środowiska infrastrukturą energetyczną opartą na węglu, a nowoczesnymi zero emisyjnymi OZE. Oczywiście można by przywołać tylko takie zobowiązania jak protokół z Kioto, pakiet klimatyczny, które bez wątpienia są milowym krokiem w przetwarzaniu mentalności światowych rządów w kwestii ochrony środowiska, ale najważniejsze jest po prostu nasze zdrowie. Niezwykle cenne działania WMO w postaci różnorodnych inicjatyw oraz ostatnie orędzie do młodzieży winno być wskazówką.

Ponadto, nie istniejący w Polsce, udział służb klimatycznych w procesie podejmowania decyzji powinien stać się standardem poprzez włączeniu naukowych informacji i prognoz w procesy tworzenia polityki energetycznej na najwyższych szczeblach rządowych. Ta uwaga dotyczy także służb geologicznych.

Poniżej podstawowe dane: zanieczyszczenie powietrza w Polsce (GUS-2014)

„Największy udział w emisji dwutlenku siarki w Polsce miały: kotłownie lokalne, paleniska domowe, warsztaty rzemieślnicze, rolnictwo (39%), energetyka zawodowa (37%), a także energetyka przemysłowa (20%). Główny udział w całkowitej emisji tlenków azotu miały źródła mobilne (46%). Ponadto znaczący udział miały procesy spalania: w sektorze produkcji i transformacji energii – 31%, poza przemysłem – 11% oraz w przemyśle – 8%. Na wielkość całkowitej emisji pyłów w zasadniczy sposób wpłynęła emisja pochodząca z kotłowni lokalnych, palenisk domowych, warsztatów rzemieślniczych oraz rolnictwa. W 2012 r. udział emisji z tych źródeł stacjonarnych ukształtował się na poziomie

59% całkowitej emisji pyłów. Udział źródeł mobilnych wzrósł z 15% w 2000 r. do 21% w 2012 r., zaś udział elektroenergetyki zawodowej i przemysłowej w ogólnej emisji pyłów wykazuje tendencję spadkową – w 2012 r. zmniejszył się odpowiednio do poziomu 4% i 2%. W latach 2000-2012 w zakresie emisji gazów cieplarnianych odnotowano wzrost emisji dwutlenku węgla (o 1%). Zmniejszyła się natomiast całkowita emisja metanu (o 6%) i podtlenku azotu (o 8%). W 2012 r. w całkowitej emisji dwutlenku węgla udział procesów spalania paliw wyniósł 93%, z czego 56% CO₂ wygenerował przemysł energetyczny, 15% transport, a 10% przemysł wytwórczy i budowlany. Na wielkość emisji metanu decydujący wpływ miał sektor energii (36%), w tym w głównej mierze emisja lotna z paliw (w szczególności z kopalń węgla kamiennego i instalacji przeróbki ropy naftowej). Ponadto ważne źródło emisji metanu stanowiło rolnictwo (26%), głównie procesy fermentacji jelitowej. Sektor rolnictwa miał także znaczący wpływ na wielkość emisji podtlenku azotu (84%), mniejszy udział miała emisja związana ze spalaniem paliw (7%) oraz procesami przemysłowymi (3%). Od 2000 r. odnotowano ponad 5-krotny wzrost emisji fluorowęglowodorów HFCs i prawie 2-krotny wzrost emisji sześćfluorku siarki SF₆, nastąpiła natomiast prawie 4-krotna redukcja perfluorowęglowodorów PFCs. Znaczące zwiększenie emisji HFCs jest spowodowane m.in. wzrastającą liczbą urządzeń chłodniczych i klimatyzacyjnych, w których HFCs wykorzystywane są jako substytuty freonów."



STAN POLSKIEJ ENERGETYKI – DEKAPITALIZACJA

Energia elektryczna dostarczana do odbiorców wytwarzana jest w elektrowniach. W Polsce są to głównie elektrownie ciepłone opalane węglem brunatnym i kamiennym. Przesył energii z elektrowni do odbiorcy możliwy jest dzięki długiej sieci linii i stacji elektroenergetycznych. Wiąże się on jednak z dużymi stratami. Podstawowy sposób zmniejszenia tych strat polega na podwyższaniu napięcia elektroenergetycznych linii przesyłowych. Zależnie od odległości, na jakie ma być przesyłana energia, stosowane są różne wartości stosowanych napięć.

Wynoszą one:

- **od 220 do 400 kV** (tzw. najwyższe napięcia) – bardzo duże odległości,
- **110 kV** (tzw. wysokie napięcie) - odległości do kilkudziesięciu kilometrów,
- **od 10 do 30 kV** (tzw. średnie napięcia) – lokalne linie rozdzielcze.

Podnoszenie napięcia do celów przesyłu, a następnie obniżania do poziomu, na którym możliwe jest stosowanie elektrycznych urządzeń powszechnego użytku, zbudowanego na napięciu 220/230 lub 380/400 V, wymaga korzystania z systemowych stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć, wielu stacji rozdzielczych wysokiego napięcia oraz rozlicznych stacji transformatorowych, zamieniających średnie napięcie (rozdzielcze) na powszechnie stosowane w instalacjach odbiorczych (230/400 V). Wszystkie te obiekty wraz z liniami stanowią krajowy system elektroenergetyczny.

System nie ma możliwości magazynowania energii elektrycznej, co oznacza, że w każdym momencie ilość energii wytwarzanej w elektrowniach musi być równa energii zużywanej przez odbiorców. Ta specyfika stanowi największą wadę.

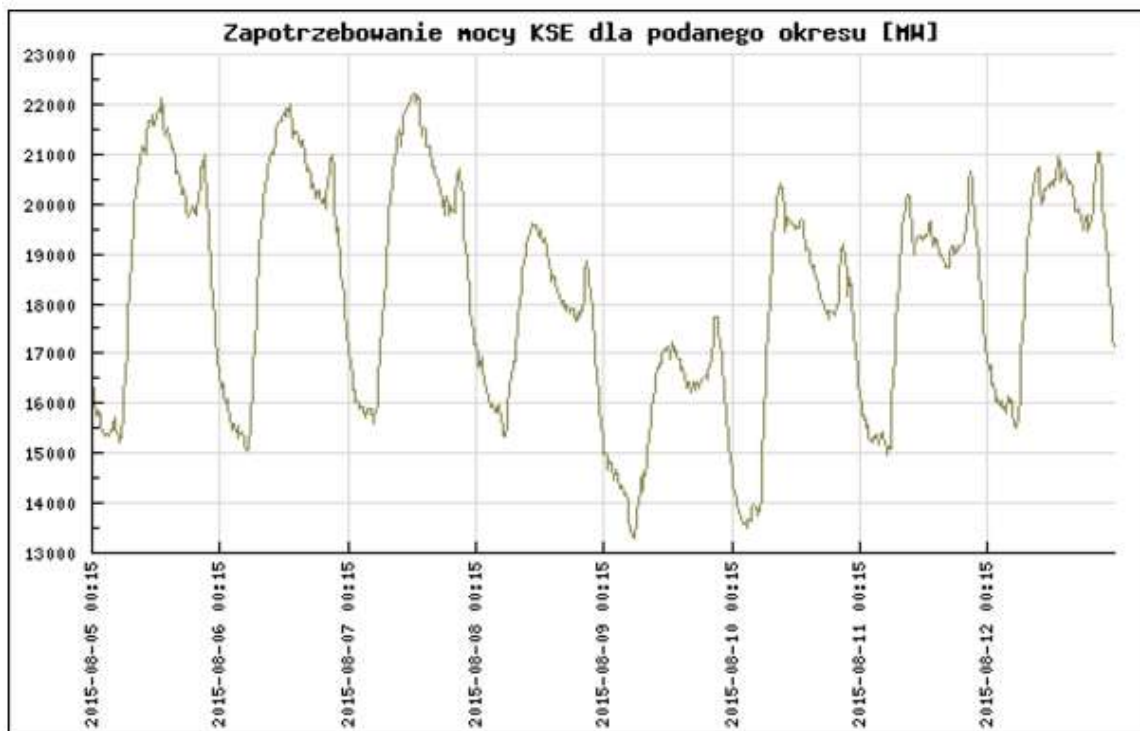
System obecny nie jest zdolny do magazynowania energii i narażony na sytuację jaka miała miejsce w tym roku (08.2015 r.) gdzie nie można było wyprodukować odpowiedniej ilości mocy, co skutkowało katastrofalną sytuacją pokazaną na wykresie poniżej.

Obecny system elektroenergetyczny musi więc być zdolny do zmiany kierunków i ilości przesyłanej energii. Jest to możliwe, w ograniczonym zakresie, dzięki licznym połączeniom pomiędzy elektrowniami, stacjami elektroenergetycznymi oraz grupami odbiorców energii. Połączenia takie zapewnia sieć linii elektroenergetycznych, które pracują na różnych poziomach napięć. Gospodarzem sieci przesyłowej w Polsce jest PSE S.A., które realizują zadania operatora przesyłowego w oparciu o sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzą (stan na 31 grudnia 2013):

- 246 linii o łącznej długości 13 519 km, w tym:
 - 1 linia o napięciu 750 kV o długości 114 km,
 - 77 linii o napięciu 400 kV o łącznej długości 5 383 km,
 - 168 linii o napięciu 220 kV o łącznej długości 8 022 km,
- 103 stacje najwyższych napięć
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja o długości 254 km

Źródło PSE

Zapotrzebowanie mocy KSE Od dnia 2015-08-05 Do dnia 2015-08-12



DANE ARCHIWALNE - ZAPOTRZEBOWANIE MOCY KSE

Wybierz dzień Wyświetl dane

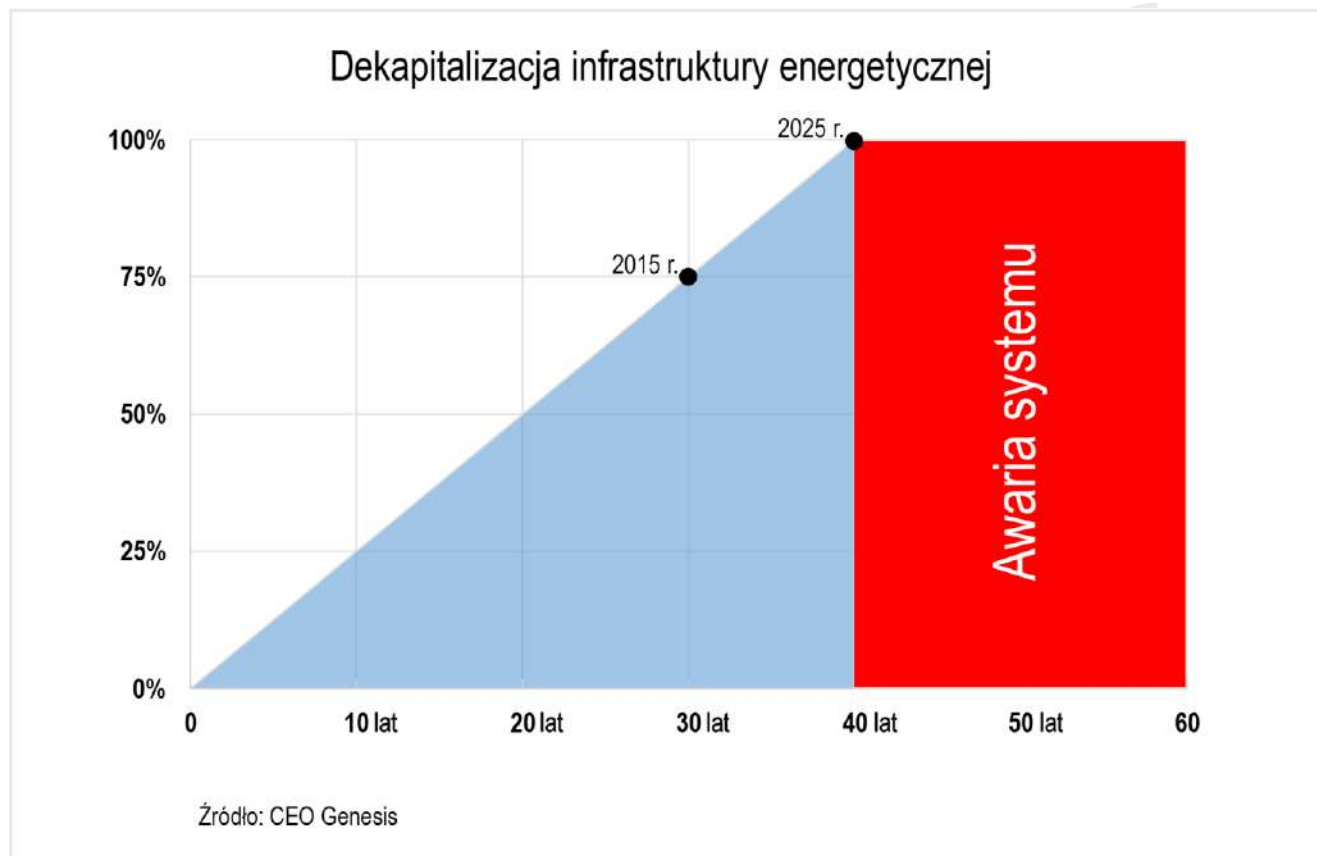
ZAPOTRZEBOWANIE MOCY KSE W OKRESIE

Od dnia Do dnia Wyświetl dane

Stan polskiej infrastruktury energetycznej jest niezwykle trudny do określenia ponieważ brakuje precyzyjnej inwentaryzacji zużycia, a dostępne dane opracowywane na potrzeby fiskalne nie są zbieżne z realnym stanem dlatego też oparłem się w swoich założeniach na danych udostępnionych przez wykonawców dokonujących w ostatnich 20 latach stałych remontów na zlecenie inwestorów tzn. zakładów energetycznych. Z udostępnionych w ten sposób materiałów źródłowych oraz na podstawie dokumentacji archiwalnych określono poziom dekapitalizacji infrastruktury energetycznej średnio na poziomie 75%, co spowoduje, że w 2025 r. osiągniemy poziom 100%. Obecny średni wiek infrastruktury energetycznej wynosi 30 lat przy zakładanym maksymalnym czasie eksploatacji 40 lat. Szczególnie duże zaniepokojenie budzi fakt, że pomimo niedużej różnicy temperatur w stosunku do lata 2014 (wzrost średniej temp. dla lata o 1°C - dane IMIGW) doszło do awarii systemu. Tego typu sytuacja nie miałaby miejsca gdybyśmy opierali swoją energetykę na OZE czerpiąc najwięcej energii z (PV) w okresie lata. Dodatkową słabością polskiego systemu przesyłu energii jest prawie dwukrotnie mniejsza gęstość sieci niż np. w RFN i spadek napięcia. Jednocześnie odcinki linii są bardzo długie, co dodatkowo powoduje straty.

Wynika z tego oczywisty wniosek, iż za 10 lat proces permanentnych awarii, usterek oraz strat na przesyłach, które w chwili obecnej wynoszą od 6-12% całej produkcji energii elektrycznej, osiągnie apogeum.

Skutki globalne są nieprzewidywalne ale z pewnością jednym z nich będzie wzrost cen energii, a tym samym brak konkurencyjności naszej gospodarki oraz konieczność zakupu energii elektrycznej od RFN, które obecnie produkują więcej energii z OZE niż zużywa cała nasza gospodarka ze wszystkich elektrowni.



OCENA ENERGETYKI OPARTEJ NA ZŁOŻACH WĘGLA KAMIENNEGO I BRUNATNEGO

W analizie globalnej należy liczyć się z negatywnymi konsekwencjami kontynuowania gospodarki opartej na węglu kamiennym i brunatnym, ponieważ logiczna (z punktu widzenia ochrony środowiska) i konsekwentna polityka UE dyskryminująca tzw. truciele (Polska jest liderem) wymusi na Polsce działania proekologiczne, co w ostatecznym rozrachunku **przyczyni się do zmniejszenia kosztów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł** przy stale malejących kosztach inwestycyjnych przy zastosowaniu technologii montowanych obecnie w Polsce np. modułów fotowoltaicznych.

W analizie ogólnych zagadnień związanych z produkcją energii elektrycznej z węgla nie możemy nie odnieść się jednak do proponowanych, przez zwolenników „węgla”, bardzo drogich zachodnich (chińskich) technologii systemów elektrofiltrów, tłumików hałasu

wentylatorów powietrza, instalacji odsiarczania pamiętając o ostatecznych kosztach tego typu inwestycji, które nie do końca sprawdzone skutkują awariami (przykład Bełchatowski). **Zastosowanie w/w technologii będzie uwsteczniało polską gospodarkę, gdyż w konsekwencji ceny energii w okresie inwestowania w eksperymentalne, drogie technologie oraz w budowę nowych zespołów górniczo-energetycznych oraz nowych obiektów liniowych musiałyby wzrosnąć.** Omawianie szczegółowo zagadnienia czasu trwania takich inwestycji w kontekście licznych działań przygotowawczych w tym bardzo kosztownego łączenia z KSE krajowym systemem energetycznym (jednotorową linią 400 kV) jest bezprzedmiotowe ze względu na gigantyczne koszty oraz fakt, że takiego czasu po prostu nie mamy.

W analitycznych rozważaniach należy wspomnieć o licznych trudnościach, oprócz natury technicznej, towarzyszących realizacji obiektów liniowych w tym przebieg linii przez tysiące działek, co znacząco spowalnia proces inwestycyjny. W znanym i omawianym dalej przykładzie „Bełchatowski” blok energetyczny 858 MW został połączony z siecią ogólnokrajową linią energetyczną poprowadzoną przez 2225 działek oraz przez 8 gmin (45 km do stacji Trębaczew).

Należy wskazać, że w wielu analizach energetyki opartej na „węglu” nie uwzględnia się, celowo, pełnej ekonomiki kosztów EW (elektrowni węglowych) wraz z budową sieci oraz w przypadku nowych lokalizacji kopalń – budowy samej kopalni.

KOSZTY ENERGETYKI KONWENCJONALNEJ - STRATY

Koszty roczne wydobycia węgla kamiennego i brunatnego w 2014 r.

1. Węgiel kamienny 65,96 mln ton
 2. Węgiel brunatny 64,00 mln ton
- podstawowe koszty zmienne kopalń
 - podstawowe koszty stałe kopalń
 - koszty wsparcia górnictwa i energetyki węglowej
 - koszty zewnętrzne energetyki
 - koszty produkcyjne elektrowni na węgiel brunatny 9600 MW
 - koszty produkcyjne elektrowni na węgiel kamienny 20400 MW
 - koszty przesyłu energii i strat

RAZEM : 261 mld zł.

Oszczędności z tytułu zaprzestania wydobywania węgla brunatnego i kamiennego

Dane produkcyjne (PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Bełchatów-blok 858 MW) pokazują bardzo wysokie koszty eksploatacyjne nie występujące w elektrowniach fotowoltaicznych, wiatrowych, co dowodzi, iż przedstawiane opinie wielu ekspertów o jakoby niższych kosztach eksploatacyjnych elektrowni konwencjonalnych są nieuprawnione.

Przedstawione obliczenia potwierdzają tezę o nieoptymalności wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni konwencjonalnych opartych na „węglu”.

Określenie warunków brzegowych funkcjonowania kopalń określić można następująco:

Poprawa - wzrost wyników ze sprzedaży węgla wraz ze wzrostem wielkości sprzedaży nastąpi tylko wtedy gdy cena sprzedawanego węgla będzie wyższa od kosztów zmiennych. Ponieważ cena sprzedaży nie pokrywa jednostkowych kosztów zmiennych przy bardzo wysokich kosztach stałych to nawet wzrost sprzedaży powoduje pogorszenie wyniku ze sprzedaży. Warto zaznaczyć, że pomimo trudności w otrzymaniu danych w powyższym dziale ustalono z dużym prawdopodobieństwem poziom realnych wskaźników KZ i KS, które były kluczowe dla oceny. Ustalenie realnych, dotychczasowych strat i skali pomocy państwa stanowiło pewną trudność, dlatego bazując na publikowanych dostępnych raportach ustalono **poziom dopłat wynoszący prawie 190 mld zł (1990-2015 r.)**. Ten parametr oraz inne składniki części kosztowej przesądziły o końcowej negatywnej ocenie sektora górnictwa oraz energetyki węglowej.

KOSZTY INWESTYCYJNE MODERNIZACJI ENERGETYKI WĘGLOWEJ

Wskaźnikowo: budowa bloku energetycznego o mocy 1 MW wynosi – 6 593 406 zł

(przykład: Jaworzno III-910 MW - 6 mld zł)

- 1. Budowa elektrowni - nowych bloków spełniających wymogi unijne: 34000 MW x 6 593 406 zł – 224,17 mld zł**
- 2. Budowa nowych kopalń węgla brunatnego – według wstępnych szacunków koszt budowy kopalni dla elektrowni o mocy ok. 5000 MW – 30 mld zł (czyli 7 kopalń – 210 mld zł)**
- 3. Budowa nowych obiektów liniowych – według wstępnych szacunków optymalna długość linii najwyższych napięć powinna wynosić ok. 26 tys. km (400kV) (obecnie jest 13,396 tys. km linii najwyższych napięć: 400kV, 220 kV)**
- 4. Orientacyjny koszt budowy tylko linii WN 400kV – 26 mld zł**
- 5. Budowa nowych obiektów liniowych SN, NN – 26 mld zł**
- 6. Infrastruktura towarzysząca - stacje elektroenergetyczne – według wstępnych szacunków optymalna ilość stacji powinna wynosić ok. 200 stacji (obecnie jest 103 stacji najwyższych napięć); szacunkowy koszt – 38 mld zł**

PODSTAWOWY POZIOM KOSZTÓW WYNIÓŚŁBY OK. 500 MLD PLN.

Pozostałe koszty: wywłaszczeń, przebiegu linii przez bardzo zróżnicowane tereny, wiele województw, kolizje z drogami, zbiornikami wodnymi itp.

Koszty końcowe są w praktyce nie do przewidzenia; przy czym są to procesy bardzo czasochłonne (budowa 1 ZGE – 20 lat).

KOSZT TZW SKŁADNIKÓW DODATKOWYCH MOŻE WYNIĘĆ NAWET 300 MLD PLN

CAŁKOWITY KOSZT WYNIÓŚŁBY OK. 800 MLD PLN

W przypadku tego typu inwestycji standardem jest, że realne koszty są zdecydowanie wyższe, pojawiają się zawsze tzw. prace dodatkowe wynikające z konieczności modyfikacji projektów technicznych. Dochodzi do tego koszt finansowania – przy takiej skali inwestycji konieczne będzie zaciąganie kredytów (standardem jest wtedy pożyczanie między bankami-czyli jeszcze większe koszty). Dodatkowo jeśli w procesie tym uczestniczyłyby podmioty zagraniczne mogłoby to oznaczać, że poziom kosztów osiągnie nawet **1 bln zł**, co potwierdzają liczne opinie ekspertów.

Ten poziom kosztów pokazuje, iż brakuje elementarnych podstaw do podjęcia decyzji o modernizacji istniejącej infrastruktury energetycznej opartej na „węglu”.

Paradoksalnie, przy obecnych niskich cenach hurtowych energii elektrycznej w Polsce, korzystniejsze byłoby eksploataowanie istniejącej zdekapitalizowanej infrastruktury energetycznej niż wydanie 1 zł na nowe inwestycje. Zatem podniesienie ceny sprzedaży energii do poziomu realnego stanowiłoby tak naprawdę jedyną receptę i podstawę do inwestycji w „węgiel”. Oczywiście jest to wyłącznie teoretyczne rozważanie gdyż realne koszty wytworzenia 1 MWh z instalacji OZE są kilkakrotnie niższe niż w przypadku energetyki węglowej. Tego typu wariant można byłoby rozważyć w sytuacji gdyby Polska nie miała alternatywy i nie dysponowała gigantycznym potencjałem OZE. Polski potencjał OZE przekracza 160 razy nasze zapotrzebowanie na energię.

Przedstawione aspekty, wynikające wprost z zasad ekonomii, prowadzą do rozwiązań wskazanych w raporcie a sprowadzających się do opracowania koncepcji bazującej w 100% na rozproszonych elektrowniach opartych na Odnawialnych Źródłach Energii. Decyzja o zamknięciu nierentownych kopalń dawałaby podstawy do ubiegania się o pomoc unijną, a tym samym minimalizacja strat jest jedynym ekonomicznie uzasadnionym planem. Plan taki byłby zgodny z zasadami pomocy publicznej, zwłaszcza z decyzją Rady 787 z 2010 r. KE - zgodnie z tą decyzją wsparcie dla przemysłu węglowego może być ukierunkowane tylko na zamykanie kopalń oraz pokrywanie dodatkowych kosztów z tym związanych. Intensyfikacja działań i środków przy założeniach przedstawionych poniżej daje gwarancje bezpieczeństwa energetycznego Polski.

ASPEKTY GLOBALNEGO RYNKU

W aspekcie globalnym wszelkie prognozy, w tym MAE, wskazują na wyraźną tendencję związaną z wyraźnym spadkiem cen węgla spowodowanym wysoką podażą. Ten proces jest nieodwracalny.

Kluczową rolę oddziałyującą na rynki węgla odgrywają Chiny, które są największym eksporterem oraz importerem węgla. Ten trend będzie odczuwalny przez najbliższe 20 lat ponieważ rozwój tej gigantycznej gospodarki ustabilizuje się na zrównoważonym poziomie dopiero ok. 2035 r. W ciągu 13 lat wydobycie węgla w tym kraju wzrosło o ponad 200 proc. Przemysł stalowy w Chinach, który jest kluczowym odbiorcą węgla koksowego wpłynął na ceny tego surowca. Chiny będąc jednocześnie głównym dostawcą i odbiorcą światowym, wpłynęły znacząco na ceny rynku kopalin. Jednocześnie we wszelkich analizach należy brać pod uwagę specyfikę polskiego węgla, która jest całkiem odmienna od kopalin rosyjskich, australijskich gdzie wydobycie prowadzi się odkrywkowo głównie na jednym pokładzie do 500 m. To powoduje, że nasz węgiel jest droższy i wymusza na producentach energii zakupy poza Polską. Próby rządu polegające na oddaniu za darmo kopalin koncernom energetycznym są, tak naprawdę manipulacją i będą spotykać się z protestem w UE, bo tak naprawdę jest to ukryta kolejna dotacja.

Musimy również pamiętać o tym, że jesteśmy częścią Unii a to i pewne obowiązki. Należy w tym miejscu przypomnieć o aktualnych danych związanych z emisją CO₂ oraz Dyrektywach Unijnych IED.

Bardzo dobrze udokumentowane dane mówią, że Polska jest jedynym krajem na świecie, który obecnie (2014 r.) emituje tyle samo CO₂ ile w 1970 roku a to stawia nasz kraj na pozycji państwa zacofanego (316,8 mln ton rocznie). Całkowicie nieuprawnione jest odwoływanie się do ustalonego przez UE bazowej wielkości emisji (nie tylko CO₂) z 1990 r. (Polska 1988), które jest wyłącznie sztucznym zabiegiem opracowanym w celu umożliwienia wielu krajom, w tym Polsce, osiągnięcia w przyszłości wymaganych normami unijnymi poziomów emisji. Gdyby nie ten zmanipulowany parametr (1990 r.) Polska nigdy w wyznaczonym terminie (2020 r.) nie byłaby w stanie osiągnąć celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Zresztą przy tak prowadzonej gospodarce państwa i zaniedbaniach w dziedzinie ochrony środowiska wyznaczony przez UE rok 2020 jest całkowicie nierealny dla osiągnięcia ograniczenia emisji o 20%. Tę sytuację mogłyby uratować szybkie inwestycje w OZE.

ASPEKTY SPOŁECZNE

Warto wskazać również na aspekty społeczne budowy nowych kopalń węgla brunatnego. W ocenie specjalistów zastosowanie odkrywkowej metody wydobycia jest najbardziej dewastujące dla środowiska i nie do zaakceptowania przez lokalne społeczności.

Te same społeczności bez problemu akceptują budowy elektrowni fotowoltaicznych nie oddziałujących w żaden realny sposób na środowisko.

Liczne zgłaszane przez lokalne społeczności uwagi dotyczące nowych planowanych lokalizacji odkrywkowych kopalń są lekceważone wyłącznie dlatego, że gigantyczne koncerny, reprezentowane często przez różnych eksportów (przy kołach rządowych lub prezydencie) mają więcej do powiedzenia w Polsce niż obywatele.

Uwagi i protesty wnoszone przez liczne podmioty społeczne są lekceważone, a tzw. konsultacje społeczne są całkowitą fikcją.

Realizacja planów budowy nowych ZGE (zespołów górniczo energetycznych + obiektów liniowych) będzie skutkowałą masowym wywłaszczaniem kilkudziesięciu tysięcy mieszkańców tylko w przypadku lokalizacji jednej kopalni pod Legnicą. Bardzo często na terenach gdzie istnieją duże zasoby węgla brunatnego (Legnica, Lubin, Ścinawa, Głogów i wiele innych) mieszkają ludzie wysiedleni ze Wschodu po wojnie. Tylko w tym rejonie trzeba by wysiedlić ok. 20 tys. ludzi.

Ze względu na ten aspekt, nie zdecydował się na budowę kopalni pod Legnicą nawet Edward Gierek pomimo bardzo dużych nacisków jego doradców.

Można sprowadzić ten aspekt do powszechnie akceptowanej konkluzji:

**„Rozwój energetyki TAK -
Kopalnie NIE”**

PODSUMOWANIE

Kończące się zasoby węgla kamiennego, których wydobycie zostanie zakończone maksymalnie w 2050 r. eliminuje w sposób naturalny rozważanie wariantu nad rozwojem, restrukturyzacją, modernizacją tego sektora.

Poziom kosztów nowych inwestycji w energetykę opartą na węglu wyklucza całkowicie zdolność państwa do realizacji inwestycji w jedynym możliwym do rozważenia modelu (energetyki konwencjonalnej) czyli budowie kopalń węgla brunatnego. Z kolei budowa nowych zespołów górniczo energetycznych opartych na węglu brunatnym (kopalnie + elektrownie + obiekty liniowe) jest zdecydowanie mniej bezpiecznym, droższym (3 krotnie od fotowoltaiki) i dłuższym w realizacji wariantem niż budowa rozproszonych instalacji OZE.

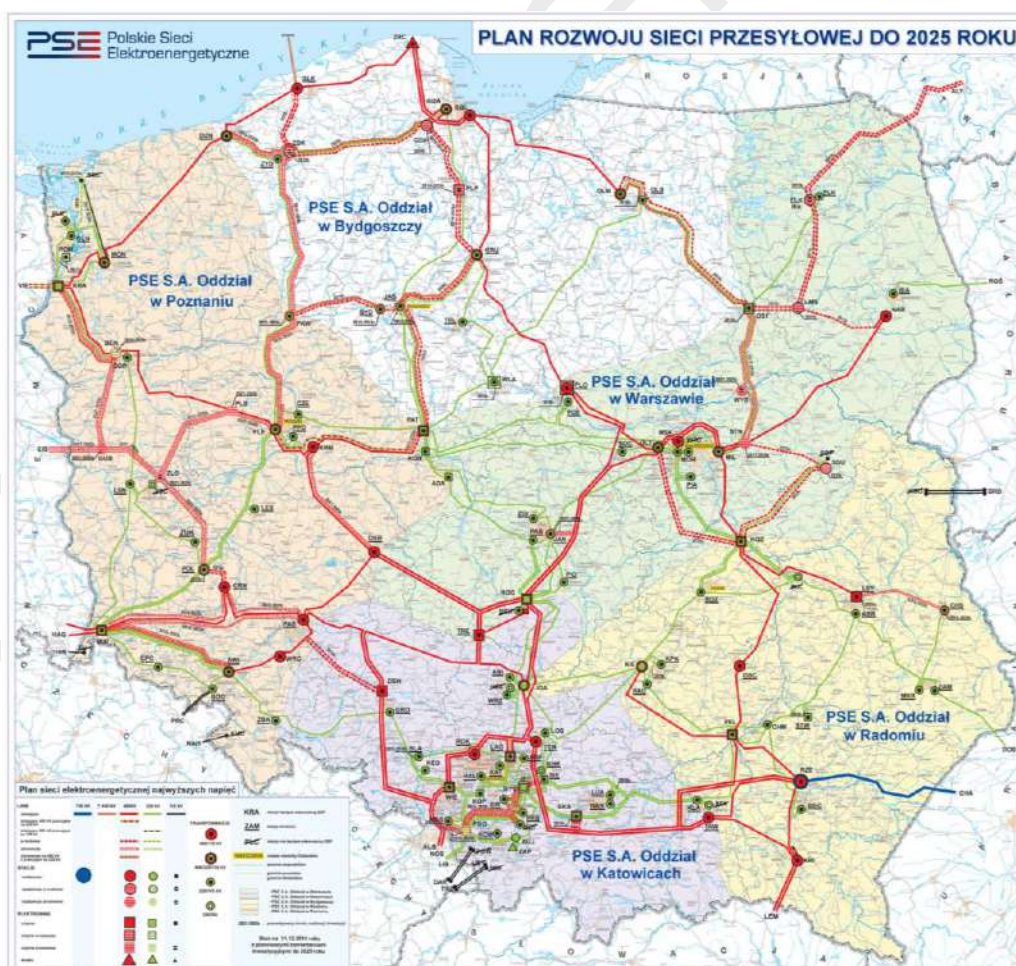
Wdrożenie nieuprawnionej, nieuzasadnionej ekonomicznie koncepcji budowy tego typu rozwiązań spowoduje katastrofę finansów państwa i zwiększenie drastyczne zadłużenia Polski. Decyzja taka byłaby skrajną nieodpowiedzialnością skutkującą w perspektywie kilku lat niewypłacalnością państwa polskiego, co wpłynęło by na zatrzymanie jego rozwoju. Inwestycje w archaiczne metody pozyskiwania energii do których należy niewątpliwie energetyka oparta na „węglu” doprowadzi do spowolnienia procesu rozwoju Polski. Okres w którym Polska rozpocznie proces modernizacji energetyki bazującej na węglu uniemożliwi rozwój wielu innowacyjnych gałęzi gospodarki, które intensywnie rozwijałyby się przy wprowadzaniu nowych technologii OZE. Spowoduje, także zaniechanie kluczowego dla rozwoju polskiej gospodarki planu zwiększenia środków na Badania i Rozwój, co przyniesie katastrofalne skutki dla całej gospodarki, powodując odpływ na zachód wartościowych jednostek ze środowisk naukowych. Decyzja, wskutek której zostałby rozpoczęty proces restrukturyzacji, modernizacji energetyki konwencjonalnej będzie niekorzystnie skutkowałą dla rozwoju państwa polskiego.

W przypadku inwestycji w energetykę opartą na „węglu” dochód z inwestycji nigdy nie przewyższy kosztów inwestycji (w tym finansowania), zatem należy do grupy ryzykownych inwestycji.

WNIOSKI

Wskaźnik dekapitalizacji infrastruktury energetycznej (75%), koszty górnictwa, koszty eksploatacyjne bloków energetycznych, poziom kosztów inwestycyjnych nie dają najmniejszych podstaw do jakichkolwiek inwestycji ukierunkowanych na energetykę konwencjonalną. Poziom kosztów z punktu widzenia możliwości polskiej gospodarki jest niewykonalny zatem rozważanie tego wariantu, szczególnie w kontekście, iż nie możemy w tym względzie liczyć na subwencje unijne wydaje się oczywistą konkluzją. Wynika to z faktu, iż przygotowanie takiego procesu inwestycyjnego będzie trwało ok. 10 lat, a to w sposób oczywisty wyklucza pomoc unijną, ponieważ po 2020 r. Polska nie będzie mogła korzystać z takiego wsparcia.

Budowa nowych ZGE (kopalnie, elektrownie) wraz z liniami przesyłowymi jest archaiczną, dysfunkcyjną, bardzo drogą metodą przesyłu i produkcji energii elektrycznej charakterystyczną dla rozwiązań stosowanych w XIX i XX wieku, która w żaden sposób nie przystaje do wymagań i wyzwań, które stawia przed nami gospodarka w najbliższym czasie, a przede wszystkim nie może być trampoliną do skoku w XXII wiek, w którym większość surowców stosowanych obecnie nie będzie dostępna. Przedstawiona poniżej grafika w uproszczony sposób pokazuje obecny charakter infrastruktury energetycznej. Obecny system narażony jest na zjawisko całkowitego black-outu. W konsekwencji okres 2-3 dni bez zasilania jest realny. Należy przy tym podkreślić, że w Polsce przez całe lata dominował archaiczny i obecnie także eksponowany pogląd, głównie w kołach związanych z górnictwem, i pewnego rodzaju fascynacją – ogromnymi źródłami energii, że tylko wielkie źródła dają bezpieczeństwo energetyczne. Dowodem na błędność tej teorii pokazał przykład tego roku gdy doszło do ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, który pokazuje realny stan infrastruktury. Zjawisko to będzie coraz częstszym ponieważ poziom zużycia rośnie, klimat ociepla się i pomimo posiadanej przez system, jak widać wyłącznie teoretycznej, operacyjnej rezerwy mocy nie ma możliwości zapobiegnięcia tej sytuacji z powodu jego wady konstrukcyjnej polegającej na tym, że tak naprawdę przy takim zapotrzebowaniu jakie wystąpiło latem tego roku (22 GW) system nie ma realnej rezerwy.



Zakusy na budowę kolejnego wielkiego ZGE pod Legnicą są niestety kolejnym niechlubnym przykładem gigantomanii, który należy oceniać wyłącznie w aspekcie politycznym, do którego nie będą się odnosił.

Gięta energii, spekulacje cenowe dają wyłącznie korzyści wielkim inwestorom spychając tym samym przeciętnego polskiego przedsiębiorcę do roli wyłącznie siły roboczej bardzo przydatnej przy realizacji takich projektów jak ZGE (zespoły górniczo energetyczne). Utrwalony w gronach pewnych specjalistów pogląd o konieczności budowy gigantycznych źródeł wytwórczych w oparciu o węgiel nie znajduje odzwierciedlenia we współczesnej energetyce w której będą dominowały OZE (przykłady Norwegia, Szwecja, Niemcy, Anglia, Dania, Belgia).

Analizując ten problem wyłącznie w aspekcie finansowym nie istnieje żadne ekonomiczne uzasadnienie aby przesyłać energię z elektrowni w Ostrołęce do wsi Bezledy oddalonej o 174 km lub innych miejscowości w pasie nadmorskim skoro panują tam idealne warunki do budowy farm wiatrowych.

Warto przy okazji zaakcentować, iż w polskiej sytuacji dyskusyjne by nie powiedzieć - nieuprawnione jest rozważanie miks energetycznego uwzględniającego energię konwencjonalną i OZE ponieważ nakłady na energetykę konwencjonalną w polskich realiach mogą się nigdy nie zwrócić a koszty nowych inwestycji w ZGE (zespoły górniczo energetyczne) będą gigantyczne. Oczywiście w okresie przejściowym (2015-2050 r.) - w procesie transformacji taki miks jest konieczny, natomiast po 2050 roku byłby całkowicie bezzasadny.

Tak więc docelowy (po 2050 r.) „miks energetyczny” jest możliwy i zalecany, ale wyłącznie w ramach OZE (fotowoltaika, energia wiatru, pozyskiwanie energii z wód geotermalnych, elektrownie wodne, źródła ciepła opalane biomasą, biogazownie, biopaliwa itp.)

Sektor przemysłowy będzie ewoluował w stronę samodzielnych lokalnych źródeł wytwórczych typu elektrownie gazowe, elektrownie fotowoltaiczne lub elektrownie kogeneracyjne na biopaliwa (olej palmowy, rzepakowy). Przykładem takim są już obecnie realizowane inwestycje we własną energetykę przez takie firmy jak PKN Orlen czy Zakłady Azotowe w Puławach, KGHM.

Do rozważenia pozostaje (oddzielne opracowanie) analiza zasobów hydroenergetycznych Polski, ponieważ obecnie wykorzystujemy zaledwie 14% jego potencjału, a ich korzystna charakterystyka przejawiająca się w dużych możliwościach regulacji mocy wydaje się być sensownym uzupełnieniem KSE (krajowego systemu elektroenergetycznego). Szczególnie należałoby rozważać ich potencjalne lokalizacje (na mapie energetycznej Polski) w bezpośrednim sąsiedztwie dużych aglomeracji. Ze względu na bardzo wysokie koszty inwestycyjne udział elektrowni wodnych w docelowym modelu OZE (2050 r.) będzie jednak niewielki.

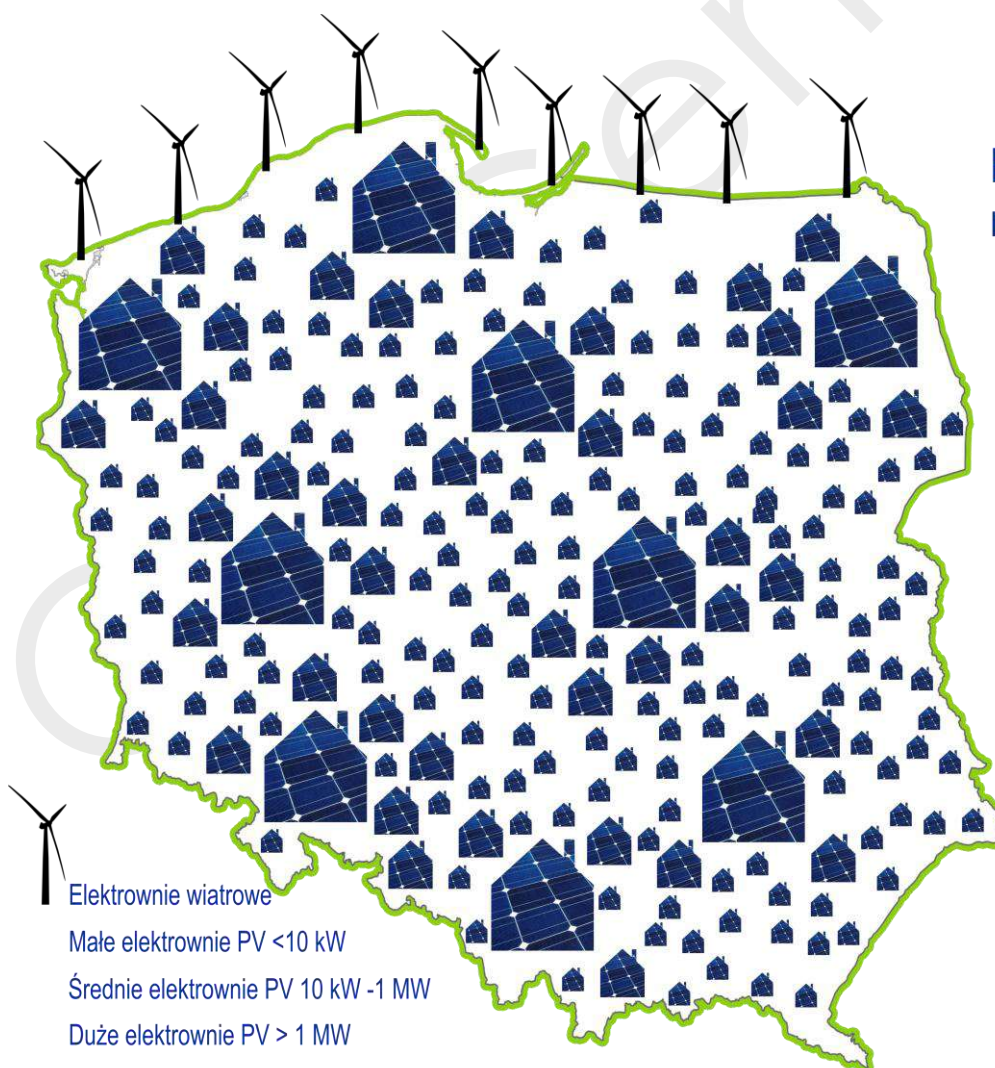
Gigantyczne nakłady na modernizację, restrukturyzację polskiego węgla spowodują spowolnienie rozwoju Polski i wielopokoleniowe zacofanie, ponieważ polska myśl techniczna nie znajdzie tam zastosowania.

Skutki takiej decyzji odbiją się niekorzystnie na kilku pokoleniach.

WARIANT TRANSFORMACJI POLSKIEJ ENERGETYKI

Proponowany wariant transformacji polega na **GENERACJI ROZPOROSZONEJ** czyli wytwarzaniu energii przez małe, średnie i duże elektrownie OZE.

Budowanie systemu energetycznego opartego na GR rozproszonych OZE np. elektrowniach fotowoltaicznych w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorców jest podstawową zaletą tego systemu ponieważ eliminuje budowę bardzo drogich obiektów liniowych (linii przesyłowych WN), a przede wszystkim stanowi całkowite uniezależnienie się od KSE (krajowej sieci), co w sposób oczywisty przekłada się na niższe koszty wytworzenia energii elektrycznej produkowanej lokalnie w danej miejscowości.



Energetyka
rozproszona

Źródło: CEO Genesis

Lokalizacja elektrowni OZE w bezpośrednim rejonie odbiorców daje finansowe korzyści w postaci braku strat na przesyłach oraz konieczności inwestowania w infrastrukturę energetyczną łączącą elektrownie z ostatecznymi odbiorcami często oddalonymi od elektrowni setki kilometrów. Problem ten szczególnie dotyczy wielu lokalizacji w Polsce gdzie nie istnieją elektrownie lub gdzie nie występują kopalnie. Takim terenem są obszary północnej Polski.

Doskonałym przykładem uniezależnienia się odbiorców energii od krajowej sieci są Niemcy gdzie aż 97% instalacji OZE nie korzysta z linii wysokiego napięcia.

Bardzo istotnym argumentem przemawiającym za OZE jest to, że całkowity roczny potencjał odnawialnych źródeł energii w Polsce jest 160 razy większy niż roczne zużycie paliw kopalnych.

W polskich warunkach i położeniu geograficznym należy rozważyć 2 podstawowe - rozwojowe kierunki budowania energetyki OZE:

1. Elektrownie fotowoltaiczne

Elektrownie fotowoltaiczne w Polsce mogą być realizowane na przeważającym obszarze (90%) ze względu na ukształtowanie terenu oraz optymalny poziom oświetlenia wynoszący średnio ok. 1600 h uzyskując praktycznie nieograniczony potencjał. Budowa elektrowni fotowoltaicznej PV jest możliwa w praktyce na każdym gruncie typu nieużytek rolny, grunty klasy IV, V, VI, co w sposób oczywisty zaktywizuje społeczeństwo do inwestowania na posiadanych gruntach, które obecnie leżą odłogiem.

Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego nie powoduje żadnych efektów ubocznych, żadnych szkodliwych emisji, żadnego zubożenia jej zasobów naturalnych. Wykorzystanie energii promieniowania słonecznego nie zakłóca stanu naturalnego środowiska i nie wpływa na krajobraz, życie roślin, zwierząt i ludzi. Energia słoneczna jest szczególnie formą energii odnawialnej, gdyż jest wszędzie łatwo dostępna, a w polskich warunkach wydaje się być optymalna. **Sumaryczna energia jaka dociera do powierzchni poziomej w ciągu całego roku, wynosi w Polsce około 1100 kWh/m²rok i jest wartością optymalną z punktu widzenia tego typu inwestycji.**

Analizując powyższe należy podkreślić, że energia słoneczna docierająca na Ziemię jest kilka tysięcy razy większa niż światowe zapotrzebowanie na energię. Możliwy do wykorzystania potencjał przy zastosowaniu dostępnych technologii jest kilkakrotnie większy od współczesnego światowego zapotrzebowania na energię, co stwarza idealne pole do dalszego rozwoju tej dyscypliny, w której Polska, mając tak wybitnego naukowca jakim był Jan Czochralski, winna wieść prym w pracach nad tą niezwykle interesującą dziedziną w rozwoju której profesor Czochralski odegrał ogromną rolę.

2. Elektrownie wiatrowe

Elektrownie wiatrowe, co wynika z mapy wietrzności Polski, mogą być lokalizowane na 60% obszaru Polski. Ze względu na swoją specyfikę będą realizowane głównie na północy Polski tzn. w województwach zachodniopomorskim oraz pomorskim, oraz na Podkarpaciu, a także na Suwalszczyźnie ze względu na najkorzystniejsze warunki wiatrowe.

Możliwość lokalizacji elektrowni wiatrowych w całym pasie nadmorskim rozwiązuje całkowicie problem zapotrzebowania energetycznego północnej Polski, bez konieczności lokalizacji na tym obszarze jakichkolwiek elektrowni konwencjonalnych, czy jądrowych.

Przy tego typu inwestycjach należy brać pod uwagę przy ich budowie aspekt społeczny, który determinuje możliwości budowy, co w pewnych regionach może skutkować ograniczeniami. W praktyce oznacza to możliwe wydłużenie procesu inwestycyjnego lub przeniesienie planowanej inwestycji. W tej dziedzinie konieczne wydaje się każdorazowo przeprowadzenie szczegółowych badań i oceny oddziaływania na środowisko, co w każdym przypadku skutkuje koniecznością składania wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w tym przygotowywanie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko.

TECHNOLOGIA - magazynowanie energii

W rozważanych 2 wariantach energetyki (fotowoltaika, energia wiatru) podnoszony argument o problematycznej i niskiej skuteczności magazynowania energii przechodzi do lamusa czego przykładem może być budowa największej GIGAFACTORY fabryki akumulatorów Tesla. Już dzisiaj sprawność cyklu ładowania -rozładowania wynosi 92%. W przypadku większego zapotrzebowania istnieje możliwość równoległego połączenia urządzeń przemysłowych. Magazyny energii, które roboczo zostały nazwane Powerwall i Powerpack będą produkowane w Gigafactory. Budowa fabryki baterii na pustyni w Nevadzie jest jednym z najnowszych projektów Tesla i będzie największym ośrodkiem badawczym w zakresie magazynowania energii, gdzie rozpoczną się bardzo intensywne prace nad bateriami przemysłowymi dużej mocy. Obok Tesli, która zaprezentowała w kwietniu koncepcję gigantycznych baterii przemysłowych, nad technologiami magazynowania energii pracują takie firmy jak Enel Green Power, Fiamm, General Electric, Samsung SDI, Toshiba, AREVA i Schneider Electric. Zaawansowane technologie wprowadzane coraz aktywniej przez czołowe firmy i koncerny upoważnia do stwierdzenia, że dotychczasowe bariery znikają, szczególnie przy rozważanej perspektywie do 2050 r. i koncepcji stopniowego 2 etapowego rozwoju OZE.

Warto przy okazji zaznaczyć, iż Polska mogłaby mieć swój ogromny udział w rozwoju tego sektora przy wykorzystaniu np. grafenu. W przeciwieństwie do konwencjonalnych baterii akumulujących energię poprzez reakcje chemiczne, nowe urządzenia przechowują energię przez łączenie jonów na powierzchni porowatej

powierzchni krzemu. Warto podkreślić dodatkowy aspekt, iż wymuszone, w niektórych warunkach, zastosowanie magazynów energii elektrycznej będzie wręcz korzystne z kilku powodów. Przede wszystkim istnienie magazynów umożliwi gromadzenie energii w okresach, kiedy jest jej nadmiar i wykorzystanie w okresie deficytu energii. Takim doskonałym przykładem mógłby być tegoroczny kryzys energetyczny w Polsce i wprowadzenia 20 stopnia zasilania. W GR nie zachodziłaby konieczność budowania wielkich magazynów energii, a jedynie małych i średnich zasobników energii, które mogą stanowić interwencyjne źródło w czasie awarii lub w czasie nagłego wzrostu obciążenia. Należy jednak zwrócić uwagę, że w systemie GR (generacji rozproszonej) stosunkowo mała wielkość takiego zabezpieczenia będzie wyłącznie wynikiem funkcją czasu potrzebnego do podtrzymywania pracy urządzeń - szczególnie w porze nocnej, gdy zapotrzebowanie spada w obecnym systemie do poziomu 14363 MW (np. 12.11.2015 r.)

Wykorzystanie tego potencjału będzie szczególnie widoczne w przypadku transportu samochodowego, gdzie magazynowanie energii odgrywa kluczową rolę. Warto podkreślić, że rynek ten będzie wart w 2020/25 r. 50 mld dolarów.

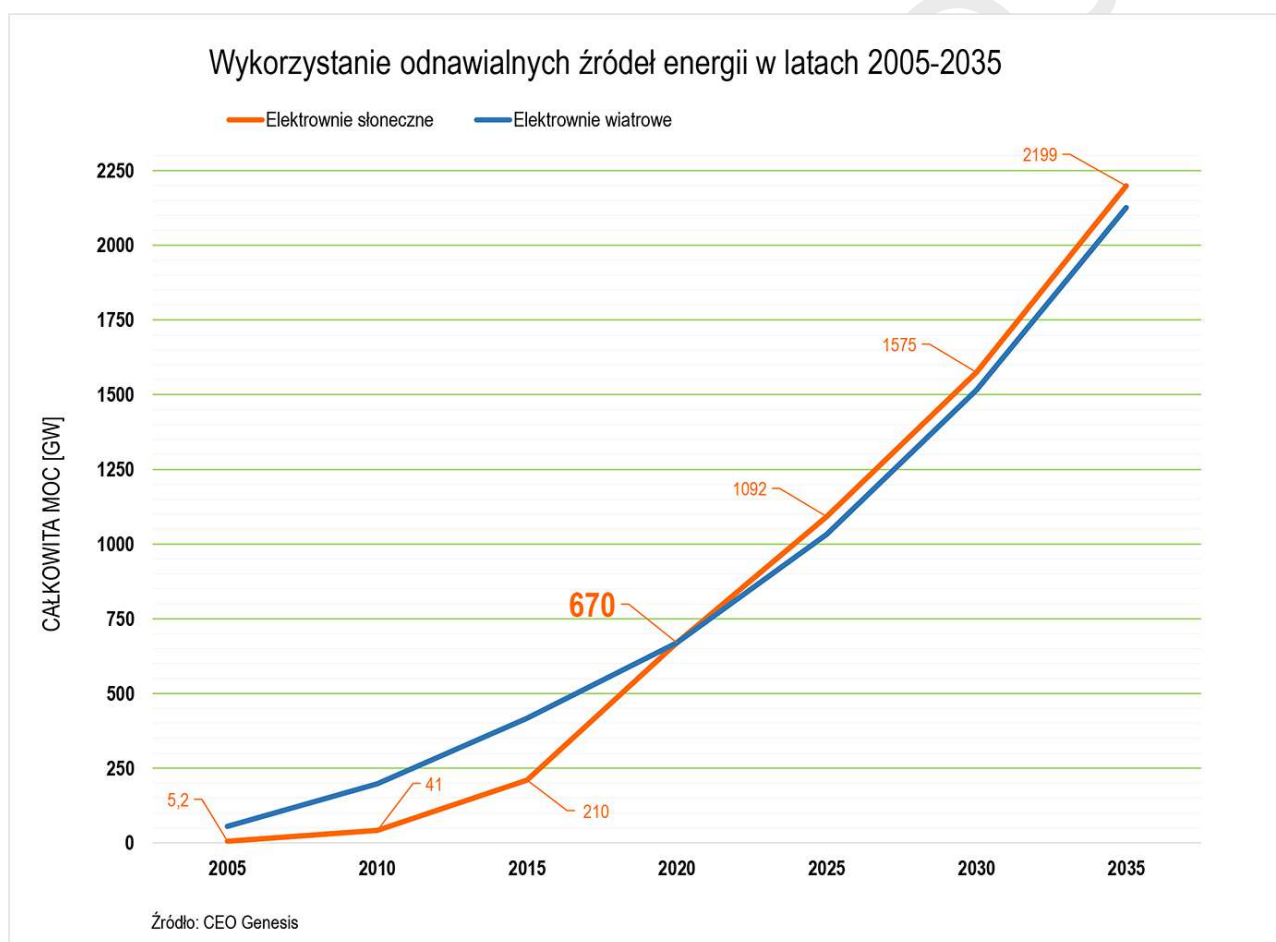


KIERUNKI ROZWOJU

Uwzględniając powyższe stwierdzamy, iż najkorzystniejsze warunki do rozwoju OZE w Polsce zapewnia budowa rozproszonych elektrowni fotowoltaicznych z uwagi na korzystne wskazane w raporcie CZYNNIKI. Jednak z uwagi na fakt rozwoju energetyki wiatrowej i rosnącej świadomości społecznej, a także światowe trendy rozwoju OZE należy wprowadzić wariant zrównoważony oparty na docelowym podstawowym modelu 45/45/10, który będzie ewoluował, a o jego ostatecznym kształcie zdecyduje sam rynek.

Teoretyczny model w 2050 r. przedstawia się następująco:

Fotowoltaika – 45% Energia wiatru – 45% Inne OZE – 10%



Bardzo ważnym aspektem i założeniem wartym podkreślenia jest fakt, że inwestycje w rozproszone odnawialne źródła energii (powstanie wiele lokalnych elektrowni) eliminuje bardzo trudny i kosztowny proces budowy obiektów-inwestycji liniowych, który w tradycyjnym modelu stanowi bardzo duży procentowy udział, dlatego też ogólny koszt transformacji (przejścia na OZE) będzie zdecydowanie niższy od modelu modernizacji polskiej energetyki opartej na węglu o ok. 70%.

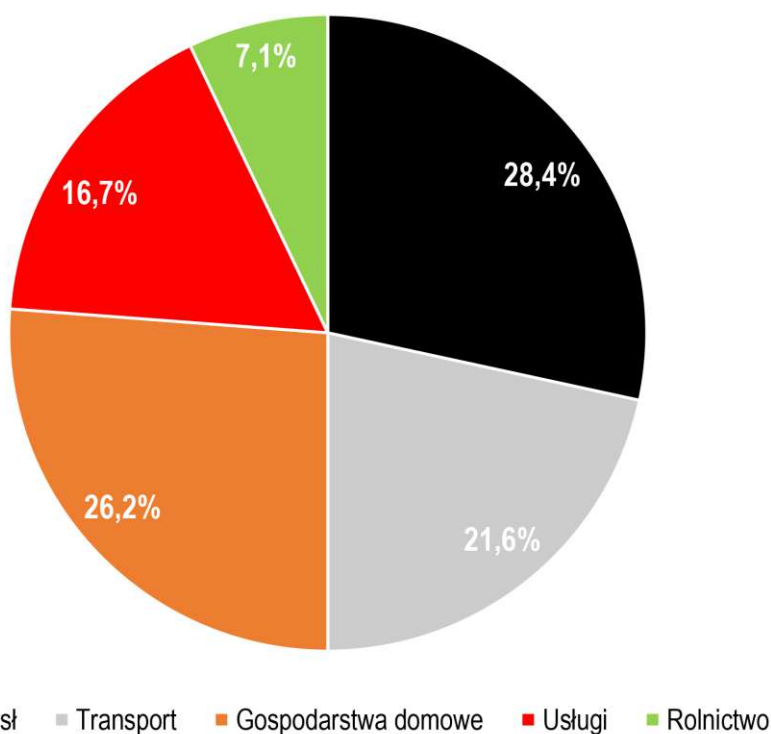
KONCEPCJA PRZEJŚCIA POLSKIEJ ENERGETYKI W 100% NA OZE DO ROKU 2050

Podstawowym filarem założenia jest koncepcja, że Polska będzie stopniowo przekształcała swoją gospodarkę energetyczną w 2 etapach:

Etap I - 2016 – 2033 r.

W pierwszym etapie do 2033 r. zostanie zaspokojone w 100% zapotrzebowanie gospodarstw domowych, usług, rolnictwa co stanowić będzie ok. 50% ogólnego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce.

Prognoza zapotrzebowania na energię z podziałem na sektory gospodarki w 2033 roku



Źródło: CEO Genesis

Etap II - 2034 – 2050 r.

W drugim etapie w latach 2034-2050 zostanie zaspokojone zapotrzebowanie przemysłu i transportu co zamknie bilans na poziomie 100%.

Ponieważ sektor przemysłowy już obecnie ewoluuje w stronę samodzielnych lokalnych źródeł wytwórczych typu elektrownie gazowe w ogólnym i końcowym bilansie zmniejszy to obciążenia o ok. 20%.

MODEL POLSKIEJ ENERGETYKI OPARTY W 100% NA OZE

Kluczowym elementem dla opracowania globalnego modelu transformacji polskiej energetyki będzie przygotowanie precyzyjnej MZEP (mapy zapotrzebowania energetycznego Polski) uwzględniającej poszczególne gminy, miejscowości.

Zespół „Centrum Energii Odnawialnej GENESIS” pracuje nad taką mapą.

MODEL ROZWOJU polskiej energetyki odnawialnej powinien być inspirowany przykładem niemieckim. Przemawia za tym poglądem przede wszystkim bardzo podobne położeniu geograficzne, zbliżony klimat i ukształtowanie powierzchni.

Te obiektywne dane determinują kierunek rozwoju OZE.

Podstawowe grupy inwestorów:

1. indywidualni
2. spółki kapitałowe - celowe
3. spółdzielnie energetyczne
4. zakłady przemysłowe

Ponieważ koncerny energetyczne reprezentują generalnie inną koncepcję rozwoju energetyki w Polsce (głównie opartej na węglu brunatnym) będą stanowiły marginalny udział w rynku OZE o ile nie zmienią diametralnie koncepcji rozwoju sektora.

ZAŁOŻENIA DO ROZWOJU OZE W POLSCE

NA TERENIE POLSKI ZNAJDUJE SIĘ OK. **280 000 HA** NIEUŻYTKÓW ROLNYCH (1,5% gruntów ornych).

Tereny te uznawane przez specjalistów za obszary o zerowej wartości użytkowej – leżące odłogiem i niewykorzystywane do żadnych celów mogą stanowić, w naszej ocenie, źródło ogromnych dochodów dla polskich inwestorów oraz pokrywać w 100% zapotrzebowanie polskiej energetyki, w tym także przemysłowej. Konieczne jest, także stworzenie odpowiednich warunkach budowy inwestycji OZE na innych terenach zaproponowanych przez obecnych właścicieli gruntów, które nie są użytkowane rolniczo.

Moc wszystkich elektrowni w Polsce wynosi ok. 34 000 MW.

Według mojej oceny oraz wielu specjalistów z zakresu gleboznawstwa tereny (tylko nieużytki rolne), na których można zlokalizować instalacje OZE bez konieczności ponoszenia dodatkowych nakładów finansowych zajmują powierzchnię ok. **200 000 ha**.

Oznacza to możliwość zbudowania na takim obszarze elektrowni fotowoltaicznych, wiatrowych o mocy 100 000 MWp, a więc prawie 3 x więcej niż obecnie potrzebuje nasza gospodarka.

W przeciwieństwie do innych terenów, które wymagałyby od inwestorów zakupu gruntów przekształcenie automatyczne (specustawa) tych terenów w tereny realnie inwestycyjno-przemysłowe, pomimo ich innego statusu (niezależnie od klasy gruntu) dawałoby inwestorom i państwu polskiemu dodatkowe możliwości finansowania, gwarancji, zabezpieczenia inwestycji, gdyby stawałyby się terenami przemysłowymi (Ba).

Na obszarach gdzie obowiązuje MPZP wymagałoby to zmiany w MPZP (Specustawa zmieniała by terminy maksymalnie do 6 miesięcy).

Dodatkowo państwo polskie powinno rozważyć zagospodarowanie gruntów będących własnością Skarbu Państwa i przekazywać je inwestorom OZE nieodpłatnie (górnikom odchodzącym z górnictwa). Takie tereny będą również dostępne po kopalniach, elektrowniach gdzie mogłyby powstawać elektrownie OZE – tworzone przez spółki byłych pracowników.

MODEL SPOŁECZNEGO ROZWOJU ENERGETYKI OZE

Istotą wdrożenia prezentowanego modelu jest przyjęcie założenia, że Polska do 2050 roku będzie potrzebowała ok. 34 000 MW energii elektrycznej. W mojej ocenie ten bazowy poziom należy uznać za maksymalny, gdyż w najbliższych latach nakłady na inwestycje służące poprawie efektywności energetycznej będą się szybko zwiększać, a to oznacza systematyczne, stopniowe zmniejszanie się zapotrzebowania na energię elektryczną.

Z kolei rozwój sektora motoryzacyjnego opartego na samochodach elektrycznych odnotuje dynamiczny wzrost od 2025 r., co spowoduje, że bilans końcowy będzie oscylował wokół poziomu z 2015 r.

Oznacza to następujący model transformacji:

1/ budowanie rocznie 971 MW źródeł z OZE

2/ wygaszanie rocznie 971 MW bloków energetycznych opartych na węglu kamiennym i brunatnym - wynikowe zmniejszenie wydobycia węgla

Przyjęcie degresywnego charakteru wychodzenia Polski z energetyki opartej na węglu oraz wsparciu państwa polskiego dla inwestycji OZE pozwoli w sposób nieodczuwalny dla wielu grup zawodowych związanych z górnictwem przejście do branży OZE lub innych

pokrewnych, a także umożliwi powstawanie grup producenckich OZE, w których osoby odchodzące z górnictwa miałyby pierwszeństwo w pozyskiwaniu kredytów.

Prezentowany model będzie typowym wariantem dla tzw. „ŚREDNIEGO INWESTORA OZE” (spółka 3 osobowa), który w istocie zdopinguje społeczność do wspólnego inwestowania. Jednak wariant ten może być dzielony lub łączony w większe wspólne projekty „GRUPY INWESTORÓW OZE” (wielokrotność podstawowego modelu) w formie spółek (byłych pracowników kopalń) lub spółdzielni energetycznych.

Przedstawiony model zakłada odejście z górnictwa w ciągu 35 lat ok. 101955 osób, co oznacza 2913 osób rocznie a to z kolei pokrywa się z planowaną budową instalacji OZE 971 MW/ rocznie (971 x 3 osoby = 2913).

KOSZTY INWESTYCJI W OZE

Wariant Budowy instalacji PV fotowoltaicznej w ujęciu globalnym

Wskaźnik jednostkowy dla budowy 1 MW OZE – 6 mln zł

Pomimo tego, że wskaźnik kosztowy dla innych OZE takich jak farmy wiatrowe jest niższy i wynosi nawet 5,277 mln zł/ MW do założeń przyjęto bezpieczny model inwestycyjny o wartości 6 mln zł/MW.

Wartość tego wskaźnika (5,277 mln zł) potwierdzają aktualnie realizowane inwestycje na terenie Polski (Farmy Lotnisko, Resko, Karwice) oraz analizy NFOŚ związane z uznawanym maksymalnym kosztem kwalifikowanym w różnego rodzaju liniach finansowania zadań związanych ze wspieraniem OZE.

Koszt podstawowy (do 2050 r.) - Budowa 34000 MW * 6 000 000 zł = 204 mld zł

Dodatkowe koszty:

- 1. budowa rezerwy mocy magazyny energii**
- 2. stacje transformatorowe**
- 3. linie przesyłowe SN i NN (nie występują WN)**
- 4. dokumentacja itp.**

Razem koszty inwestycji dodatkowych – 46 mld zł

- KOSZTY TRANSFORMACJI NA OZE WYNIOSĄ 250 MLD ZŁ/35 lat - 7,14 MLD / rok**
- OSZCZĘDNOŚCI Z TYTUŁU ZAPRZESTANIA WYDOBYCIA WĘGLA KAMIENNEGO I BRUNATNEGO WYNIOSĄ 261 MLD/35 lat - 7,4 MLD ZŁ / rok**

ŚRODKI NA REALIZACJĘ TRANSFORMACJI – ROCZNIE

DOSTĘPNE ŚRODKI – gwarantowane

- oszczędności roczne z tytułu zmniejszonego wydobycia węgla (7,4 mld zł)
- prognozowane wypłaty na finansowanie ochrony środowiska (4,57 mld zł)
- środki unijne na pomoc publiczną dotyczącą zamykania kopalń węgla kamiennego (wartość nieznana).

RAZEM: 11,97 mld zł

KOSZTY PODSTAWOWE:

- Nakłady finansowe jakie będzie ponosiła Polska rocznie z tytułu inwestycji wynoszą: $(250 \text{ mld} : 35 \text{ lat}) = 7,14 \text{ mld zł}$
- Dodatkowy koszt roczny wynikający z ustanowienia ceny urzędowej sztywnej za zakup energii od inwestorów OZE na poziomie 650 zł/MWh w skali roku, przy założeniu, że rocznie budujemy 971 MW (1 047 709 MWh) instalacji OZE wynosi $(1\ 047\ 709 \times 650 \text{ zł}) = 0,681 \text{ mld zł}$
- Budowa Fabryki Oze wraz z Ośrodkiem badawczo rozwojowym – 4,149 mld zł

RAZEM KOSZTY: 11,97 mld zł

Po okresie początkowym, w którym powstanie PFOZE (POLSKA FABRYKA OZE) koszty ogólne zmniejszą się, gdyż koszt budowy fabryki jest kosztem jednorazowym, a fabryka zacznie przynosić zyski ze sprzedaży modułów fotowoltaicznych.

Jak widać inwestycje w OZE nie wymagają dodatkowych nakładów, a wykorzystany jest istniejący kapitał.

Ponieważ jak wspomniano wcześniej, planowana transformacja jest procesem degresywnym obliczonym na 35 lat nie będzie on odczuwalny dla pracowników górnictwa, gdyż zakłada odchodzenie z górnictwa rocznie 2913 osób, z których większość znajdzie pracę w sektorze OZE lub sama stanie się inwestorami OZE.

Z uwagi na charakter globalny inwestycji państwo polskie powinno maksymalnie wesprzeć polskich inwestorów, co z pewnością wpłynie na uruchomienie ich własnych środków lokowanych obecnie w bankach i będzie zdecydowanie tańszym wariantem niż zabieganie o zagranicznych inwestorów.

Z powyższego wyliczenia wynika, że inwestycja w OZE splota się z oszczędności.

ZAŁOŻENIA OGÓLNE

971 MW - 971 inwestorów

$(971 \times 3 \text{ osoby}) = 2913 \text{ osób} \times 35 \text{ lat} = 101955 \text{ osób}$

$971 \text{ MW} \times 35 \text{ lat} = 34000 \text{ MW}$ (100% zapotrzebowania)

OZE Genesis

**PODSTAWOWY MODEL INWESTYCYJNY DLA BUDOWY ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ
O MOCY 1 MW / 2 hektary / 3 udziałowców**

MOC SZCZYTOWA ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNEJ PV	1 MWp
Prognoza finansowa 0-14 lat (w okresie spłaty kredytu)	
Stawka amortyzacji 7%	
Nakłady inwestycyjne	6 000 000 zł brutto
Przychody w skali roku	
Energia wyprodukowana - rocznie	1000 MWh
Cena energii gwarantowana	650 zł/ MWh
Razem przychody w skali roku	650 000 zł
Koszty uzyskania przychodu	
Utrzymanie w ruchu/obsługa serwisowa	3000
Monitoring	2400
Ubezpieczenie	8362
Podatek od nieruchomości	25400
Opłata dystrybucyjna	3750
Administracja, obsługa księgową	18000
Rata kredytu 12	459444
RAZEM KOSZTY	520356
Dochód brutto	129644
Podatek CIT	-24632
Podatek PIT	-19952
Dochód netto	85060
Wpływy do budżetu rocznie	69984

Prognoza finansowa ponad 14 lat (po okresie spłaty kredytu)	
Przychody w skali roku	
Energia wyprodukowana - rocznie	1000 MWh
Cena energii gwarantowana	650 zł/ MWh
Przychody w skali roku	650 000 zł
Koszty uzyskania przychodu	
Utrzymanie w ruchu/obsługa serwisowa	3000
Monitoring	2400
Ubezpieczenie	8362
Podatek od nieruchomości	25400
Opłata dystrybucyjna	3750
Administracja, obsługa księgową	18000
RAZEM KOSZTY	60912
Dochód brutto	589088
Podatek CIT	-111926
Podatek PIT	-90660
Dochód inwestora netto	386502
Wpływy do budżetu rocznie	227986

W skali kraju wpływ do budżetu **do 14 lat**

z 971 inwestycji OZE x 69984 zł = 67 954 464 zł (1 rok)

W kolejnych latach wielokrotność

W skali kraju wpływ do budżetu po 14 latach

z 971 inwestycji OZE x 227986 zł = 221 374 406 zł (1 rok)

W kolejnych latach wielokrotność

SAMOSPŁACALNA INWESTYCJA

Inwestycja w prywatne elektrownie (niezależnie od mocy) spowoduje rozwój wielu branż i korzystnie wpłynie na rozwój całej gospodarki. Dzięki dodatkowym dochodom budżetowym efekty wzrostu widoczne będą zarówno w skali lokalnej jak i ogólnonarodowej, obejmą też szerokie spektrum gospodarki: budownictwo, przemysł, usługi i energetykę. W istotnym stopniu nowe inwestycje w podstawowy model biznesowy OZE (1 MW) przyczyni się wydatnie do rozwoju szeroko pojętej branży budowlanej, sektora wykonawców dostarczających rozwiązania OZE oraz firm serwisujących te urządzenia. Wymiernym efektem wdrożenia programu będzie zwiększenie dynamiki wzrostu PKB.

W zakładanym wariantcie modelu 1 MW – spłata kredytu będzie następowała ze sprzedaży energii przy jednoczesnym generowaniu znaczącego dochodu dla inwestora i państwa.

Środki pochodzące z dywidendy zostaną z pewnością przeznaczone na inwestycje, a te z kolei napędzą wzrost PKB w kolejnych latach mając fundamentalny wpływ na dynamikę konsumpcji prywatnej.

Wszystkie działania inwestycyjne w OZE wpłyną na rozwój wszystkich dziedzin życia.

Koszty całkowitego przełączenia się Polski na odnawialne źródła energii do 2050 roku zwrócą się z nadwyżką, ponieważ oszczędności na mniejszym zużyciu paliw i zyski ze sprzedaży urządzeń OZE przewyższą wielkość niezbędnych inwestycji. Koszt inwestycji w OZE zostałyby zatem w całości pokryty przez powstające oszczędności, przy czym całkowite przestawienie polskiej gospodarki nastąpiłoby w 2050 roku.

WZROST ZATRUDNIENIA

W okresie inwestycji w OZE do 2050 r. nastąpi wyraźny wzrost zatrudnienia osób przechodzących z sektora górniczego oraz innych branż do sektora OZE na poziomie minimum 200 tys. nowych miejsc pracy, a tym samym zmniejszenie stopy bezrobocia.

Zakłada się, że w stopniowym procesie likwidacji kopalń węgla kamiennego (I etap) rocznie z tego sektora odchodzić będzie ok. 2913 osób, a to oznacza, że rynek OZE bez problemu wchłonie tych pracowników, co nie będzie stanowiło żadnego problemu przy proponowanym modelu inwestycyjnych (1 MW/1 inwestor/3 udziałowców). Odchodzący z górnictwa będą mieli prawo skorzystania z proponowanego modelu budowy elektrowni. Przy planowanym rozłożeniu inwestycji na 35 lat (do 2050 r.) nie będzie to procesem

odczuwalnym dla pracujących w górnictwie oraz dla polskiej gospodarki, szczególnie w kontekście wzrostu PKB. Przejście do sektora OZE ok. 100 tys. pracowników spowoduje 2-krotne zwiększenie zatrudnienia w branżach współpracujących, przemyśle, serwisie itp.

KONIECZNE DZIAŁANIA PAŃSTWA

WPROWADZENIE SPECUSTAWY OZE upraszczającej procedurę administracyjną budowy instalacji OZE, ze względu na nieefektywność regulacji ogólnych wykluczających i opóźniających realizację inwestycji w odnawialne źródła energii. Jej zadaniem jest umożliwienie rozwoju OZE i wejście na szybką ścieżkę inwestycyjną.

GŁÓWNE ZAŁOŻENIA SPECUSTAWY I WARUNKI WSPARCIA OZE :

1. ustanowienie ceny urzędowej sztywnej na okres minimum 20 lat na poziomie 650 zł/MWh za zakup energii od inwestorów OZE
2. zmiana w zakresie ochrony środowiska umożliwiająca inwestycje bez konieczności uzyskiwania opinii środowiskowych (z wyjątkiem obszarów Natura2000) na gruntach o powierzchni zabudowy do 10 ha
3. umożliwienie budowy elektrowni fotowoltaicznych i innych OZE niezależnie od decyzji urzędów w zakresie warunków zabudowy do określonej mapą energetyczną maksymalnego zapotrzebowania mocy dla danej lokalizacji
4. w przypadku MPZP skrócenie czasu zmiany MPZP do 6 miesięcy
5. zniesienie wymogu pozwolenia na budowę w przypadku instalacji do 1 MW (do 2 ha) - całkowity ciężar odpowiedzialności w zakresie zgodności z obowiązującą specustawą oraz innymi aktami prawnymi przejmuje jednostka projektowa
6. poręczenie i gwarancje udzielane przez Skarb Państwa do wysokości 6 mln. zł dla 1 inwestora - 1 MW
7. kredyt będzie udzielany przez wyznaczony BANK na okres 20 lat
8. zniesienie ograniczenia możliwości budowy OZE niezależnie od klasy gruntu
9. przekazanie lub wydzierżawienie nieodpłatnie górnikom gruntów będących własnością Skarbu Państwa (do 2 ha/1 inwestor/3 udziałowców)

INWESTYCJE WSPOMAGAJĄCE ROZWÓJ OZE

Państwo polskie inwestuje w budowę pierwszej fabryki produkującej komponenty i gotowe urządzenia do budowy elektrowni oze (lokalizacja fabryki – teren po zlikwidowanej kopalni).

W ramach budowy fabryki powstanie ośrodek badawczo-rozwojowy

„POLSKA FABRYKA ENERGETYKI ODNAWIALNEJ - roboczo IM. PROF. JANA CZOCHRALSKIEGO”, będzie zajmowała się:

- 1. PRODUKCJĄ URZĄDZEŃ OZE (moduły fotowoltaiczne – roczna produkcja 4 mln sztuk)**
- 2. PRODUKCJĄ SAMOCHODU ELEKTRYCZNEGO (transport, magazyny energii)**
- 3. DZIAŁALNOŚCIĄ BADAWCZO – ROZWOJOWĄ (oze, energetyka rozproszona, miasta przyszłości)**

Państwo polskie powinno zmienić swoją politykę w zakresie planowanych wydatków na B+ do poziomu min. 4% PKB. Tylko tego typu strategia rozwoju pozwoli na osiągnięcie poziomu państw zachodnich.

Obecna sytuacja w której udział pracujących w sektorach wysokiej techniki wynoszący ok. 2,9% w ogólnej liczbie pracujących, będący jednym z najniższych w Europie, jest nie do zaakceptowania.

WSKUTEK ROZPOCZĘTEGO PROCESU TRANSFORMACJI ENERGETYKI NASTĄPI ZBUDOWANIE PIERWSZEJ ŚWIATOWEJ POLSKIEJ MARKI

INTENCJĄ TEGO RAPORTU JEST POBUDZENIE ŚRODOWISK NAUKOWYCH, TECHNICZNYCH, A TAKŻE OPINIOTWÓRCZYCH ŚRODOWISK LUDZI KULTURY W SZEROKO POJETYM PROCESIE ROZWOJU POLSKI ABYŚMY STALI SIĘ SPOŁECZEŃSTWEM DLA KTÓREGO ZDOBYWANIE WIEDZY STANIE SIĘ PASJĄ.

Pozostając z szacunkiem

Krzysztof Sabara

Kontakt : ozegenesis@ozegenesis.pl

Tel. 509 551 547

Literatura, źródła: PIG „Bilans zasobów kopalni 2014”, PSE Sieć przesyłowa, mapa, GUS2014

Nowy krajobraz – nowe perspektywy



ONE