



Wrocław, 16.09.24

KPEiK 2030 WAM - modelowanie i symulacje

Bilansowanie i bezpieczeństwo energetyki rozproszonej

Opracowanie:
dr inż. Andrzej Węgrzyn



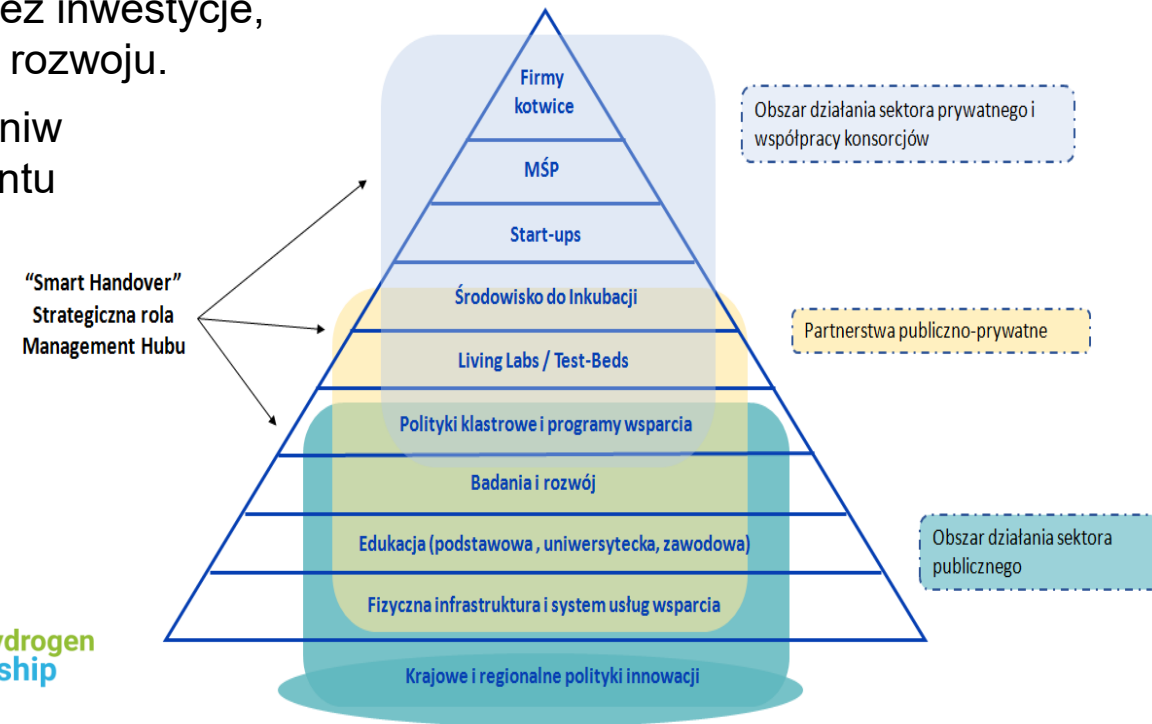
Plan prezentacji

1. Ekosystem innowacji DDW
2. Założenia KPEiK2030
3. Modelowanie i symulacje
4. Rekomendacje



Ekosystem Innowacji Dolnośląskiej Doliny Wodorowej

- Podstawą **Polskiej Strategii Wodorowej** staną się innowacyjne przedsięwzięcia przemysłowe, projekty inwestycyjne o dużej, wieloletniej skali realizowane w ramach określonego obszaru geograficznego, opierające się na selektywnie celowo dobranych inicjatywach oraz koordynowanych w ramach dolin wodorowych w wymiarze innowacyjnym, technologicznym, infrastrukturalnym, przemysłowym i naturalnym przedsięwzięciach.
- Konkurencja w nowych sektorach (H2) jest bardziej skomplikowana i dynamiczna, więc ekosystemy biznesowe organizowane są za pomocą platform technologicznych, które pozwalają na lepszą koordynację, kooperację i komunikację (3K). Koncepcja **ekosystemów biznesowych** poszerzona zostaje o ekosystemy innowacji, przedsiębiorczości oraz przemysłowe. Kotwice przemysłowe są kluczowymi graczami w dolinach wodorowych, wspierającymi innowacje i rozwój technologii wodorowych poprzez inwestycje, transfer wiedzy, współpracę oraz promowanie zrównoważonego rozwoju.
- Doliny Wodorowe powinny łączyć możliwie największą liczbę ogniw **łańcucha wartości**, kładąc szczególny nacisk na rozwój segmentu B+R+I, w kierunku zaspokojenia maksymalnej ilości potrzeb odbiorców równolegle w wielu obszarach.
- W ten sposób powinien powstać skoordynowany i zintegrowany **ekosystem** powiązań umożliwiający osiągnięcie masy krytycznej technologii, wiedzy, badań i biznesu dla stworzenia samowystarczalnego i samodzielnego ekosystemu gospodarki wodorowej.





CZŁONKOWIE WSPIERAJĄCY



Zapraszamy do dołączenia do Stowarzyszenia Dolnośląska Dolina Wodorowa!



Stowarzyszenie jest otwarte na wszystkie osoby prawne, w szczególności:

- ✓ jednostki samorządu terytorialnego
- ✓ przedsiębiorców
- ✓ jednostki naukowe i uczelnie
- ✓ organizacje pozarządowe
- ✓ związki pracodawców
- ✓ izby gospodarcze



Osoby prawne mogą dołączyć do Stowarzyszenia w charakterze Członka Wspierającego. W tym celu konieczne jest wypełnienie i podpisanie zgodnie z reprezentacją poniższej **deklaracji członkowskiej** oraz przesłanie jej do Zarządu Stowarzyszenia w formie elektronicznej (na adres kontakt@dolinah2.pl) lub papierowej (na **nasz adres korespondencyjny**).



KPEiK 2030

Obszar 3.6. Perspektywiczne pokrycie zapotrzebowania na wodór oraz jego pochodne chemiczne Cel. 3.6.1. Zapewnienie krajowej produkcji wodoru



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

WERSJA
WSTĘPNA

Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.

(aktualizacja KPEiK z 2019 r.) – projekt z 29.02.2024



- ❑ Wodór (oraz jego pochodne takiej jak amoniak, metanol) to gaz, który może zapewnić istotny wkład w niskoemisyjną transformację energetyczną. Może on znaleźć zastosowanie w przemyśle, transporcie, jak również w elektroenergetyce i ciepłownictwie – w szczególności w celach absorbowania nadwyżek energii z OZE i bilansowania systemu. Polska jest aktualnie trzecim producentem wodoru w Europie i piątym na świecie, ale jest to tzw. wodór szary, pochodzący z transformingu parowego paliw kopalnych, natomiast wdrażana polityka klimatyczno-energetyczna wymaga, aby do produkcji wodoru wykorzystywana była energia z OZE – tzw. zielony lub odnawialny wodór.
- ❑ **Regulacje RED III** stawiają dość wysoko poprzeczkę dla branży wodorowej, która jest na wczesnym etapie rozwoju. Ograniczona dostępność wodoru w państwach sąsiadujących – również ze względu na transformację prowadzoną w tych krajach, a także ryzyko uzależnienia od importu na nierozwiniętym rynku, powodują, że w pierwszej kolejności dążyć się będzie do budowy własnych zdolności produkcyjnych. Poniżej określono cele w obszarze krajowej produkcji wodoru, jak również zapewnienia infrastruktury do transportowania wodoru oraz jego magazynowania.
- ❑ W części dotyczącej redukcji emisji w przemyśle (Cel. 1.2.4) przedstawiono jak dużą rolę w transformacji tego sektora ma odgrywać wodór odnawialny. Dyrektywa RED III obliguje państwa członkowskie do zapewnienia, aby wodór stanowił 42% do 2030 r. i 60% do 2035 r. w strukturze RFNBO stosowanych do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne w przemyśle.
- ❑ Dla sektora elektroenergetyki wodór będzie wsparciem z zarządzaniu nadwyżkami OZE, spalany w ciepłownictwie może efektywnie zastąpić gaz ziemny w dalszej perspektywie. Również w dalszej perspektywie powinien nastąpić przepływ międzysektorowy, tak aby możliwie najlepiej wykorzystywać źródła odnawialne, tak, aby energia na którą nie będzie popytu w danym momencie mogła być zmagazynowana.
- ❑ Według wyliczeń Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Polska będzie potrzebować w 2030 r. ponad **300 tys. t wodoru** RFNBO, który będzie wykorzystywany w przemyśle i transporcie. Szacuje się, że możliwa do osiągnięcia w 2030 r. jest budowa mocy wytwórczej z niskoemisyjnych źródeł i procesów na poziomie około 2 GW (zgodnie z Polską Strategią Wodorową do roku 2030 z perspektywą do roku 2040, która umożliwi produkcję 193,5 tys. ton wodoru odnawialnego rocznie. Wolumen ten jednak nie będzie pokrywał całości zapotrzebowania na wodór niskoemisyjny i odnawialny w Polsce w 2030 r., dlatego pokrycie brakującej wartości wymaga importu surowca.
- ❑ Celem podejmowanych działań jest zapewnienie wystarczającej ilości wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego, a także ich pochodnych chemicznych, do zaspokojenia potrzeb wynikających z transformacji energetycznej (**wodorowy kontrakt różnicowy**).


2. Założenia KPEiK2030 WAM

TWh	2022	2030	Wyzwanie	%
Końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	879	809	-70	-9%
Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)	148	264	115	44%
Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	37	108	70	65%
Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	98	132	34	26%
Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	15	29	14	49%




Udział **OZE** nawet 58,4% w 2040 r.

32,6% OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.

56,1% 
w elektroenergetyce

35,4% 
w ciepłownictwie i chłodnictwie

17,7% 
w transporcie

OZE

w elektroenergetyce

2030

29 GW
24,6 TWh



2040

46,2 GW
43,1 TWh

19 GW
47,7 TWh



25,8 GW
69,5 TWh

5,9 GW
21,7 TWh



17,9 GW
67,4 TWh

1,5 GW
11,1 TWh



1,6 GW
12,3 TWh

1,1 GW
2,9 TWh



1,2 GW
3 TWh

Krajowy bilans energii 2005-2020

Mtoe	2005	2010	2015	2020
Całkowita produkcja energii pierwotnej	77,9	66,7	67,3	58
z tego: węgiel kamienny i brunatny	68,4	55,1	53,6	40
ropa naftowa	0,9	0,7	0,9	0,9
gaz ziemny	3,9	3,7	3,7	3,4
energia odnawialna	4,5	6,8	8,6	12,5
inne	0,2	0,4	0,5	2,1
Import netto energii	15,9	31,5	28	44,2
w tym: paliwa stałe	-13	-2,8	-5,6	0,1
paliwa ciekłe	21,5	25,2	23,3	28,8
gaz ziemny	8,5	8,9	9,9	13,6
energia odnawialna	0	0,4	0,4	0,4
inne	0	0	0	0
Zużycie krajowe brutto energii	92,2	100,7	95,4	103
w tym: paliwa stałe	54,6	54,6	48,3	40,9
paliwa ciekłe	21,7	25,7	23,9	29,4
gaz ziemny	12,2	12,8	13,8	17,4
energia odnawialna	4,5	7,3	9	13
inne	0,2	0,4	0,5	1,1
Zużycie końcowe energii	58,5	66,3	62,3	70,2
Zależność importowa - ogółem	17,20%	31,30%	29,80%	42,80%
paliwa stałe	-23,90%	-5,20%	-11,40%	0,30%
paliwa ciekłe	97,50%	97,00%	96,80%	96,9
gaz ziemny	69,70%	69,30%	72,20%	78,3
Udział energii ze źródeł odnawialnych w	6,90%	9,30%	11,80%	16,10%

TWh	2005	2010	2015	2020
Całkowita produkcja energii pierwotnej	906	776	783	675
z tego: węgiel kamienny i brunatny	795	641	623	465
ropa naftowa	10	8	10	10
gaz ziemny	45	43	43	40
energia odnawialna	52	79	100	145
inne	2	5	6	24
Import netto energii	185	366	326	514
w tym: paliwa stałe	- 151	- 33	- 65	1
paliwa ciekłe	250	293	271	335
gaz ziemny	99	104	115	158
energia odnawialna	-	5	5	5
inne	-	-	-	-
Zużycie krajowe brutto energii	1 072	1 171	1 110	1 198
w tym: paliwa stałe	635	635	562	476
paliwa ciekłe	252	299	278	342
gaz ziemny	142	149	160	202
energia odnawialna	52	85	105	151
inne	2	5	6	13
Zużycie końcowe energii	680	771	725	816
Zależność importowa - ogółem	17,20%	31,30%	29,80%	42,80%
paliwa stałe	-23,90%	-5,20%	-11,40%	0,30%
paliwa ciekłe	97,50%	97,00%	96,80%	96,9
gaz ziemny	69,70%	69,30%	72,20%	78,3
Udział energii ze źródeł odnawialnych w zuż	6,90%	9,30%	11,80%	16,10%

			TOTAL
ktoe		2022	Total
+	Primary production	PPRD	59 352,1
+	Recovered & recycled products	RCV_RCY	248,5
+	Imports	IMP	64 297,6
-	Exports	EXP	15 998,4
+	Change in stock	STK_CHG	-2 968,0
=	Gross available energy	GAE	104 931,8
-	International maritime bunkers	INTMARB	273,9
=	Gross inland consumption	GIC	104 658,0
-	International aviation	INTAVI	977,9
=	Total energy supply	NRGSUP	103 680,0
	Gross inland consumption (Europe 2020-2030)	GIC2020-2030	104 115,9
	Primary energy consumption (Europe 2020-2030)	PEC2020-2030	98 601,2
	Final energy consumption (Europe 2020-2030)	FEC2020-2030	72 432,2
Transformation input			TI_E
			81 429,8
TWh		2022	Total
+	Primary production	PPRD	690,3
+	Recovered & recycled products	RCV_RCY	2,9
+	Imports	IMP	747,8
-	Exports	EXP	186,1
+	Change in stock	STK_CHG	-34,5
=	Gross available energy	GAE	1 220,4
-	International maritime bunkers	INTMARB	3,2
=	Gross inland consumption	GIC	1 217,2
-	International aviation	INTAVI	11,4
=	Total energy supply	NRGSUP	1 205,8
	Gross inland consumption (Europe 2020-2030)	GIC2020-2030	1 210,9
	Primary energy consumption (Europe 2020-2030)	PEC2020-2030	1 146,7
	Final energy consumption (Europe 2020-2030)	FEC2020-2030	842,4
Transformation input			TI_E
			947,0

PL - Poland

ktoe

Final energy consumption: new methodology of energy balances

		2022	TWh
Final energy consumption	FC_E	71 229	828
+ Industry sector	FC_IND_E	15 074	175
+ Iron & steel	FC_IND_IS_E	1 101	13
+ Chemical & petrochemical	FC_IND_CPC_E	2 710	32
+ Non-ferrous metals	FC_IND_NFM_E	479	6
+ Non-metallic minerals	FC_IND_NMM_E	2 978	35
+ Transport equipment	FC_IND_TE_E	421	5
+ Machinery	FC_IND_MAC_E	817	10
+ Mining & quarrying	FC_IND_MQ_E	513	6
+ Food, beverages & tobacco	FC_IND_FBT_E	2 256	26
+ Paper, pulp & printing	FC_IND_PPP_E	1 589	18
+ Wood & wood products	FC_IND_WP_E	1 077	13
+ Construction	FC_IND_CON_E	184	2
+ Textile & leather	FC_IND_TL_E	118	1
+ Not elsewhere specified (industry)	FC_IND_NSP_E	832	10
+ Transport sector	FC_TRA_E	23 900	278
+ Rail	FC_TRA_RAIL_E	376	4
+ Road	FC_TRA_ROAD_E	23 414	272
+ Domestic aviation	FC_TRA_DAVI_E	31	0
+ Domestic navigation	FC_TRA_DNAVI_E	1	0
+ Pipeline transport	FC_TRA_PIPE_E	78	1
+ Not elsewhere specified (transport)	FC_TRA_NSP_E	0	-
+ Other sectors	FC_OTH_E	32 255	375
+ Commercial & public services	FC_OTH_CP_E	8 158	95
+ Households	FC_OTH_HH_E	20 775	242
+ Agriculture & forestry	FC_OTH_AF_E	3 319	39
+ Fishing	FC_OTH_FISH_E	2	0
+ Not elsewhere specified (other)	FC_OTH_NSP_E	0	-

Paliwo/Technologia	Okres uruchomienia	Nakłady inwest. OVN [tys.€/MWh _{net}]	Koszty		Sprawność netto elektr. /całk[%]	Techniczny czas życia [lata]	Wskaź. emisji CO ₂ [kg/GJ]
			Stałe [tys.€/MWh _{net}]	Zmienne [€/MWh _{net}]			
1.1 Węgiel brunatny - PL	2020-2050	2000	53	3,8	44	40	110
1.2 Węgiel brunatny - PL+CCS	2030-2050	3600	80	9,5**	38	40	14*
1.3 Węgiel brunatny - FBC	2020-2050	2275	56	3,8	40	40	106
2.1 Węgiel kamienny - PC	2020-2050	1850	49	3,6	46	40	94
2.2 Węgiel kamienny - IGCC	2025-2050	2500	64	7,8	48	40	94
2.3 Węgiel kamienny - IGCC+CCS	2030-2050	3650	87	11,3**	40	40	12*
2.4 Węgiel kamienny - CHP	2020-2050	2500	53	3,6	30/80	40	94
2.5 Węgiel kamienny - CHP+CCS	2030-2050	3885	84	13,3	22/75	40	12
3.1 Gaz ziemny/Wodór# - CCGT	2020-2050	835	20	2	58-62	30	56
3.2 Gaz ziemny - CCGT+CCS	2030-2050	1500	42	4,4**	50-52	30	6*
3.3 Gaz ziemny/Wodór# - CHP CCGT	2020-2050	1055	22	2,2	52-56	30	56
3.4 Gaz ziemny/Wodór# - TG	2025-2050	500	18	6,7	40	30	56
3.5 Gaz Mikro CHP	2020-2050	2610	108	-	20/90	25	56
4.1 Jądrowa - PWR	2030-2050	4750	115	3	36	60	0
4.2 Małe reaktory jądrowe_ SMR	2030-2050	6500↓,5250	88	4	40	60	0
5.1 Wiatrowe na lądzie	2020-2050	1500↓,1150	56	-	-	25	0
5.2 Wiatrowe na morzu	2020-2030	3050↓,2450	100	-	-	25	0
5.3 Wiatrowe na morzu	2031-2050	2450↓,1850	100	-	-	25	0
5.4 Duże wodne	2020-2050	3100	39	-	-	60	0
5.5 Małe wodne	2020-2050	2850	83	-	-	60	0
5.6 Geotermalne	2020-2050	7780↓,6650	178	-	12	30	0
5.8 Ognia fotowoltaiczne	2020-2050	840↓,610	18	-	-	25	0
5.9 Ognia fotowoltaiczne dachowe	2020-2050	1100↓,780	22	-	-	25	0
5.10 Biogaz rolniczy - CHP	2020-2050	3650↓,3050	244	-	36/85	25	0
5.11 Biogaz z oczyszczalni ścieków- CHP	2020-2050	3900	150	-	34/85	25	0
5.12 Biogaz składowiskowy - CHP	2020-2050	2000	89	-	40/85	25	0
5.13 Biomasa stała - CHP	2020-2050	3250↓,3000	133	-	30/80	30	0
6.1 El. wodne pompowe	2020-2050	1350	44	-	80	60	0
6.1 Bateriajne układy magazynowania en. elektr.	2025-2050	555↓,225 [€/kWh]	22	-	90	15	0
7.1 Elektrolizery	2020-2050	550↓,285	30↓,25	-	68↓,75	30	0
8.1 Ciepłownia Węgiel	2020-2050	350	1,5	1,4	90	30	94
8.2 Ciepłownia Gaz ziemny	2020-2050	150	1,3	0,4	96	30	56
8.3 Ciepłownia Olej opałowy	2020-2050	200	1,4	0,5	95	30	74
8.4 Ciepłownia Biomasa	2020-2050	500	1,5	1,4	90	30	0
8.5 Ciepłownia Biogaz	2020-2050	150	1,3	0,4	95	30	0
8.6 Ciepłownia Kotły elektrodoowe/ Grzejniki el.	2020-2050	450	1,1	0,5	99	30	0
8.7 Ciepłownia Geotermalna	2020-2050	2850↓,2500	26	4,4	10	30	0
8.8 Ciepłownia Pompy ciepła	2020-2050	950↓,850	2	1,8	300	25	0
Podłączenie do/wzmocnienie sieci							
9.1 Elektrownie systemowe	2020-2050	250					
9.2 Elektrownie wiatrowe na lądzie	2020-2050	350					
9.3 Elektrownie wiatrowe na morzu	2020-2050	750					
9.4 Inne el. i elektrociepłownie	2020-2050	50-250					

Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych

Finalne zużycie energii brutto

ktoe	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	14 616	13 498	14 097	15 921	16 002	15 391
Transport	12 223	17 187	16 561	21 779	23 494	21 831
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	11 002	12 242	10 879
towarowy	b.d.	b.d.	7 496	10 695	11 168	10 865
pojazdy spec.	b.d.	b.d.	79	82	84	86
Gospodarstwa domowe	19 467	22 002	19 032	21 101	18 864	17 750
Usługi	6 730	8 833	7 842	7 565	8 170	8 401
Rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 869	3 640	3 473
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	70 171	66 845

TWh	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysł	170	157	164	185	186	179
Transport	142	200	193	253	273	254
w tym: pasażerski	-	-	104	128	142	127
towarowy	-	-	87	124	130	126
pojazdy spec.	-	-	1	1	1	1
Gospodarstwa domowe	226	256	221	245	219	206
Usługi	78	103	91	88	95	98
Rolnictwo	52	43	39	45	42	40
RAZEM	668	759	708	817	816	777
32,6%	udział OZE					253
56,1%	udział OZE w elektroenergetyce					142

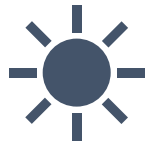
2.2.1. Prognozy rozwoju OZE przy istniejących politykach i środkach (KPEiK)



Trajektorie krajowego i sektorowego udziału OZE zakładają kontynuację obecnych trendów w zakresie rozwoju technologii OZE (w tym kosztowych), a także obowiązujące na etapie przygotowania prognozy mechanizmy wsparcia.



Takimi mechanizmami są systemy: świadectw pochodzenia (system stopniowo wygaszany) oraz aukcyjny (dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie , a także morskich farm wiatrowych.



W systemie aukcyjnym założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania dla technologii, natomiast dla morskich elektrowni wiatrowych okres ten wynosi 25 lat.



Założono również, że w ogłaszanych w przyszłości aukcjach preferowane będą rozwiązania mające obniżyć cenę energii, co jest istotne z punktu widzenia konkurencyjności gospodarki i dalszego wzrostu PKB.



W zakresie rozwoju energetyki prosumenckiej założono kontynuację systemów wsparcia takich jak: Mój prąd, Czyste powietrze, Ciepłe mieszkanie, ulga termomodernizacyjna czy ulga inwestycyjna dla gospodarstw rolnych.



Obliczenia oparto na danych prezentowanych w formularzach Eurostat SHARES , wykorzystywanych do raportowania przez państwa członkowskie poziomu wykonania celów w zakresie udziału OZE.

Tabela 2.19. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych WEM

ktoe		2005	2010	2015	2020	2025	2030	TWh	WAM	
Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na sektory [ktoe]	Końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	61 577	69 192	65 374	74 069	73 076	69 573	809	809	
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)	4 229	6 421	7 767	11 926	15 257	20 754	241	264	32,60%
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	257	824	1 818	2 292	4 441	8 264	96	108	56,10%
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3 868	4 677	5 224	8 507	9 191	10 274	119	132	35,40%
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	178	993	824	1 291	1 723	2 489	29	29	17,70%
Sektorowy i całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	Udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	6,90%	9,30%	11,90%	16,10%	20,90%	29,80%	29,8%		
	Udział energii z OZE w elektroenergetyce	2,50%	6,50%	13,40%	16,20%	28,60%	50,10%	192		
	Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,20%	11,80%	14,80%	22,10%	27,00%	32,10%	372		
	Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,70%	6,60%	5,70%	6,60%	9,50%	17,70%	164		
							99,90%	728		

Tabela 2.20. Sektor elektroenergetyczny WEM

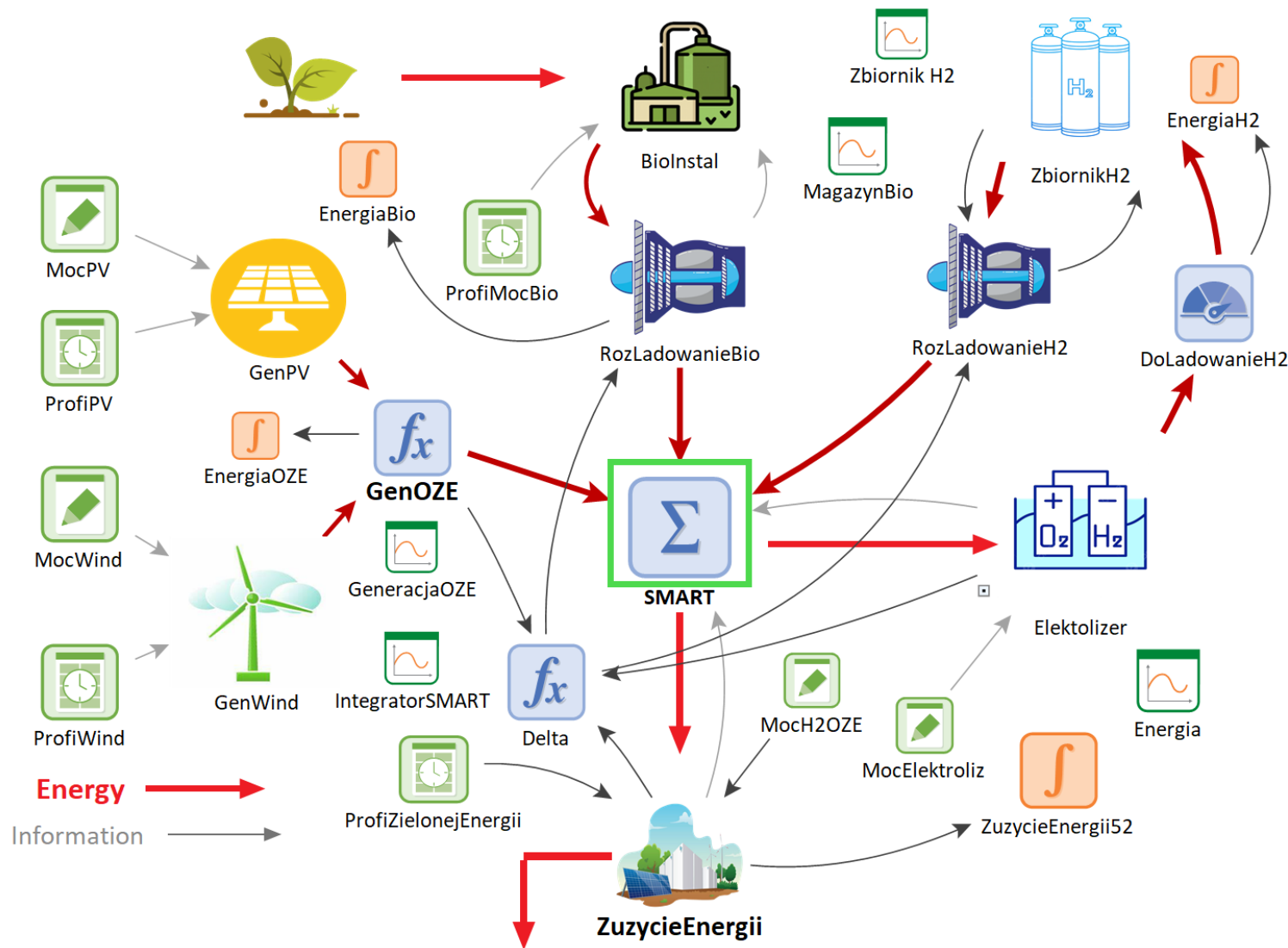
ktoe		2005	2010	2015	2020	2025	2030	TWh	WAM	
Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]	Końcowe zużycie energii elektrycznej brutto (denominator RES-E)	12 397	13 391	14 102	14 660	15 892	17 025	198,0	108,0	
	Elektrownie wodne*	164	189	198	200	223	248	2,9	2,9	
	Elektrownie wiatrowe*	17	146	833	1 294	2 201	5 135	59,7	69,4	
	Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	5	168	1 335	2 134	24,8	24,6	
	Elektrownie biomasowe	120	508	776	596	586	746	8,7	11,1	
	Elektrownie biogazowe	10	34	78	106	163	237	2,8		
	Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0	0,0		
	Elektrownie na wodór	0	0	0	0	0	0	0,0		
	Odnawialne odpady komunalne	0	0	0	16	30	36	0,4		
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce	Elektrownie wodne	63,80%	22,90%	10,90%	8,70%	5,00%	3,00%	96		
	Elektrownie wiatrowe	6,60%	17,70%	45,80%	56,50%	49,60%	62,10%	96		
	Elektrownie fotowoltaiczne	0,00%	0,00%	0,30%	7,30%	30,10%	25,80%	96		
	Elektrownie biomasowe	46,70%	61,70%	42,70%	26,00%	13,20%	9,00%	96		
	Elektrownie biogazowe	3,90%	4,10%	4,30%	4,60%	3,70%	2,90%	95		
	Elektrownie geotermalne	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%			
	Elektrownie na wodór	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%			
	Odnawialne odpady komunalne	0,00%	0,00%	0,00%	0,70%	0,70%	0,40%	105		



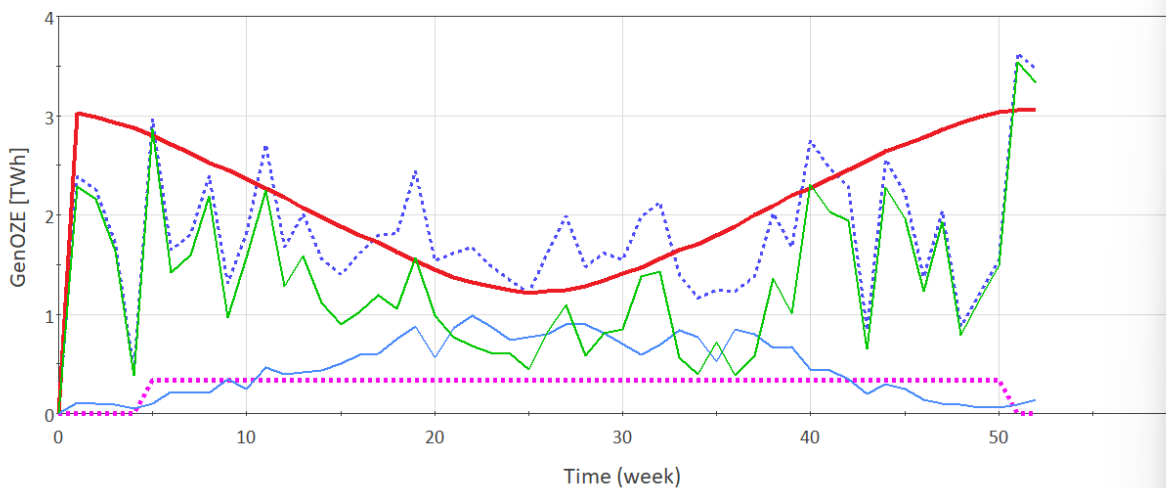
1. Symulacja scenariusza WAM w elektroenergetyce (sezonowy profil)

- Symulacja uchwalonego scenariusza WAM dla KPEiK 2030 w elektroenergetyce na poziomie **108 TWh/rok** z sezonową krzywą popytu.
- Model i wyniki symulacji metodą Monte Carlo dla profili 52 tygodniowych pokazano dalej.

Moc systemu elektro	18,2	GW
Produkcja energii H2OZE	108	TWh
Moc PV	29	GW
Moc turbin wiatrowych	25	GW
Moc elektrolizerów	2	GW
Moc biogazowni + Hydro	2,6	GW
Magazyn wodoru	1,4	TWh
Zapas biomasy	1,8	TWh
Generacja energii z OZE	90	TWh
Produkcja wodoru	15	TWh
Produkcja energii bio+ hydro	22	TWh

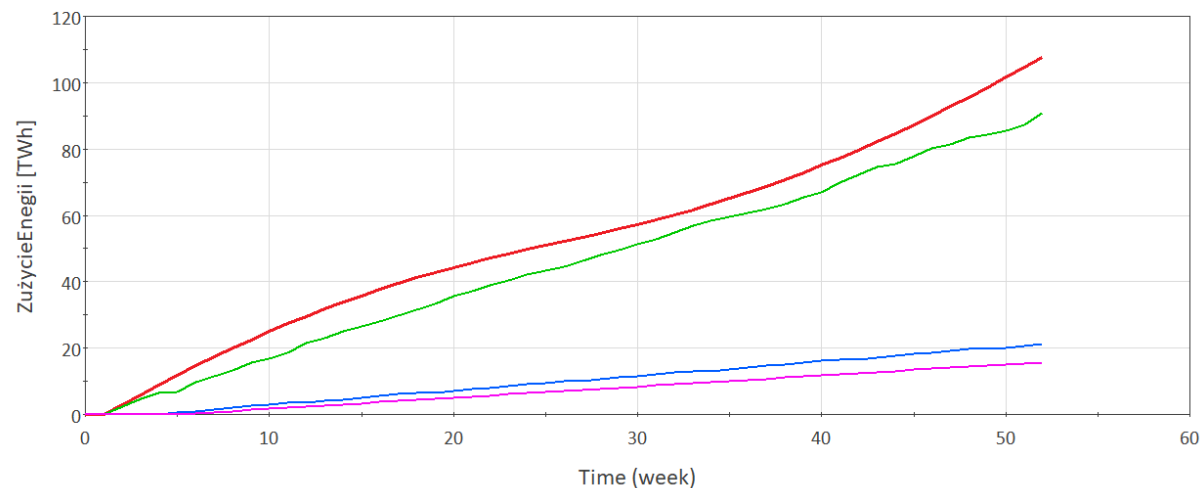


GeneracjaOZE



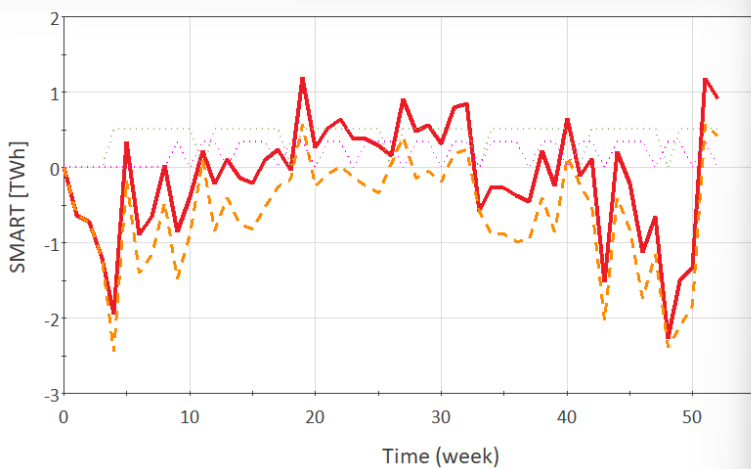
GenOZE [TWh] ZużycieEnergii Elektrolizer GenPV GenWind

Energia



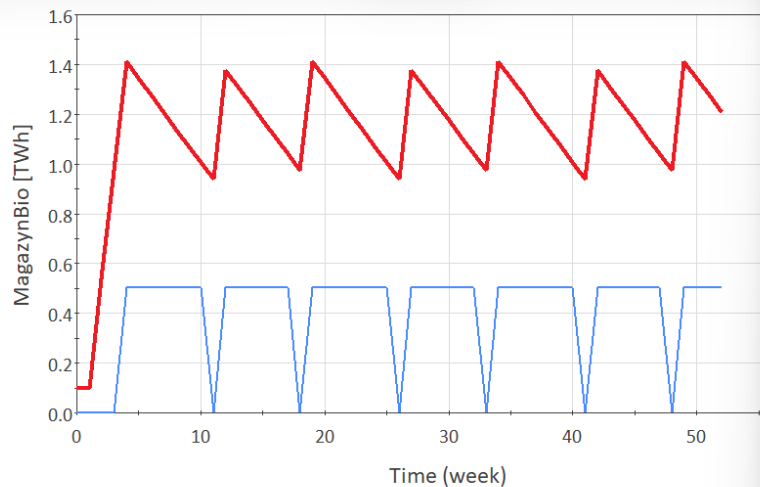
ZużycieEnergii [TWh] EnergiaBio EnergiaOZE EnergiaH2

IntegratorSMART



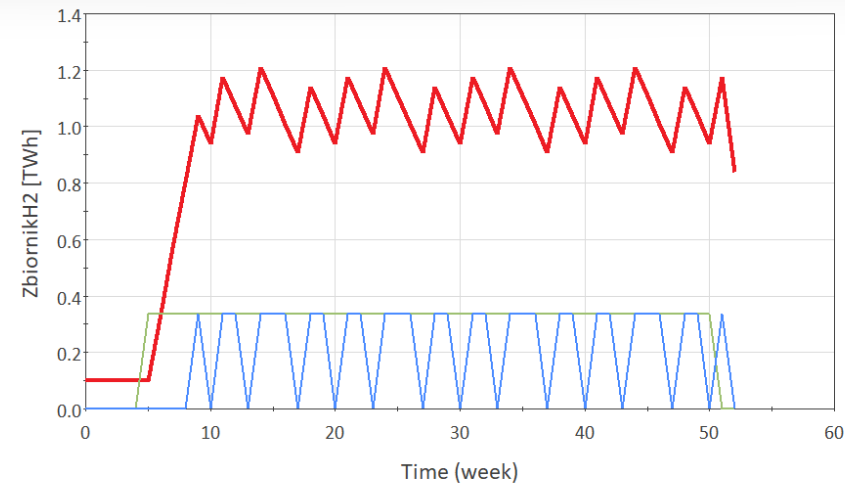
SMART [TWh] RozLadowanieBio
Delta [GWh] RozLadowanieH2

MagazynBio



MagazynBio [TWh] RozLadowanieBio

Zbiornik H2



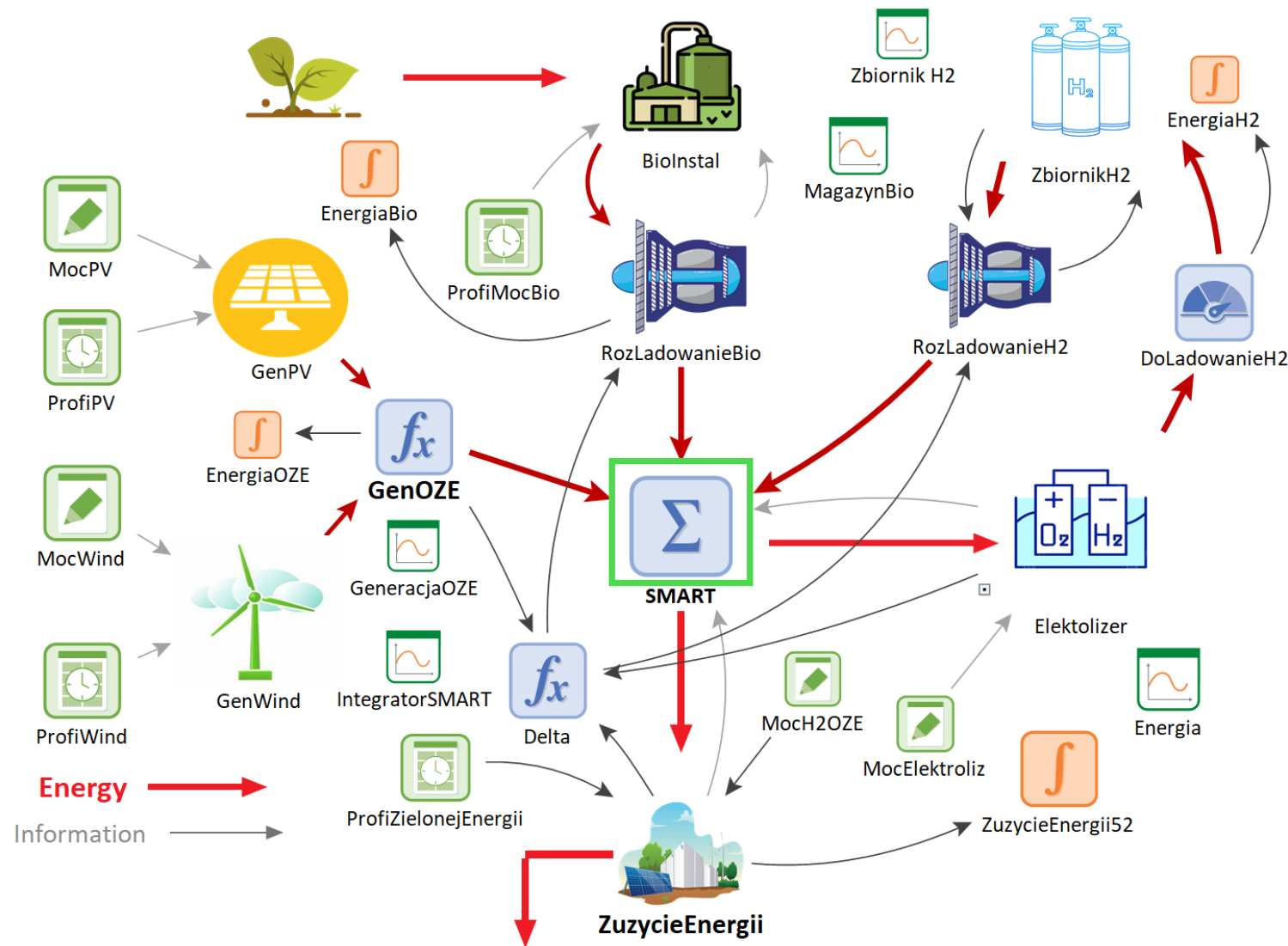
ZbiornikH2 [TWh] DoLadowanieH2 RozLadowanieH2



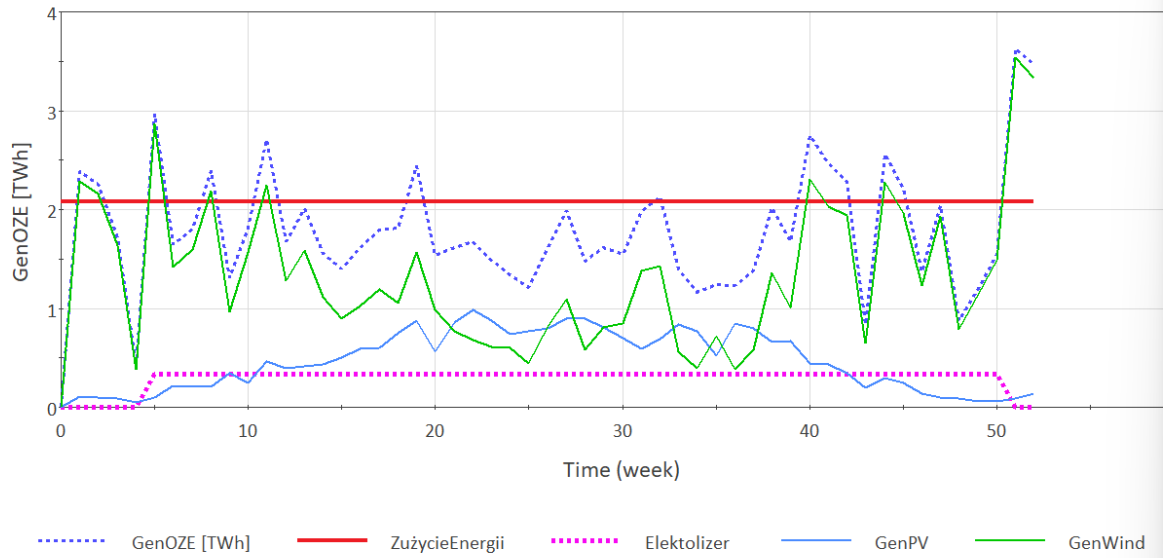
2. Symulacja scenariusza WAM w elektroenergetyce (stały profil)

- Symulacja scenariusza WAM dla KPEiK 2030 w elektroenergetyce na poziomie **108 TWh/rok** ze stałą krzywą popytu.
- Model i wyniki symulacji metodą Monte Carlo dla profili 52 tygodniowych pokazano dalej.

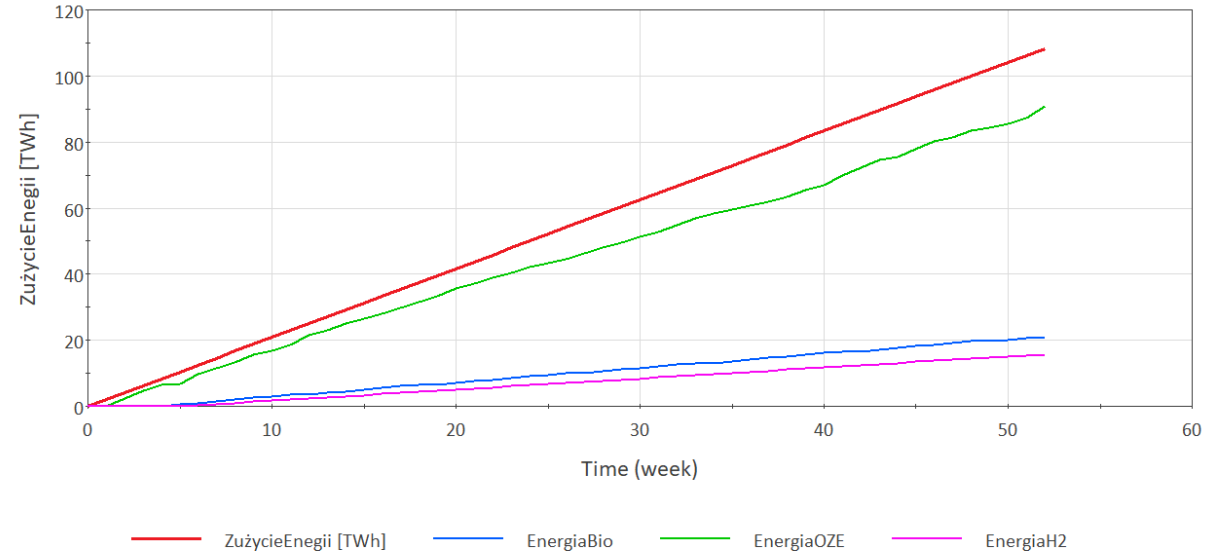
Moc systemu elektro	12,4	GW
Produkcja energii elektrycznej	108	TWh
Moc PV	29	GW
Moc turbin wiatrowych	25	GW
Moc elektrolizerów	2	GW
Moc biogazowni + Hydro	2,6	GW
Magazyn wodoru	1,4	TWh
Zapas biomasy	1,8	TWh
Generacja energii z OZE	90	TWh
Produkcja wodoru	15	TWh
Produkcja energii z biomasy	21	TWh



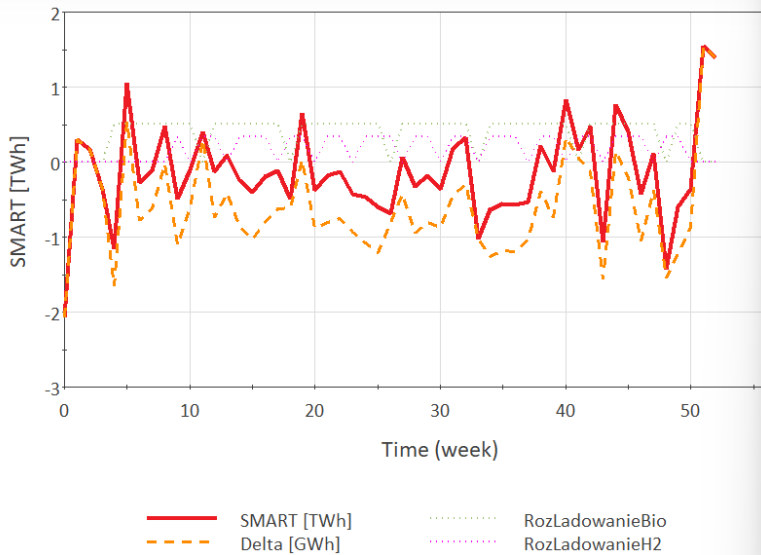
GeneracjaOZE



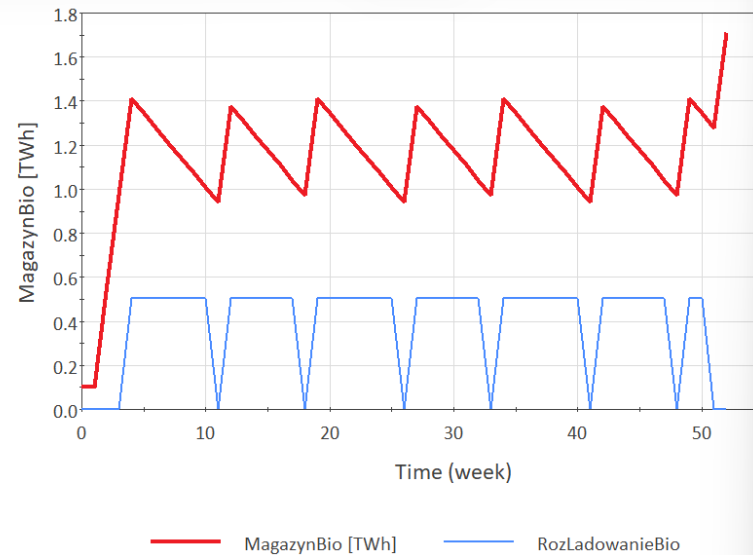
Energia



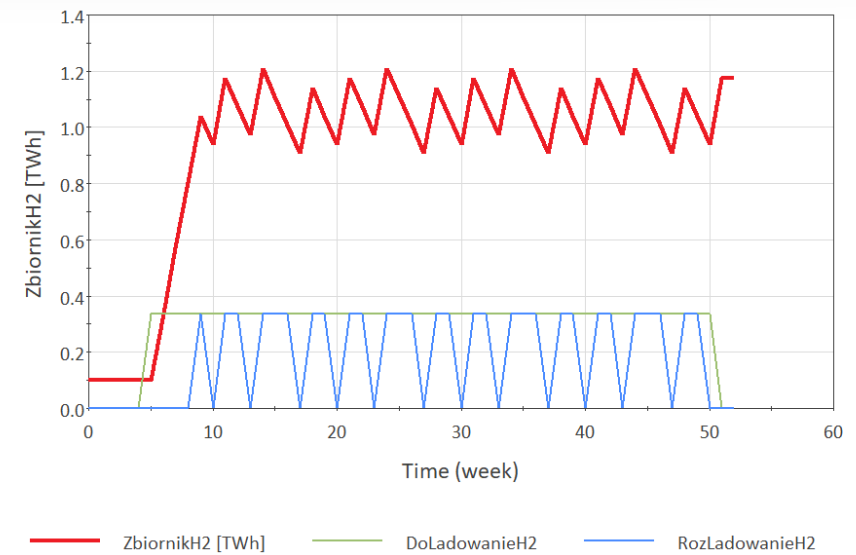
IntegratorSMART



MagazynBio



Zbiornik H2



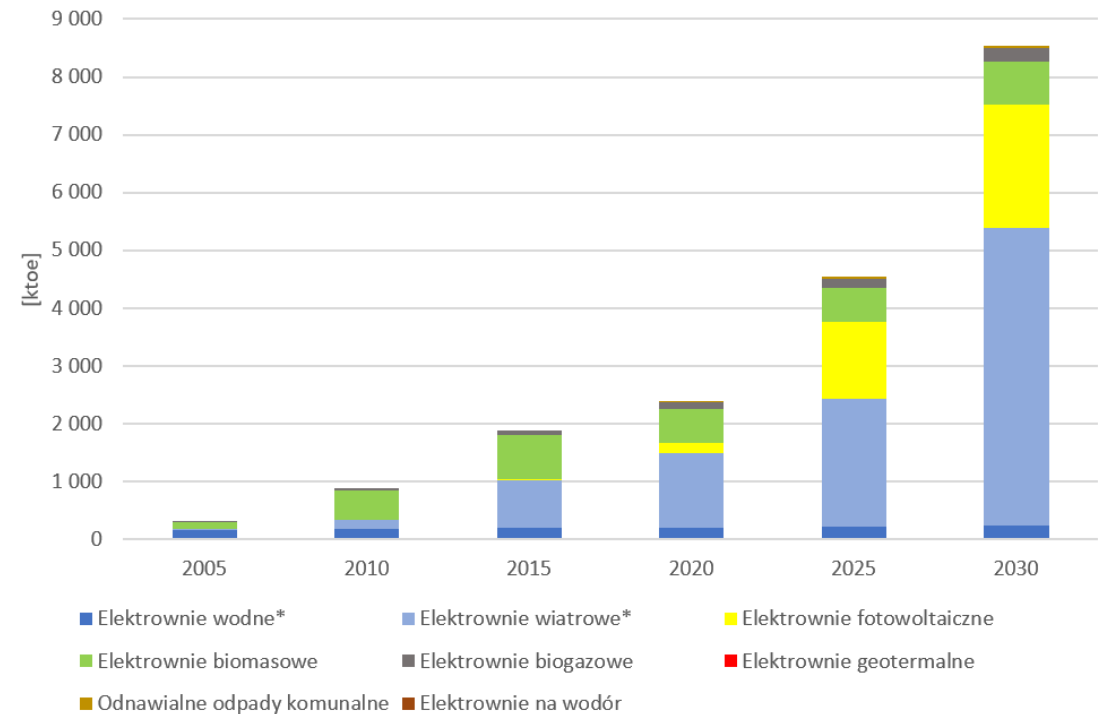
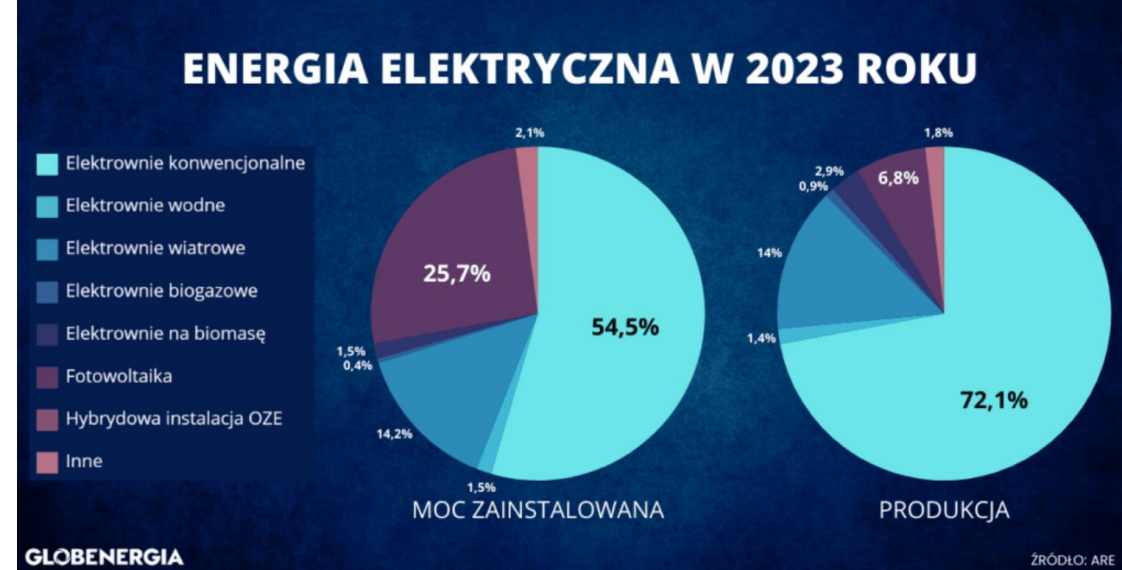
Struktura produkcji energii

Poziom zainstalowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej w Polsce wynosi **66 405,6 MW** (stan pod koniec grudnia 2023). Za 54,5% tej mocy odpowiadają elektrownie konwencjonalne, OZE to 43%. Jednak struktura mocy zainstalowanej nie do końca pokrywa się ze strukturą produkcji energii.

W Polsce w 2023 roku wyprodukowano łącznie **166 420,6 GWh** energii elektrycznej, z czego 27% (**45 151,7 GWh**) to OZE.

Fotowoltaika wyprodukowała w zeszłym roku ponad 11 TWh energii elektrycznej, stanowiąc 6,8% całkowitej produkcji i 25% produkcji z OZE.

W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, rośnie z poziomu 16,2% do 50% w 2030 r. Głównym motorem wzrostu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w kraju są technologie wiatrowe i słoneczne. (Rysunek 2.7).



Rysunek 2.7. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]



Projekcja finansowa KPEiK 2030 WAM - sektor elektroenergetyczny

Założenia systemowe:

- Produkcja energii elektrycznej: 108 TWh
- Cena energii: 500 zł/MWh
- Inwestycja: 500 mld zł bez dotacji
- Stopa dyskontowa 8%, NPV 127 mld zł, IRR 12%

Opis	jedn.		mld PLN /jedn	mld PLN
PV	29	GW	3,0	87
Turbiny wiatrowe	25	GW	5,0	125
Elektrolizery	2	GW	2,0	4
Ogniwa paliwowe	2	GW	2,0	4
Zakłady biomasowe	2	GW	13,0	20
Magazyny wodoru	1	TWh	30,0	42
Magazyny elektrochemiczne	100	GWh	1,5	150
Sieci elektroenergetyczne			10%	43
Development&Management			3%	13
Ryzyko			3%	13
Nakład kapitału				500

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	RV
Cena zielonej energii [zł/MWh]		500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Produkcja energii [TWh]		108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Dochody [mld zł]		54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
Koszty zmienne [mld zł]	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszt stały [mld zł]	2,0%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Przepływy pieniężne [mld zł]		53	53	53	53	53	53	53	53	53	662
Stopa dyskontowa	8%										
Inwestycja [mld zł]		500									
Inwestycja bez dotacji [mln zł]	100%	500									
NPV [mld zł]		127						IRR	12%		

W sektorze elektroenergetycznym w scenariuszu WAM wystąpią duże problemy z bilansowaniem energii.

Uwagi:

1. Prognozowane nakłady inwestycyjne dla wolumenu produkcji 108 TWh są na poziomie 500 mld zł i dają akceptowalne wskaźniki NPV i IRR.
2. Ze względu na zaawansowanie rozwoju OZE (27%) w elektroenergetyce należy się spodziewać, że rzeczywiste nakłady będą o połowę mniejsze (ok. 250 mld zł).
3. Planowane koszty transformacji na poziomie 790 mld PLN powinny zmniejszyć ryzyka inwestycyjne.
4. Dla poprawy możliwości bilansowania energii w sektorze elektroenergetycznym należy podjąć następujące działania:
 - 1) zastąpić jednostki węglowe bardziej elastycznymi gazowymi,
 - 2) powiększyć moce jednostek na biomasę,
 - 3) powiększyć zdolności systemu wodorowego (magazyny)
 - 4) powiększyć zdolności importowo-eksportowe

Ciepłownictwo

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z 22,1% w 2020 r. do 32,1% w 2030 r. (Rysunek 2.8), ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie większego niż do tej pory strumienia środków na transformację. Ciepłownictwo jest jednym z najistotniejszych sektorów przemysłowych gospodarki, o podstawowym znaczeniu dla społeczeństwa w polskich warunkach klimatycznych (zaspokajają ok. 1/4 zapotrzebowania na ciepło w Polsce). Sytuacja finansowa większości spółek ciepłowniczych nie pozwala na prowadzenie inwestycji w zakresie, który pozwalałby na przyspieszenie transformacji. Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w tempie wynikającym z zapisów Dyrektywy REDIII tzn. 0,8 pkt. proc. w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. w latach 2026-2030. (źródło: KPEiK)

Strategia ciepłownicza powinna iść w kierunku efektywnej technologii pomp ciepła. Jednak podstawowym zagadnieniem jest sezonowe magazynowanie energii, co jest możliwe przy zwiększeniu mocy instalacji na biomasę i wodór.



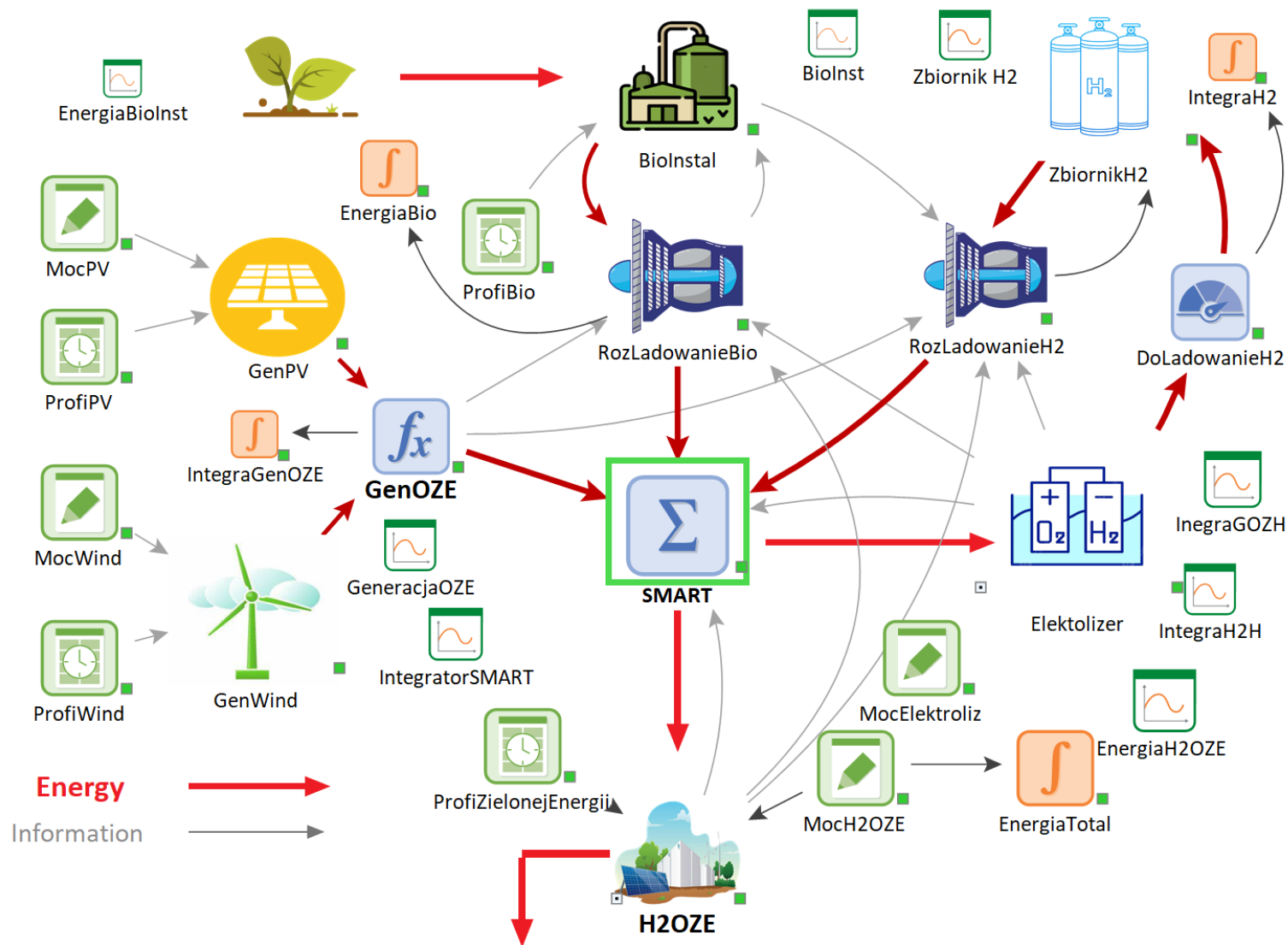
Rysunek 2.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]



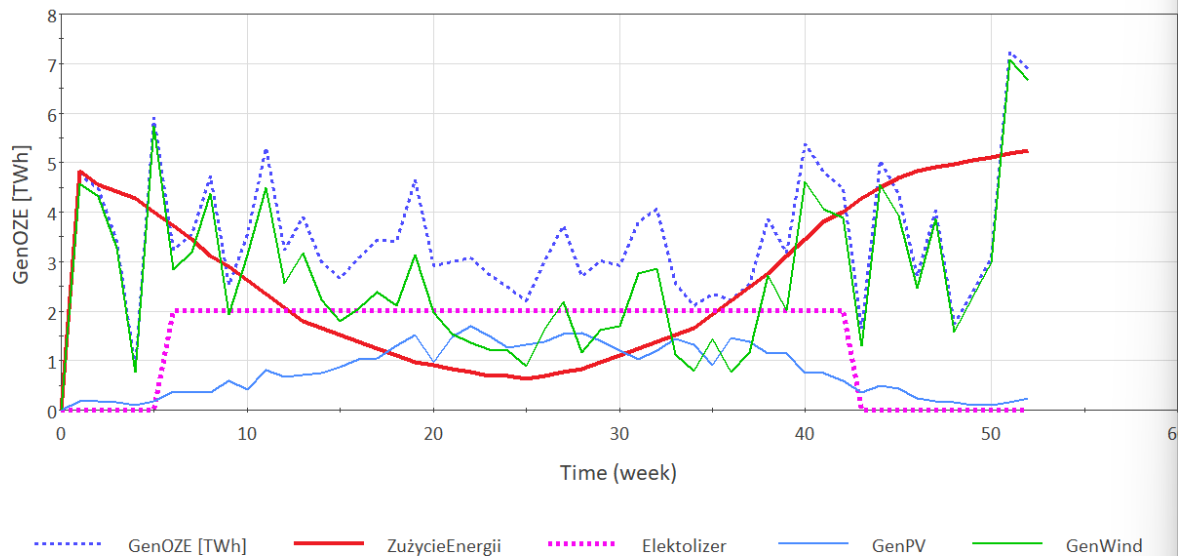
3. Symulacja scenariusza WAM w ciepłownictwie

- Symulacja scenariusza WAM elektryfikacji ciepłownictwa dla KPEiK 2030 (**132 TWh/rok**).
- Model i wyniki symulacji metodą Monte Carlo dla profili 52 tygodniowych pokazano dalej .

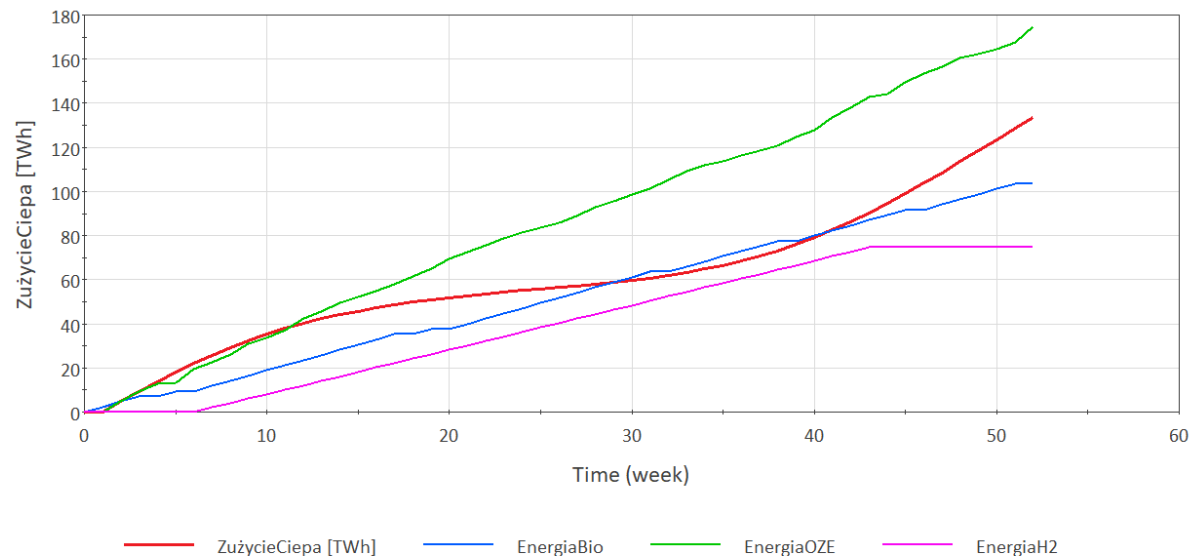
Moc ciepłowniczego	10	GW
Produkcja energii cieplnej	132	TWh
Moc PV	50	GW
Moc turbin wiatrowych	50	GW
Moc elektrolizerów	12	GW
Moc biogazowni	12	GW
Moc pomp ciepła	10	GW
Magazyn wodoru	8	TWh
Zapas biomasy	5	TWh
Generacja energii z OZE	175	TWh
Produkcja wodoru	75	TWh
Produkcja energii z biomasy	103	TWh



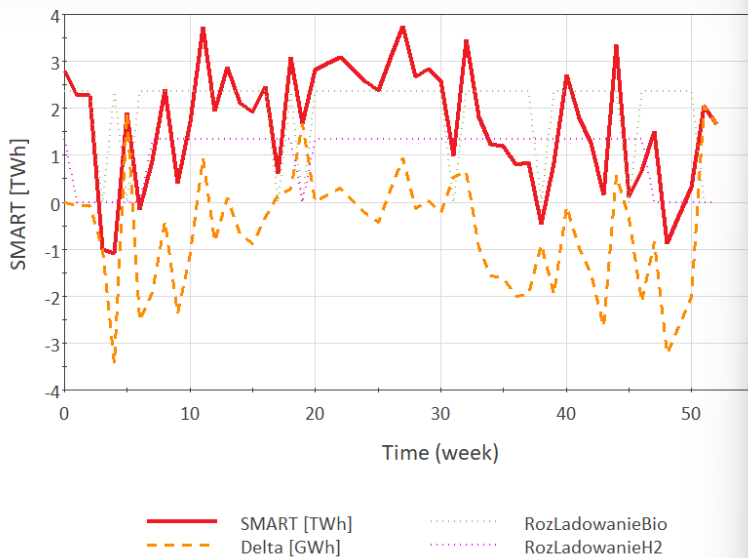
GeneracjaOZE



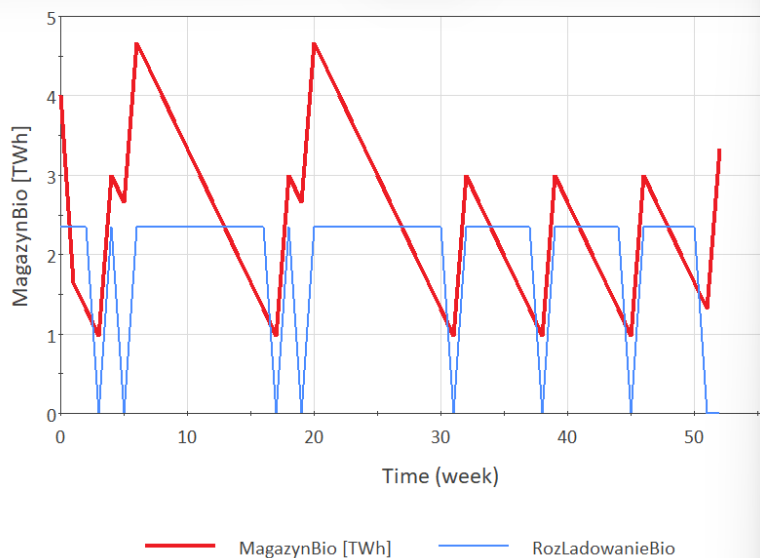
Energia



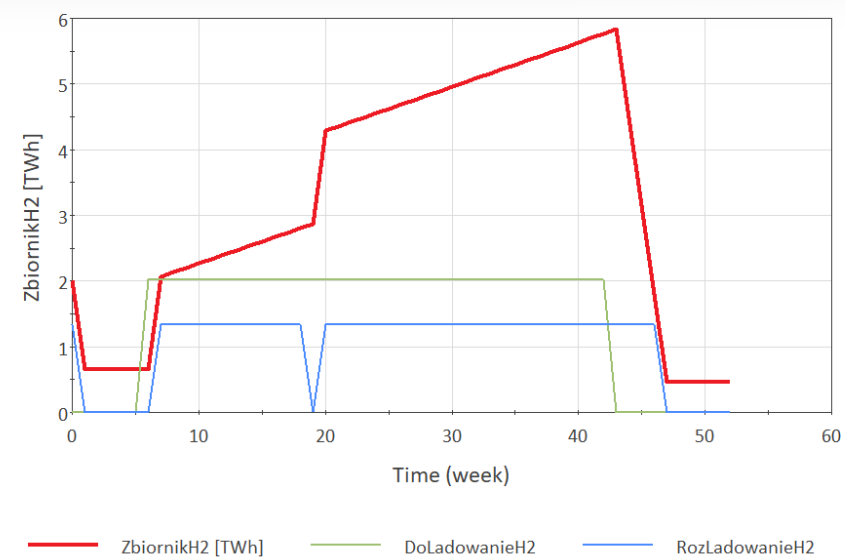
IntegratorSMART



MagazynBio



Zbiornik H2





Projekcja finansowa KPEiK 2030 ciepłownictwo

Założenia systemowe:

- Produkcja energii cieplnej: 132 TWh/rok
- Cena energii: 700 zł/MWh
- Inwestycja 1 075 mld zł bez dotacji
- Stopa dyskontowa 8%, NPV 14 mld zł, IRR 8%

Opis	jedn.		mld PLN /jedn	mld PLN
PV	50	GW	3,0	150
Turbiny wiatrowe	50	GW	5,0	250
Elektrolizery	12	GW	2,0	24
Ogniwa paliwowe	8	GW	2,0	16
Zakłady biomasowe	12	GW	13,0	156
Pompy ciepła	10	GW	4,0	40
Magazyny wodoru	6	TWh	30,0	180
Magazyny elektrochemiczne	100	GWh	1,5	150
Sieci elektroenergetyczne			5%	50
Development&Management			3%	30
Ryzyko			3%	30
Nakład kapitału				1 075

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	RV
Cena zielonej energii [zł/MWh]		700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Produkcja energii [TWh]		132	132	132	132	132	132	132	132	132	132
Dochody [mld zł]		92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Koszty zmienne [mld zł]	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszt stały [mld zł]	2,0%	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Przepływy pieniężne [mld zł]		91	91	91	91	91	91	91	91	91	1 132
Stopa dyskontowa	8%										
Inwestycja [mld zł]		1 075									
Inwestycja bez dotacji [mln zł]	100%	1 075									
NPV [mld zł]		14						IRR	8%		

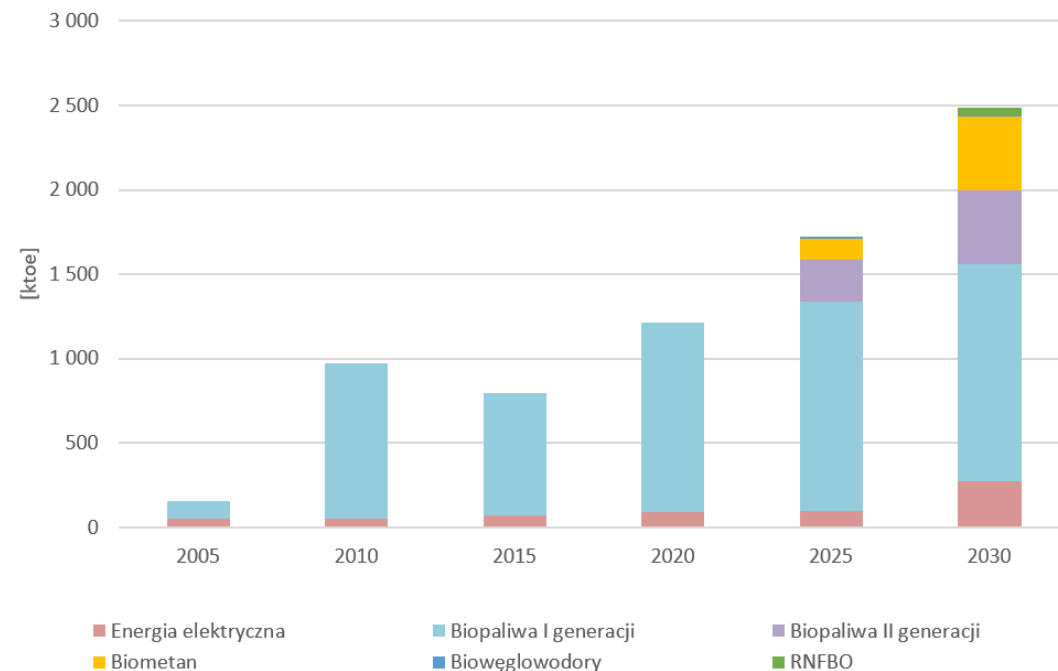
Ciepłownictwo wymaga strategii opartej o pompy ciepła, biomasę i wodór.

1. Ciepłownictwo jest największym wyzwaniem, gdyż skala opóźnień jest bardzo duża.
2. Bez dotacji transformacja ciepłownictwa jest bardzo trudna, gdyż oznacza znaczące podwyżki ciepła dla ludności.
3. W scenariuszu pełnej elektryfikacji (132 TWh) na pompach ciepła nakłady przekroczą 1 bln zł.
4. Jednak realizacja realistycznego celu zazielenienia ciepłownictwa w 35,4% oznacza nakłady szacowane na poziomie 250 mld zł (26%) na inwestycje w 34 TWh generacji OZE z pompami ciepła, wodorem i biomasą.

Transport

Sektor transportu jest tym obszarem, w którym zwiększanie udziału OZE w ogólnym zużyciu energii będzie dużym wyzwaniem. Jak powszechnie wiadomo, możliwości wdrażania biopaliw i biokomponentów są ograniczone względami technicznymi i ekonomicznymi. Największe nadzieje pokłada się więc w elektryfikacji transportu drogowego, która biorąc pod uwagę stopień zamożności społeczeństwa, niekoniecznie będzie przebiegać według założonego w analizie scenariusza. Jak do tej pory rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz infrastruktury towarzyszącej odbiega od oczekiwań i założeń poprzedniego KPEiK na lata 2021-2030. Realizacja przedstawionego w analizie planu, wymagać będzie więc wdrożenia dodatkowych polityk i środków.

Wyniki analiz w zakresie trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu **6,6%** w 2020 r. do **17,7%** w 2030 r. W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych (w tym napędzanych wodorem). (źródło: KPEiK)



Rysunek 2.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]

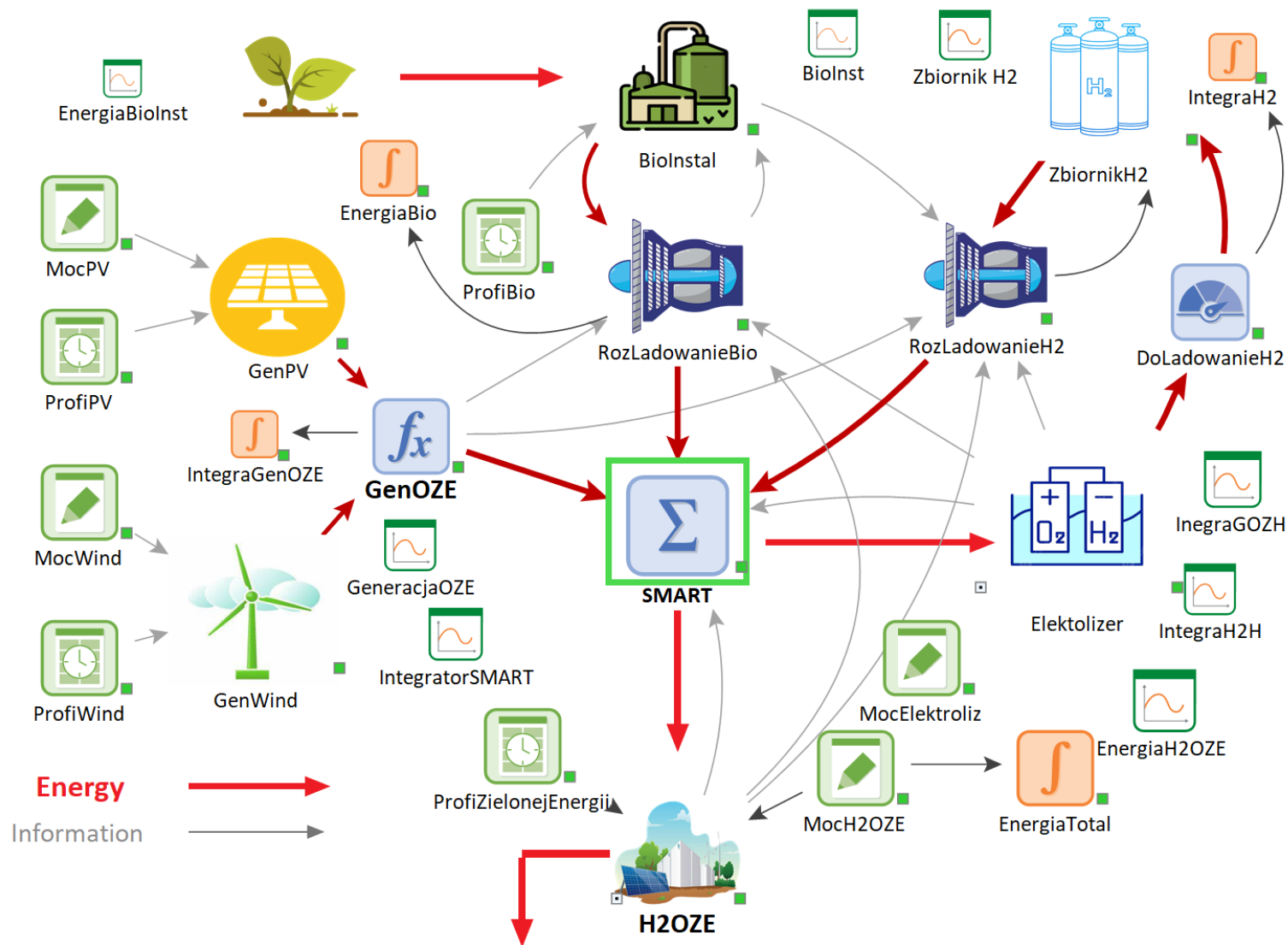
Strategia transportowa powinna iść w kierunku tworzenia infrastruktury wodorowej i e-Paliw bazujących na wodorze.



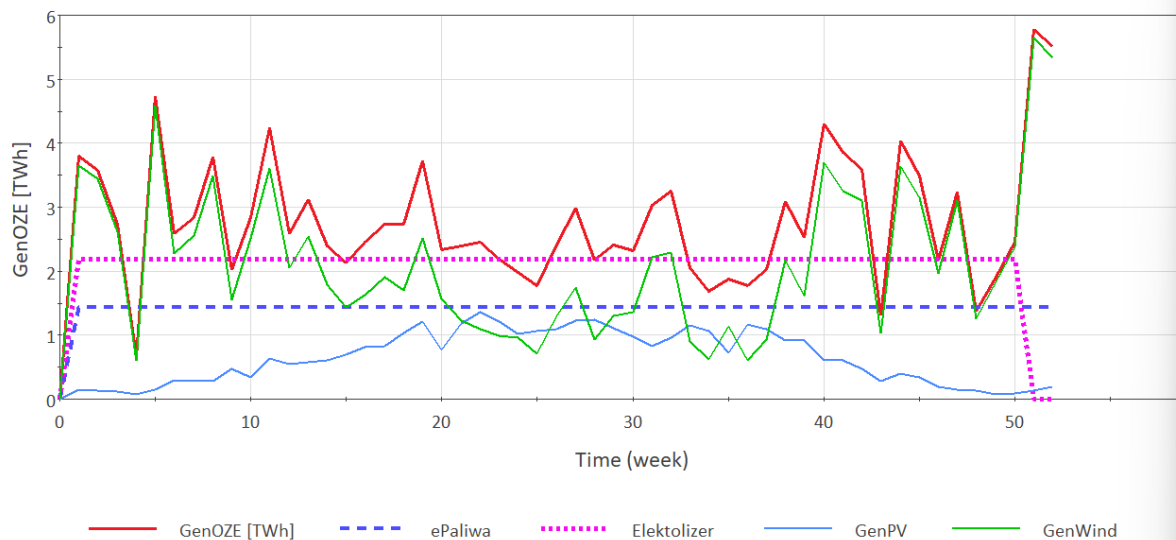
4. Symulacja scenariusza WAM w transporcie

- Symulacja scenariusza WAM wodoryzacji transportu dla KPEiK 2030 (29 TWh/rok).
- Model i wyniki symulacji metodą Monte Carlo dla profili 52 tygodniowych pokazano dalej.

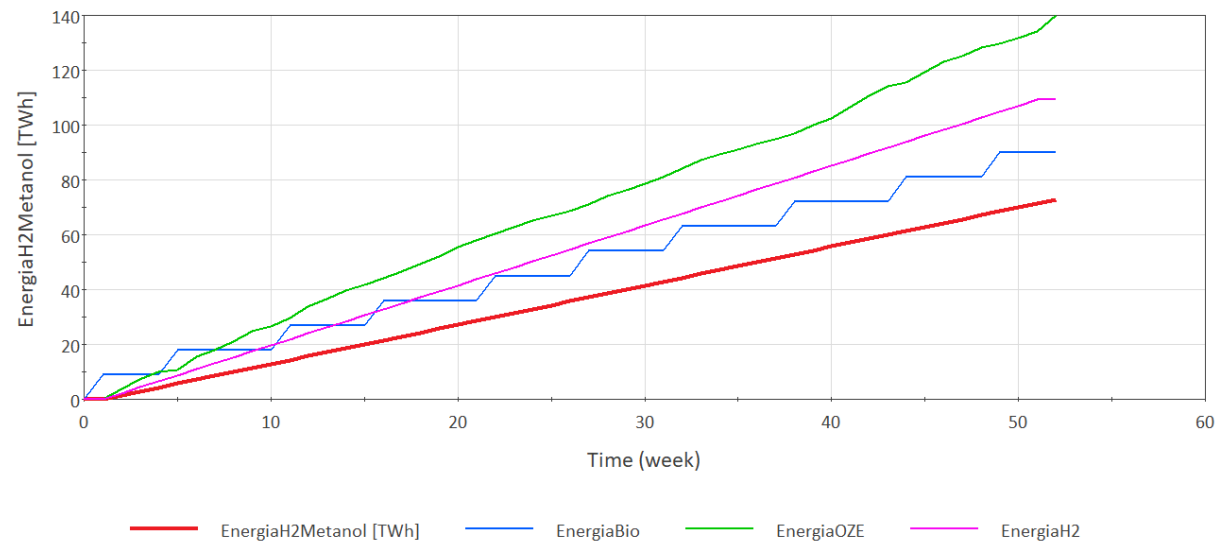
Moc transportu	10	GW
Produkcja H2 do metanolu	70	TWh
Moc PV	40	GW
Moc turbin wiatrowych	40	GW
Moc elektrolizerów	13	GW
Moc biogazowni	10	GW
Moc pomp ciepła	10	GW
Magazyn wodoru	3	TWh
Zapas biomasy	5	TWh
Generacja energii z OZE	140	TWh
Produkcja wodoru	110	TWh
Produkcja energii z biomasy	90	TWh



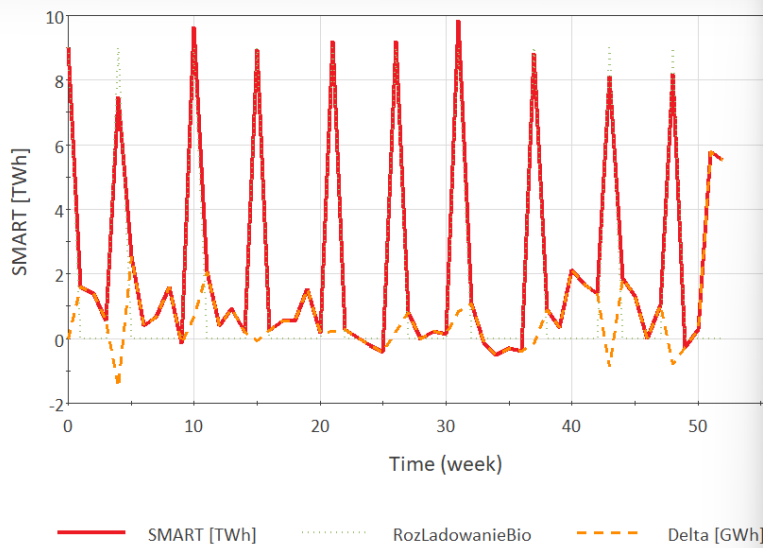
GeneracjaOZE



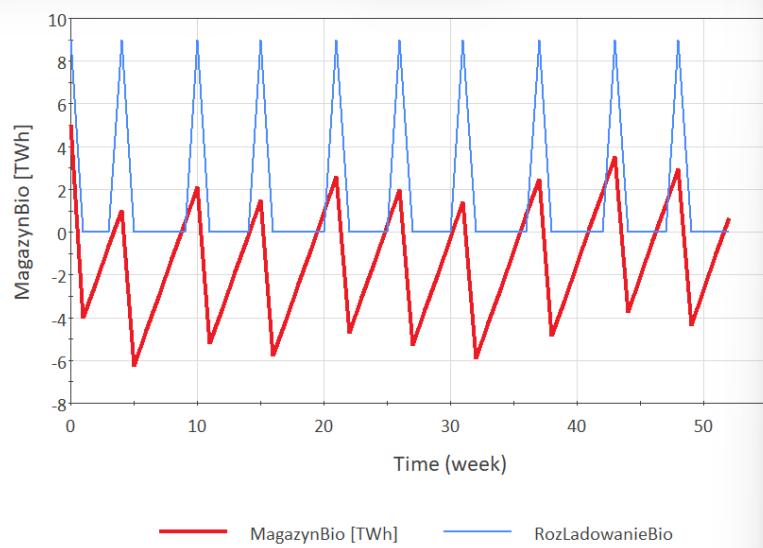
EnergiaEPaliwa



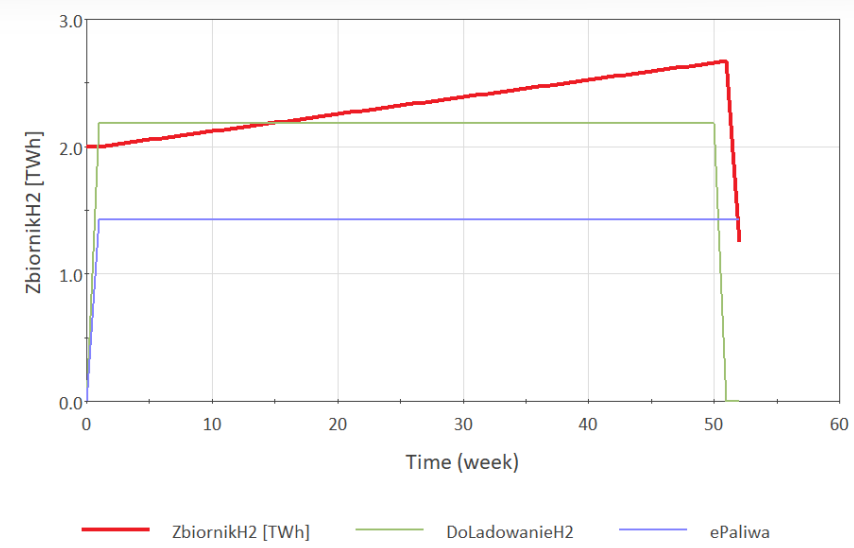
IntegratorSMART



MagazynBio



Zbiornik H2





Projekcja finansowa KPEiK 2030 transportu

Założenia systemowe:

- Produkcja e-Paliw: 29 TWh/rok
- Cena energii: 2000 zł/MWh
Metanol 11 zł/litr
- Inwestycja 640 mld zł bez dotacji
- Stopa dyskontowa 8%, NPV 41 mld zł, IRR 9%

Opis	jedn.		mld PLN /jedn	mld PLN
PV	40	GW	3,0	120
Turbiny wiatrowe	40	GW	5,0	200
Elektrolizery	13	GW	2,0	26
Stacje paliw	8	GW	1,0	8
Zakłady biomasowe	10	GW	13,0	130
Magazyny wodoru	3	TWh	30,0	90
Magazyny elektrochemiczne	10	GWh	1,5	15
Sieci elektroenergetyczne			3%	17
Development&Management			3%	17
Ryzyko			3%	17
Nakład kapitału				640

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	RV
Cena e-Paliwa [zł/MWh]		2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Produkcja energii [TWh]		29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Dochody [mld zł]		58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Koszty zmienne [mld zł]	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszt stały [mld zł]	2,0%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Przepływy pieniężne [mld zł]		57	57	57	57	57	57	57	57	57	711
Stopa dyskontowa	8%										
Inwestycja [mld zł]		640									
Inwestycja bez dotacji [mln zł]	100%	640									
NPV [mld zł]		41						IRR	9%		

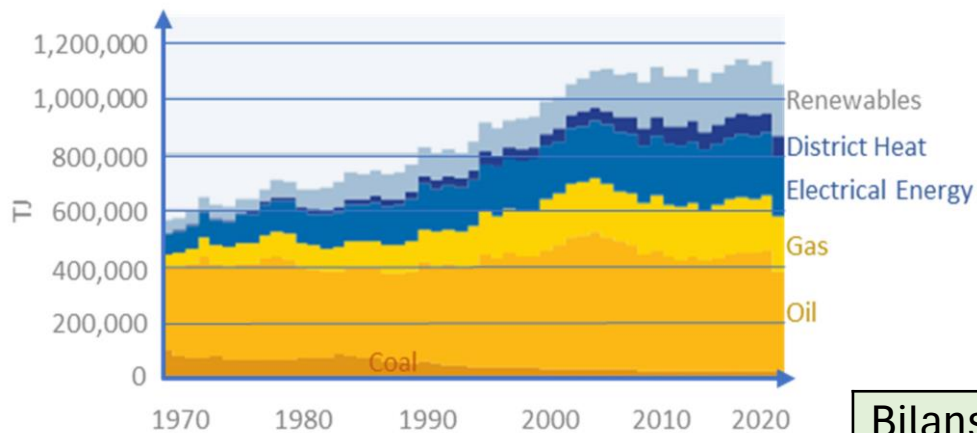
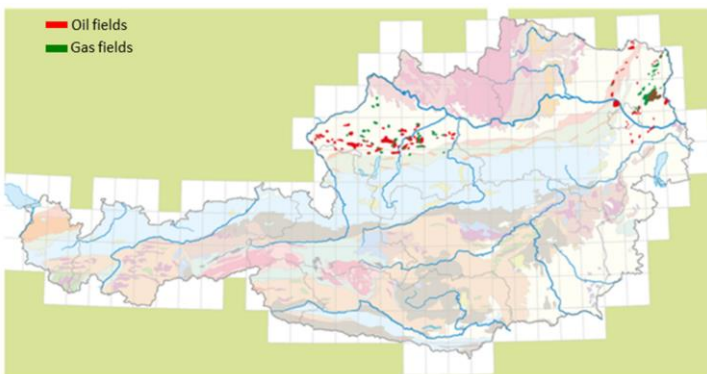
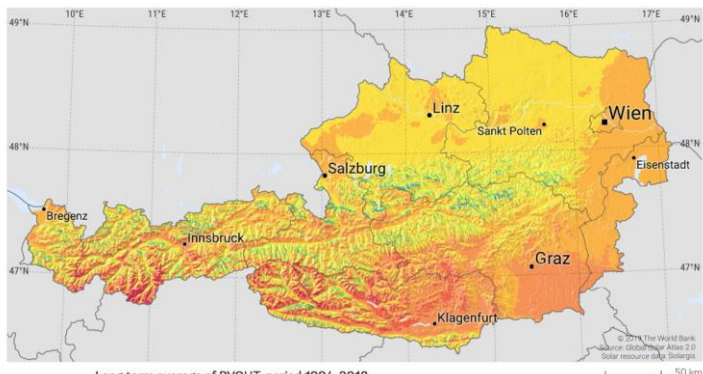
Transport wymaga strategii opartej o e-Paliwa syntetyczne na bazie wodoru.

1. Wodoryzacja transportu poprzez e-paliwa tworzy szanse na dynamiczny wzrost polskiego sektora logistycznego.
2. Stymulacja inwestycji wodorowych dotacjami wygeneruje mocne efekty mnożnikowe w sektorze logistycznym poprzez stworzenie przewagi konkurencyjnej.
3. W scenariuszu pełnej wodoryzacji transportu (29 TWh) nakłady przekroczą 640 mld zł.
4. Jednak realizacja realistycznego celu zazielenienia transportu w 17,7% oznacza nakłady szacowane na poziomie 320 mld (50%) zł na inwestycje w 70 TWh generacji OZE z wodorem i biomasą.



Wodorowy scenariusz samowystarczalności energetycznej Austria2050

Za punkt odniesienia do porównań przyjęto transformację energetyczną Austrii, gdzie opracowano trzy wodorowe scenariusze: scenariusz zależności zewnętrznej, scenariusz zrównoważonej energii i scenariusz samowystarczalności z uwzględnieniem podziemnego magazynowania wodoru. Scenariusz samowystarczalności energetycznej zakłada zwiększenie dwukrotne generacji OZE o **141 TWh** oraz uruchomienie podziemnych magazynów wodoru o pojemności 18,69 m3 (**56 TWh / 1,7 mln ton**).



Zużycie energii w Austrii 305 TWh

Bilans [TWh]	Zużycie	Generacja	Efektywność
	305		
OZE 33%		99	
Potencjał OZE		141	
			65

Źródło: M.Clemens, T.Clemens, Scenarios to Decarbonize Austria's Energy Consumption and the Role of Underground Hydrogen Storage <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/10/3742>

4. Rekomendacje SDDW dla wykonania KPEiK 2030 WAM

1. **Sprawczość** (focus): koncentracja wszystkich zasobów na wykonaniu zobowiązań wynikających ze scenariusza WAM (Fit for 55).
2. **Usunięcie barier** (permitting): zniesienie wszystkich ograniczeń środowiskowych dla energetyki OZE, wodoru i biomasy.
3. **Energetyka rozproszona** (energy community): przesunięcie wielokryterialnych decyzji inwestycyjnych na gminy (plany miejscowe) i powiaty (środowisko)
4. **Rynek** (prohibition): zakaz państwowego finansowania organizacji monopolistycznych i paliw kopalnych (dekartelizacja)
5. **Budowanie odporności** (resistance): państwo finansuje tylko autostrady energetyczne (prądowe i wodorowe), magazyny kawernowe wodoru oraz energetykę rozproszoną oparta o wodór, biomasę i OZE



Zapraszam do współpracy

dr inż. Andrzej Węgrzyn
andrzej.wegrzyn@dolinah2.pl
Kom. 608-013-743
Wiceprezes SDDW