

**1. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI
WPROWADZENIA INSTALACJI BIOMASOWYCH DO
ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE
METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH
INSTALACJI BIOMASOWYCH**



1.1. Informacje ogólne

Biomasa jest definiowana w kilku aktach prawnych. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r [7.1] przez termin „biomasa” należy rozumieć jako produkty składające się w całości lub w części z substancji roślinnych pochodzących z rolnictwa lub leśnictwa spalane w celu odzyskania zawartej w nich energii oraz następujące odpady:

- roślinne z rolnictwa i leśnictwa,
- roślinne z przemysłu przetwórstwa spożywczego, jeżeli odzyskuje się wytwarzaną energię cieplną,
- włókniste roślinne z procesu produkcji pierwotnej masy celulozowej i z procesu produkcji papieru z masy, jeżeli odpady te są spalane w miejscu, w którym powstają, a wytwarzana energia cieplna jest odzyskiwana,
- korka,
- drewna, z wyjątkiem odpadów drewna zanieczyszczonego impregnatami i powłokami ochronnymi, które mogą zawierać związki chlorowcoorganiczne lub metale ciężkie, oraz drewna pochodzącego z odpadów budowlanych lub z rozbiórki.

Szczegółowa definicja „biomasy” znajduje się również w części F załącznika 1 Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r [7.2] i stosuje się ją do obliczania wielkości emisji CO₂ z instalacji objętych wspólnotowym handlem uprawnieniami do emisji.

Kolejna definicja znajduje się w § 2.1 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. [7.3] i stosowana jest do uzyskania świadectw pochodzenia energii wytworzonej w OZE, natomiast definicję z Ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r [7.4] używa się do uzyskania świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji.

Brak jednej ogólnej definicji „biomasy” powoduje, iż prowadząc obliczenia dla tego samego paliwa rozpatruje się je w różnych kategoriach. Tzn., że raz może być one biomasą w innym wypadku zaś nie.

Biomasę możemy podzielić na dwie grupy. Pierwszą z nich stanowią tzw. Surowce energetyczne pierwotne, takie jak: drewno, słoma, rośliny energetyczne. Druga grupa to surowce energetyczne przetworzone (biogaz, bioetanol, metanol, estry oleju rzepakowego).

Rodzaj zastosowanej biomasy zależy od jej dostępności na danym terenie. Gdyż koszty transportu mogą przeważać na niekorzyść planowanej inwestycji. Dlatego podczas projektowania instalacji wykorzystującej biomasę, niezależnie czy będzie się ją spalało czy przetwarzało np. na biogaz, należy wziąć pod uwagę osiągalność biomasy w okolicy otaczającej instalację jak i koszty jej zakupu lub wytworzenia.

Spalanie biopaliwa tj. słoma jest ekonomiczna tylko w miejscu jej wyprodukowania, dlatego przewiduje się, że jest ona jedynie lokalnym źródłem energii, głównie do celów ogrzewania małych i średnich gospodarstw rolnych.

Ogólnie jednak możemy podzielić biomasę stałą na trzy grupy:

1. Drewno i jego odpady,
2. Rośliny pochodzące z upraw energetycznych,
3. Produkty i odpady rolnicze.

Do pierwszej grupy zaliczamy: drewno kawałkowe, trociny, wióry, zrębki drzewne i korę. W drugiej grupie znajdują się uprawy roczne tj.: zboża, kukurydza, rzepak; rośliny drzewiaste szybkiej rotacji: topola, wierzba szybkorosnąca; oraz corocznie plonujące trawy wieloletnie: trzcina, wolnorosnące gatunki drzewiaste.

W trzeciej grupie biomasy znajdują się słoma, ususzone rozliczny stączkowe tj. rzepak czy len, słoma: rzepaku, bobika czy słonecznika.



Obecnie istnieją cztery technologie przetwarzania biomasy: 1) spalanie, 2) zgazowanie, 3) piroliza i 4) upłynnianie. Biorąc pod uwagę możliwości zastosowania tych rozwiązań w przydomowych instalacjach wytwarzania energii użytecznej skupiono się na dwóch pierwszych technologiach, tj. spalaniu i zgazowaniu biomasy.

1.2. Konstrukcja instalacji do spalania i zgazowania biomasy

Technologie biomasowe różnego typu omówiono w sprawozdaniu z realizacji części nr 4E [7.5] etapu 3 zadania badawczego nr 3. W opracowaniu tym poruszono kwestie zarówno spalania bezpośredniego jak i pośredniego, jak również poświęcono sporo miejsca zgazowaniu biomasy.

1.3. Właściwości biomasy

1.3.1. Skład elementarny

Porównania składu elementarnego, zawartości masy inertnej oraz wilgoci węgla i biomasy zestawiono w tabelicy 6.1. Dane te wskazują, że biomasa zawiera średnio czterokrotnie więcej tlenu, dwukrotnie mniej węgla, mniej siarki i azotu, co przekłada się na wysoką zawartość części lotnych. Natomiast duża zawartość wilgoci w biomacie sięgająca do 60 % (średnio ~20 %) oraz mała zawartość węgla przekłada się na niską wartość opałową biomasy.

Tablica. 7.1 Porównanie własności węgla kamiennego i biomasy [7.6],[7.7] i [7.8]

Parametr		Węgiel	Biomasa
Udział masowy składnika i kg s.m./ kg s.m.	C	0,75-0,85	0,371-0,605
	H	0,048-0,055	0,051-0,072
	O	0,08-0,10	0,237-0,456
	N	0,014-0,023	0,001-0,039
	S	0,003-0,015	$(0,201-2,703) \cdot 10^{-3}$
	Cl	0,0004-0,004	$0-13,9 \cdot 10^{-3}$
Części lotne, %		35-42	61,7-85,2
Zawartość popiołu, kg i/kg p		0,05-0,10	0,005-0,231
Wartość opałowa, MJ/kg		21-32	14,1-26,5
Zawartość wilgoci, %		12	3,6-60

1.3.2. Wartość opałowa

Ważnym parametrem określającym przydatność biomasy do spalania, jest jej wartość opałowa. Wartości opałowej nie można bezpośrednio zmierzyć. Można ją jedynie obliczyć na podstawie wyników pomiaru kalorymetrycznego. Dla paliw stałych ściśle obliczenie wartości opałowej według składu chemicznego nie jest możliwe, paliwa te są mieszaninami wielu, przeważnie nieznanymi związków. Jednak istnieje wiele wzorów służących do przybliżonego obliczania W_d . Jednym z nich jest wzór Dulonga [7.9]:

$$W_d = 33,9 \cdot c + 121,4 \cdot \left(h - \frac{o}{8} \right) + 10,5 \cdot s - 2,5 \cdot w, \quad \text{MJ/kg} \quad (6.1)$$

gdzie:

c, h, o, s, w – udział masowy pierwiastków C, H, O, S i pary wodnej w paliwie stałym.

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Wzór (6.1) opiera się na założeniu, że paliwo jest mieszaniną pierwiastków palnych, przy czym tlen wchodzący w skład substancji palnej jest w całości związany chemicznie z wodorem.

W tabelicy 7.2 zestawiono wartości opałowe różnych rodzajów biomasy w zależności od zawartości wilgoci.

Tablica. 7.2 Wartość opałowa wybranych rodzajów biomasy [7.6], [7.7]

Rodzaj biomasy	Wilgotność biomasy, %	Wartość opałowa W_d , MJ/kg
Słoma pszenna	15-20	12,9-14,1
Słoma jęczmienna	15-22	12,0-13,9
Słoma rzepakowa	30-40	10,3-12,5
Słoma kukurydziana	45-60	5,3-8,2
Słoma żółta	14,4	15
Słoma szara	15	15
Drewno	4-18	15,-55
Pył drzewny	3,8-6,4	15,2-19,1
Trociny	39,1-47,3	5,3
Zrębki wierzby	40-55	8,7-11,6
Pelety	3,6-12	16,5-17,3
Brykiety ze słomy	9,7	15,2
Brykiety drzewne	3,8-14,1	15,2-19,7
Miskant cukrowy	7,7	15,5
Spartina preriowa	13,5	15,1
Śluzowiec pensywaliński	8,3	15,6
Słoma fasoli „Jaś” karłowy niskopienny	11,3	15,37
Słoma lnu	9,48	15,63
Słonecznik bulwiasty	9,7	14,5
Róża bezkolcowa	14,6	14,9

Aby skorzystać w wzoru (1) trzeba znać udział masowy poszczególnych pierwiastków w paliwie. W tabelicy 7.3 przedstawiono zestawienie składów elementarnych poszczególnych rodzajów biomasy. Informacje te pozwolą na oszacowanie W_d dla każdego z wymienionych w tabelicy biopaliw.

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Tablica. 7.3 Skład elementarny wybranej biomasy [7.6], [7.8]

	Udział masowy składnika i kg s.m./ kg s.m.						Popiół kg i/kg p	Części lotne % s.m.
	C	H	O	N	S*10 ⁻³	Cl*10 ⁻³		
Słoma zbóż (mieszana)-ogółem	0,451	0,059	0,425	0,005	0,737	2,503	0,057	76,2
Słoma żytnia	0,466	0,060	0,419	0,006	0,848	3,961	0,048	76,4
Słoma pszeniczna	0,456	0,058	0,421	0,005	0,818	1,922	0,07	77,0
Słoma pszenżyta	0,439	0,059	0,435	0,004	0,556	2,653	0,060	75,2
Słoma jęczmienna	0,473	0,059	0,456	0,005	0,888	4,046	0,048	77,3
Słoma kukuruczyna	0,457	0,053	0,433	0,007	1,167	3,533	0,067	76,8
Słoma rzepakowa	0,471	0,059	0,393	0,008	2,703	4,668	0,062	75,8
Łodygi słonecznika	0,425	0,051	0,381	0,011	1,464	8,131	0,122	72,7
Słoma lnu	0,470	0,059	0,415	0,007	1,241	3,689	0,044	74,8
Ziarno zbożowe (ogółem)	0,443	0,064	0,449	0,019	1,058	0,863	0,023	80,8
Ziarno żyta	0,457	0,064	0,437	0,019	1,078	1,606	0,020	80,9
Ziarno pszenicy	0,436	0,065	0,447	0,023	1,205	0,426	0,027	80,0
Ziarno pszenżyta	0,435	0,064	0,461	0,017	1,067	0,692	0,021	81,0
Ziarno rzepaku	0,605	0,072	0,237	0,039	1,000	0	0,046	85,2
Rośliny zbożowe (ogółem)	0,453	0,061	0,429	0,012	1,370	1,807	0,042	78,2
Żyto	0,480	0,058	0,404	0,011	1,123	3,420	0,042	79,1
Pszenica	0,452	0,064	0,427	0,014	1,197	0,857	0,041	77,6
Pszenżyto	0,440	0,060	0,442	0,011	1,795	1,401	0,044	78,2
Siano łąkowe i specjalne uprawy trawy	0,451	0,059	0,397	0,013	1,650	7,588	0,071	74,2
Trzcina	0,414	0,063	0,423	0,009	1,416	4,983	0,085	72,0
Trawa łąkowa	0,461	0,056	0,367	0,013	1,350	13,900	0,088	74,8
Konopie (włókno konopne+słoma)	0,461	0,059	0,422	0,007	1,034	1,981	0,048	81,4
Siano ze zbiorów pielęgnacyjnych	0,455	0,061	0,411	0,011	1,281	3,112	0,057	75,4
Trawa z koszenia poboczy dróg	0,371	0,051	0,321	0,015	1,923	8,771	0,231	61,7
Drewno popularnych drzew liściastych	0,500	0,063	0,428	0,010	0,234	0,087	0,008	82,0
Drewno popularnych drzew iglastych	0,478	0,062	0,448	0,001	0,402	0,167	0,006	83,2
Drewno świerkowe z korą	0,497	0,063	0,433	0,001	0,190	0,970	0,006	82,9
Drewno sosnowe z korą	0,532	0,059	0,403	0,001	0,600	0,050	0,004	81,3
Drewno bukowe z korą	0,479	0,062	0,4517	0,002	0,201	0,070	0,005	84,0

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Drewno wierzbowe (plantacje szybko rosnące)	0,471	0,061	0,4425	0,005	0,487	0,061	0,020	80,3
Miskant cukrowy	0,5135	0,055	0,4301	0,008	0,500	0	0,037	84,6
Spartina preriowa	0,5213	0,0562	0,4205	0,011	0,900	0,100	0,041	83,3
Śluzowiec pensylwański	0,5177	0,0559	0,4256	0,002	0,500	0,070	0,028	83,3

1.3.3. Gęstość

Biomasa różni się znacząco od konwencjonalnych paliw stałych. Jest paliwem trudniejszym w użytkowaniu w porównaniu np. z węglem kamiennym, co wymaga oczywiście odpowiedniego przystosowania jednostki ją wykorzystującej. Biomasa nie tylko roślin energetycznych, ale również słomy charakteryzuje się małą gęstością usypową i niską wartością opałową w odniesieniu do jej objętości. Przykładowo gęstość usypowa sprasowanej słomy wynosi od 100 do 150 kg/m³, zaś węgla brunatnego ok. 800 kg/m³, a kamiennego 1200 kg/m³. Prasowanie, brykietowanie lub peletowanie pozwala na zmniejszenie tej niedogodności (dla brykietu gęstość usypowa ≈ 400 kg/m³, a dla pedetu o średnicy 6-30 mm zawiera się w zakresie 630-750 kg/m³) [7.6]. Według Kowalczyk-Juško [7.6] biomasa w postaci kostek lub balotów ma stosunkowo niską gęstość i powinna być wykorzystywana w lokalnych systemach grzewczych, z uwagi na wysokie koszty transportu. Dopiero zagęszczenie biomasy do postaci granulatu czyni z biomasy ponadregionalny nośnik energii. W tabelicy 7.4 przedstawiono przykładowe gęstości nasypowe dla kilku rodzajów różnie uformowanej biomasy.

Tablica. 7.4. Gęstość biomasy w zależności od uformowania [7.8]

Rodzaj biomasy	Gęstość nasypowa, kg/m ³ suchej masy
Drewno iglaste metrowe	284
Drewno liściaste metrowe	396
Zrębki drewna iglastego	166
Zrębki drewna liściastego	232
Pelety drewniane	528
Trociny	160
Bele okrągłe słomy	88
Duże prostopadłościennne bele słomy	94
Sieczka siana ze stogów	122
Sieczka	50

1.3.4. Zawartość popiołu

Ocena przydatności surowców roślinnych do spalania obejmuje też skład popiołu. Popiół powstaje poprzez działanie wysokiej temperatury na substancje mineralne biomasy. Z tablicach 7.1 i 7.3 wynika, że podczas spalania biomasy powstaje mniej popiołu niż podczas spalania węgla kamiennego. Popiół ze spalania biomasy charakteryzuje się dużą zawartością składników alkaicznych, a to z kolei przyczynia się do tworzenia większej ilości osadu. Skład chemiczny popiołu z biomasy wpływa również na zmniejszenie temperatury jego mięknięcia, co niekorzystnie oddziałuje na zwiększenie prędkości narastania osadów



na powierzchniach ogrzewalnych kotłów. Rezultatem tego procesu jest m.in. wzrost temperatury spalin wylotowych i dalej obniżenie sprawności brutto kotła w przypadku spalania mieszaniny węgla z biomasą w porównaniu do sprawności uzyskiwanej podczas spalania samego węgla. Różnice w składzie biomasy i popiołu z jej spalania w odniesieniu do węgla kamiennego powodują, że kotły zasilane biomasą charakteryzują się mniejszą sprawnością, zaś współspalanie powoduje obniżenie maksymalnej osiągalnej mocy bloków do 12,5 % [7.6]. W tablicy 7.5 przedstawiono zestawienie kotłów do spalania biomasy i paliw konwencjonalnych w zależności od ich sprawności. Natomiast w tablicy 7.6 typ palenisk w zależności od mocy i stosowanego paliwa. Ze względu na moc do zastosowanie w budynkach mieszczanych odpowiednie są kotły o mocy do 50 kW. Konstrukcje kotłów do przetwarzania biomasy w energię cieplną omówiono w sprawozdaniu z realizacji części nr 4E [7.5] etapu 3 zadania badawczego nr 3.

Tablica. 7.5 Sprawność wytwarzania ciepła [7.10]

Rodzaj kotła/ pieca	Rodzaj paliwa	Sprawność przetwarzania paliwa
Kotły wyprodukowane przed 1980 r	węgiel, koks	0,5-0,65
Kotły wyprodukowane po 1980 r	węgiel, koks	0,65-0,75
Kotły wyprodukowane po 2000 r	węgiel, koks	0,82
Kotły z palnikami atmosferycznymi i regulacją włącz/wyłącz	paliwo gazowe lub ciekłe	0,65-0,86
Kotły z palnikami wentylatorowymi i ciągłą regulacją procesu spalania	paliwo gazowe lub ciekłe	0,75-0,88
Kotły kondensacyjne od 50 do 1200 kW	paliwo gazowe	0,91-1,02
Piece ceramiczne/kafłowe	paliwo stałe	0,60-0,70
Piece metalowe	paliwo stałe	0,55-0,65
Kotły wrzutowe z obsługą ręczną o mocy do 100 kW	biomasa (słoma)	0,63
Kotły wrzutowe z obsługą ręczną o mocy do 100 kW	biomasa (drewno: polana, brykiety, pelety, zrębki)	0,72
Kotły wrzutowe z obsługą ręczną o mocy powyżej 100 kW	biomasa (słoma)	0,70
Kotły automatyczne o mocy od 100 do 600 kW	biomasa (słoma)	0,65-0,75
Kotły automatyczne o mocy od 100 do 600 kW	biomasa (drewno: polana, brykiety, pelety, zrębki)	0,80-0,85
Kotły automatyczne z mechanicznym podawaniem paliwa o mocy powyżej 500 kW	biomasa (słoma, drewno)	0,85

Tablica. 7.6 Typ palenisk do spalania biomasy, sposoby ich użytkowania oraz wymagania związane z jakością spalanego paliwa [7.11]

Typ	Uwagi	Zakres mocy	Paliwa	Popiół	Wilgotność
Piece	Dozowanie paliwa manualnie	2-10 kW	polana drzewne	<2 %	2-20 %
kotły		5-50 kW	polana, szczapy		5-30 %
Piece i kotły		2-25 kW	granulaty		8-10 %
Paleniska podsuwowe	dozowanie paliwa automatycznie	20 kW-2,5 MW	zrębki, odpady drzewne	<5 %	5-50 %
Paleniska z rusztem mechanicznym		150 kW-15 MW	wszystkie rodzaje biomasy		5-60 %
Przedpalenisko		20 kW-2,5 MW	drewno, trociny		5-35 %
Palenisko obrotowe podsuwowe		2-5 MW	zrębki		40-65 %

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Palenisko cygarowe		3-5 MW	baloty słomy	20 %
Palenisko do spalania całych balotów		100 kW-5 MW	pocięta słoma	
Palenisko do spalania słomy		5-15 MW	różne rodzaje biomasy d<10 mm	5-60 %
Palenisko fluidalne BFBC		15-100 MW		
Palenisko fluidalne CFBC		5-10 MW	różne rodzaje biomasy d<5 mm	20 %
Palenisko pyłowe		współspalanie	50-150 MW	różne rodzaje biomasy d<10 mm
Palenisko fluidalne BFBC	100-300 MW			
Palenisko fluidalne CFBC	2-20 MW		baloty słomy	20 %
Spalanie cygarowe	100 MW-1 GW		różne rodzaje biomasy d<2-5 mm	<20 %
Palenisko pyłowe				

1.3.5. Części lotne

Cechą charakterystyczną dla biopaliw jest duża zawartość części lotnych do 85 % (tablica 7.3). Właściwość ta komplikuje proces spalania, szczególnie współspalania z węglem. Dlatego efektywne spalanie tego typu paliwa wymaga stosowania specjalnych rozwiązań konstrukcyjnych, tj. stopniowanie powietrza doprowadzonego do spalania. Technologia ta polega na doprowadzaniu powietrza pierwotnego pod złożę paliwa oraz powietrza wtórnego powyżej złoża paliwa.

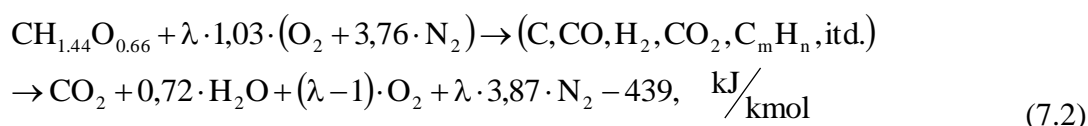
1.3.6. Wilgotność

Wilgotność biomasy warunkuje nie tylko sposób postępowania z surowcem po zbiorze, ale również jego wartość energetyczną [7.6]. Z wartości umieszczonych w tablicy 6.3 wynika, że wilgotność poszczególnych rodzajów biomasy jest zmienna, i zawiera się w granicach od 3,6 do 60 %. Wysoka zawartość wilgoci w paliwie wpływa na zmniejszenie wartości opałowej oraz przebieg samego procesu spalania, powodując powiększenie objętościowego strumienia spalin i. Spalanie surowca zawilgoconego powoduje obniżenie temperatury procesu spalania, której konsekwencją jest podwyższoną emisją zanieczyszczeń w spalinach. Aby uniknąć tego zjawiska konieczne jest wydłużenie czasu przebywania w komorze spalania.

1.4. Algorytm doboru wielkości instalacji do spalania biomasy

1.4.1. Stosunek nadmiaru powietrza λ

Stosunek λ określa zależność pomiędzy rzeczywistą ilością powietrza doprowadzoną do spalania a wartością teoretyczną liczoną z równania stechiometrycznego. Wartość λ nie powinna być ani zbyt duża ani zbyt mała. Zbyt mała ilość powietrza przyczynia się do spalania niezupełnego i niecałkowitego, natomiast zbyt duża ilość powietrza zwiększa ilość spalin, co skutkuje spadkiem temperatury spalania i zwiększeniem strat ciepła do otoczenia, czyli spadkiem sprawności kotła [7.9]. Dla przypadków spalania typowej biomasy można go oszacować na podstawie równania (7.2) [7.11]:





gdzie:

$\text{CH}_{1,44}\text{O}_{0,66}$ – opisuje średni skład elementarny typowej biomasy do spalania tj.: drewno i słoma.

1.4.2. Produkcja energii cieplnej Q_c

$$Q_c = m \cdot W_d, \quad \text{kWh/rok} \quad (7.3)$$

gdzie:

Q_c - roczna produkcja energii cieplnej, kWh/rok,

W_d – wartość opałowa, kWh/kg.

m - roczne zużycie biomasy, kg/rok, obliczane jest z zależności uwzględniającej wilgotność:

$$m = m_p \cdot V \cdot \rho \cdot \varphi \cdot t, \quad \text{kg/rok} \quad (7.4)$$

gdzie:

m_p – metr przestrzenny, będący porcją biomasy ułożonej, liczona wraz z wolnymi przestrzeniami pomiędzy kawałkami biomasy, zajmująca objętość 1 m^3 ,

V – objętość, jaką ta sama porcja biomasy zajmuje po usunięciu wolnych przestrzeni, m^3 ,

ρ – gęstość biomasy, kg/m^3 ,

φ – stopień zwilgocenia biomasy,

t – czas, rok.

1.4.3. Teoretyczna moc cieplna P_t

$$P_t = m \cdot W_d \cdot \eta, \quad \text{kW} \quad (7.5)$$

gdzie:

η – sprawność kotła.

1.4.4. Produkcja ciepła brutto

$$Q_c = P_t \cdot t \cdot 3,6, \quad \text{GJ/rok} \quad (7.6)$$

gdzie:

t – czas pracy kotła, h.

1.4.5. Koszt energii wyprodukowanej ze spalania biomasy C

$$C = \frac{c_i}{Q_c}, \quad \text{zł/GJ} \quad (7.7)$$

gdzie:

c_i – roczny koszt zakupu biomasy, zł/rok.

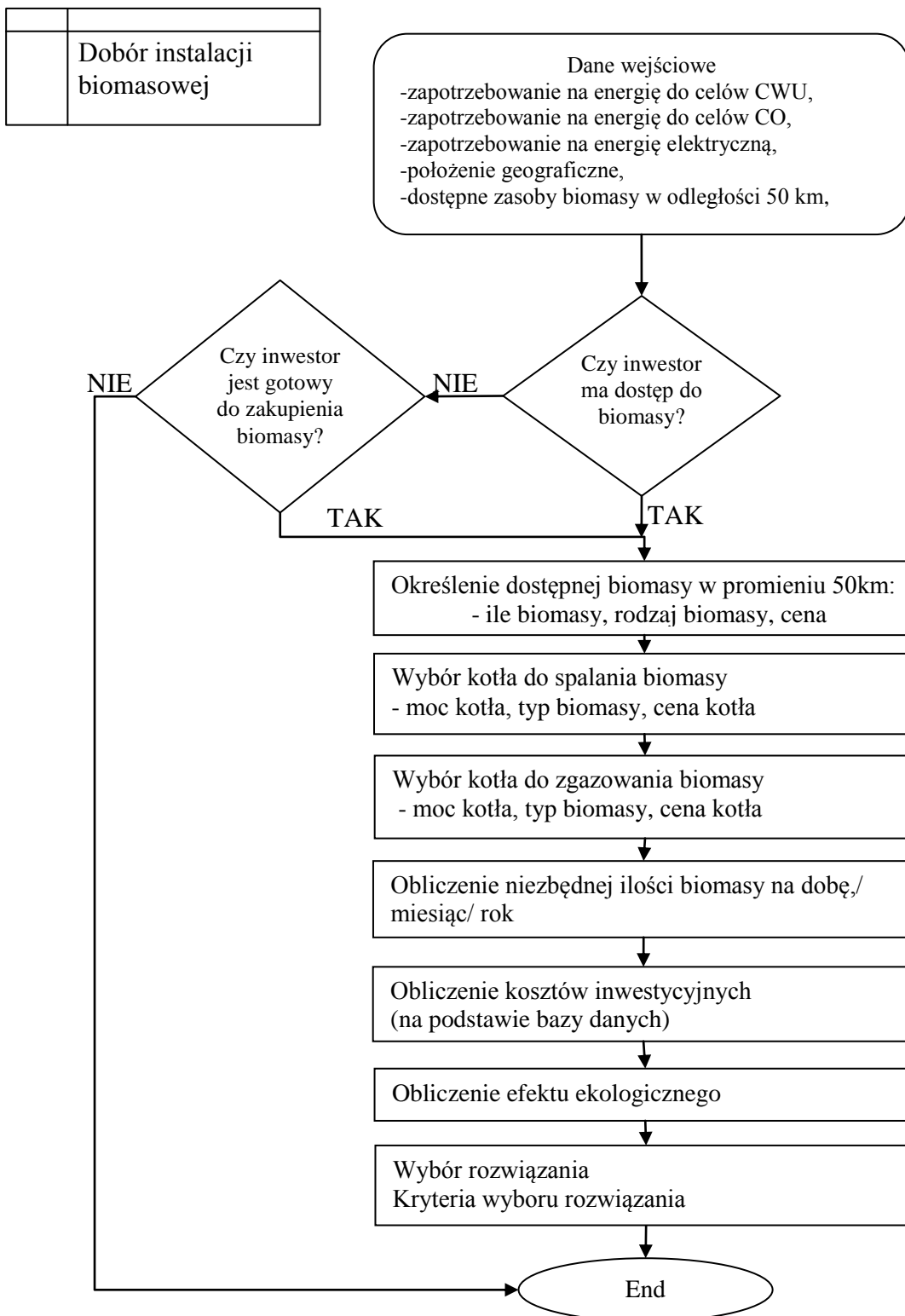


1.4.6. Sposób postępowania

Znając zapotrzebowanie cieplne budynku oraz posiadając informacje o dostępnej biomase, dobieramy kocioł do jej spalania. Wówczas dysponujemy informacją o maksymalnej mocy kotła, jego sprawności oraz wiemy, jaką biomasę będziemy spalać. Wybierając konkretny rodzaj biomasy możemy oszacować jej parametry, tzn.: skład elementarny, zawartość wilgoci, wartość opałową. Te informacje z kolei posłużą do obliczenia minimalnego rocznego zapotrzebowania na dany rodzaj biomasy. Możemy, znając ceny rynkowe zakupu lub wyprodukowania 1 kg biomasy, obliczyć roczny koszt jej zakupu oraz koszt wyprodukowanej energii cieplnej.



1.5. Schemat blokowy doboru przydomowej instalacji biomasowej





BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 7

- [7.1] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji – Dz. U. Nr 260/2005 r., poz. 2181, ze zm. – § 5 ust. 7 i § 16 ust. 7 lit. a-e
- [7.2] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnym systemem handlu uprawnieniami do emisji – Dz. U. Nr 183/2008 r., poz. 1142 – § 2 pkt 1, część F załącznika nr 1
- [7.3] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii – Dz. U. Nr 156/2008 r., poz. 969, ze zm. – § 2 pkt 1
- [7.4] Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych – Dz. U. Nr 169/2006 r., poz. 1199, ze zm. – art. 2 ust. 1 pkt 2
- [7.5] Mocha R.: Określenie przydatności technologii biomasowych oraz konwersja danych pod kątem aplikacji OZE w budynkach. Wstępna selekcja oraz hierarchizacja w obrębie grupy czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności z rozpatrywanymi budynkami. Sprawozdanie z realizacji części nr 4E etapu zadania badawczego nr 3 Zwiększenie wykorzystania energii odnawialnych źródeł energii w budownictwie. Gliwice 2010
- [7.6] Kowalczyk-Juško A.: Charakterystyka biomasy wybranych roślin pod kątem jej przydatności do granulacji i spalania. Konwersja odnawialnych źródeł energii, praca pod red. A. Lisowskiego, Wydawnictwo Wieś Jutra, Warszawa 2009
- [7.7] Szyszak-Bargłowicz J., Piekarski W.: Koncepcja wykorzystania biomasy jako odnawialnego źródła energii. Konwersja odnawialnych źródeł energii, praca pod red. A. Lisowskiego, Wydawnictwo Wieś Jutra, Warszawa 2009
- [7.8] Głodek E.: Spalanie i współspalanie biomasy. Przewodnik. Opracowanie to wynik realizacji projektu POKL.08.02.01-16-028/09 Źródła Opolszczyzny – promocja, technologie, wsparcie, wdrożenia, Opole 2010
- [7.9] Szargut J.: Termodynamika, PWN, Warszawa 1976
- [7.10] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki. Dz. U. Nr 201/2008 r., Poz. 1240.
- [7.11] Nussbaumer T.: Combustion and Co-coombustion of Biomass: Fundamentals technologies and primary measures for emission reduction. Energy and Fuels, 2003, 17(6), 1510-1521



**2. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI
WPROWADZENIA INSTALACJI BIOGAZOWYCH DO
ZASTOSOWANIA W BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE
METODYK OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH
INSTALACJI BIOGAZOWYCH**



2.1. Informacje ogólne

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Pracy i Polityki Społecznej z 30 maja 2003 [8.1] biogaz pozyskać można z:

- biogazowi rolniczych,
- oczyszczalni ścieków
- i składowisk odpadów.

Obecnie w Polsce pracuje 144 elektrowni biogazowych o łącznej mocy 82,884 MW. W tym 56 wykorzystuje biogaz z oczyszczalni ścieków. Najwięcej tego typu biogazowni znajduje się w woj. śląskim. Tylko 8 elektrowni w kraju wykorzystuje biogaz rolniczy, w tym 4 w woj. pomorskim. I aż 80 biogaz składowiskowy. Mimo, iż główne tereny rolnicze znajdują się na wyżynie lubelskiej, sandomierskiej, równinie wrocławskiej czy nizinie wielkopolskiej nie wykorzystuje się tam potencjału produkcji i wykorzystania biogazu rolniczego [8.2].

O przydatności biogazu jako paliwa do zastosowania w układach CHP (ang. Combined Heat and Power) decydują następujące właściwości:

- wartość opałowa,
- wartość liczby Wobbego,
- wysoka odporność na spalanie detonacyjne (stukowe) – liczba metanowa,
- odpowiednia prędkość spalania mieszanki paliwowo – powietrznej,
- niska zawartość zanieczyszczeń i inne [8.3].

Biogaz jest cennym alternatywnym źródłem energii. Przykładowo z 1 m³ biogazu można pozyskać 2,16 kWh energii elektrycznej i 2,78 kWh energii cieplnej. Produkcja energii z biomasy, a zwłaszcza spalanie biogazu połączone z wykorzystaniem energii elektrycznej, jest technologią przyszłości. Pozwoli ona na zminimalizowanie wpływu człowieka na środowisko. Jakość i skład produkowanego i magazynowanego biogazu zależy nie tylko od właściwości wsadu organicznego do fermentatora, warunków fermentacji, ale również od dodatków. Możliwe jest użycie biogazu jako równie efektywnej paliwa, jak gaz ziemny, pod warunkiem, że zmniejszy udział molowy CO₂ w biogazie np. poprzez zmieszanie go z gazem ziemnym. Dzięki tym zabiegom możliwe jest spalanie biogazu w klasycznych komorach spalania. Dodatkowo zapewnia się stabilną pracę silników gazowych oraz ich wyższą wydajność termiczną w porównaniu z użyciem „surowego” biogazu. Możliwe jest spalanie biogazu zawierającego ~40 % CO₂, jednak bezpieczne jest ono tylko w specjalnie zaprojektowanych silnikach biogazu i wymaga stosowania stosunku nadmiaru powietrza λ w zakresie 1,2-1,6 [8.4].

2.2. Właściwości biogazu

2.2.1. Wartość opałowa

Wartość opałowa zależy od składu paliwa. Jeśli znamy zawartość poszczególnych składników w gazie, wówczas możemy skorzystać ze wzoru [8.5]:

$$W_d = \sum_{i=1}^n r_i \cdot W_{di} \quad (8.1)$$

gdzie:

W_d – wartość opałowa mieszaniny gazowej, kJ/m³;

W_{di} – wartość opałowa i-tego składnika, kJ/m³;

r_i – udział objętościowy i-tego składnika w mieszaninie gazowej.



2.2.2. Liczba Wobbego

Liczbę Wobbego określa się jako stosunek ciepła spalania odniesionego do jednostki objętości paliwa gazowego do pierwiastka kwadratowego jego gęstości względnej, w tych samych warunkach odniesienia [8.7].

$$W = \frac{W_g}{\left(\frac{\rho_g}{\rho_p}\right)^{1/2}} \quad (8.2)$$

gdzie:

W_g - ciepło spalania MJ/m³,

ρ_g - gęstość gazu, kg/m³,

ρ_p - gęstość powietrza, kg/m³

Gęstość mieszanin gazowych liczy się ze wzoru:

$$\rho = \sum_{i=1}^n z_i \cdot \rho_i \quad (8.3)$$

gdzie:

ρ_i - gęstość gęstość-tego składnika mieszaniny gazowej, kg/m³,

z_i - udział molowy i-tego składnika w mieszaninie gazowej [8.7].

Wyróżnia się:

- dolną liczbę Wobbego – gdy za wartość ciepła spalania przyjmuje się wartość opałową,
- górną liczbę Wobbego – gdy za wartość ciepła spalania przyjmuje się jego ciepło spalania [8.8].

Przykładowo liczba Wobbego dla:

- metanu wynosi 45,56 MJ/m³ [8.9],

- gazu ziemnego wysokometanowego, którego wartość spalania wynosi 34 MJ/m³ zawiera się między 45-54 MJ/m³ [8.6],

- natomiast dla gazu ziemnego zaazotowanego z grupy Lm 23-27 MJ/m³ [8.6].

2.2.3. Liczba metanowa

Wartość liczby metanowej odpowiada udziałowi objętościowemu metanu w mieszaninie metanu z wodorem. W obowiązującej skali określa się dwa skrajne punkty dla liczby metanowej czystego CH₄ = 100 i liczby metanowej H₂ = 0. Przykładowo wartość liczby metanowej 90 (gaz ziemny) odpowiada odporności na spalanie stukowe mieszaniny o udziale objętościowym metanu 90 % i wodoru 10 %. Wartość liczby metanowej paliw gazowych zależy nie tylko od zawartości metanu, ale również od udziału molowego innych węglowodorów w gazie oraz udziału ditlenku węgla i azotu. Liczba metanowa obniża się wraz ze wzrostem zawartości węglowodorów innych niż metan, rośnie natomiast w przypadku większego udziału CO₂ i N₂. Przydatność paliw stosowanych do zasilania silników tłokowych w aspekcie odporności na spalanie stukowe przedstawia tablica 8.1.

Tablica. 8.1. Przydatność paliwa do zasilania silników tłokowych [8.3]



Przydatność paliwa do spalania w silniku w zależności od liczby metanowej	
Liczba metanowa	Przydatność
100 i wyższa	bardzo dobre
85-100	dobrze
70-85	dostateczne
55-70	trudne do spalania
Poniżej 55	bardzo trudne do spalania
Wartość liczby metanowej	
Rodzaj gazu	Liczba metanowa
Gaz z oczyszczalni ścieków (65 % CH ₄ + 35 % CO ₂)	134
Gaz wysypiskowy (50 % CH ₄ + 40 % CO ₂ + 10 % N ₂)	136

2.2.4. Prędkość spalania mieszanki

Dla gazów niskokalorycznych jest ważnym wskaźnikiem decydującym o przydatności zasilania różnych urządzeń. Minimalna prędkość w płomieniu laminarnym wynosi około 0,08 m/s. Dla λ większego od 1,5, prędkość spalania biogazu znajduje się poniżej tej minimalnej wartości [8.10].

Niektóre z paliw gazowych stosowanych w mikrokogeneracjach spalane są samodzielnie inne zaś wzbogacane są gazem ziemnym. Konieczność wzbogacania biogazu została omówiona powyżej. Na efektywność ekonomiczną inwestycji wpływa niski koszt paliwa oraz często uniknięcie opłat i kar za spalanie gazów odpadowych lub odprowadzanie ich do atmosfery.

2.2.5. Zawartość zanieczyszczeń

Biogaz jest mieszaniną gazową składającą się z metanu (42-85%), ditlenku węgla, azotu oraz siarkowodoru. Przykładowo biogaz z komór fermentacyjnych oczyszczalni ścieków składa się z: CH₄ = 50 – 70 %, CO₂ = 25 – 50 %, H₂ = 1-5% i N₂ = 0.3 – 3 % oraz H₂S, którego stężenie może sięgać 3500 mg/m³ gazu [8.11]. Średnia wartość opałowa biogazu wynosi ~25,5 MJ/m³, a np. gazu ziemnego ~34,2 MJ/m³ [8.12].

Najbardziej szkodliwym pod względem korozyjnym dla instalacji spalania biogazu jest H₂S. Produktem spalania siarkowodoru jest SO₂. Obok H₂S w gazie fermentacyjnym znajduje się para wodna, która w reakcji z SO₂ daje kwas siarkowy. Podczas chłodzenia gazu powstaje, zatem kwaśny kondensat o pH w zakresie 1-4. Ze względów technologicznych (aby zapobiec korozji) i ekologicznych (emisja SO₂ - kwaśne deszcze) jest wymagane odsiarczenie biogazu.

W tabelicy 8.2 znajduje się zestawienie wymagań postawionych biogazowi, aby mógł być wykorzystany do spalania w kotłach, silnikach gazowych czy zasilania sieci gazu ziemnego czy do produkcji biopaliwa.

Tablica. 8.2 Wymagania stawiane biogazowi celem wykorzystania go do spalania czy zasilania sieci [8.12]

Sposób wykorzystania biogazu	Usunięcie zanieczyszczenia			
	H ₂ S	H ₂ O	pył	CO ₂
Spalanie w kotłach	<1000 ppm	niewymagane	wymagane	niewymagane

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Spalanie w silnikach gazowych	<1000 ppm	wymagane	wymagane	zależnie od stęż. CO ₂ w biogazie i specyfikacji urządzeń
Zasilanie sieci gazu ziemnego oraz produkcja paliwa	wymagane	wymagane	wymagane	wymagane

2.3. Technologie produkcji biogazu

Technologie służące do produkcji biogazu z biomasy różnego pochodzenia omówiono szczegółowo w sprawozdaniu z realizacji części nr 4E [8.13] i 4F [8.14] etapu 3 zadania badawczego nr 3.

2.4. Technologie wykorzystujące biogaz

Biogaz można wykorzystać do produkcji:

- energii elektrycznej w silnikach iskrowych lub turbinach,
- energii cieplnej w przystosowanych kotłach gazowych,
- energii elektrycznej i cieplnej w kogeneracji,
- np. metanolu,
- i inne.

W tabelicy 8.3 zestawiono porównanie czterech sposobów wykorzystania biogazu w zależności od natężenia przepływu i stężenia metanu w gazie. Pokazano wynikające z tej zależności od proponowanego rozwiązania koszty inwestycyjne i eksploatacyjne, które przekładają się ostatecznie na prosty czas zwrotu inwestycji SPBT.

Tablica. 8.3 Sposoby wykorzystania biogazu, w zależności od wielkości strumienia [8.12]

Parametr	Jednostka	Spalanie w kotłach	Spalanie w silnikach gazowych	Zasilanie sieci gazu ziemnego	Produkcja paliwa do pojazdów
minimalne natężenie przepływu	m ³ /h	>100	>500	>1000	>50
stężenie metanu	%	>20	>40	>95	>96
koszty inwestycyjne	tys.€	75	1300	150	600
koszty eksploatacyjne	tys.€/a	35	-	-	60
czas zwrotu kosztów budowy instalacji	lata	~1*	4,5**	-	6-10

*kocioł zużywający 500m³ biogazu/h

**jednostka zużywająca 700 m³ biogazu/h, pracująca ok. 4760 h/a

2.4.1. Spalanie biogazu z oczyszczalni ścieków

2.4.1.1 W agregacie kogeneracyjnym

Jedną z najbardziej ekonomicznych metod pozyskiwania energii gazu oczyszczalnianego czy wypisowego jest technologia kogeneracyjna. Polega ona na



skojarzonym pozyskiwaniu ciepła i energii elektrycznej (CHP). Przykładowo z 6 m³ ścieków komunalnych można otrzymać 1 kWh energii elektrycznej i 1,2 kWh ciepła [8.15].

Uproszczony schemat kogeneracji przedstawia rysunek 8.1.

Sprawności konwersji energii chemicznej paliwa w agregacie kogeneracyjnym w energię elektryczną i ciepłą określono w Rozporządzeniu [8.1]

$$\eta_{SK} = \left[\frac{(3,6 \cdot E_{el} + Q_c)}{Q_p} \right] \cdot 100$$

(8.4)

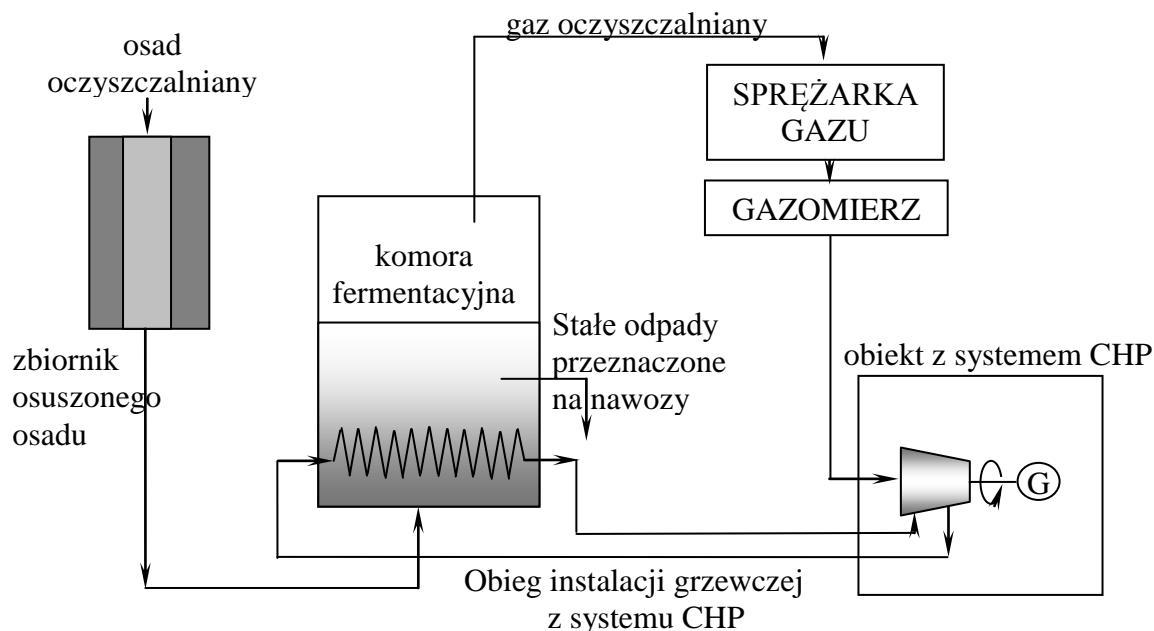
gdzie:

E_{el} - ilość energii elektrycznej, wytworzonej w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do wytworzenia dla nowo budowanej jednostki wytwórczej, mierzonej na zaciskach generatora lub ogniwa paliwowego, NWh,

Q_c - ilość ciepła, wytworzonego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanego do wytworzenia dla nowo budowanej jednostki wytwórczej, mierzonego na wyjściach z jednostki wytwórczej GJ i przeznaczonego:

- 1) do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej;
- 2) do przemysłowych procesów technologicznych;
- 3) dla obiektów wykorzystywanych do produkcji rolnej, roślinnej lub zwierzęcej, w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności w tych obiektach;
- 4) do wtórnego wytwarzania chłodu w przypadkach wymienionych w pkt 1—3;

Q_p - ilość energii chemicznej paliwa brutto zużytego w roku kalendarzowym poprzedzającym rok wprowadzenia do stosowania taryfy lub planowanej do zużycia dla nowo budowanej jednostki wytwórczej, GJ.



Rys. 8.1 Schemat blokowy kogeneracji wykorzystującej gaz oczyszczalni [8.15]



2.4.2. Biogaz z fermentatorów

Bakterie metanogenne są bezwzględnie beztlenowcami. W przypadku pojawienia się tlenu (już w ilości $0,01 \text{ mg/dm}^3$) są inhibowane, co prowadzi do wzrostu stężenia kwasów organicznych i obniżenia pH środowiska. Czas generacji bakterii metanogennych mieści się w granicach 15-85 godz. Szybkość wzrostu zależy od temperatury, prowadzenia procesu. Optimum temperatury metanogenezy to $35-45^\circ\text{C}$, a optymalne Powynosi ok. 7. Dla bakterii mezofilnych minimum temperatury to 25°C , optymalnie $30-40^\circ\text{C}$ i maksymalnie 45°C , a dla bakterii termofilnych: min. 40°C , optymalnie $55-65^\circ\text{C}$ i maksymalnie 75°C . Bakterie metanogenne są bardzo wrażliwe na wahania temperatury i pH. Nagła zmiana temperatury w komorze o 2°C może znacząco wpłynąć na ich wzrost i wydajność produkcji biogazu. Dlatego projektowane systemy powinny gwarantować stabilną temperaturę ze zmianami nie większymi niż 1°C/dobę . Do optymalnego rozwoju metanobakterie zamykające proces przemian fermentacji metanowej muszą mieć zapewnione sprzyjające warunki środowiska. A zakłócenie jednej z pierwszych faz procesu, może wpłynąć na osłabienie aktywności metanobakterii i doprowadzić do spadku ilości produkowanego biogazu i zawartości w nim metanu [8.12]. Jednak jak pokazuje doświadczenie Chińczyków również w zimie jest możliwa produkcja biogazu w fermentatorach. Przykładowo w zimie, gdy temperatura spadła do -14°C W fermentatorze umieszczonym w ziemi utrzymywała się na poziomie 15°C . Co 10 dni dodawano około 100 kg ludzkich i zwierzęcych odchodów. Ilość wyprodukowanego biogazu umożliwiła na ugotowanie 3 posiłków w ciągu dnia i zasilenie 1 lampy gazowej wieczorem i w nocy [8.16].

Oprócz parametrów tj. temperatura czy pH istotny wpływ na przebieg procesu fermentacji mają inhibitory, tj. antybiotyki czy środki ochrony roślin.

W tablicy 8.4 przedstawiono jedynie przykładowe substraty, w rzeczywistości istnieje więcej przebadanych pod kątem przydatności do pozyskiwania biogazu. Z poniższych danych wynika, że celowe jest uzupełnienie odchodów zwierzęcych innymi substratami o większej zawartości suchej masy organicznej w jednostce objętości odpadów. Dzięki dodaniu materiału uzupełniającego zwiększa się efektywność ekonomiczna procesu fermentacji poprzez zwiększoną produkcję biogazu. Przed uruchomieniem biogazowni warto jest wykonać próby fermentacyjne wybranych próbek mieszanin równych substratów tak, aby poznać rzeczywistą możliwość produkcji biogazu przez planowaną biogazownię.

Tablica. 8.4 Ilość produkowanego biogazu w zależności od surowca użytego w procesie fermentacji [8.12]

Rodzaj odpadów	Produkcja biogazu m^3/kg s.m.o.	Zawartość metanu w gazie, %
Gnojownica trzody chlewnej	0,30-0,70	60-80
Gnojownica bydła	0,20-0,50	55-75
Pomiot kurzy	0,25-0,60	60
Obornik trzody chlewnej	0,27-0,45	70-80
Obornik bydła	0,21-0,30	60
drewno	0,25-0,50	70-80
Odpady z gospodarstw domowych	0,10-0,20	55-78
Odpady kuchenne	0,15-0,50	60-65
Papier	0,26	63
Odpady ogrodowe	0,20-0,50	
Liście	0,10-0,30	-
Pozostałości tłuszczów	0,70	60-70



Osady ściekowe	0,40-0,60	78
----------------	-----------	----

Wykorzystując dane z powyższej tablicy można obliczyć, na bazie danych empirycznych, roczną produkcję metanu. Roczna produkcja metanu z biogazowni obliczana jest wg formuły [8.17]:

Roczna produkcja CH ₄ =	ilość odpadów, t/rok * zawartość suchej masy w 1 t substratu, % * zawartość suchej masy organicznej w suchej masie organicznej, % * potencjał produkcji metanu, m ³ /t s.m.o.
------------------------------------	---

2.5. Podstawowe parametry procesu fermentacji

2.5.1. Hydrauliczny czas retencji HRT (Hydraulic Retention Time)

Hydrauliczny czas retencji HRT, to czas, jaki materiał fermentacyjny pozostaje w komorze i musi on być dopasowany do rodzaju wsadu, w taki sposób, aby zapewnić jego pełny rozkład. Czas retencji zależy również od temperatury procesu. Przykładowo dla samej gnojownicy HRT wynosi 20 dni zaś dla roślin energetycznych 60 dni. Formuła do obliczenia HRT jest następująca [8.12], [8.17]:

$$\text{HRT} = \frac{V_K}{V_d}, \text{ doba} \quad (8.5)$$

gdzie:

V_K – robocza objętość komory fermentacyjnej, m³,
 V_d – objętość dobową dopływu surowca, m³/dobę.

2.5.2. Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń

Obciążenie komory ładunkiem zanieczyszczeń określa się wg wzoru [8.12], [8.17]:

$$\text{Br} = \frac{m \cdot c}{V_K} = \frac{\text{ŁD}}{V_K}, \text{ kg s.m.o./m}^3/\text{doba} \quad (8.6)$$

gdzie:

m – ilość wsadu, kg/doba,
 c – procentowa zawartość substancji organicznej we wsadzie, %.
 ŁD – ładunek dobowy, ilość odpadów wprowadzonych do komory, kg s.m.o./m³

Konieczne jest rozpatrywanie optymalnego zakresu obciążenia komory fermentacyjnej. Przy zwiększeniu obciążenia do wartości granicznej zwiększa się produkcja biogazu. Po osiągnięciu maksimum produkcja maleje, następuje przeciążenie układu.

2.5.3. Mieszanie biomasy

Mieszanie jest niezbędne w celu zapewnienia przebiegu procesu w sposób jednorodny w całej objętości komory, utrzymania jednakowej ciepłoty czy jednorodnej konsystencji, umożliwienia łatwiejszego odgazowania i przeciw działaniu tworzeniu kożucha. W przypadku



niedostatecznego mieszania dochodzi do znacznego ograniczenia kontaktu między wsadem a bakteriami, co skutkuje spowolnieniem procesu rozkładu [8.17].

2.6. Wykorzystanie biogazu w przydomowych instalacjach

W Chinach czy Indiach biogaz produkowany jest w małych przydomowych instalacjach wykorzystuje się go na potrzeby domowe, do gotowania potraw i oświetlenia mieszkań. Ze względu na właściwości biogazu oraz niskie ciśnienie, pod którym jest dostarczany z tych instalacji (40-80 mm słupa wody), palniki do jego spalania muszą zostać specjalnie zaprojektowane. Zużycie gazu do gotowania i oświetlenia wynosi 0,34-0,41 m³/os/dobę i 0,15 m³/h na 100 kandelii [8.12].

Jednak rozwiązania stosowane np. w prowincji Sichuan w Chinach są bardzo proste. Fermentator stanowi tam dół zabezpieczony na ogół piaskiem, cementem, wapnem, luźnymi kamieniami i płytami kamiennymi. Przykryty płytą kamienną. Produkowany biogaz odprowadzany jest na ogół przewodami gumowymi lub plastikowymi. Do tego celu używane są również rurki bambusowe o wewnętrznej średnicy 0,6-1,0 cm. Rurek bambusowych używa się również do wytworzenia palnika [8.16].

W tablicy 8.5 podano opis wybranych urządzeń/ instalacji stosowanych w biogazowniach. W rzeczywistości każdy projekt biogazowni jest inny i obejmuje zestaw różnych urządzeń, o doborze, których decyduje biuro projektowe podczas sporządzania projektu.

Tablica. 8.5 Lista typowych urządzeń i alternatywnych rozwiązań występujących w instalacji biogazowej [8.17]

Obróbka wstępna materiału wsadowego
Zbiorniki magazynujące, płyty na kiszonkę, zbiorniki na surowce płynne, silosy, stacja załadunkowa odpadów, podnośniki taśmowe/ ślimakowe, tabor samochodowy do załadunku, waga, dozownik, zbiornik mieszania, kraty, sito, pompa, macerator, urządzenie do usuwania piasku z dna komory/wybiegak hydrauliczny, układ do higienizacji/ sanitacji.
Komora fermentacyjna
Komora fermentacyjna z blachy stalowej, betonowa lub z tworzywa sztucznego, pionowa lub pozioma, mieszadło lub inny system mieszający, detektor i wylapywacz piany, miernik poziomu cieczy w komorze, wziernik, izolacja komory, zadaszenie komory.
System ogrzewania
Rurociągi, armatura, wymienniki ciepła, rozdzielnia ciepła i rurociągi ciepłownicze do odbioru wytworzonego ciepła.
Instalacja gazowa
Oczyszczanie biogazu: odwadniacz, filtry H ₂ S (złoża biologiczne i chemiczne), zbiornik na gaz, ciśnieniomierz, przerywacz płomienia, pochodnia do spalania nadwyżek biogazu.
Instalacja elektroenergetyczna
Stacja transformatorowa, okablowanie, liczniki pomiarowe, przyłącze do GPZ, maszynownia z agregatem do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, urządzenia do chłodzenia generatorów, instalacja elektryczna, odgromowa, przeciwnapięciowa.

**Instalacja do obróbki przefermentowanej gnojownicy**

Zbiornik magazynujący, układ do produkcji bionawozu, wóz asenizacyjny, wtórny zbiornik fermentacji (np. laguna), prasa do przefermentowanej biomasy, w niektórych biogazowniach higienizację/sanitację stosuje się dla przefermentowanej biomasy po opuszczeniu komory fermentacyjnej.

Inne

Wyposażenie pomieszczeń i biura, armatura kontrolno-pomiarowa, budynek technologiczny, ogrodzenie, infrastruktura i drogi.

2.7. Mikrobiogazownia domowa o mocy 10-20 kW_e

Szacuje się, że w Polsce istnieje potencjalny rynek na ponad 100 tys. tego typu instalacji. Projekt przewiduje budowę prototypów:

- mikrobiogazowni fermentacyjnej z silnikiem spalinowym z kogeneracją (z węzłem ciepłowniczym) na biogaz,
- mikrobiogazowni ze zgazowaniem pirolitycznym i z silnikiem kogeneracyjnym (z węzłem ciepłowniczym) spalającym gaz syntezowy.

Możliwości produkcji energii elektrycznej i ciepłej z projektowanej mikrobiogazowni można oszacować na podstawie zależności przedstawionych w tabelicy 8.6.

Tabelica. 8.6 Metody obliczenia produkcji energii w biogazowni [8.17]

	Jednostka	Sposób obliczenia
Roczna produkcja metanu	m ³ /rok	ilość odpadów, t/rok x zawartość suchej masy w 1 t substratu, % x zawartość suchej masy organicznej w suchej masie organicznej, % x potencjał produkcji metanu, m ³ / t s.m.o.
Roczna produkcja energii	MWh/rok	roczna produkcja metanu x wartość kaloryczna metanu (9.17 kWh/m ³ = 33 MJ/m ³)/1000
Teoretyczna moc ciepła	kW	produkcja metanu na godzinę x wartość kaloryczna metanu (9,17 kWh/m ³) x sprawność ciepła w kogeneracji (np. 43% ¹)
Teoretyczna moc elektryczna	kW	produkcja metanu na godzinę x wartość kaloryczna metanu (9,17 kWh/m ³) x sprawność ciepła w kogeneracji (np. 38% ¹)
Produkcja ciepła brutto	GJ/rok	teoretyczna moc ciepła x czas pracy (8000 h) (założono 91% dostępność czasu pracy urządzeń w ciągu roku) x 3,6 (przeliczenie jednostek)
Zużycie ciepła na cele procesowe	GJ/rok	produkcja ciepła brutto x 0,3 ²
Produkcja ciepła netto ³	GJ/rok	produkcja ciepła brutto – zużycie ciepła na cele procesowe
Produkcja energii elektrycznej brutto	MWh _e /rok	teoretyczna moc elektryczna x czas pracy (8000 h)
Zużycie energii	MWh _e /rok	produkcja energii elektrycznej brutto

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



elektrycznej na cele procesowe		$\times 0,09^4$
Produkcja energii elektrycznej netto	MWh _e /rok	produkcja energii elektrycznej brutto-zużycie energii elektrycznej na cele procesowe
¹ wartość sugerowana do wstępnych obliczeń ² w praktyce 25-40 % wyprodukowanej energii cieplnej zużywana jest na cele procesowe (w zależności od regionu i strefy klimatycznej), użyty w tablicy współczynnik 0,3 do przykładowych obliczeń stosuje się do biogazowni energetycznej bardziej efektywnych ³ pozostała część ciepła dostępna jako nadwyżka do wykorzystania ⁴ średnio 9% wyprodukowanej energii elektrycznej jest wykorzystywane na cele procesowe		

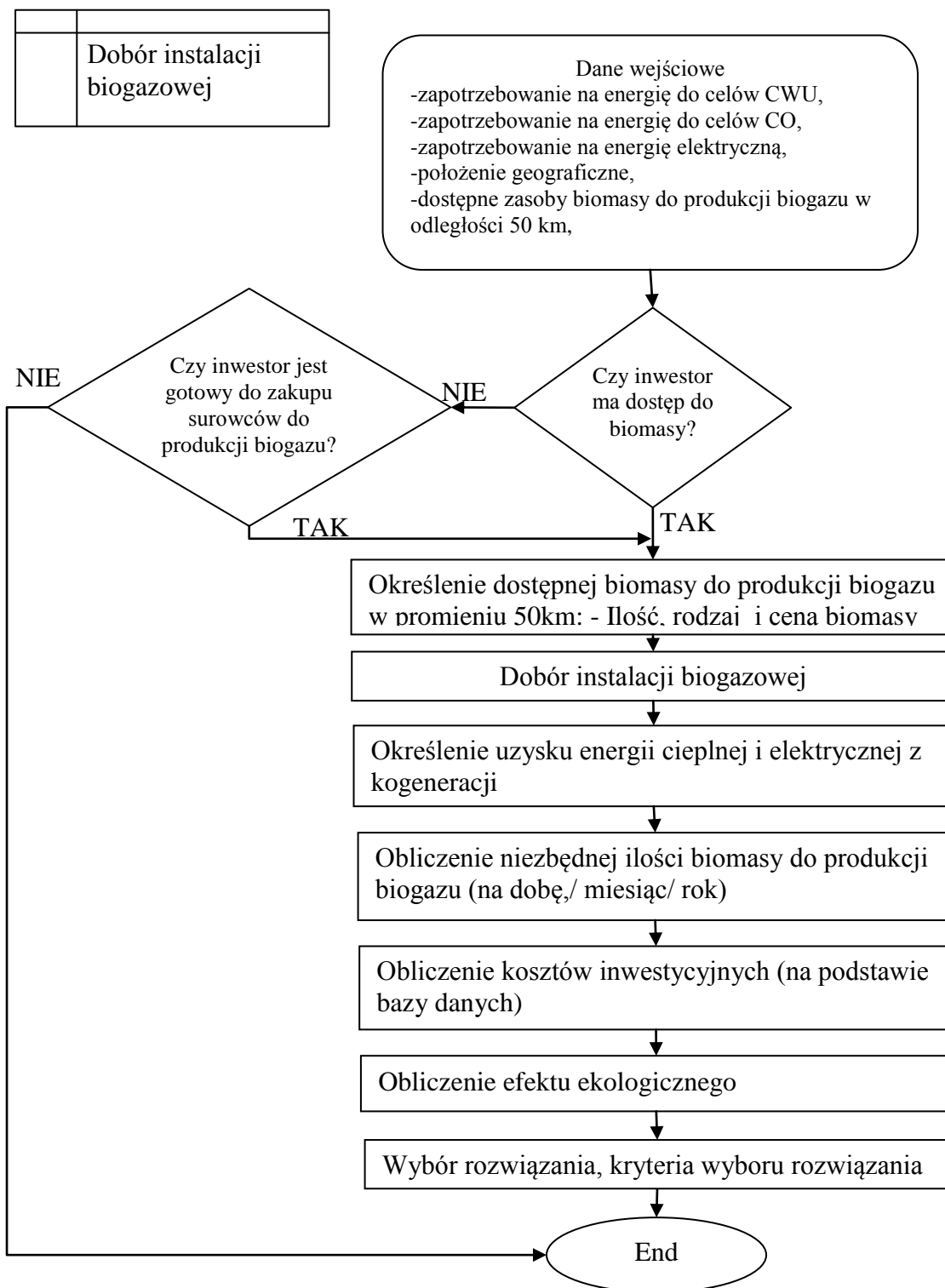
Produkcja biogazu nie jest kłopotliwa. Budowa biogazowni również nie. Choć lista wymienionych w tablicy 8.5 urządzeń i instalacji może być długa, a zarazem kosztowna to wcale nie musi. Największy koszt biogazowni stanowi zbudowanie komory fermentacyjnej. Koszt ten można zredukować poprzez zaadoptowanie przydomowych szczelnych szamb. Na wzór chiński, komorę fermentacyjną umieszczamy pod ziemią, ale nie stanowi to wymogu koniecznego. Można zbudować biogazownię złożoną z kilku beczek, jak sugeruje autor jednego z artykułu poświęconego temu zagadnieniu. W jednej z beczek odbywałby się proces fermentacji beztlenowej, a w kolejnej wyprodukowany biogaz byłby zbierany. Natomiast trzecia służyłaby do wytworzenia ciśnienia w zbiorniku biogazu, aby możliwe było jego bezproblemowe wykorzystanie [8.18].

2.8. Układy z tłokowymi silnikami spalinowymi

W skład układu kogeneracyjnego z silnikami spalinowymi wchodzi: silnik (gazowy Otto, Diesla i silniki o zapłonie samoczynnym) zespół generatora i wymienników ciepła. Wymagania pracy silników gazowych wymuszają nie tylko skład biogazu (minimalne stężenie metanu w biogazie może wynosić 45%), ale również ciśnienie (25-80 mbar), wartość opałową ($W_d > 13 \text{ MJ/m}^3$) czy wilgotność względną (<70-80%) [8.12]. Silniki Otto są stosowane w układach o mocy ok. 100 kW_{El}. Przy wyższej mocy elektrycznej stosowane są przerobione agregaty Diesla wyposażone w świece zapłonowe. Silniki gazowe Otto pracują przy zawartości metanu większej od 45%. Poniżej tej wartości wyłączają się. Silniki modułu CHP są budowane jako jednostki stałobrotowe. Najczęściej spotykane wartości szybkości obrotowej to 1000 i 1500 obr./min. Duże urządzenia o mocach rzędu MW buduje się jako jednostki wolno obrotowe pracujące z prędkością rzędu 5000-750 obr./min [8.12].



2.9. Schemat blokowy przydomowej instalacji biogazowej





BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 8

- [8.1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Dz.U. Nr 104 poz. 971
- [8.2] www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html
- [8.3] Kalina J., Skorek J.: Paliwa gazowe dla układów kogeneracyjnych. Seminarium cykliczne „Elektroenergetyka w procesie przemian”, www.itc.polsl.pl/kalina/publikacje/paliwa.pdf
- [8.4] Nagy V., Meggyes A. Dr.: Utilization of Biogas in Gas Engines, *Periodica Polytechnica Mechanical Engineering*, 2009,53, 27-31
- [8.5] Ochęduszek S.: *Termodynamika stosowana*, WNT, Warszawa 1967
- [8.6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Dz. U. 2010 Nr 133 poz.891
- [8.7] Barrow G.M.: *Chemia fizyczna*, PWN, Warszawa 1978
- [8.8] Kania A.: Podstawowe informacje dotyczące ilościowego i jakościowego rozliczania gazu ziemnego. Harmonizacja jakości gazu w UE, *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, 2006, 1
- [8.9] GiamPaolo A.: *Gas turbine Handbook, Principles and practice*, 3rd edition, The Fairmont Press, Lilburn USA 2006
- [8.10] Schneider M.: Utilization of Natural gas and Biogaz in Gas Engines – requirements and experiments, *Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej 2000 "Energetyka Gazowa"*, Szczyrk, 2000
- [8.11] Jingdang Huang, Crookes R. J.: Assessment of simulated biogas as a fuel for the spark ignition engine, *Fuel* 1998, 77, 1793-1801
- [8.12] Jędrzak A.: *Biologiczne przetwarzanie odpadów*, PWN, Warszawa 2007
- [8.13] Mocha R.: Określenie przydatności technologii biomasowych oraz konwersja danych pod kątem aplikacji OZE w budynkach. Wstępna selekcja oraz hierarchizacja w obrębie grupy czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności z rozpatrywanymi budynkami. Sprawozdanie z realizacji części nr 4E etapu zadania badawczego nr 3 Zwiększenie wykorzystania energii odnawialnych źródeł energii w budownictwie, Gliwice 2010
- [8.14] Czop A., Kucharczyk P., Mocha R., Schmiegel Z.J.: Określenie przydatności technologii fermentacji beztlenowej oraz konwersja danych pod kątem aplikacji OZE w budynkach Wstępna selekcja oraz hierarchizacja w obrębie grupy czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności z rozpatrywanymi budynkami. Sprawozdanie z realizacji części nr 4F etapu zadania badawczego nr 3 Zwiększenie wykorzystania energii odnawialnych źródeł energii w budownictwie, Gliwice 2010
- [8.15] Jastrzębska G.: *Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne*, WNT, Warszawa 2007
- [8.16] Crook M. (tłumaczenie): *A chinese biogas manual*. Intermediate Technology Publication, Londyn 1979

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



-
- [8.17] Curkowski A., Mroczkowski P., Oniszk-Popławska A., Wiśniewski G.: Biogaz rolniczy produkcja i wykorzystanie, Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp. z o.o, Warszawa 2009
- [8.18] www.drewnozamiastbenzyny.pl/przydomowa-biogazownia



**3. OKREŚLENIE METODYK OCENY TECHNICZNEJ MOŻLIWOŚCI
WPROWADZENIA INSTALACJI WYKORZYSTUJĄCYCH
ENERGIĘ GEOTERMALNĄ DO ZASTOSOWANIA W
BUDOWNICTWIE ORAZ OPRACOWANIE METODYK
OBLICZANIA PARAMETRÓW TECHNICZNYCH INSTALACJI**



3.1. Informacje ogólne

Światowe zasoby energii geotermalnej szacuje się na $8 \cdot 10^{30}$ J. Ciepło wnętrza Ziemi powstaje w wyniku rozpadu pierwiastków promieniotwórczych ^{238}U , ^{235}U , ^{232}Th i ^{40}K . Temperatura wnętrza Ziemi osiąga 10 000 K, co daje w warstwach zewnętrznych moc $4,3 \cdot 10^{10}$ kW [9.1]. Przepływ ciepła wynikający z różnicy temperatury między powierzchnią Ziemi a jej wnętrzem powoduje nagrzewanie gruntu, skał oraz wody i gazów wypełniających pory i szczeliny w skorupie ziemskiej. Tak zakumulowana w pobliżu powierzchni Ziemi (3-7 km) energia jest możliwa z technicznego punktu widzenia do pozyskania i przetworzenia w instalacjach energetycznych w ciepło użyteczne i energię elektryczną [9.2].

Istniejący podział źródeł energii geotermalnej uwzględnia różny stan skupienia nośnika ciepła oraz wysokość temperatury. Wyróżnia się następujące grupy źródeł [9.3]:

- grunty i skały do głębokości 2,5 km, z których ciepło z wykorzystaniem pomp ciepła pobierane jest przy pomocy sond,
- wody gruntowe jako dolne źródło ciepła dla pomp grzewczych,
- wody gorące i ciepłe wykorzystywane przy pomocy wywierconych otworów eksploatacyjnych,
- para wodna wykorzystywana w elektrowniach geotermalnych do wytwarzania energii elektrycznej,
- wysady solne,
- gorące skały, z których energia wykorzystywana jest w elektrociepłowniach geotermalnych,
- sztuczne geologiczne zbiorniki ciepła powstające podczas wybuchu ładunków wybuchowych o dużej mocy.

Wykorzystanie energii z gruntu jest możliwe dzięki zastosowaniu pompy ciepła. Obecnie nie jest konieczna obecność wód gruntowych do użycia pompy ciepła, gdyż jako dolne źródło ciepła lub też miejsce gdzie można odprowadzić nadmiar energii wykorzystuje się również grunt lub powietrze. Pompa ciepła jest rozwiązaniem, które można wykorzystywać w zasadzie wszędzie. Jako elementy ograniczające należy wymienić wielkość działki, która warunkuje stosowanie kolektora poziomego oraz rodzaj gleby, która determinuje ilość energii do pozyskania z 1mb odwiertu.

Gruntowe wymienniki ciepła również umożliwiają wykorzystanie energii z gruntu, a dokładniej ciepła zakumulowanego na głębokości 4÷5 m pod powierzchnią ziemi. Na tej głębokości w klimacie środkowoeuropejskim panuje w ciągu roku temperatura $10^{\circ}\text{C} \pm 1,5^{\circ}\text{C}$ [9.4].

Tablica. 9.1 Podstawowe sposoby wykorzystania wody i pary geotermalnej [9.3]

Rodzaj nośnika ciepła	Temperatura nośnika ciepła, °C	Rodzaj wykorzystania energii
Gorąca woda	0-20	Hodowla ryb
	20-40	Podgrzewanie gleby, baseny kąpielowe, topnienie śniegu, lodu
	40-60	Klimatyzacja, hodowla zwierząt
	60-80	Centralne ogrzewanie (mieszkań, szklarni), klimatyzacja
	80-100	Suszenie produktów rolnych i spożywczych
Para wodna	100-120	Przetwórstwo spożywcze, pasteryzacja, rafinacja cukru



	120-140	Ewaporacja w procesach przemysłowych, suszenie wyrobów cementowych
	140-160	Suszenie mączki rybnej, produkcja aluminium (metodą Bayera)
	160-180	Chłodnictwo, produkcja masy papierowej
	180-200	Wytwarzanie prądu elektrycznego (powyżej 120°C)

3.2. Konstrukcja instalacji z pompą ciepła

3.2.1. Pompa ciepła

Pompa ciepła jest urządzeniem, które przekazuje ciepło pobrane ze źródła o niskiej temperaturze do źródła górnego (instalacji c.o. lub c.w.u.) za pośrednictwem czynnika roboczego, który jest poddany ciągowi przemian tworzących obieg wstecz. Realizacja tego obiegu wymaga doprowadzenia energii napędowej. Działanie pompy ciepła polega na wykorzystaniu ciepła przegrzania i skraplania pary czynnika roboczego, oddawanego w skraplaczu, do podgrzania wody lub powietrza w instalacji c.o. lub/ i c.w.u. [9.5] i [9.6].

Pompy ciepła można podzielić ze względu na czynnik, z którego jest odbierane ciepło wykorzystywane do przemian termodynamicznych zachodzących w układzie sprężarkowym na:

- gruntowe (solanka-woda),
- wodne (woda-woda),
- powietrze (powietrze-woda),

jak również ze względu na zasadę działania [9.7]:

- sprężarkowe,
- absorpcyjne,
- i transformator ciepła.

Szczegółowa klasyfikacja pomp ciepła i klimatyzatorów podana jest w normie PN-EN 14511-1: 2004 (U) [9.8]. W tablicy 9.2 zestawiono rodzaje pomp ciepła i ich oznaczenia.

Tablica. 9.2 Klasyfikacja i oznaczenia pomp ciepła [9.9]

Nośnik ciepła		Oznaczenie
Wymiennik dolnego źródła	Wymiennik górnego źródła	
Powietrze	Powietrze	A/A
Woda	Powietrze	W/A
Solanka/ glikol	Powietrze	B/A
Powietrze	Woda	A/W
Woda	Woda	W/W
Solanka/ glikol	Woda	B/W

Pompy ciepła powietrzne wykorzystują ciepło zgromadzone w powietrzu. Uzyskują one mniejsze wydajności w porównaniu z pompami woda-woda lub solanka-woda. Pompy ciepła wodne pobierają ciepło z wody wykorzystując studnie czerpalne. Potrzebują wydajnych studni zasilających i spełnienia odpowiednich wymagań odnośnie składu chemicznego wody [9.9].

Sprężarkowa pompa ciepła składa się w uproszczeniu z: agregatu sprężarkowego, parowacza, zaworu rozprężnego i skraplacza [9.7].



3.2.2. Dolne źródło ciepła

3.2.2.1 Powietrze zewnętrzne – jest źródłem najbardziej dostępnym, choć ze względu na niską wartość pojemności cieplnej właściwej i współczynnik przejmowania ciepła wynikający głównie z niskiej efektywności przekazywania energii na odcinku ścianka – struga powietrzna oraz duże wahania temperatury, wpływa na zmniejszenie współczynnika wydajności cieplnej COP pompy ciepła.

3.2.2.2 Woda – posiada wysoką wartość współczynnika przejmowania ciepła. Jako dolne źródło ciepła można wykorzystać zarówno wody powierzchniowe jak gruntowe i głębinowe. Przeszkodą w wykorzystaniu wody jako dolnego źródła ciepła może być ich stopień mineralizacji. A najczęściej występujące problemy eksploatacyjne w przypadku wykorzystania wód gruntowych i głębinowych należą: narastanie szlamu na ściankach studni, wytrącanie żelaza, zanieczyszczenia biologiczne, zamulenie oraz uszkodzenia obramowania. Natomiast w przypadku wód powierzchniowych problemem jest oblodzenie powierzchni parowacza w temperaturze bliskiej 0°C.

3.2.2.3 Grunt – zaletą stosowania gruntu jako dolnego źródła ciepła jest jego dostępność, stałość temperatury poniżej określonej głębokości zależnej od rodzaju gleby.

3.2.3. Górne źródło ciepła

Maksymalna temperatura wody uzyskiwana na wyjściu z pompy nie przekracza 55°C, a niższa temperatura zasilania układu c.o. wpływa na wzrost wartości współczynnika efektywności pompy. Dlatego najbardziej efektywne do zastosowania w instalacji z pompą ciepła jest ogrzewanie podłogowe lub ścienna, albo niskotemperaturowe grzejniki konwekcyjne [9.3].

3.3. Rodzaje systemów pracy układu grzewczego

3.3.1. System monowalentny

W instalacji grzewczej znajduje się jedno urządzenie grzewcze (np.: kocioł gazowy, piec węglowy, pompa ciepła, etc.), które pokrywa 100% zapotrzebowania na energię do celów c.o., c.w.u. i chłodu [9.3].

3.3.2. System biwalentny - alternatywny

W instalacji pracują dwa urządzenia grzewcze. Pompa ciepła pokrywa zapotrzebowanie na energię do określonej temperatury zewnętrznej, poniżej której następuje jej wyłączenie, a obciążenie grzewcze przejmuje drugie urządzenie grzewcze. Układ stosowany przy temperaturze zasilania do +90°C [9.3].

3.3.3. System biwalentny – równoległy monoenergetyczny

W instalacji pracują dwa urządzenia grzewcze. Pompa ciepła pokrywa 100% zapotrzebowania na energię do określonej temperatury zewnętrznej, poniżej której następuje włączenie drugiego urządzenia grzewczego. Od tego momentu pracują oba równolegle. W przypadku, gdy drugim urządzeniem grzewczym jest grzałka elektryczna, układ nosi nazwę monoenergetycznego [9.3].



3.3.4. System biwalentny – częściowo-równoległy

W instalacji pracują dwa urządzenia grzewcze. Pompa ciepła pokrywa w całości zapotrzebowanie na energię do danej temperatury zewnętrznej. Wówczas włącza się drugie urządzenie i oba pracują równocześnie. Po obniżeniu temperatury o kolejne kilka stopni, następuje wyłączenie pompy ciepła, a całe obciążenie pokrywa energia produkowana przez drugie urządzenie grzewcze [9.3].

3.4. Zależności charakteryzujące instalację z pompą ciepła

3.4.1. Teoretyczny współczynnik wydajności grzejnej COP_t [9.5], [9.7]

$$COP_t = COP_L \quad (9.1)$$

3.4.2. Współczynnik wydajności grzejnej obiegu Lindego COP_L [9.5][9.7]

$$COP_L = \frac{Q}{L} = \frac{Q_0 + L}{L} = 1 + \frac{Q_0}{L} \quad (9.2)$$

Q – ilość ciepła uzyskana w skraplaczu, J,
 Q_0 – ilość ciepła pobranego w parowaczu, J,
 L – praca dostarczona do sprężarki, J.

3.4.3. Stopień doskonałości obiegu η_d [9.5][9.7]

$$\eta_d = \frac{COP_L}{COP_C} \quad (9.3)$$

gdzie:

$$COP_C = \frac{T_g}{T_g - T_0} \quad (9.4)$$

T_g – temperatura czynnika roboczego w parowaczu, K
 T_0 – temperatura czynnika roboczego w skraplaczu, K

3.4.4. Rzeczywisty współczynnik wydajności grzejnej COP_r [9.5], [9.9]

$$COP_r = \frac{\dot{Q} + \Delta \dot{Q}}{N_s} = \frac{\dot{Q} + \Delta N}{N_s}, \quad (9.5)$$

gdzie:

$\Delta \dot{Q}$ – zwiększenie ilości ciepła oddawanego w skraplaczu spowodowane stratami mocy ΔN w sprężarce i silniku elektrycznym, W,

ΔN – straty mocy w sprężarce i silniku elektrycznym, W
 N_s – moc elektryczna pobierana na zaciskach silnika, W,



który po przekształceniu otrzymuje następującą postać [9.5], [9.9]:

$$\text{COP}_r = [1 + \eta_i (\text{COP}_L - 1)] \eta_m \cdot \eta_s \quad (9.6)$$

gdzie:

η_m – sprawność mechaniczna sprężarki

η_s – sprawność silnika elektrycznego

η_i – sprawność indukowana (wewnętrzna) sprężarki

Sezonowy współczynnik wydajności SPF (ang. Seasonal Performance Factor) zdefiniowany jest w [9.5][9.9] równaniem:

$$\text{SPF} = \frac{Q}{E} = \beta_a \quad (9.7)$$

Q – ilość ciepła uzyskanego w sezonie grzewczym za pomocą pompy ciepła, kWh,

E – ilość energii elektrycznej zużytej do napędu pompy ciepła, kWh.

3.4.5. Pole powierzchni działki konieczne do wykonania poziomego wymiennika ciepła

Wynik obliczeń powierzchni (długości rur) gruntowego wymiennika ciepła zależy od dokładności rozpoznania struktury geologicznej gruntu i prawidłowego oszacowania jego właściwości fizycznych.

Korzystając z zależności [9.10]:

$$A = \frac{Q_0}{q_E}, \quad \text{m}^2 \quad (9.8)$$

gdzie:

Q_0 – moc cieplna pobierana z gruntu przez wymiennik, W

q_E – jednostkowy strumień ciepła pobieranego z gruntu, W/m²,

lub

$$A = Q_g \cdot a_g, \quad \text{m}^2 \quad (9.9)$$

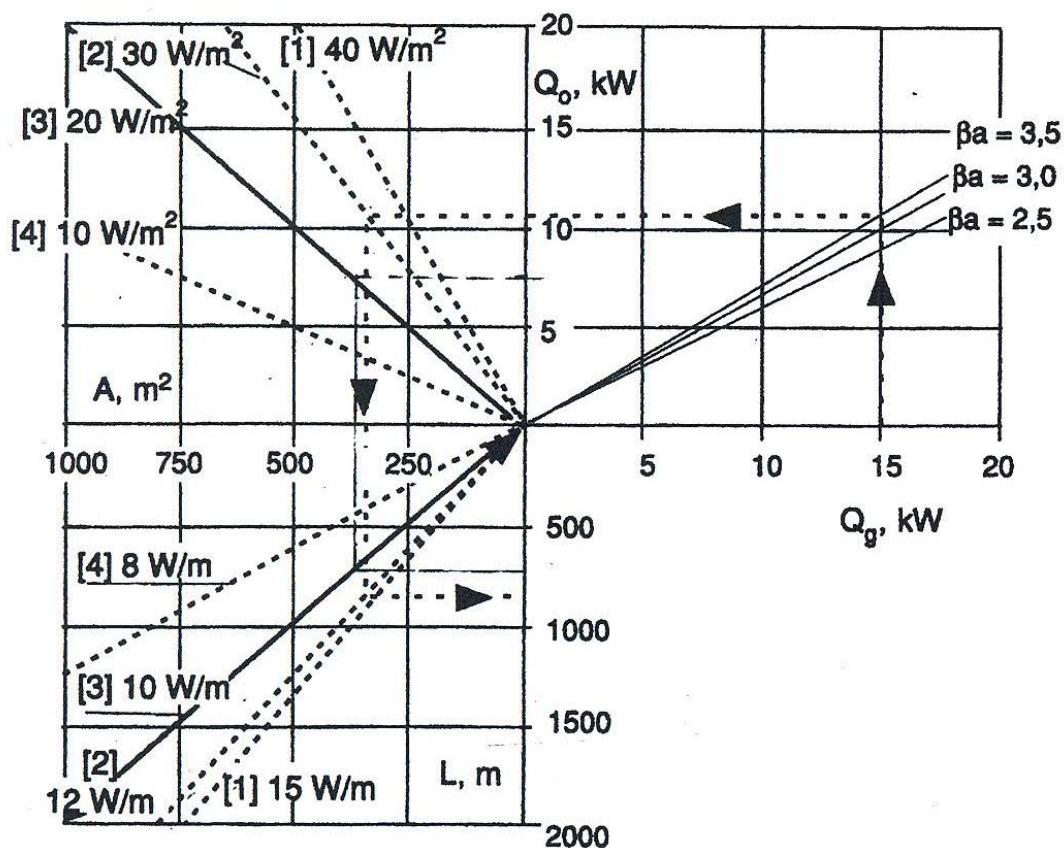
gdzie:

Q_g – moc grzejna pompy ciepła, kW,

a_g – jednostkowe pole wymiennika gruntowego (w odniesieniu do 1 kW mocy grzejnej pompy ciepła), m²/kW,

oraz z danych zawartych w tabelicy 9.3 możemy z pewnym przybliżeniem oszacować pole powierzchni działki A, niezbędnej do wykonania poziomego wymiennika ciepła.

Korzystając z nomogramu (rys. 9.1) można dokładniej oszacować długość rur poziomych, gruntowych wymienników ciepła.



Rys. 9.1 Nomogram do wymiarowania poziomych, gruntowych wymienników ciepła: Q – moc grzejna pompy ciepła, Q_0 – moc cieplna pobierana z gruntu, A – powierzchnia gruntu, L – długość rur gruntowego wymiennika ciepła, [1] – grunt o wysokim współczynniku przewodzenia ciepła, [2] – grunt o normalnym współczynniku przewodzenia ciepła i dobrym nasłonecznieniu, [3] – grunt o normalnym współczynniku przewodzenia ciepła i średnim nasłonecznieniu, [4] – suchy grunt o małym współczynniku przewodzenia ciepła [9.10]

Tablica. 9.3 Wartości do wymiarowania poziomych, gruntowych wymienników ciepła w instalacji sprężarkowych, elektrycznych pomp ciepła [9.10]

Rodzaj gruntu	Jednostkowy strumień ciepła pobieranego z gruntu q_E , W/m^2	Jednostkowe pole wymiennika gruntowego a_g , m^2/kW	
		$\beta_a = 3,0$	$\beta_a = 3,5$
Suchy, piaszczysty	10-15	44-67	48-71
Wilgotny, piaszczysty	15-20	33-44	36-48
Suchy gliniasty	20-25	27-33	29-36
Wilgotny, gliniasty	25-30	22-27	24-29
Nasycony wodą piasek/ żwir	30-40	17-22	18-24

Wymiarując poziome, gruntowe wymienniki ciepła można również korzystać z normy NF:EN 15450: 2006 [9.11].

Dane zestawione w tablicy 9.4 pozwalają oszacować powierzchnię działki potrzebną do ułożenia poziomego, gruntowego wymiennika ciepła. Dane te odnoszą się do



wymienników wykonanych z rur PE 25x2,0 mm ułożonych na głębokości 1,2-1,8 m o maksymalnej długości jednej wężownicy równiej 100 m i podziałce rur w wężownicy 1,0-1,2 m [9.10].

Tablica. 9.4 Wielkość powierzchni działki niezbędna do ułożenia poziomego gruntowego wymiennika ciepła do zasilania w ciepło SPC systemu W/W lub B/W działającego w układzie mono- lub biwalentnym [9.10]

Powierzchnia użytkowa budynku, m ²	Pole działki w zależności od jednostkowego zapotrzebowania na moc cieplną do ogrzewania, W/m ²										
	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160
100	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160
120	75	85	100	110	120	135	145	160	170	180	195
140	85	100	115	130	140	155	170	185	200	210	225
160	100	115	130	145	160	180	195	210	225	240	260
180	110	130	145	165	180	200	220	235	255	270	290
200	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320

3.4.6. Głębokość sond pionowych

Kolektor gruntowy pionowy stanowią sondy gruntowe wykonane z rur PCV, polietylenowych, polipropylenowych, polibutylenowych [9.10]. Minimalna głębokość odwiertu wynosi wg [9.12] 10m, a wg [9.13] 80 m. Oba źródła prezentują wykresy zmian temperatury w funkcji głębokości odwiertu.

W tablicach 9.5 i 9.6 zestawiono ilość energii do pozyskania z 1 mb odwiertu w zależności od gleby, w której ten odwiert jest wykonywany. Wartości tych można użyć do wymiarowania sond ziemnych w instalacjach pompy ciepła o mocy grzejnej do ok. 20 kW, eksploatowanych w budynkach jednorodzinnych. Wartości zestawione w tablicy 9.6 mogą być wykorzystane w warunkach określonych w tablicy 9.7.

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Tablica. 9.5 Ilość energii możliwej do pozyskania z 1 mb odwiertu w zależności od rodzaju gleby [9.13]

Rodzaj gleby	Ilość energii z mb odwiertu, W/m
suchy żwir,	<25
Suchy piasek	<20
zawodniony żwir,	60-80
Zawodniony piasek	55-65
silnie zawodniony żwir	80-100
Silnie zawodniony piasek	80-100
iły	40-55
gliny	30-45
wapień (masywne)	55-70 45-60
piaskowce	65-80 55-65
kwaśne skały magmowe (np.granity)	65-85 55-70
zasadowe skały magmowe (np.bazalty)	40-65 35-55
gnejsy	70-85 60-70

Tablica. 9.6 Wartość wielkości do wymiarowania sond gruntowych [9.10]

Charakterystyka gruntu, λ w W/mK	Pobierana jednostkowa moc cieplna, W/m	Jednostkowa długość sondy w odniesieniu do 1 kW mocy grzejnej, m/kW	
		SPF=3,0	SPF=3,5
Grunt o $\lambda < 1,5$	20	33	36
Podłoże skalne i złoża nasycone wodą: $\lambda = 1,5-3$	50	13	14
Skała lita o $\lambda > 3$	70	9,5	10
Żwir, piasek – suche	<20	>33	>36
Żwir, piasek – w warstwie wody	55-65	12-10	13-11
Gлина wilgotna	30-40	22-17	24-18
Wapień (skała)	45-60	15-11	16-12
Piaskowiec	55-65	12-10	13-11
Kwaśne skały magmowe (np. granit)	55-70	12-9,5	13-10
Zasadowe skały magmaowe (np. bazalt)	35-55	19-12	20-13
Gnejs	60-70	11-,9,5	12-10
Duże ciekły gruntu w piaskach i żwirach	80-100	8,3-6,7	8,9-7,1

Tablica. 9.7 Warunki pracy pompy ciepła w instalacji ogrzewania budynku jednorodzinnego

Parametr	Wartość
----------	---------

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Czas pracy pompy ciepła z max. mocą	1800 h/a
Głębokość sond	40-100 m
Minimalna odległość między sondami: - dla głębokości 40- 50 m - dla głębokości 50-100 m	5 m 6 m
Średnica sond podwójnych typu U	25-32 mm
Minimalna średnica sond z przepływem koncentrycznym	60 mm

Wykorzystując równanie [9.14]:

$$L = \frac{Q_0}{q_1}, \quad \text{m} \quad (9.10)$$

gdzie:

q_1 – jednostkowa moc cieplna pobierana z gruntu, W/m,

lub:

$$L = Q_g \cdot l_g, \quad \text{m} \quad (9.11)$$

gdzie:

l_g – jednostkowa długość sondy w odniesieniu do 1 kW mocy grzewczej, m/kW,
oraz wartości podane w tablicach od 9.5 do 9.7 można obliczyć długość (głębokość)
pionowych sond gruntowych wymienników ciepła.

3.4.7. Pojemność zasobnika ciepła V_z w instalacji sprężarkowej pompy ciepła

można wyznaczyć z poniższej zależności [9.14]:

$$V_z = \frac{\tau_p \cdot Q}{2 \cdot Q_{pc}} \left(\frac{Q_{pc} - 0,5Q}{1,163\Delta t} \right) \cdot 10^{-3}, \quad \text{m}^3 \quad (9.12)$$

gdzie:

τ_p – czas cyklu regulacji dwustanowej, h,

Q – obliczeniowe zapotrzebowanie na moc cieplną do ogrzewania, W

Q_{pc} – moc grzewcza sprężarkowej pompy ciepła w temperaturze zewnętrznej t_e , przy której zapotrzebowanie na moc do ogrzewania równe jest połowie obliczeniowego zapotrzebowania, W

Δt – różnica między temperaturą zasilania i powrotu wody grzewczej w instalacji c.o. w warunkach, gdy zapotrzebowanie na moc cieplną równe jest połowie obliczeniowego zapotrzebowania (określona np. z wykresu regulacyjnego), K.

3.4.8. Metoda doboru pompy ciepła na potrzeby c.o. i c.w.u.

W normie [9.12] zaproponowano metodę doboru pompy ciepła na potrzeby c.o. i c.w.u. w budynku jednorodzinny. W opracowaniu tym podano wzór do obliczenia rzeczywistej mocy cieplnej źródła dolnego, którą należy pobrać w wymienniku gruntowym:



$$Q_{ZD(\tau)} = [a_{ACH} \cdot T_{ZAS}(\tau) + a_{BCH}] \cdot T(\tau) + [b_{ACH} \cdot T_{ZAS}(\tau) + b_{BCH}] \cdot W \quad (9.13)$$

gdzie:

$T_{ZAS(\tau)}$ – temperatura wody zasilającej instalację c.o., 45°C,

a_{AZD} , a_{BZD} , b_{AZD} , b_{BZD} – współczynniki mocy pobieranej ze źródła dolnego, zestawione w tablicy 8.8 dla pomp ciepła firmy Viessman.

Tablica. 9.8 Wartości współczynników do obliczenia chwilowej mocy cieplnej pompy ciepła, wymiennika gruntowego oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną napędu pompy

Typ pompy	BW 104	BW 106	BW 108	BW 110	BW 113	BW 116
a_{BGR}	-0,0175	-0,0275	-0,035	-0,04	-0,0375	-0,0555
b_{BGR}	5,41225	7,3625	9,525	12,2	15,313	18,225
a_{AGR}	-,001	-0,001	-0,0013	-0,002	-0,0032	-0,0027
b_{AGR}	0,185	0,235	0,3067	0,4033	0,5375	0,6067
a_{BZD}	-0,045	-0,06	-0,085	-0,1	-0,115	-0,14
b_{BZD}	5,275	7,1	9,475	11,9	15,025	17,6
a_{AZD}	-0,0015	-0,0013	-0,0012	-0,0027	-0,0043	-0,004
b_{AZD}	0,1992	0,2367	0,2908	0,42	0,5717	0,64
a_{BEL}	0,0275	0,0325	0,05	0,06	0,0775	0,0845
b_{BEL}	0,1375	0,2625	0,05	0,3	0,288	0,625
a_{AEL}	0,0005	0,003	-0,0001	0,0007	0,0011	0,0013
b_{AEL}	-0,0142	-0,0017	0,0159	-0,0167	-0,0342	-0,0333

$T_{SOL(\tau)}$ – temperatura glikolu lub solanki na dopływie do pompy ciepła, °C, można oszacować z poniższej zależności:

$$T_{SOL}(\tau) = T_H(\tau) - \Delta T_{SOL}(\tau) \approx \Delta T - 4^{\circ}C \quad (9.14)$$

gdzie:

$\Delta T_{SOL}(\tau)$ – różnica temperatury między temperaturą glikolu na wlocie do pompy ciepła a temperaturą gruntu na głębokości ułożenia kolektora, °C,

$T_H(\tau)$ – temperaturę gruntu na głębokości autorzy [9.12] proponują obliczyć ze wzoru:

$$T_H(\tau) = T_{GR} - (T_{GR} - T_P) \cdot \exp\left[H(\Pi / 8760 \cdot \alpha)^{0.5}\right] \cdot \cos\left\{2\Pi / 8760 \cdot \left[\tau - \tau_0 - H / 2 \cdot (8760 / \Pi \alpha)^{0.5}\right]\right\} \quad ^{\circ}C \quad (9.15)$$

gdzie:

T_P – średnia temperatura powietrza przy gruncie dla najbardziej niekorzystnego miesiąca, °C,

T_{GR} – stała, niezależna od pory roku temperatura gruntu na odpowiedniej głębokości, °C,

a – termiczna dyfuzyjność gruntu, m²/h,

τ – analizowana godzina, h,

τ_0 – godzina, w której występuje najniższa temperatura w ciągu roku, h.

W opracowaniu [9.12] i [9.12] przedstawiono wzory aproksymacyjne opracowane na podstawie nomogramów zamieszczonych w katalogach firmy Viessman, do obliczenia:



3.4.8.1 Chwilowej mocy cieplnej niezbędnej do ładowania podgrzewacza c.w.u.

$$Q_{\text{GRCW}}(\tau_1) = [a_{\text{AGR}} \cdot T_{\text{ZASCW}}(\tau_1) + a_{\text{BGR}}] \cdot T_{\text{SOL}}(\tau) + [b_{\text{AGR}} \cdot T_{\text{ZASCW}}(\tau_1) + b_{\text{BGR}}] \quad \text{W} \quad (9.16)$$

gdzie:

$T_{\text{ZASCW}}(\tau_1)$ – średnia temperatura zasilania wody grzejnej na potrzeby c.w.u., °C,
 $T_{\text{SOL}}(\tau)$ – temperatura solanki na wejściu do pompy ciepła dla i-tej godziny, °C,
 $a_{\text{AGR}}, a_{\text{BGR}}, b_{\text{AGR}}, b_{\text{BGR}}$ – współczynniki mocy grzewczej podane w tablicy 8.8.

3.4.8.2 Temperatury powrotu wody grzewczej na potrzeby c.o. $T_{\text{POWCO}}(\tau)$

$$T_{\text{POWCO}}(\tau) = T_{\text{WEW}} + [T_{\text{POWCO},0} - T_{\text{WEW}}(\tau)] \cdot \frac{T_{\text{WEW}} - T_{\text{ZEW}}(\tau)}{T_{\text{WEW}}(\tau) - T_{\text{ZEW0}}} \quad (9.17)$$

gdzie:

$T_{\text{POWCO},0}$ – temperatura powrotu wody grzewczej na potrzeby c.o. obliczeniowa, °C,
 $T_{\text{ZEW}}(\tau)$ – aktualna temperatura zewnętrzna, °C,
 T_{ZEW0} – obliczeniowa temperatura zewnętrzna, °C,
 Poczyniono założenie dla chwili pracy pompy, iż:

$$T_{\text{ZASCO}}(\tau) = T_{\text{POWCO}}(\tau) + \Delta T_{\text{CO}}(\tau) \approx T_{\text{POWCO}} + 10, \quad ^\circ\text{C} \quad (9.18)$$

3.4.8.3 Chwilowej mocy cieplnej do celów c.o.

$$Q_{\text{GRCO}}(\tau) = [a_{\text{AGR}} \cdot T_{\text{ZASCO}}(\tau) + a_{\text{BGR}}] \cdot T_{\text{SOL}}(\tau) + [b_{\text{AGR}} \cdot T_{\text{ZASCO}}(\tau) + b_{\text{BGR}}] \quad \text{W} \quad (9.19)$$

3.4.8.4 Godzinowe zapotrzebowanie na energię elektryczną do napędu pompy

$$E_{\text{PCEL}} = \Delta\tau_{\text{CW}}(\tau) \cdot \{ [a_{\text{AEL}} T_{\text{ZACW}}(\tau) + a_{\text{BEL}}] \cdot T_{\text{SOL}}(\tau) + [b_{\text{AEL}} T_{\text{ZASCW}}(\tau) + b_{\text{BEL}}] \} + \Delta\tau_x(\tau) \cdot \{ [a_{\text{AEL}} T_{\text{ZASCO}}(\tau) + a_{\text{BEL}}] \cdot T_{\text{SOL}}(\tau) + [b_{\text{AEL}} T_{\text{ZACO}}(\tau) + b_{\text{BEL}}] \}, \quad \text{W} \quad (9.20)$$

gdzie:

$$\begin{aligned} \Delta\tau_x &= \Delta\tau_{\text{CO}}(\tau) & \text{dla} & \quad \Delta\tau_{\text{CO}}(\tau) \leq 1,0 - \Delta\tau_{\text{CW}}(\tau) \\ \Delta\tau_x &= 1,0 - \Delta\tau_{\text{CW}}(\tau) & \text{dla} & \quad \Delta\tau_{\text{CO}}(\tau) > 1,0 - \Delta\tau_{\text{CW}}(\tau) \\ 0 &\leq \Delta\tau_x(\tau) \leq 1,0 \end{aligned} \quad (9.21)$$

$a_{\text{AEL}}, a_{\text{BEL}}, b_{\text{AEL}}, b_{\text{BEL}}$ – współczynniki mocy elektrycznej podane w tablicy 9.8.

$\Delta\tau_{\text{CW}}(\tau)$ - wymagany czas pracy pompy ciepła do podgrzania c.w.u. obliczony z zależności: $\Delta\tau_{\text{CW}}(\tau) = \frac{Q_{\text{CW}}(\tau)}{Q_{\text{GRCW}}(\tau)}, \quad \text{h} \quad (9.22)$



$\Delta\tau_{CO}(\tau)$ - wymagany czas pracy pompy ciepła na potrzeby c.o., obliczony ze wzoru:

$$\Delta\tau_{CO}(\tau) = \frac{Q_{CO}(\tau)}{Q_{GRCO}(\tau)}, \quad \text{h} \quad (9.23)$$

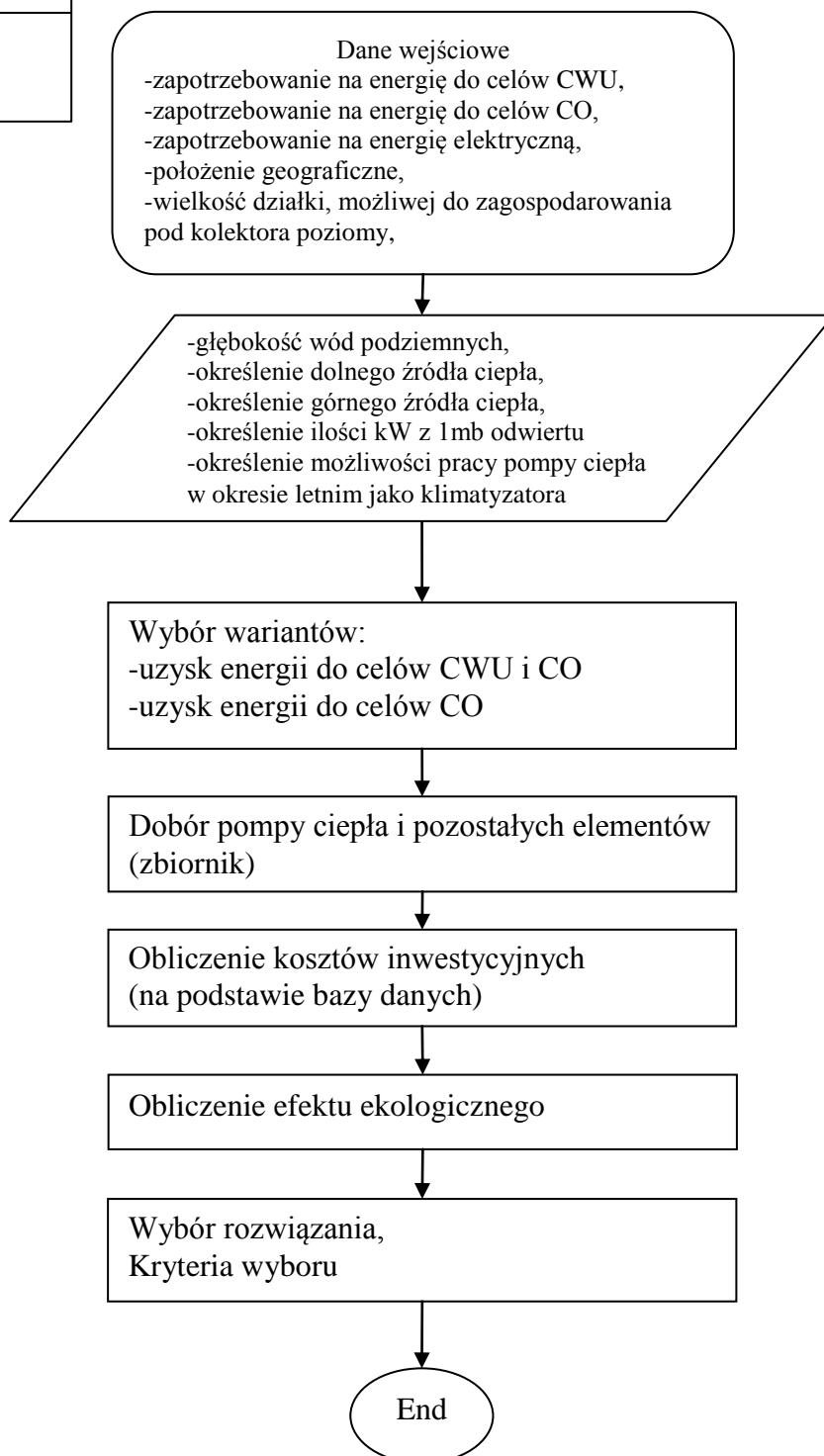
3.4.8.5 Godzinowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w grzałkach

$$E_{GRZEL} = [\Delta\tau_{CO}(\tau) + \Delta\tau_{CW}(\tau) - 1,0] \cdot Q_{GRCO}, \quad \text{W} \quad (9.24)$$



3.5. Schemat blokowy doboru instalacji z pompą ciepła

	Dobór pompy ciepła
--	--------------------





BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 9

- [9.1] Jastrzębska G.: Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne, WNT, Warszawa 2007.
- [9.2] Chmielniak T.J.: Technologie energetyczne, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2004
- [9.3] Tytko R.: Odnawialne źródła energii, Wydawnictwo OWG, Warszawa
- [9.4] Besler M., Rdzak M., Schwitalla A.: Ponad 20 lat eksploatacji bezprzeponowych gruntowych wymienników ciepła i masy według patentu Politechniki Wrocławskiej. Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja. 2005, 3, 10-13
- [9.5] Rubik M.: Pompy ciepła, pod red. P. Kolasa. Materiały szkoleniowe: Energetyka przyjazna środowisku wykorzystywana w budynkach mieszkalnych i użyteczności publicznej, FPN, Warszawa, 2010
- [9.6] Rubik M.: Pompy ciepła- część 1: Zarys historyczny, informacje ogólne i sytuacja rynkowa. Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja, 2008, 4, 17-20
- [9.7] Barrow M.: Chemia fizyczna, PWN, Warszawa, 1978
- [9.8] Rubik M.: Pompy ciepła- część 2: Teoretyczne podstawy działania- wykresy obiegów sprężarkowych pomp ciepła, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja, 2008, 5, 3-5
- [9.9] PN-EN 14511-1: 2004
- [9.10] Rubik M.: Pompy ciepła- część 3: Rzeczywiste obiegi sprężarkowych pomp ciepła, czynniki robocze, klasyfikacja i budowa pomp ciepła, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja, 2008, 6, 3-6
- [9.11] Rubik M.: Pompy ciepła – część 5: Dolne źródła ciepła – budowa i wymiarowanie gruntowych wymienników ciepła(c.d.), Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja, 2008, 9, 3-7
- [9.12] NF:EN 15450: 2006
- [9.13] Rubik M.: Pompy Ciepła- część 4: Dolne źródła ciepła- budowa i wymiarowanie gruntowych wymienników ciepła, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja, 2008, 7-8, 6-10
- [9.14] www.solis.pl
- [9.15] Rubik M.: Pompy ciepła- część 6: Sprężarkowe pompy ciepła w systemach ogrzewania i przygotowania c.w.u, Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja, 2008, 10, 42-47



**4. OPRACOWANIE KONCEPCJI INTEGRACJI MODELU
UŻYTKOWNIKA ENERGII (BUDYNKU LUB GRUPY
BUDYNKÓW) ZE SMART GRIDEM (INTEGRACJA Z
SILNOPRĄDOWĄ SIECIĄ ELEKTROENERGETYCZNĄ –
ROZDZIELCZĄ, ZARZĄDZANĄ PRZEZ OSD – I PRZEDE
WSZYSTKIM Z INFRASTRUKTURĄ TELEINFORMATYCZNĄ
SŁUŻĄCĄ DO ZARZĄDZANIA SMART GRIDEM)**



4.1. Czynniki wymuszające powstanie Smart Grid (SG)

W branży elektroenergetycznej idea *inteligentnych systemów elektroenergetycznych* (ISE) wynika z potrzeby wprowadzenia nowej jakości do sieci elektroenergetycznych, która byłaby odpowiedzią na zagrożenia pojawiające się zarówno w zakresie deficytu pierwotnych zasobów energii jak i zbyt niskiej efektywności jej wytwarzania, przesyłu, rozdziału i użytkowania. Nie bez znaczenia na rozwój idei *Smart Grids* (SG) oddziałuje ogólny wzrost zużycia energii (np. rozwój i upowszechnienie systemów klimatyzacyjnych) oraz zróżnicowanie tego zużycia w zależności od pory dnia.

Z powyższych względów wynika formułowanie odpowiednich dyrektyw przez Unię Europejską oraz presja rządów na: zwiększenie niezawodności sieci energetycznych, rozproszone wytwarzanie energii oraz stosowanie odnawialnych źródeł energii.

Podstawowe czynniki wymuszające rozwój SG to:

- bezpośredni wpływ na realizację celów politycznych (m.in.: pakiet 3x20),
- istniejące rozwiązania technologiczne,
- możliwość integracji różnych obszarów biznesowych,
- rosnący nacisk odbiorców na możliwość kształtowania kosztów użytkowania energii,
- naciski ze strony producentów energii na lepsze wykorzystanie potencjału wytwórczego,
- rosnąca świadomość potrzeby uzyskiwania informacji z systemu dystrybucyjnego.

Do czynników hamujących rozwój SG należy natomiast zaliczyć:

- wysokie koszty inwestycyjne oraz
- niski poziom uświadomienia odbiorców.

Czynnikami ograniczającymi są również:

- koszty osierocone nieudanych inwestycji (stranded costs),
- niedopasowana polityka regulacyjna,
- brak spełnienia warunku komunikacji między sieciami (interoperability),
- niewłaściwa alokacja kosztów pomiędzy sektor energetyki i odbiorców końcowych,
- wpływ konieczności synchronizacji decyzji inwestycyjnych z powstawaniem nowych usług energetycznych (ang. *unbundling*),
- opóźnienia opracowywania standardów technicznych.

Wg J. Malko najważniejszymi czynnikami sprzyjającymi poszerzaniu się wiedzy i wdrażaniu rozwiązań z dziedziny SG [10.1] są zagadnienia zawarte w pkt. 10.1.1. - 10.1.6.

4.1.1. Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego:

- eliminacja przerw w dostarczaniu odbiorcom usług energetycznych,
- maksymalizacja efektywności przepływu energii od wytwórcy do odbiorcy końcowego,
- rozwój układów diagnostyki i sterowania,
- zaawansowane zarządzanie przepływami energii, zabezpieczeniami, restytucją sieci itp.,
- rozwój technologii bezpiecznej i niezawodnej transmisji danych,
- wprowadzenie algorytmów automatycznej samonaprawy,
- koordynacja sterowania na różnych poziomach systemu od lokalnego do globalnego.

4.1.2. Minimalizacja kosztów usług elektroenergetycznych:

- integracja przyjaznych środowisku lokalnych zasobów energii,

4.1.3. Zapewnienie zróżnicowania i zindywidualizowania poziomów jakości dostarczanej energii, zgodnie z potrzebami klienta:

- zastosowanie zaawansowanych układów energoelektronicznych, np. układów FACTS (ang. *Flexible Alternating Current Transmission Systems* - elastyczny system przesyłu prądu przemiennego, technologie podnoszące wydajność przesyłu energii w sieciach



elektrycznych, utrzymujące lub poprawiające stabilność napięcia i niezawodność sieci elektrycznej oraz obniżające całkowite straty mocy) lub CUSTOM POWER (urządzenia energoelektroniczne eliminujące lub zmniejszające techniczne i ekonomiczne skutki zaburzeń elektromagnetycznych emitowanych przez przyłączone do sieci elektrycznej odbiorniki).

4.1.4. Rozszerzenie funkcjonalności usług świadczonych przez dostawcę na rzecz odbiorcy:

- inteligentne opomiarowanie i fakturowanie, np. liczniki dwukierunkowe, zmienność ceny konsumowanej energii w czasie,
- zarządzanie energią oraz monitorowanie warunków jej dostawy itp.

4.1.5. Integracja rozproszonych źródeł odnawialnych:

- integracja z siecią generacji małej i średniej skali, wykorzystującej zasoby lokalne,
- udział źródeł odnawialnych (OZE lub z ang. *Renewable Energy Sources* - RES),
- powstawanie inteligentnych budynków, o charakterze prosumenckim,
- wykorzystanie modeli prognostycznych czynników meteorologicznych w przypadku generacji rozproszonej dużej skali (np. farmy wiatrowej).

4.1.6. Konieczność restrukturyzacji istniejących sieci zasilających:

- realizacja europejskich celów ochrony,
- inwestycje w zasoby odnawialne, generację rozproszoną i pojazdy elektryczne,
- rozwój infrastruktury integrującej działania wytwórców, konsumentów i prosumentów,
- obsługa kaskadowego rozwoju zdarzeń awaryjnych,
- rozwój mikrosieci (ang. *Microgrids*) o określonym poziomie autonomiczności.

Spośród istniejących czynników technologicznych umożliwiających i wymuszających rozwój Smart Grid należy wymienić:

- nowe technologie wytwarzania energii,
- technologie magazynowania energii,
- zawansowane materiały,
- sensory,
- inteligencję rozproszoną,
- technologie informatyczne i komunikacyjne (ang. *Information and Communication Technologies* - ICT),
- pomiar, akwizycję danych, wizualizację,
- zaawansowane techniki modelowania, symulacji i sterowania,
- zawansowane urządzenia energoelektroniczne,
- przewody o niskich stratach mocy, w tym z materiałów półprzewodnikowych.

4.2. Koncepcja, definicje i ważniejsze regulacje prawne

Pojęcie *Smart Grids* wykorzystuje się do określania inteligentnych systemów elektroenergetycznych. Rozumie się przez to systemy dostarczające odbiorcom energii elektrycznej, przy wykorzystaniu środków IT w taki sposób, aby zapewnić obniżenie kosztów i zwiększenie efektywności oraz zintegrowanie rozproszonych źródeł energii, także odnawialnej. Obecnie jednak znaczenie pojęcia *Smart Grids* rozszerza się i zaczyna być postrzegane jako systemy dostarczające odbiorcom nie tylko usługi elektroenergetyczne, ale również usługi związane z dostarczaniem innego rodzaju mediów energetycznych, takich jak



ciepło, woda czy gaz. Jako główny beneficjent systemów SG postrzegana jest branża elektroenergetyczna.

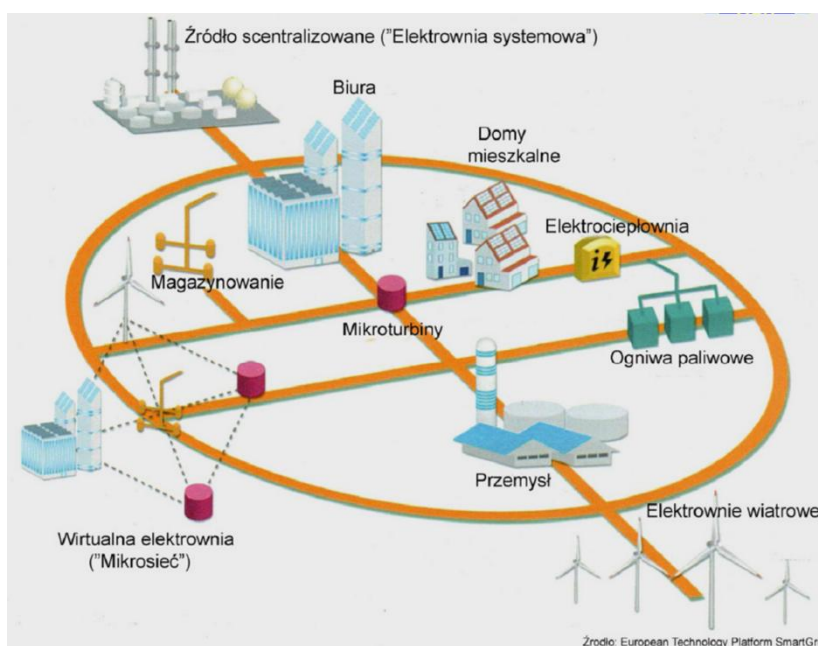
Nadal brak jest międzynarodowo akceptowanej definicji pojęcia *Smart Grids*, a prace nad systematyzacją i dopracowywaniem standardów w tej dziedzinie nadal trwają.

W 2005 roku, przy wsparciu Komisji Europejskiej, została powołana *Europejska Platforma Technologiczna Smart Grids* (ang. *European Technology Platform - ETP SG*), w celu wypracowania wspólnej wizji rozwoju sieci elektroenergetycznej do roku 2020. Powstał również nowy dział IEEE - *Transactions on Smart Grids*. EPT sformułowała wizję dalszej działalności elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych- rys.10 1. Wizja ta zakłada, iż europejskie sieci muszą być jednocześnie:

- elastyczne,
- dostępne dla wszystkich użytkowników sieci,
- niezawodne;
- efektywne.

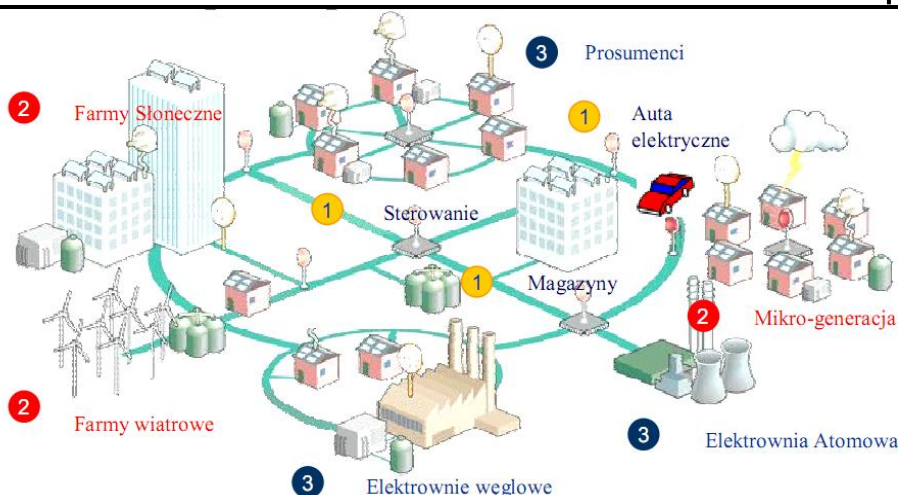
EPT SG utrzymuje, że inwestycje w ICT oraz automatykę są coraz tańszą alternatywą dla inwestycji w *hardware* sieci.

Na rys. 10.2 pokazano adaptację koncepcji systemu SG przez polskiego operatora sieci przesyłowych jako łańcuch dostaw energii uwzględniający: 1 - bezpieczeństwo dostaw, 2 - generację rozproszoną i kogenerację oraz 3 - presję konsumentów.



Rys. 10.1 Koncepcja SG wg ETP-SG

Zespół zadaniowy do spraw SG przy Komisji Europejskiej przyjmuje następującą definicję (cyt.): „sieć elektryczna, która w efektywny ekonomicznie sposób może integrować zachowania i działania wszystkich użytkowników do niej przyłączonych - wytwórców, konsumentów, i tych, którzy zarówno są konsumentami jak i wytwórcami. Celem takiej integracji jest zapewnienie efektywnego ekonomicznie, niezawodnego systemu energetycznego z małymi stratami i wysokim poziomem bezpieczeństwa dostaw”.



Rys. 10.2 Łańcuch dostaw energii w systemie SG wg PSE-Operator [10.2]

Zgodnie z opracowaniem „Distribution Systems and Dispersed Generation strategy, activities and future development S.C. C6” - CIGRE, Apr. 2008. (cyt.): „Przyszłymi obszarami działań Komitetu C6 CIGRE będą (...): Wykorzystanie technologii inteligentnej do opracowania zaawansowanych systemów sterowania i zarządzania aktywnymi sieciami, integrującymi zasoby rozproszone (ang. Distributed Energy Resources - DER) i mikrosieci. Podstawowymi zagadnieniami są zarządzanie i zdalne sterowanie źródłami energii elektrycznej, magazynowaniem i zapotrzebowaniem, sterowanie rozplływami mocy i poziomem napięć, rekonfiguracja sieci oraz zamierzone operacje tworzenia wysp, sterowanie jakością energii, rozszerzone wykorzystywanie technologii informatycznych i komunikacyjnych, sensorów i elementów wykonawczych (...).”

Na konferencji National Institute of Science in IEEE (Gaithersburg, USA, 2010) stwierdzono, że: „Podstawą wizji *Smart Grid* są technologie ICT, zwiększające możliwości współczesnych sektorów energetycznych, umożliwiające dwukierunkowy przepływ energii i informacji, szybciej reagujące na stany zagrożenia i działania restrykcyjne, ułatwiające integrację w infrastrukturze sieci oraz dostarczające odbiorcy narzędzia dla optymalizacji zarządzania poborem energii.

Koncepcja inteligentnych sieci obejmuje także cały szereg działań o charakterze pozatechnicznym związanych głównie z analizą zasadności ekonomicznej podejmowanych przedsięwzięć, poszukiwaniem potencjalnych zwrotów poniesionych nakładów oraz wykorzystaniem do tego celu odpowiednich mechanizmów rynkowych, kontraktowania i inżynierii finansowej. Istotne są także aspekty społeczne, kulturowe i behawioralne kreowane nowymi warunkami dostawy energii elektrycznej.

4.3. Cechy systemów Smart Grids

Do najistotniejszych cech systemów *Smart Grid*, zalicza się [10.3]:

- uwzględnienie wszystkich użytkowników energii w zakresie generacji, magazynowania i sterowalnego użytkownika energii, zwłaszcza OZE i lokalnych źródeł o wysokiej efektywności i zerowej lub niskiej emisji CO₂,
- optymalizację wykorzystania zasobów niezbędnych do wytworzenia i dostarczenia energii,
- optymalizację efektywności eksploatacyjnej,
- umożliwienie wprowadzenia nowych produktów, usług i rynków energii,
- zapewnienie wysokiej jakości dostaw energii,
- odporność na ataki w obszarze fizycznym i cyberprzestrzeni oraz na katastrofy naturalne,
- osiągnięcie zdolności do przewidywania zakłóceń, rekonfiguracji i samonaprawialności,

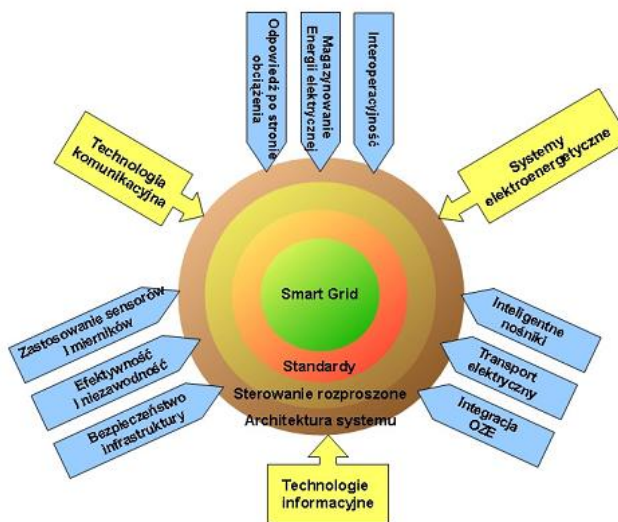


- umożliwienie aktywnego uczestniczenia odbiorców, reagujących na obciążenie,
- synergii tradycyjnych (konwencjonalnych) technologii wytwarzania, magazynowania, użytkowania energii oraz innowacyjnych technologii ICT.

Tablica. 10.1 Porównanie podstawowych cech sieci tradycyjnej i inteligentnej

Obszar	Sieć	
	tradycyjna	inteligentna
Sterowanie, kontrola	elektromechaniczne, analogowe	cyfrowe, technologia IT
Komunikacja, przepływ informacji	jednokierunkowa	dwukierunkowa, w czasie rzeczywistym
Przepływ energii	jednokierunkowy	dwukierunkowy, on-line
Generacja	scentralizowana	rozproszona, on-line, odpowiedź na popyt, elektrownia wirtualna
Architektura	hierarchiczna	sieciowa
Czujniki	nieliczne	powszechne
Transparentność struktury	nieprzejrzysta	samomonitorowanie
Działania prewencyjne	ręczne	samonaprawcze (algorytmy <i>self healing</i>)
Awaryjne i blackouty	podatność na zakłócenia	adaptacyjność, struktury wyspowe
Kontrola/bilansowanie/testowanie	ręczne/scentralizowane	zdalne/rozproszone
Sterowanie	ograniczone	kompleksowe, kontrola kaskadowego rozwoju zdarzeń
Zachowanie	przewidywalne	losowe
Wpływ użytkownika	znikomy	znaczny
Regulacje handlowe	zróżnicowane	ujednolicone
Możliwości międzysystemowe	ograniczone	duże

Przebudowa architektury konwencjonalnego systemu energetycznego poprzez wprowadzenie technologii ICT i rozwiązań automatyki zaowocuje nowymi funkcjonalnościami (rys. 10.3) i będzie skutkowało kształtowaniem się zrównoważonego systemu energetycznego (tablica 10.2).



Źródło: Gridwise Alliance

Rys. 10.3 Podstawowe składniki sieci inteligentnej

Duże znaczenie w takim systemie będzie miała możliwość tworzenia tzw. wirtualnych elektrowni (ang. - *Virtual Power Plants* - VPP), powstających poprzez połączenie różnorodnych mikro źródeł energii. Funkcjonalność tę zapewni inteligentne opomiarowanie. Z punktu widzenia systemu taka mikrosieć (klaster, *microgrids*) widziana będzie jak jedno



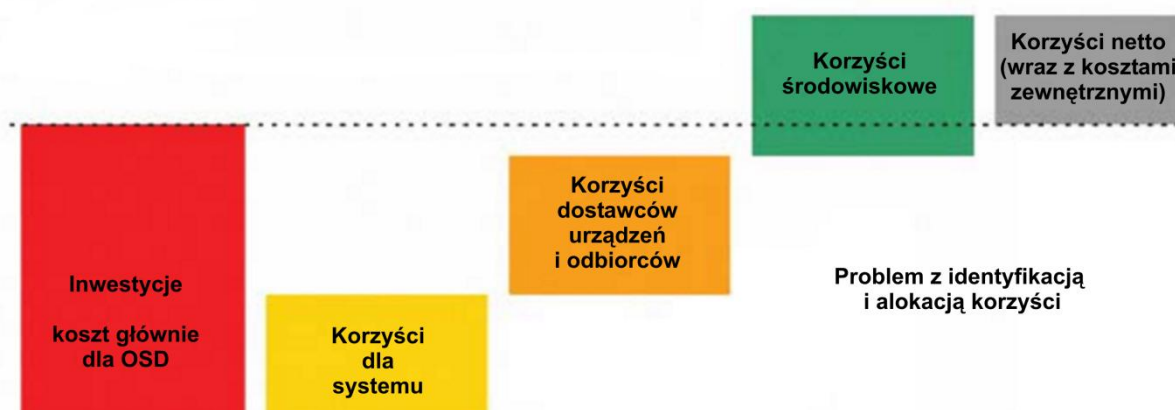
elastyczne duże źródło energii (łatwiejsze bilansowanie wahań częstotliwości). VPP będą mogły być zarządzane centralnie przez operatora systemu lub poprzez wyspecjalizowaną firmę [10.3], [10.4].

Tablica. 10.2 Cechy konwencjonalnego i zrównoważonego systemu energetycznego

Konwencjonalny system energetyczny	Zrównoważony system energetyczny
nacisk na wzrost PKB	nacisk na długoterminowe cele ekonomiczne i środowiskowe
przewaga paliw kopalnych	wzrost wykorzystania RES
polityka energetyczna skoncentrowana na wytwarzaniu	polityka energetyczna ukierunkowana na ochronę zasobów naturalnych
scentralizowane usługi energetyczne	generacja rozproszona
scentralizowane wytwarzanie energii	rosnące zaufanie do systemów średniej skali
dominowanie celów ekonomicznych	wyważenie pomiędzy celami społecznymi, środowiskowymi i ekonomicznymi
klasyczne rozwiązania technologiczne i organizacyjne	rosnąca penetracja nowych technologii w zakresie wytwarzania i zarządzania
zyski wynikające z działania na rynkach zmonopolizowanych	działanie na rynkach konkurencyjnych i regulowanych
całkowite pomijanie kosztów zewnętrznych	rosnący nacisk na uwzględnianie kosztów zewnętrznych
działanie na rynku wewnętrznym chronionym przez państwo	działanie na rynkach międzynarodowych, o jednakowych regułach konkurencji

4.4. Korzyści wynikające z systemów SG

Korzyści oraz koszty wynikające z wdrożenia funkcjonalności Smart Grid są rozproszone. Złożoność problemu ich identyfikacji i rozlokowania przedstawia rys. 10.4 i dane w tablicy 10.3.



Rys. 10.4 Korzyści i alokacja kosztów

Tablica. 10.3 Zestawienie korzyści wynikających z SG

Wytwarzanie energii elektrycznej	Przesył i dystrybucja	Odbiorcy końcowi
Niższe koszty inwestycyjne w nowe moce wytwórcze	Zmniejszenie strat mocy w sieciach	Bardziej niezawodne dostawy (eliminacja kosztów niedostarczonej energii)
	Niższe koszty zakupu	Potencjalna możliwość zmniejszenia

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



	usług przesyłowych	rachunków za energię
	koszty utrzymania sieci przesyłowych	Zmniejszenie kosztów komunikacji (np. pojazdy elektryczne)
	Niższe koszty braku mocy przesyłowych	Możliwość sprzedaży energii wyprodukowanej przez odbiorcę końcowego
Lepsze wykorzystanie majątku sektora energetycznego		Możliwość świadczenia usług systemowych, w tym sprzedaży zdolności magazynowania energii
Mniejszy wolumen sprzedanej energii np. poprzez ograniczenie zapotrzebowania w szczycie		Dostęp do informacji o zużyciu energii i możliwość zarządzania popytem
Wyższa efektywność energetyczna		
Niższe koszty dostosowania do wymogów ochrony środowiska		
Wzrost bezpieczeństwa energetycznego		
Mniejsze oddziaływanie na zdrowie ludności		
Tworzenie nowych miejsc pracy		
Powstawanie rynku nowych usług energetycznych		

Do korzyści na poziomie społeczeństwa należy zaliczyć:

- zmniejszenie kosztów awarii systemów elektroenergetycznych,
- nacisk na zmniejszanie kosztów energii,
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego, w tym również lokalnego,
- mniejsze obciążenie środowiska,
- nowe możliwości biznesowe.

Do istotnych korzyści wynikających z wdrażania technologii SG należy również oszczędność energii, możliwa poprzez:

- aktywność odbiorcy końcowego w wytwarzaniu i zużyciu energii (aktualne sygnały cenowe),
- sterowanie popytem po stronie odbiorcy (ang. *Demand Side Management* - DSM),
- możliwość sterowania napięciem u odbiorców odległych,
- ograniczenie strat przesyłu i dystrybucji,
- rozwój technologii niskoemisyjnych - małe urządzenia kogeneracyjne (ang. *Combined Heat and Power* - CHP) oraz OZE,
- możliwość wykorzystania źródeł rozproszonych (wytwarzanie i usługi systemowe),
- integracja układów magazynowania energii,
- dynamiczne zarządzanie siecią,
- skuteczniejsza automatyka sieciowa,
- zwiększenie odporności sieci na katastrofy naturalne,
- lepsza komunikacja pomiędzy uczestnikami rynku (dostawcy-odbiorcy).

4.5. Etapy rozwoju i aspekty techniczne systemów SG

Najważniejsze wstępne inwestycje, jakich należy dokonać w ciągu najbliższych kilku lat, aby potwierdzić przydatność technologii Smart Grids określa komunikat Komisji Europejskiej zatytułowany „*Rozwiązania Smart Grids: od innowacji do wdrożenia*”. Zaleca on stosowanie odpowiednich mechanizmów finansowania w uzgodnieniu z Europejskim Strategicznym Planem Technologii Energetycznych (SET-Plan).

Czynniki regulacyjne niezbędne do rozwoju SG w Polsce to:

1. Stworzenie rynku e-energii.
2. Prowadzenie odpowiedniej polityki regulacyjnej, stwarzającej zachęty do inwestowania w sieci inteligentne i umożliwiającej odbiorcom końcowym wykorzystanie uzyskanych informacji o zużyciu w celu skorzystania z pro-oszczędnościowych taryf na energię.

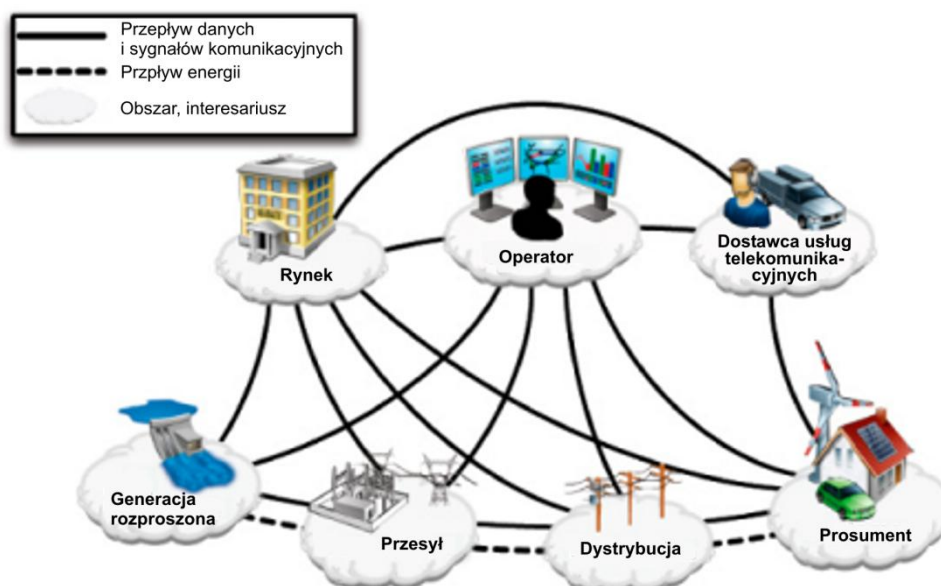


3. Stworzenie warunków prawnych i regulacyjnych umożliwiających wejście na rynek prosumentom.
4. Pojawienie się promotora czy organizatora (ang. *facilitator*) procesu rozwoju sieci inteligentnych.
5. Właściwą alokację korzyści i kosztów budowy sieci inteligentnych pomiędzy sektor energetyczny i odbiorców końcowych.
6. Umiejętność wykorzystania dotychczasowych doświadczeń innych krajów i umiejętną ich adaptację do warunków polskich.

Obecnie *Smart Grids* w odniesieniu do systemu elektroenergetycznego jest bardziej wizją lub koncepcją niż działającym systemem. Aby urzeczywistnić tę wizję musi powstać nowa architektura systemu oparta o:

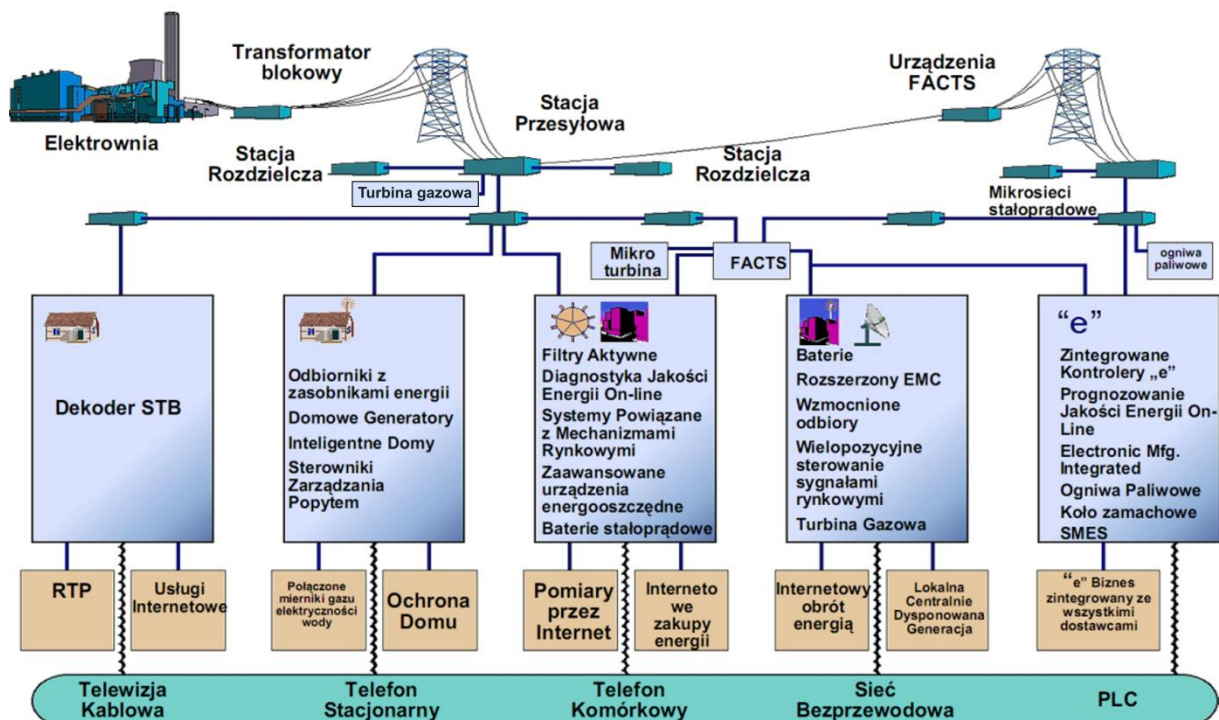
- opomiarowanie (ang. *Smart Metering* - SM), pozwalające na monitorowanie sieci w odpowiednim horyzoncie czasowym,
- systemy komunikacyjne przekazujące dane pomiarowe do punktów decyzyjnych,
- inteligentne algorytmy informacyjne, prognostyczne i decyzyjne,
- aktywne sieci - przystosowane do dwukierunkowego przepływu energii.

W systemie o tak skonstruowanej architekturze przepływać będzie nie tylko energia, możliwy będzie również przesył i wzajemne interakcje różnego rodzaju sygnałów komunikacyjnych oraz dużej ilości danych - rys. 10.5.



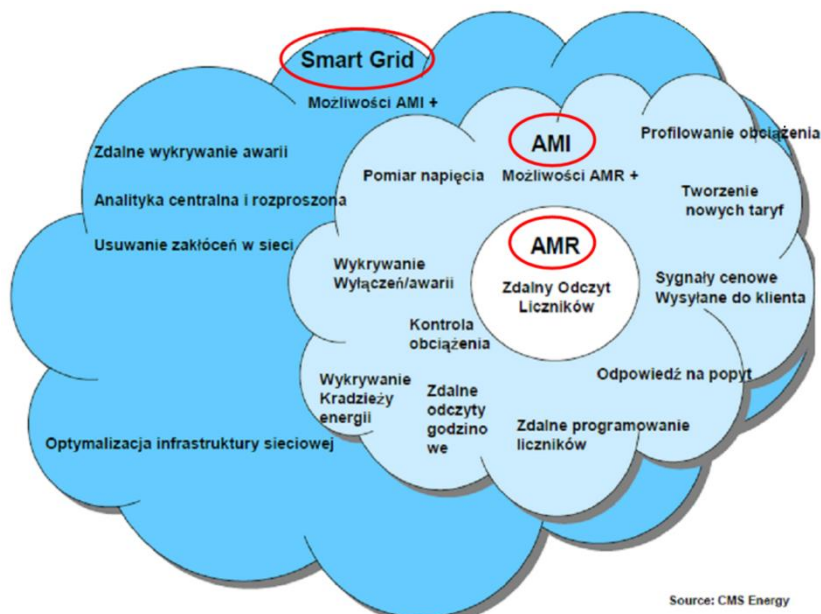
Rys. 10.5 Interakcje pomiędzy interesariuszami systemu *Smart Grids* [10.5]

Złożoność zagadnień technicznych struktury systemu *Smart Grids* przedstawiono na rys. 10.6.



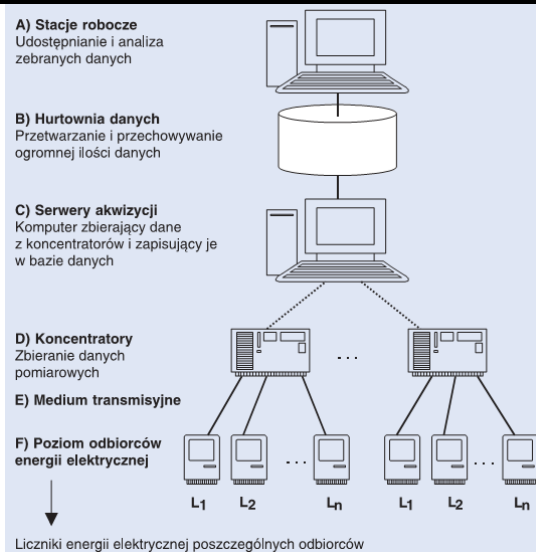
Rys.10.6 System *Smart Grid* - zagadnienia techniczne

Warstwy funkcjonalne, które muszą zostać rozwinięte, aby powstała struktura systemu SG przedstawiono na rys. 10.7.



Rys. 10.7 Warstwy funkcjonalne systemu *Smart Grid*

Pierwszym i kluczowym etapem modernizacyjnym przekształcającą sieć tradycyjną w sieć inteligentną i interaktywną jest budowa inteligentnej infrastruktury pomiarowej (ang. *Advanced Metering Infrastructure* - AMI) wykorzystującej urządzenia SM - czyli m.in. systemu automatycznego zarządzania pomiarami (ang. *Automatic Meter Management* - AMR) - rys. 10.8.



Rys. 10.8 Struktura systemu AMR

Kolejnym etapem jest budowa centralnych systemów informatycznych (ang. *Meter Data Reading* - MDM), które zagregują zgromadzone informacje i złożą w rozbudowanych bazach danych (tzw. repozytoriach danych pomiarowych). Następnie należy stworzyć aplikacje analityczne, które niemal w czasie rzeczywistym będą mogły przetwarzać ogromne ilości danych zgromadzonych w MDM (np. rozwiązanie SAP HANA (aplikacja typu „in-memory” pozwalająca zbierać i analizować dane transakcyjne i analityczne w momencie ich zaistnienia, a następnie przetwarzać i prezentować je w ciągu kilku sekund)).

Kolejny krok to budowa aplikacji i urządzeń automatyki, które będą szybko i niezawodnie reagować na sygnały zarówno z systemów technicznych jak i biznesowych. Przy czym wszelkie standardowo wykorzystywane aplikacje w zakresie obsługi klientów (billing, CRM(ang. *Customer Relationship Management* - system informatyczny wspomagający procedury zarządzania relacjami z klientami)) czy zarządzania infrastrukturą sieciową (ang. *Asset Management*) muszą zostać dostosowane tak, aby standardowo wykorzystywać możliwości powstałej w ten sposób nowoczesnej infrastruktury. Np. centralne systemy bilingowe muszą zostać przystosowane do wyznaczenia optymalnych taryf (aby cenowo przekonać użytkowników do zmian przyzwyczajzeń), a producenci sprzętu domowego i elektrycznych samochodów muszą zbudować nowe generacje urządzeń umiających z tych informacji korzystać.

Przekształcenie sieci w strukturę „inteligentną” wymaga inwestycji w rozwiązania oferowane przez różnych producentów, takie jak automatyzacja podstacji (ang. *Substation Automation* - SA), automatyzacja dystrybucji (ang. *Distribution Automation* - DA), zarządzanie stroną popytową (DSM), zarządzanie zasobami energii odnawialnej (ang. *Renewable Energy Resource Management*) i tym podobne.

Obecnie na rynku istnieją już firmy oferujące rozwiązania umożliwiające tworzenie struktur SG.

GE Energy na przykład, oferuje usługi w zakresie: adaptacyjnej automatyki zabezpieczeniowej, zaawansowanej automatyki przeciwawaryjnej i poawaryjnej (ang. *Wide Area Monitoring and Control* – WAMC), obszarowej synchronizacji próbkowania (ang. *Phasor Measurement Units* - PMU), dynamicznego zarządzania i integracji sterowania sieciami energetycznymi (ang. *Dynamic Rating and Condition Based Performance*), aktywnego zarządzania popytem i generacją w sieciach rozdzielczych i odbioru końcowego (ang. *Demand Response*), przyłączania i zarządzania rozproszonymi źródłami energii elektrycznej, zarządzania mikrosieciami, diagnostyki w czasie rzeczywistym urządzeń



energetycznych (ang. *Asset Optimazation*), inteligentnych liczników do pomiaru energii elektrycznej (AMR), sieci telekomunikacyjnych czy zestawu aplikacji związanych z bezpieczeństwem cyfrowym i przetwarzaniem danych.

Z kolei Schneider Electric do - jak to określa - aktywnej kontroli efektywnego wykorzystania energii oferuje wsparcie w zakresie:

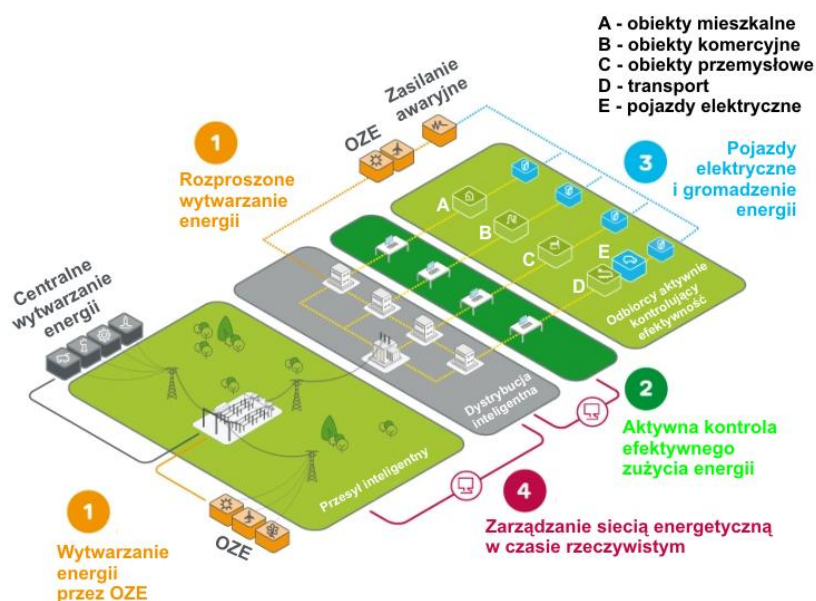
- pomiarów - instalacji inteligentnych liczników energii i analizatorów jakości zasilania, wraz z wykonaniem wszechstronnego audytu energetycznego,
- ustalenia priorytetów - zastosowania energooszczędnych urządzeń, materiałów izolacyjnych, kompensacji współczynnika mocy;
- automatyki - optymalizacji oświetlenia, wentylacji i klimatyzacji poprzez zastosowanie urządzeń automatyki;
- monitoringu - oprogramowanie zarządzające energią i systemy zdalnego monitoringu.

Dla zintegrowanych rozwiązań zarządzania energią Schneider Electric oferuje aktywną, elastyczną i otwartą architekturę *EcoStruxure*, umożliwiającą: efektywną współpracę i koordynację między użytkownikami systemu, wizualizację i optymalizację zużycia energii, kompatybilność systemów zasilania, procesów i maszyn, systemów budynkowych i ochrony.

Schneider Electric dąży do stworzenia inteligentnej platformy komunikacyjnej możliwej do zastosowania na poziomie:

- zakładów energetycznych i operatorów przesyłowych, w celu informowania o obciążeniu i zapotrzebowaniu ze strony sieci,
- sieci - w celu:
 - zarządzania zmiennością i niestabilnością źródeł odnawialnych;
 - zarządzania zmiennością zużycia energii w budynkach inteligentnych, obiektach przemysłowych i infrastrukturalnych,
- odbiorców w celu informowania o ich poborze energii,
- użytkowników pojazdów elektrycznych, np. w celu informowania o punktach ładowania.

Według Schneider Electric inteligentna sieć musi zapewniać przejrzystą wizualizację zużycia energii na każdym etapie. *Smart Grids* musi łączyć wszystkie inteligentne systemy na wszystkich poziomach oraz optymalizować zasilanie i zapotrzebowanie energetyczne - rys. 10.9.



Rys. 10.9 Koncepcja inteligentnej platformy komunikacyjnej wg Schneider Electric



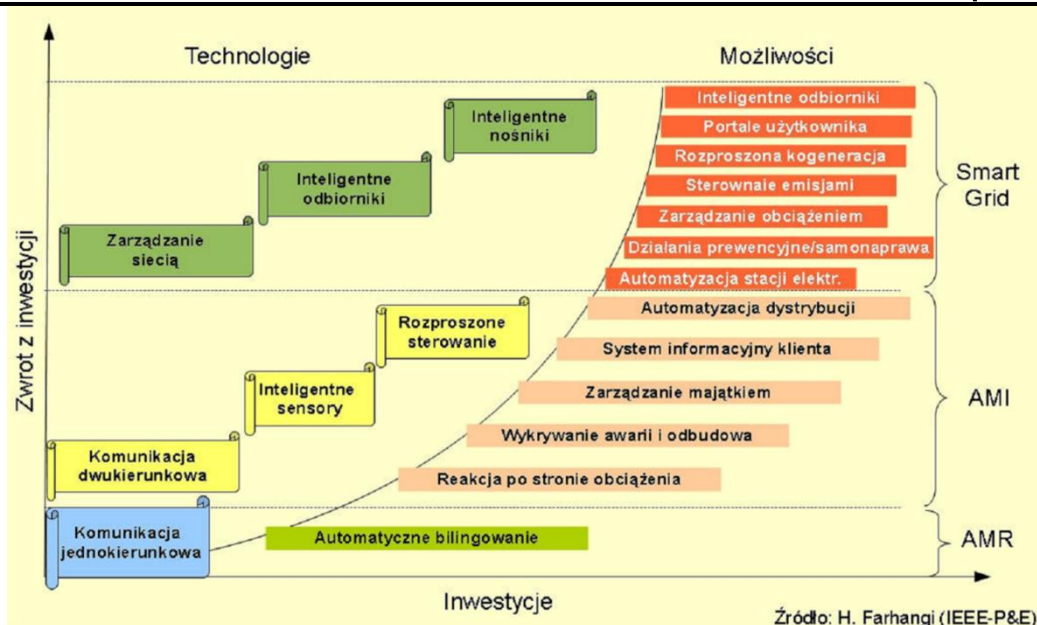
Firma Alcatel-Lucent dostarcza natomiast rozwiązań zwiększających wydajność operacyjną w takich obszarach jak:

- niezawodność sieci energetycznej - zintegrowany system komunikacyjny dla pracowników mobilnych (ang. *Mobile Workforce*) i klientów, ułatwiający usuwanie zakłóceń, oparty o aplikacje typu klient-serwer do zarządzania pracownikami mobilnymi, integrujący telecentra (Genesys) i funkcje telefoniczne z systemem informacyjnym i systemem zarządzania przerwami w dostawie energii,
- zarządzanie inteligentnymi pomiarami (ang. *Smart Metering Management* - SMM) - integracja z aplikacjami *Smart Grids* przedsiębiorstwa energetycznego, wdrażenie programów zarządzania stroną popytową (DSM) - ułatwiających reagowanie na zmiany zapotrzebowania (ang. *Demand-Response*) oraz zarządzanie obciążeniem (ang. *Load Management*), usprawnianie obsługi systemów handlu hurtowego i zarządzania wytwarzaniem energii (ang. *Generation Management*).
- integracja systemu zarządzania siecią energetyczną z systemem zarządzania siecią komunikacyjną i rozwiązaniami OSS (ang. *Operations Support Systems*, system komputerowy używany przez dostawców usług telekomunikacji, wspomaga m.in. takie procesy jak: zarządzanie zasobami sieci, zabezpieczanie usług, konfiguracja komponentów sieci i zarządzanie błędami) - wsparcie dla analiz i usuwania awarii.

Wiele rozwiniętych państw modernizuje lub szykuje się do modernizacji swoich sieci energetycznych, uwzględniając aspekt inteligentnego sterowania siecią oraz generacji rozproszonej (mikrogeneracji). Systemy *Smart Grids* i generacji rozproszonej, mogą być w nadchodzących latach jednym z najszybciej rozwijających się sektorów przemysłowych.

Na forum EEGI (ang. *European Electricity Grid Initiative*) podano, że liczba wdrażanych projektów SG w krajach Unii Europejskiej wynosi prawie 300 pozycji o łącznej wartości 3 mld 850 mln Euro, przy czym przeważają przedsięwzięcia z zakresu SM [10.6].

W rozwój systemów *Smart Grids* inwestują obecnie wszystkie największe firmy energetyczne na świecie. W Europie np.: EDF (Francja), RWE (Niemcy), Iberdola (Hiszpania) i British Gas (Wielka Brytania). W Polsce, w zakresie wdrożenia inteligentnych sieci energetycznych oferty przygotowało wiele firm i konsorcjów, wśród nich można wymienić: Alcatel-Lucent, General Electric, Siemens, Cisco, IBM, Eltel Networks, Schneider Electric, Energa czy Instytut Energetyki w Gdańsku [10.3], [10.7]. Na rys. 10.10 pokazano wzrost opłacalności wdrażania technologii SG w miarę rozwoju poszczególnych jej warstw.

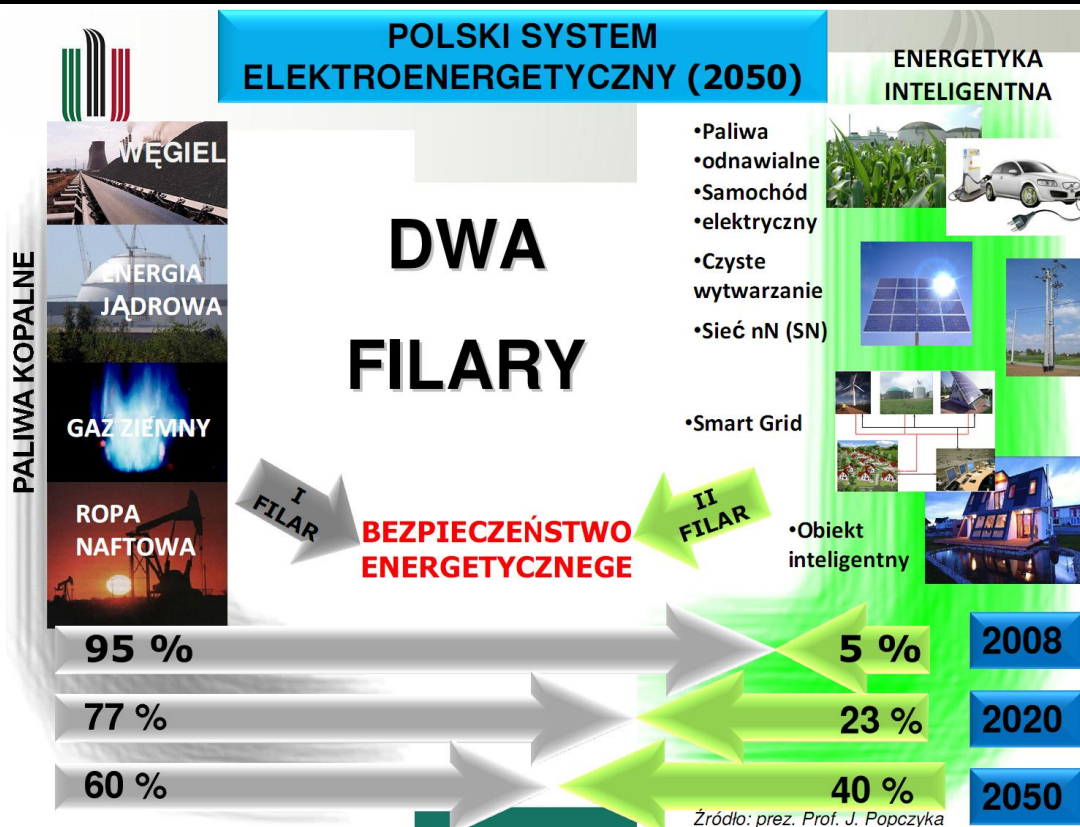


Rys. 10.10 Zwrot inwestycji w przypadku sieci inteligentnej

Przykładowe etapy rozwoju SG w Polsce przedstawiono w tabelicy 10.4, widać że funkcjonalności dotyczące roku 2010 w większości nie zostały jeszcze wdrożone. Na rys. 10.11 pokazano natomiast jak pod wpływem rozwoju SG może zmienić się system elektroenergetyczny w Polsce do roku 2050.

Tablica. 10.4 Przykładowe etapy rozwoju Smart Grid, tzw. road-map

2010	2020	2030
<ul style="list-style-type: none"> • Umożliwienie dwustronnej komunikacji i rozwój systemów <i>Smart Meteringu</i> • Rozwój urządzeń gospodarstwa domowego dostosowanych do sieci inteligentnych • Przyłączanie urządzeń i domów „inteligentnych” do sieci • Wejście odbiorców końcowych na rynek energii poprzez rozwój generacji rozproszonej i udział w programach DSM 	<ul style="list-style-type: none"> • Rozwój systemów sterowania zawierających urządzenia plug-and-play do ogrzewania, chłodzenia i regulacji wilgotności • Dostarczanie wysokiej jakości energii elektrycznej z automatycznym pomiarem napięcia i częstotliwości • Rozwój kabli nadprzewodzących na dalekie odległości 	<ul style="list-style-type: none"> • Wysokoefektywny i bezpieczny, zdigitalizowany system energetyczny dostępnych dla wszystkich • Powszechne wykorzystanie czystej energii • Powszechna dostępność do urządzeń magazynujących energię • Zakończenie budowy narodowej sieci kabli nadprzewodzących



Rys. 10.11 Wpływ wdrażania SG na przekształcanie się systemu elektroenergetycznego [10.8]

4.6. Smart Metering - definicje i regulacje prawne

Najogólniej systemy inteligentnego opomiarowania (SM) są systemami pozyskiwania i zarządzania danymi pomiarowymi, które dostarczają zarówno odbiorcom indywidualnym jak i dostawcom bieżących i ciągłych informacji o wielkości zużycia i koszcie danego medium (elektryczności, gazu, wody, ciepła) [10.9]. Systemy takie w założeniu pozwalają na aktywną (tzn. mającą wpływ na optymalizację zużycia i ograniczenie kosztu) postawę odbiorcy końcowego danego medium przekładającą się na możliwość optymalizacji zarządzania potytem (DSM).

W elektroenergetyce systemy inteligentnego opomiarowania są wykorzystywane do budowy struktury inteligentnych sieci, stanowiąc jej główny filar. Dzięki rozbudowanemu systemowi SM sieć staje się obserwowalna, w wymaganym horyzoncie czasowym. *Smart Metering* zawiera zbiór spójnych systemów informatycznych, telekomunikacyjnych i inteligentnych mierników energii elektrycznej, przekazujących dane pomiarowe do punktów decyzyjnych, oraz inteligentne algorytmy informacyjne, prognostyczne i decyzyjne. Należy przy tym podkreślić, że *Smart Metering* ma polegać na komunikacji, a nie tylko na mierzeniu.

W opracowaniu [10.10] stwierdzono, że przyszły kształt inteligentnego systemu pomiarowego (rys. 10.12) będzie zależał od decyzji w kilku niezależnych od siebie obszarach: regulacji wdrożenia (dobrowolność), zagadnieniami związanymi z urządzeniami pomiarowymi i specyfikacją wymogów technicznych dla tych urządzeń, kwestiami infrastruktury i technologii przesyłu danych oraz wszystkimi aspektami związanymi z: akwizycją, zarządzaniem, agregowaniem i udostępnianiem danych pomiarowych.



Rys. 10.12 Koncepcja inteligentnego systemu pomiarowego - modelu rynku [10.10]

Unia Europejska w swoich dokumentach silnie promuje systemy inteligentnego opomiarowania.

22 kwietnia 2009 Parlament Europejski wyraził jednoznaczne wsparcie dla inicjatyw związanych z inteligentnymi systemami pomiarowymi i zobowiązał kraje członkowskie do instalacji inteligentnych systemów pomiarowych u wszystkich odbiorców do roku 2022, a do roku 2020 przynajmniej w 80% [10.6].

Przykładem promowania SM są również Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz Dyrektywa 2009/73/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. (tzw. Dyrektywa Gazowa) dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego. Na mocy zapisu tej drugiej, do 3 września 2012 kraje członkowskie mają dokonać oceny zasadności wprowadzania systemów inteligentnego opomiarowania. Ustawodawca nałożył obowiązek implementacji tej Dyrektywy w poszczególnych krajach do 3 marca 2011.

Natomiast zalecenie powszechnego wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania nie jest obligatoryjne (w wielu krajach europejskich wdrożenie np. systemów inteligentnego odczytu w skali powszechnej ma charakter „nakazowy”) i zostało uzależnione od oceny ekonomicznej skutków wprowadzenia rozwiązania w danym Państwie. Jako kryterium mają być przyjęte prognozowane korzyści w zestawieniu z koniecznymi do poniesienia kosztami wdrożenia.

Analiza powinna dotyczyć: skali wdrożenia, rozwiązań organizacyjnych, niezbędnych założeń standaryzujących, sposobu finansowania i efektów ekonomicznych. Zgodnie z prawem, oceny takiej dokonuje Państwo (rząd) danego kraju. W przypadku polskiego sektora elektroenergetycznego, oceny w swoim obszarze zobowiązał się dokonać PSE Operator [10.2]. W 2010 r. na zlecenie PTP i REE, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk opracował „Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce”, w którym



przeanalizowano m.in. takie kwestie jak: identyfikacja beneficjentów i korzyści, standardy techniczne, wymagania prawne oraz nakłady inwestycyjne [10.10].

Działania związane z wprowadzaniem inteligentnego opomiarowania w Polsce stają się coraz bardziej intensywne. Zapisy wskazujące na zasadność stosowania inteligentnego opomiarowania znajdują się już w polskich dokumentach rządowych (Polityka Energetycznej Polski do roku 2030).

W największej części dotyczą one elektroenergetyki, ponieważ uważa się, że dziedziny takie jak *Smart Metering* i *Smart Grids* mogą przynieść tam największe efekty. Zgodnie z zapowiedziami systemy inteligentnego opomiarowania dla odbiorców indywidualnych mają być powszechnie wdrożone w polskiej elektroenergetyce do roku 2020 (niektóre deklaracje mówią nawet o roku 2016).

Problematyka inteligentnego opomiarowania jest podejmowana przez wiele instytucji i organów RP w tym przez: Komisję Gospodarki Sejmu, Urząd Regulacji Energetyki i Urząd Ochrony Konsumentów. W Narodowym Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej utworzono zespół do realizacji programu „Inteligentne sieci energetyczne”. Równoległe prace i analizy nad programem wdrożenia systemu inteligentnych sieci w elektroenergetyce mają miejsce w PSE Operator i w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej [10.2], [10.11]. Z inicjatywy Krajowej Agencji Poszanowania Energii powstała Krajowa Platforma Technologiczna Energetyki, której celem jest stworzenie warunków do lepszej absorpcji innowacyjnych technologii przez energetykę - w tym sieci i systemów inteligentnego opomiarowania. Rozpoczynają się wdrożenia pilotażowe na dużą skalę (Energia Operator).

W Polsce brak jest ośrodka/ciała/zespołu koordynującego działania o charakterze strategicznym z zakresu *Smart Meteringu* w skali kraju (wyposażonego w określone kompetencje decyzyjne) z wiodącą rolą niezależnych (z punktu widzenia branż) organów, czyli tzw. Niezależnego Operatora Pomiarów - NOP [10.12], [10.2].

Dobrze wprowadzony system *Smart Meteringu* może przynieść wiele korzyści dla wszystkich uczestników rynku (deklaracja w sprawie wprowadzenia inteligentnego opomiarowania do polskiego systemu elektroenergetycznego - 3 czerwca 2009 r.), co jest szczególnie ważne w świetle wytycznych dyrektyw unijnych 2006/32/WE i 2006/32/EC, wzywających polską gospodarkę do poprawy efektywności energetycznej oraz dążenia do realizacji celów zawartych w pakiecie energetyczno-klimatycznym „3x20”.

Wdrożenie systemu *Smart Meteringu* stanowi istotne wyzwanie finansowe i technologiczne. Przewiduje się jednak, że przyniesie to wymierne korzyści tj.:

- ograniczenie podwyżek cen energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego poprzez obniżenie różnicy bilansowej oraz wdrożenie nowych mechanizmów konkurencyjnych na rynku energii elektrycznej, w szczególności ujawnienie elastyczności cenowej popytu i zmniejszenie kosztów obsługi odbiorców (m.in. zlikwidowanie konieczności spisywania liczników przez inkasentów, zmniejszenie liczby skarg odbiorców, zmniejszenie kosztów obsługi call center, korespondencji z klientem),
- wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego - m.in. poprawę jakości (ciągłości) dostaw energii i jakości parametrów energii oraz zwiększenie efektywności sieci,
- ograniczenie zużycia energii - dostosowanie zużycia energii do potrzeb i możliwości finansowych gospodarstwa domowego.

Doświadczenia krajów UE wskazują na wynikający z tego tytułu potencjał w zakresie wzrostu efektywności energetycznej na poziomie 6-10% poprzez uproszczenie procedur zmiany sprzedawcy energii i zwiększenie konkurencyjności na rynku.

W Polsce z prawa zmiany dostawcy energii (od lipca 2007 r.) skorzystało jedynie 3 tys. odbiorców z ok. 13,5 mln płacących za energię elektryczną [10.13].



Inteligentne pomiary są postrzegane przez: rządy, organy regulacyjne i operatorów sieci jako czynnik stymulujący efektywność energetyczną. Rynek przewiduje tutaj działania w trzech dziedzinach, tj.:

- edukacja konsumentów - dostawcy energii powinni przekazywać konsumentom informacje niezbędne im do poznania własnego modelu zużycia energii i umożliwiające zmniejszenie tego zużycia w okresach szczytu,
- zarządzanie konsumentami - uzyskanie przez dystrybutora lub dostawcę energii zgody klienta na wprowadzenie pewnego poziomu kontroli swojego zapotrzebowania o drugorzędnym lub mniej krytycznym znaczeniu. Przykładowo: w zamian za korzystną taryfę klient mógłby zezwolić dystrybutorowi na regulowanie swojej klimatyzacji tak, aby zmniejszyć obciążenie w okresach nadmiernego zapotrzebowania. Producenci urządzeń dla domu zaczynają wprowadzać standardowe protokoły zdalnego sterowania, które umożliwiają sprawowanie takiej kontroli,
- zachęty dla konsumentów - zachęcenie konsumenta za pomocą bodźców finansowych do kształtowania swojego modelu zużycia energii w stronę bardziej równomiernego rozkładu zapotrzebowania. Jest to możliwe dzięki stworzeniu zaawansowanej struktury taryf, dokładniej odzwierciedlającej koszty ponoszone przez dystrybutorów i dostawców energii, uwzględniającej korzystanie z usług w czasie rzeczywistym, np. poprzez wprowadzenie:
 - kilku taryf zmieniających się w ciągu doby, zróżnicowanych w zależności od dnia tygodnia i pory roku,
 - taryfy zależnej od chwilowego zapotrzebowania,
 - tworzenie „ofert specjalnych” - takich jak np. wakacje taryfowe, taryfa dla osób pracujących, dla seniorów itp.

Podejście takie wymaga zmian metod pomiarowych oraz wdrożenia technologii, które od dawna są stosowane w telefonii komórkowej, czyli połączenia zaawansowanego miernika z inteligentnym systemem zarządzania danymi pomiarowymi. Rynek energii musi oferować możliwość dynamicznej wyceny energii elektrycznej (ang. *Time of Use*) zależnie od pory dnia.

Do katalogu korzyści wprowadzenia systemu *Smart Meteringu* należy również możliwość wystawiania rachunku na podstawie rzeczywistego zużycia energii. System prognozowanego zużycia energii jest dla odbiorców niezrozumiały i jest źródłem skarg na przedsiębiorstwa energetyczne. Odbiorcy nie rozumieją sposobu obliczania prognoz oraz faktu, iż są przymuszani do kredytowania przedsiębiorstw energetycznych. *Smart Metering* powinien również przyczynić się do poprawienia „czytelności” rachunków za energię.

Kolejną korzyścią zarówno dla odbiorców jak i sprzedawców może być wspomniana wyżej, możliwość dostosowania taryf do indywidualnych potrzeb odbiorców. Także możliwość sprawdzenia poziomu napięcia może być dla odbiorców korzystnym rozwiązaniem, z uwagi na fakt, iż będą mogli łatwiej domagać się bonifikaty za niedotrzymanie poziomu napięcia a także za przerwy w dostawach.

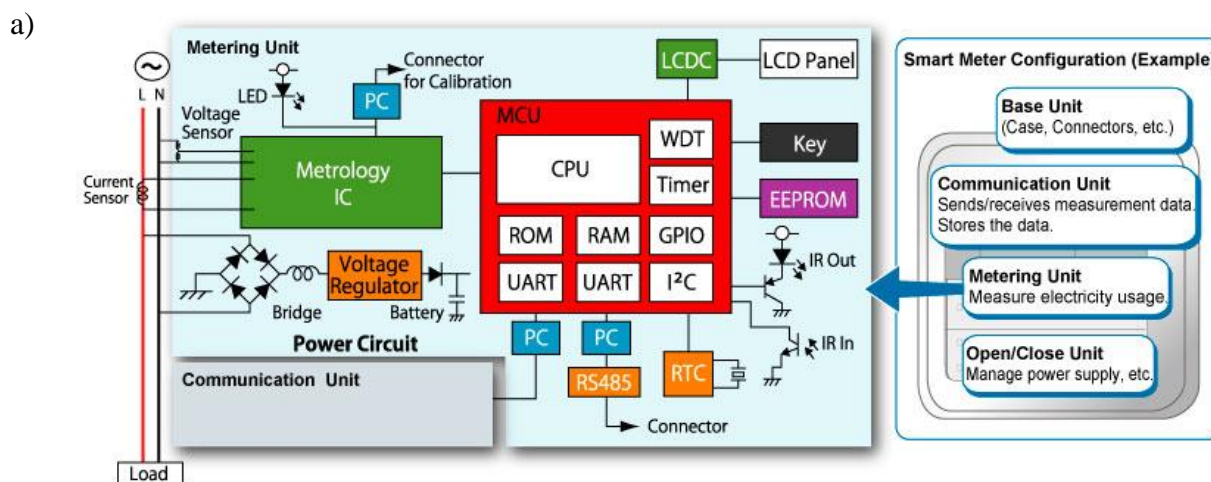
Inteligentne opomiarowanie jest również szansą na zwiększenie ochrony odbiorców wrażliwych, np. poprzez zlikwidowanie systemu przedpłatowego czy możliwość korzystania z dodatkowych usług, opartych na sygnalizowaniu stanu oraz komunikacji zwrotnej (np. monitorowanie bezpieczeństwa osób).

Podsumowując, system *Smart Meteringu* zwiększy świadomość odbiorcy, co niewątpliwie przyczyni się do zwiększenia poziomu efektywności energetycznej. Natomiast wystawianie rachunku za rzeczywiste zużycie energii, zwiększy poziom zaufania odbiorcy zarówno do przedsiębiorstw energetycznych jak i do całego rynku energii.

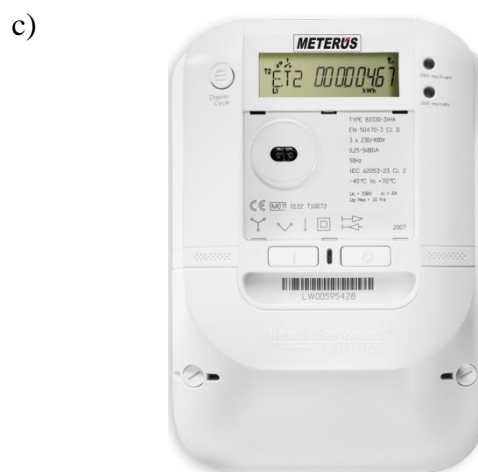
4.7. Smart Metering - aspekty techniczne

Spośród urządzeń SM najważniejszymi są inteligentne liczniki do pomiaru energii elektrycznej (rys. 10.13) lub innego medium (rys. 10.14) z możliwością zdalnego odczytu danych (w przypadku liczników elektrycznych najlepiej, aby możliwy był odczyt przynajmniej, co 15 min.), realizujące równocześnie funkcję edukacji konsumenta. Możliwe są tutaj dwie formy realizacji:

- wyświetlacz działający w czasie rzeczywistym, pokazujący historię zużycia energii, z zaznaczeniem szczytów i spadków,
- wykres przedstawiający szczegółowe informacje o zużyciu energii i związanej z nim emisji dwutlenku węgla w porównaniu z poprzednim okresem, na tle normy dla danego typu konsumenta.



LCD: Liquid Crystal Display, LCDC: Liquid Crystal Display Controller, MCU: Micro-Control Unit, WDT: Watch Dog Timer, CPU: Central Processing Unit, ROM: Read Only Memory, RAM: Random Access Memory, GPIO: General Purpose Input/Output, UART: Universal Asynchronous Receiver Transmitter, I2C: Inter-Integrated Circuit, RTC: Real Time Clock, PC: Photocoupler



Rys. 10.13 Inteligentny licznik energii:

a) typowy schemat funkcjonalny (sieć 1-fazowa, 2-przewodowa), b) i c) rozwiązania techniczne: b) firmy Apator - licznik dystrybucyjny typu ESOX z wymiennymi modułami komunikacyjnymi i cyfrowymi wyjściami sterującymi [10.14], c) firmy ECHELON- licznik systemu METERUS EVB [10.15] i [10.16].



Inteligentne gazomierze

Gazomierz może być wyposażony we wbudowany zawór, pozwalający zdalnie zamykać przepływ gazu po otrzymaniu sygnału.



typ G4SMTV

Inteligentne ciepłomierze

Liczniki ciepła poza pomiarem zużycia energii cieplnej mogą archiwizować dane pomiarowe oraz pracować w systemach zdalnych odczytów automatyki budynkowej.



typ ELF

Inteligentne wodomierze

Wodomierze mogą zostać przystosowane do montażu tzw. nakładki radiowej umożliwiającej współpracę z nadajnikami impulsowymi oraz z systemami zdalnego odczytu



Smart+



typ Nubis

Rys. 10.14 Inteligentne liczniki w innych branżach energetycznych - przykłady rozwiązań oferowanych przez Apator S.A [10.17], [10.14]

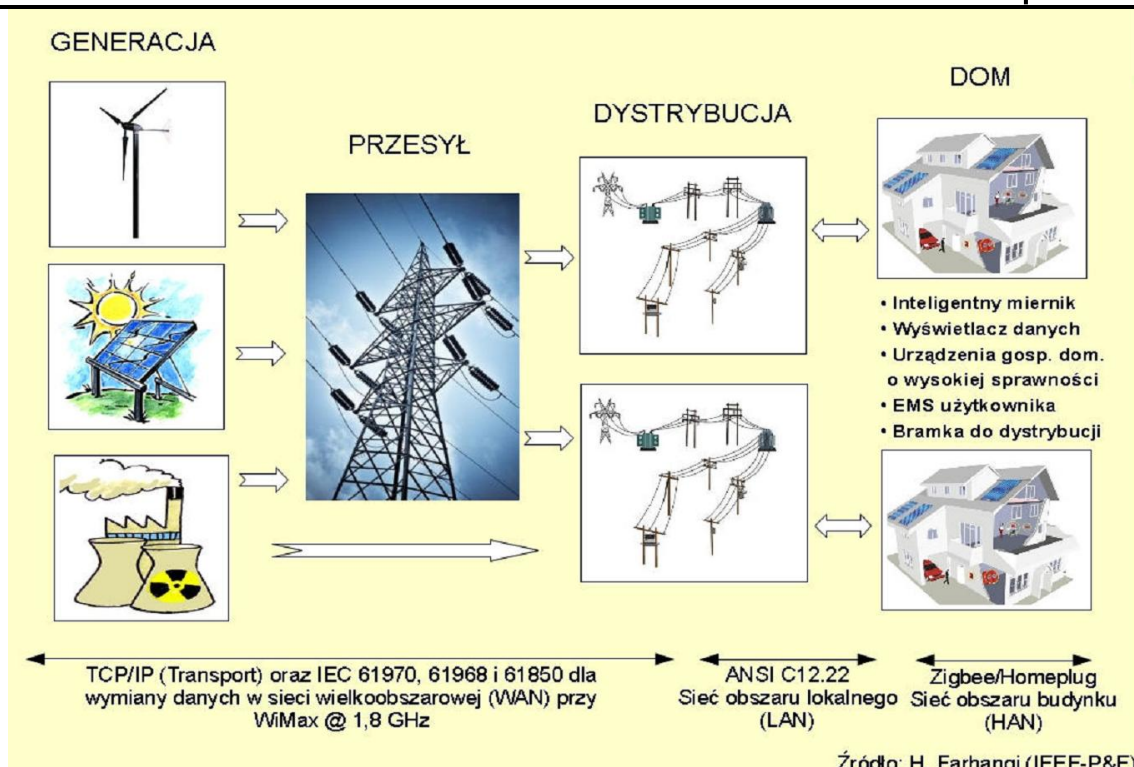
Obsługa liczników powinna być przy tym na tyle prosta, aby przeciętny konsument poradził sobie z odczytem danych, w innym przypadku wprowadzenie systemu nie przyniesie pożądaných rezultatów.

Oprócz urządzeń pomiarowych kluczowymi elementami *Smart Meteringu* są [10.18]:

- dostęp i komunikacja zwrotna,
- system zarządzania danymi z mierników,
- system zarządzania taryfami,
- system zarządzania zasobami.

Projektowanie i integrowanie rozwiązań wyżej wymienionych elementów z licznikami inteligentnymi oferuje np.: Alcatel-Lucent, Schneider Electric, Apator i wiele innych.

Możliwość przesyłania danych w obie strony - zarówno do jak i od sprzedawcy - jest niezbędna do realizacji *Smart Meteringu*. Na rynku istnieje wiele rozwiązań technicznych dostępu i komunikacji zwrotnej - rys. 10.15.



Rys. 10.15 Różnorodność standardów komunikacji w systemach SM

Wdrożenie zwykle zależy od wielu czynników, takich jak gęstość zaludnienia, dotychczasowa infrastruktura telekomunikacyjna, działalność i plany przedsiębiorstw użyteczności publicznej świadczących usługi telekomunikacyjne itd. Wybór technologii komunikacyjnej o największej przydatności w sieci lokalnej i wielkoobszarowej jest złożonym problemem spółek sieciowych, regulatorów oraz dostawców wyposażenia. Początkowo problem dotyczył transmisji od systemów mobilnych do stacjonarnych, obecnie uległ jednak znacznemu poszerzeniu. Brak jest jeszcze decyzji dotyczącej wyboru ostatecznego rozwiązania, jednak ostatnie wdrożenia na wielką skalę faworyzują dostawców technologii częstotliwości radiowych. Często wybierane są również rozwiązania mieszane, na przykład komunikacja bezprzewodowa w obszarach miejskich i komunikacja przez sieć elektroenergetyczną BPL (ang. *Broadband over Power Lines*- Systemy transmisji danych wykorzystujące sieci elektroenergetyczne. Inne anglosaskie nazwy takich systemów to: Power Line Communication lub Power Line Carrier (PLC), Power Line Digital Subscriber Line (PDSL), mains communication, Power Line Telecom (PLT), Power Line Networking (PLN)) w obszarach wiejskich. Rozwiązania takie jak BPL lub PLC wymagają jednak wyłączenia całych odcinków linii energetycznej w przypadku sytuacji awaryjnych. Inne typy rozwiązań dostępu i komunikacji zwrotnej mogą wykorzystywać takie technologie jak: GSM/GPRS, WiMax, sieci kratowe WiFi, dotychczasowe łącza szerokopasmowe (DSL), nielicencjonowane pasmo radiowe 870 MHz (ang. *radio frequency* - RF) czy Zigbee. Tylko niektóre z tych technologii umożliwiają komunikację jednokierunkową, większość jest przystosowana do komunikacji dwukierunkowej, co pozwala dostawcy energii nie tylko mierzyć zużycie, lecz także aktywnie je kształtować.

System zarządzania danymi z mierników przewidziany jest do realizacji takich zadań jak:

- zarządzanie zbieraniem danych pomiarowych,
- porządkowanie danych według: klientów, typów klientów, lokalizacji, dostawców lub innych odpowiednich kryteriów,



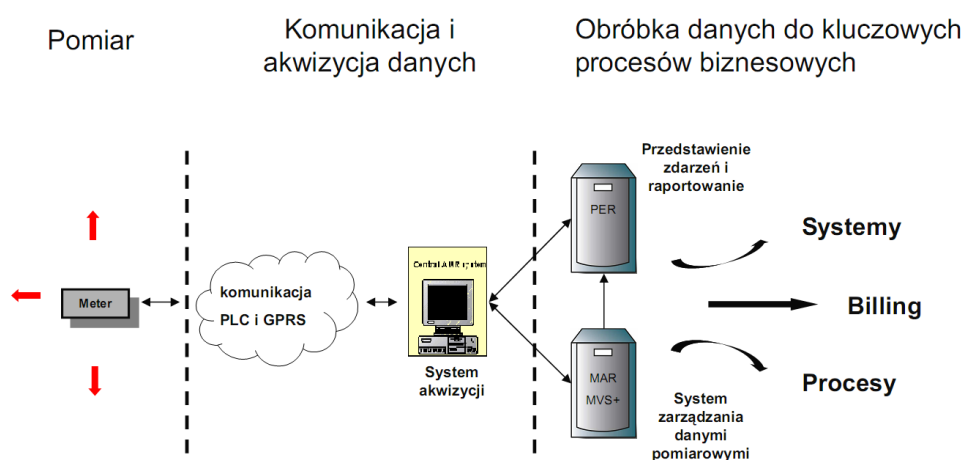
- zapewnianie spójności i integralności odbieranych danych oraz ich bezpiecznego przechowywania,
- zarządzanie profilem klienta - statusem, wzorcowaniem miernika, planem taryfowym i innymi czynnościami planowymi,
- zarządzanie konfiguracją miernika.

Istotnym elementem *Smart Meteringu* jest system zarządzania taryfami, którego podstawowe założenia omówiono powyżej. Jego najważniejsze cechy to, możliwość:

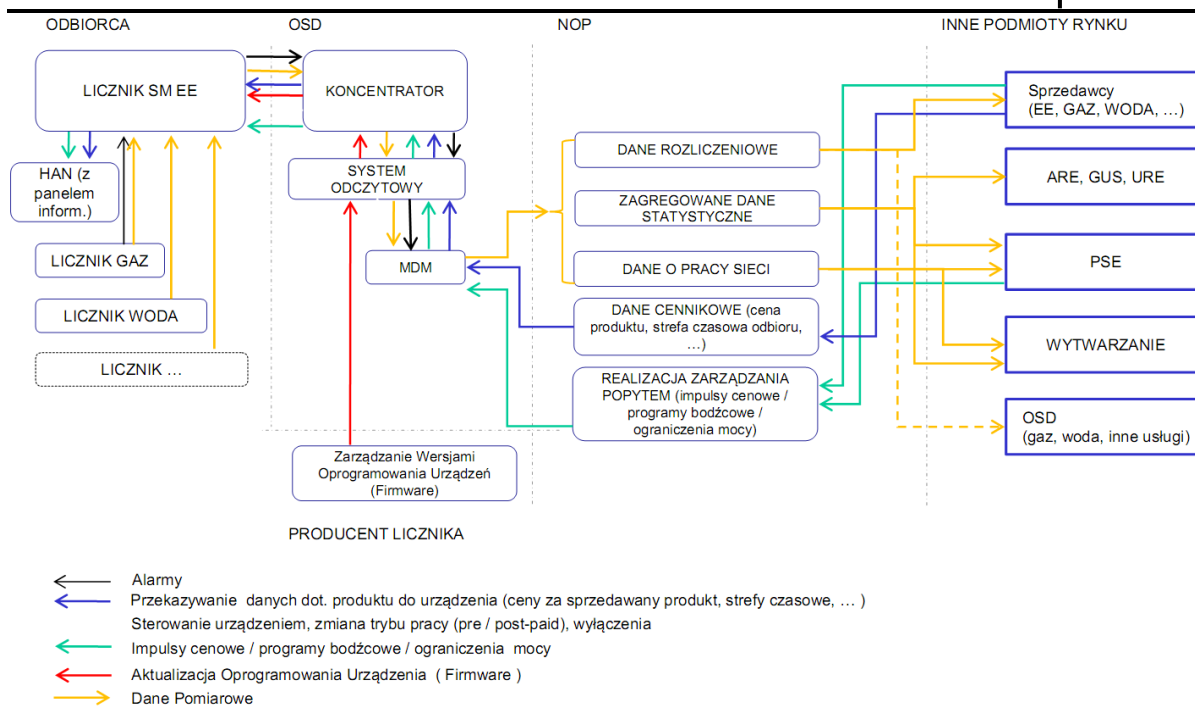
- stosowania różnych opcji taryfowych dla tej samej kategorii klienta,
- obsługi różnych kategorii kont (na przykład opartych na indywidualnie określanych profilach zużycia energii) oraz kont powiązanych (na przykład połączenia wielu mierników w ramach jednego konta w przypadku domków letniskowych lub starszych osób),
- szacowania i obliczania kredytów w czasie rzeczywistym,
- reagowania w czasie rzeczywistym na anomalie kredytowe (np.: wyczerpanie przedpłaty) zgodnie z regułami dotyczącymi danej kategorii klientów,
- upoważnienia dostawców i określonych klientów do bezpiecznego przeglądania swoich kont przez Internet.

System zarządzania zasobami jest elementem finalnym, który umożliwia operatorowi śledzenie różnych zasobów oraz ich powiązań w celu utworzenia inteligentnej sieci pomiarowej.

Przykładem realizacji systemu SM jest projekt zrealizowany przez Vattenfall na terenie Szwecji - rys. 10.16. Na rys. 10.17 pokazano natomiast założenia przepływu sygnałów (komunikacyjnych, kontrolno-sterujących oraz pomiarowych) w systemie inteligentnego pomiarowania opracowane przez PSE [10.2].



Rys. 10.16 Etapy procesu AMR



Rys. 10.17. Ogólny model rynku opomiarowania SM [10.2]

4.8. Inteligentny budynek w systemie SG

W obecnym rozumieniu inteligentny budynek to dom aktywny, zaawansowany technicznie, energetycznie autonomiczny, zdolny do przekazywania nadmiaru wytwarzanej mocy i traktujący sieć w kategoriach źródła rezerwowego („back - up”). Inteligentny budynek jest rozwinięciem propagowanej idei „domu pasywnego”, którego zasadą jest maksymalne oszczędzanie energii.

W założeniu, inteligentny budynek posiada system czujników i detektorów oraz jeden, zintegrowany system zarządzania wszystkimi znajdującymi się w budynku instalacjami (ang. *Building Management System* – BMS - Jednym z najpopularniejszych standardów wspierających zarządzanie inteligentnym budynkiem jest otwarty standard Konnex/KNX (dawniej EIB - ang. *European Installation Bus* - wspierany przez ponad 100 producentów sprzętu. KNX jest opartym na konwencji rozproszonej, dzięki czemu nie jest wymagana jednostka centralna, co owocuje mniejszą awaryjnością). W praktyce pełna integracja wszystkich instalacji w jednym systemie zarządzającym była bardzo rzadka.

Dotychczas działanie BMS polegało na: integracji, kontroli, monitorowaniu, optymalizacji i raportowaniu takich elementów jak:

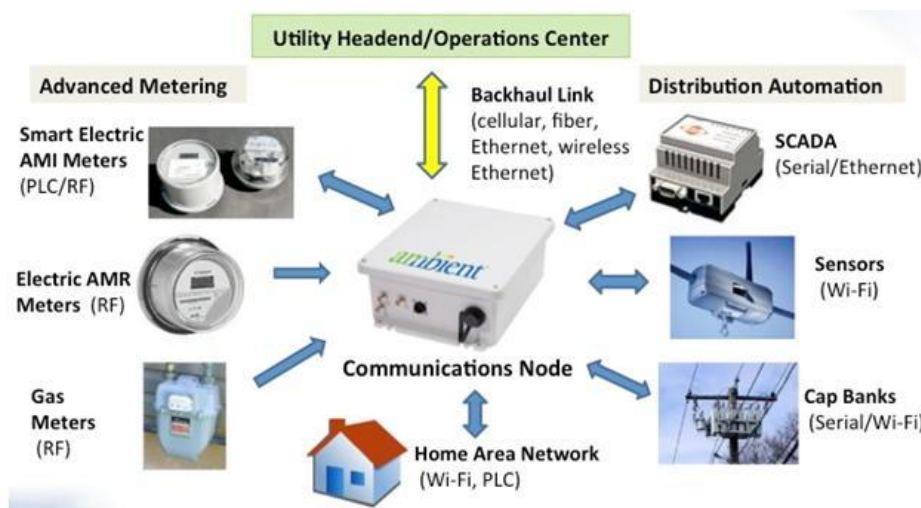
- sieć teleinformatyczna,
- sterowanie oświetleniem wewnętrznym i zewnętrznym w zależności od stanu obecności osób w pomieszczeniach oraz ruchu, w oparciu o natężenie światła itp.,
- sterowanie ogrzewaniem osobnych pomieszczeń,
- sterowanie wentylacją, klimatyzacją i filtracją w oparciu o parametry jakości powietrza tj. zawartość dwutlenku węgla i wilgotność,
- symulacja obecności,
- ochrona bytu i mienia,
- system alarmowy i monitoring,
- system przeciwpożarowy,
- system kontroli dostępu,
- system zasilania UPS,



- system pogodowy,
- obsługa urządzeń RTV i AGD,
- złożony system personalizacji,
- system sterowania oddymianiem pożarowym, sterowanie i monitorowanie klap przeciwpożarowych.

Obecnie sieć inteligentna, a ściślej, funkcje SM sprawiają, że w inteligentnym budynku możliwe jest również samoczynne ograniczanie poboru mocy (i energii) w okresach szczytu obciążenia bez naruszania jakości życia mieszkańców.

Użytkownik inteligentnego budynku poprzez węzeł komunikacyjny (rys. 10.18 i 10.21) uzyskuje zdolność interakcji z szeroko rozumianą siecią energetyczną w sposób zbliżony do sytuacji na współczesnym rynku usług telekomunikacyjnych. Zyskuje możliwość bardziej precyzyjnego monitorowania pobieranej mocy i energii, a nawet zawierania kontraktów lepiej dostosowanych do wymagań i potrzeb wszystkich stron. Użytkownik taki staje się „*prosumentem*”, zdolnym nie tylko konsumować, ale także wytwarzać energię elektryczną. Węzeł komunikacyjny potrafi pozyskać różnorodne dane pomiarowe, przetworzyć je w ustalonym zakresie a następnie przekazać je do systemów nadrzędnych, wykorzystując do tego szerokie spektrum mediów transmisyjnych czy zaprezentować użytkownikowi, np. poprzez wbudowaną stronę WWW. W rzeczywistości węzeł taki jest programowalnym sterownikiem (np. sterownik proBOX firmy Numeron) [10.19].



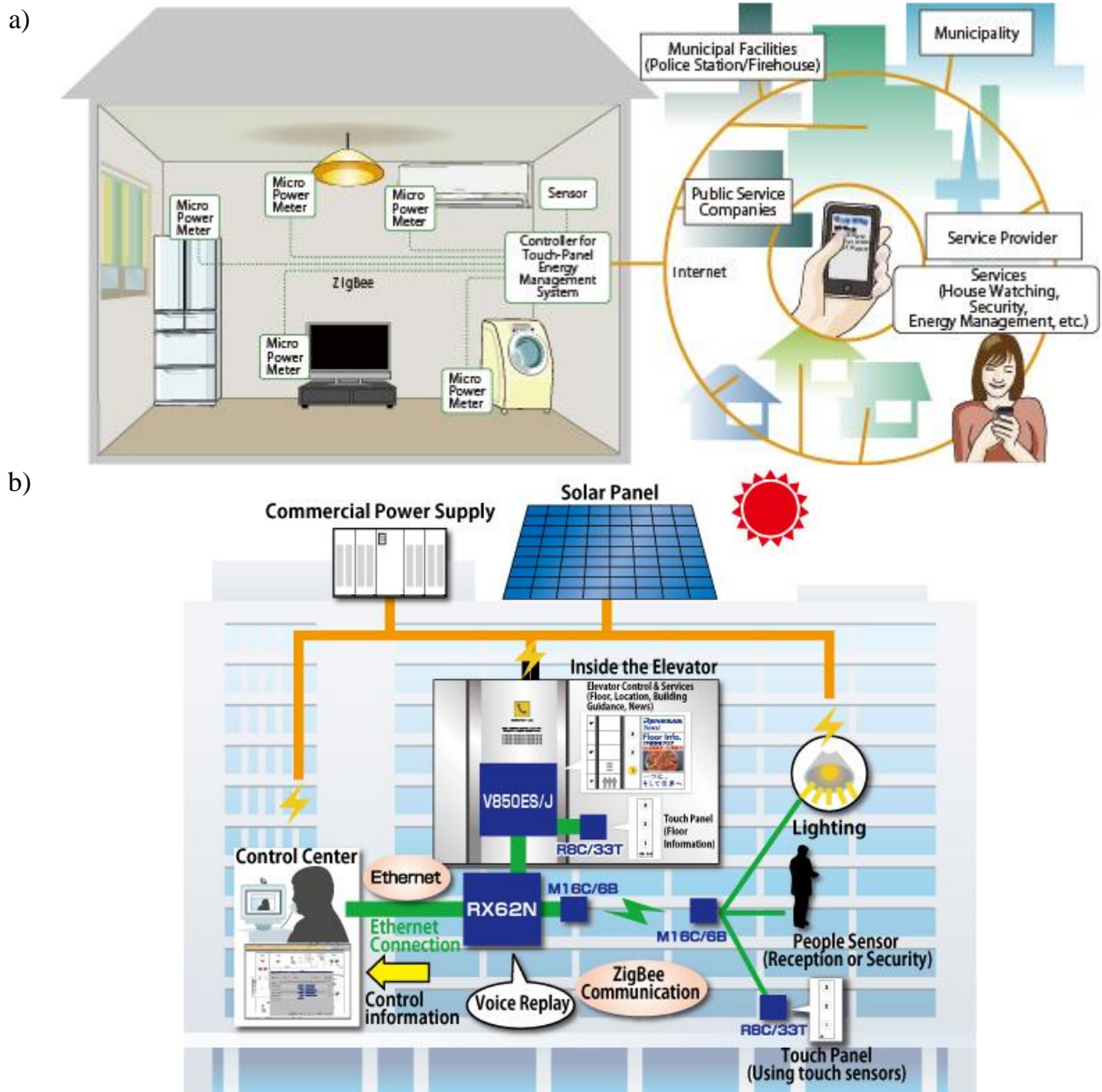
Rys. 10.18 Węzeł komunikacyjny umożliwiający wymianę informacji pomiędzy użytkownikiem końcowym a centrum zarządzania (operatorem)

O ile dotychczas rozwiązania BMS dotyczyły raczej obiektów komercyjnych (budynków biurowych, przemysłowych, obiektów użyteczności publicznej i innych obiektów infrastrukturalnych) teraz stają się również dostępne dla użytkowników obiektów mieszkalnych.

Rozwiązania techniczne w inteligentnym budynku sprowadzają się głównie do (rys. 10.19):

- zastosowania osiągnięć elektroniki, informatyki i telekomunikacji,
- automatyzacji instalacji odpowiedzialnych m.in. za ogrzewanie, wentylację, klimatyzację, oświetlenie, sygnalizację pożarową, kontrolę dostępu, monitoring, zasilanie elektryczne, powiadamianie, transport wewnętrzny i kontrolę zużycia mediów,
- koordynacji ww. instalacji - najczęściej poprzez zorganizowanie centrum sterująco-monitorującego, kontrolującego cały budynek, w celu zarządzania usługami, racjonalizacji i

optymalizacji zużycia energii oraz zwiększenia poziomu bezpieczeństwa - uwzględniając prognozy zużycia energii, ale także szereg innych sygnałów, np. pomiary meteorologiczne.

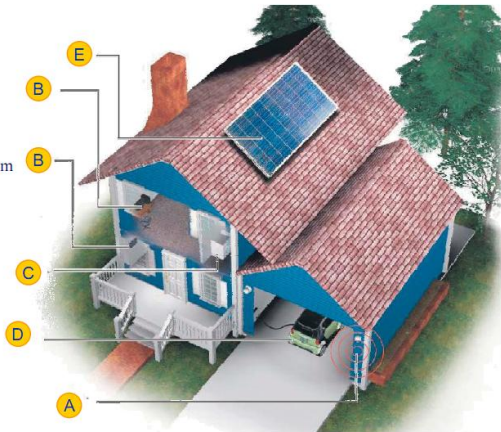


Rys. 10.19 Przykładowe rozwiązania techniczne w inteligentnym budynku:
 a) aplikacje monitorujące zużycie energii,
 b) zarządzanie zużyciem energii

W inteligentnym budynku nowe rozwiązania technologiczne obejmują: czujniki obiektowe, aparaturę sygnalizacyjną i monitorującą, urządzenia diagnostyki, wizualizacji i obsługi operatorskiej oraz sieci typu HAN (ang. *Home Area Network* - domowa sieć komputerowa używana do komunikacji pomiędzy urządzeniami aktywnymi znajdującymi się w domu) dla kontroli: obwodów bezpieczeństwa, nadzorowania procesów postępowania awaryjnego i wymiany danych w tym także w systemach o różnych standardach i protokołach - rys. 10.20.

Świadoma konsumpcja

- B** Termostat: Potrafi automatycznie wyregulować temperaturę w domu w oparciu o komunikację z dostawcą prądu, potrzebami domowników i kosztem energii w taryfach TOU (Time Of Use)
- C** Inteligentne urządzenia: Pralki, suszarki, zmywarki są podłączone do sieci i są sterowane tak aby dopasować się do taryf TOU.



Wzrost Obrotu

- E** Baterie słoneczne, turbiny wiatrowe, urządzenia kogeneracyjne CHP (z ang. Combined Heat and Power) Klient produkuje energię elektryczną która może zużyć na własne potrzeby jak i sprzedać do sieci.
- D** Auto elektryczne: Pozwala znacznie obniżyć koszty paliwa ładując się poza godzinami szczytu a nawet być magazynem energii w godzinach szczytu.

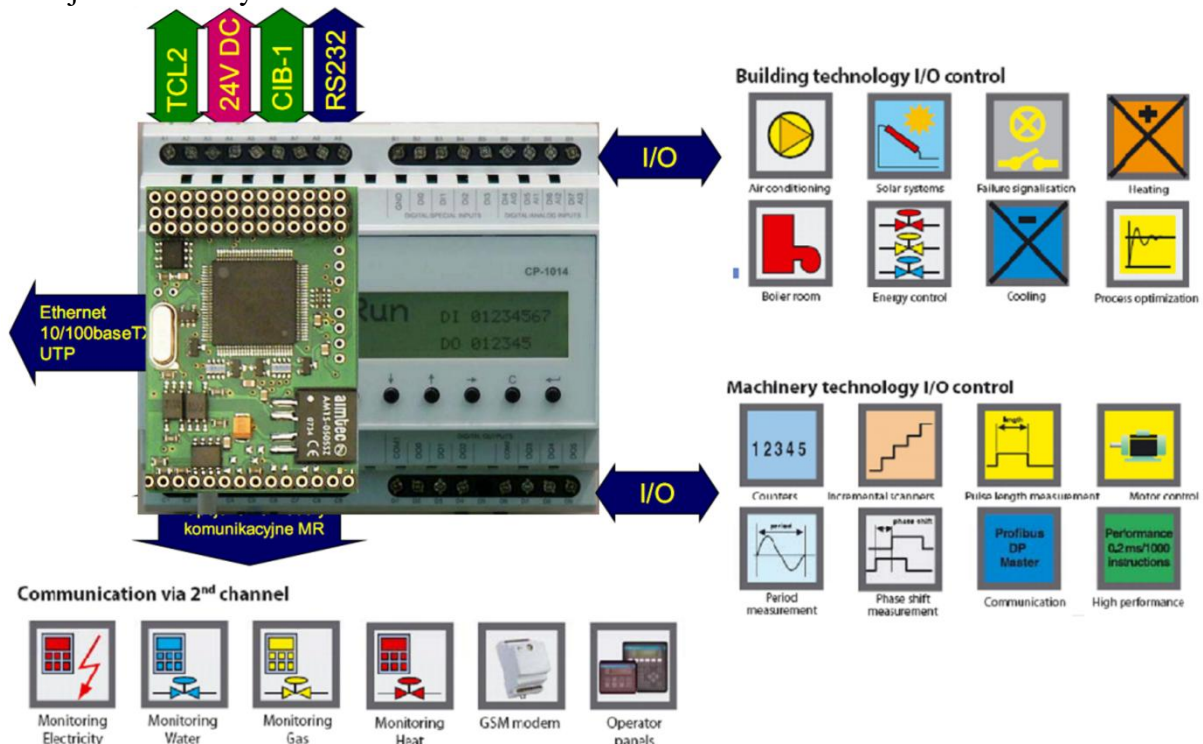
Komunikacja

- A** Inteligentny licznik: pozwala na dwustronną komunikację między OSD a klientem końcowym dzięki sterowaniu poprzez komputer/telefon/czujniki pozwala na zużycie energii powiązane z czasem TOU

Źródło: SCD Analysis

Rys. 9.20 Inteligentny budynek - korzyści z integracji rozwiązań technologicznych

Technologie SM w inteligentnym budynku nadal ewoluują i zbliżają się do fazy dojrzałości aplikacyjnej, przejawiającej się znaczną redukcją kosztów i zwiększeniem funkcjonalności - rys. 10.21.



Rys. 10.21 Nowoczesne sposoby kontroli i wymiany informacji w inteligentnym budynku

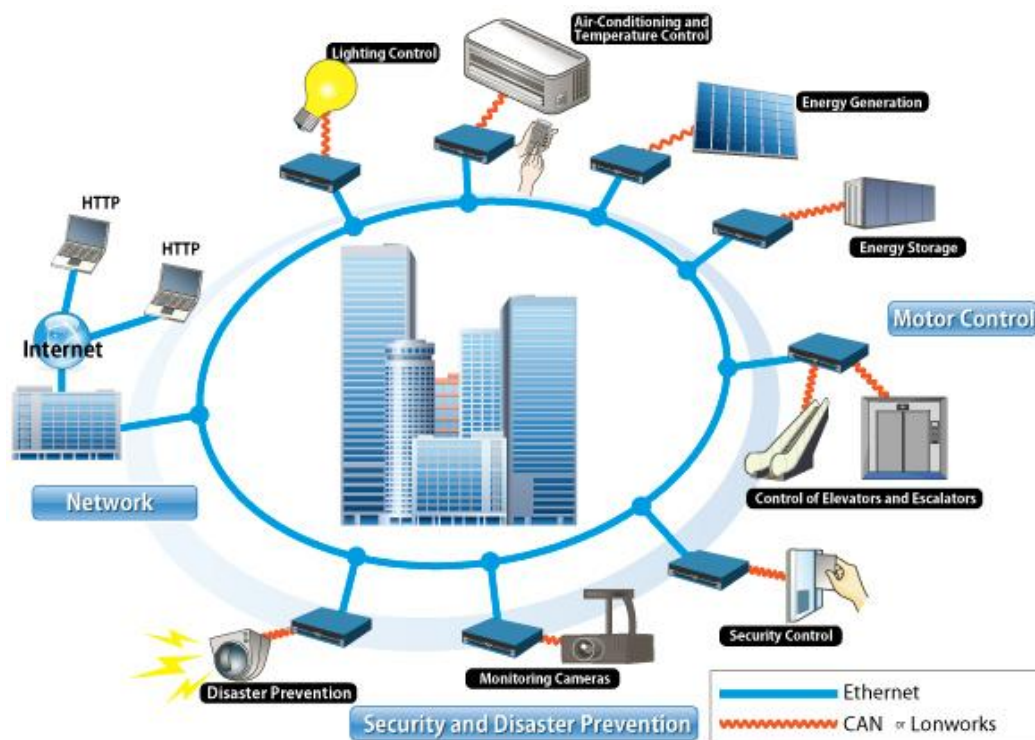
Ekonomista i futurolog J. Rifkin, zwolennik europejskich działań promujących energię ze źródeł odnawialnych, przekonuje w [10.20], że: „Będziemy (...) już wkrótce masowo stawiać budynki, które same wyprodukują ze źródeł odnawialnych energię na swe potrzeby – a dziś to właśnie budynki konsumują 30–40% wytworzonej energii. Jednak to nie wszystko, budynki będą mogły odgrywać taką rolę, jak dziś pojedyncze komputery w Internecie i same



stać się sprzedawcami tej części energii, której nie wykorzystają na swoje potrzeby. W ciągu najbliższych 25 lat miliony budynków: domy, biura, sklepy, hale przemysłowe – będą przekształcane w małe elektrownie. Handel energią będzie się odbywać między nimi trochę na takiej zasadzie, na jakiej dziś internauci wymieniają się plikami w sieciach peer to peer”.

Dzisiaj mówi się również o koncepcji budownictwa ekologicznego czy zrównoważonego. Głównym celem tej idei jest ograniczenie negatywnego wpływu budynków na środowisko naturalne oraz zdrowie człowieka. Niemniej w koncepcji tej podkreśla się coraz bardziej konieczność wykorzystania odnawialnych źródeł energii, takich jak: energia słoneczna, wiatr, woda, biomasa (w tym także wykorzystanie drzew i roślin przez tworzenie zielonych dachów, ogrodów deszczowych, m.in. po to, by zapobiec odpływowi deszczówki w celu kontrolowanego uzupełnienia zasobów wody gruntowej). Duży nacisk jest kładziony przy tym na minimalizację wskaźników energochłonności eksploatacyjnej budynków.

Obecnie infrastruktura AMI musi, uwzględniać m.in.: możliwości sieci HAN, zastosowania zwiększające efektywność po stronie popytowej (np. sterowanie mocą czynną i bierną, automatyzacja) oraz funkcjonowanie przyszłościowych rozwiązań (np. możliwość integracji z siecią w trybie plug-and-play różnorodnych OZE czy samochodów elektrycznych) - rys. 10.22.



CAN: Controller Area Network

Rys. 10.22. Inteligentny budynek - różnorodność aktywnych aplikacji w AMI

Z uwagi na znaczną wartość efektów zarządzania popytem w typowych biznesowych zastosowaniach sieci inteligentnych coraz większą wagę przywiązuje się do sposobów uzyskania tych efektów. Szansa osiągnięcia odpowiedzi po stronie popytu na skalę, wymuszającą zmiany w zachowaniach konsumenckich, sięga aż do poziomu odbiorców sektora mieszkaniowego. Powoduje to rozszerzenie funkcjonalności obiektu rozumianego jako inteligentny budynek.



4.9. Podsumowanie

Wdrażanie funkcjonalności *Smart Grid* nie jest tożsame z „informatyzacją” w potocznym znaczeniu tego pojęcia. Wykorzystanie najnowszych zdobyczy nauki, w tym informatyki, to zaledwie jeden z elementów tych działań.

System SG cechuje umiejętność rozpoznawania gdzie i kiedy powstaje największy popyt na energię i największa na nią podaż oraz umiejętność przekierowywania nadwyżek energii do miejsca, gdzie jest na nią zapotrzebowanie. Dzięki takim cechom *Smart Grid* może zwiększyć efektywność, niezawodność i bezpieczeństwo łańcucha dostaw energii. Dodatkową własnością takiej sieci jest umożliwianie użytkownikom końcowym aktywne uczestniczenie w rynku energii i tym samym świadome przyczynianie się do ochrony klimatu. *Smart Grids* to obecnie idea i sprawa niedalekiej przyszłości. O koncepcji *Smart Grids* mówi się, iż będzie ona filarem trzeciej rewolucji przemysłowej, umożliwiając zorganizować zdecentralizowany system wytwarzania i dystrybucji energii. Technologie potrzebne do budowy struktur inteligentnej sieci już istnieją.

Wdrażając programy *Smart Grids* stosuje się podejście, w którym fazę implementacji poprzedza faza demonstracji (projekt pilotażowy), trwająca od trzech do pięciu lat. W trakcie tej fazy przedsiębiorstwa energetyczne starają się zademonstrować wartość biznesową, techniczną oraz korzyści płynące dla klientów z zastosowania danych technologii i rozwiązań. Rozwiązania *Smart Grids* muszą potwierdzić swoją trwałą skuteczność i atrakcyjność. Odrębną kwestią jest sposób, w jaki należałoby przeskalować rozwiązania pilotażowe w celu dopasowania do większej bazy konsumenckiej. Wypracowanie i wdrożenie takiego sposobu może zająć wiele lat. Obecnie realizowanych jest kilka inicjatyw demonstracyjnych, jednak wyciągnięcie płynących z nich praktycznych wniosków oraz opracowanie sposobów przeskalowania rozwiązań może zająć jeszcze kilkanaście lat.

Podstawą realizacji struktur *Smart Grids* są inteligentne pomiary (*Smart Metering*). Są one postrzegane, jako ważne narzędzie do zarządzania zasobami energii, w tym kształtowania profilu użytkownika pod względem zapotrzebowania na energię.

W Polsce trwają dość intensywne przygotowania do wdrożenia rozwiązań *Smart Metering*. Istotnym dokumentem określającym kierunki rozwoju polskiej energetyki jest Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Trwają prace nad opracowaniem rozwiązań prawnych, które stworzą warunki do sukcesywnego wdrażania inteligentnego opomiarowania. Równoległe toczą się prace PSE Operator, których celem jest określenie globalnych korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania oraz opracowanie optymalnego modelu wdrażania takich systemów w elektroenergetyce [10.2].

Uważa się, że w przypadku elektroenergetyki system będzie rozwijał się w dwóch równoległych kierunkach. Z jednej strony będzie rosło znaczenie wielkich sieci dla przyłączenia centrów obciążenia oraz dużych scentralizowanych generacji odnawialnych. Z drugiej strony powstaną małe lokalne klastry sieciowe (VPP), obejmujące zdecentralizowaną lokalną generację, magazyny energii oraz aktywnych odbiorców, zapewniając przy tym konieczne usługi systemowe [10.6].

Czynnikiem hamującym w Polsce rozwój zarówno systemów *Smart Grid*, *Smart Metering* jak i domowych sieci informacyjnych (HAN) jest obecnie brak standardów. Powoduje obarczenie ryzykiem pierwszych wdrożeń. Pod względem opracowywania narodowych standardów wyprzedzają nas m.in. Holandia (specyfikacja NTSR), Niemcy (OMS, EH_z, EDL) oraz Wielka Brytania, która wkrótce ogłosi własną specyfikację [10.4].

W promocję technologii *smart* w polskiej energetyce zaangażowany jest Urząd Regulacji Energetyki (URE), który w 2008 r. zaprezentował studium wykonalności *Smart Metering* w Polsce. Studium zawiera analizę wszystkich aspektów związanych z wdrożeniem inteligentnego opomiarowania: koszty, sprawy techniczne, sytuację prawną i społeczno - ekonomiczną. Zarysowuje ono dodatkowo zakres prac i określa harmonogram dla



pełnego wdrożenia systemu w naszym kraju. Zakłada się, iż implementacja całego systemu zajmie do 10 lat. Na stronie internetowej urzędu można znaleźć informacje dotyczące aktualnych wydarzeń polityczno-gospodarczych związanych z sieciami *smart*. Wg prezesa URE M. Woszczyka „Modernizacja sieci energetycznych w kierunku *Smart Grids* oznacza dynamiczne przyspieszenie rozwoju i zmianę jakościową polskiej energetyki”.

Instrumentem finansowym służącym wdrożeniu najnowocześniejszych rozwiązań sieciowych podnoszących efektywność energetyczną w skali całego kraju jest projekt „Inteligentne sieci energetyczne”, obsługiwany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Od 2012 roku finansowanie projektów *smart* w energetyce będzie możliwe dzięki m.in. środkom przekazywanym do NFOŚiGW w ramach obowiązków URE wynikających z ustawy Prawo energetyczne. Rusza Program Priorytetowy *Inteligentne Sieci Energetyczne* (PP ISE). W ramach programu dofinansowane będą projekty *Smart Grid* w zakresie: energii elektrycznej, gazowej, energii cieplnej, wielu mediów (energia elektryczna, gaz, energia cieplna, ciepła woda użytkowa), kampanie edukacyjno - informacyjne, projekty informatyczne, opracowania specyfikacji standardów, opracowania techniczno-ekonomicznych studiów wykonalności.

4.10. Koncepcja integracji modelu użytkownika energii ze *Smart Grid*-em

W warunkach krajowych aktualnie brak jest doświadczeń praktycznych w zakresie zastosowania sieci *smart grid* na skalę umożliwiającą pozyskanie danych pomiarowych do analiz statystycznych w celu zbadania wpływu tego rodzaju sieci na zachowanie użytkownika energii. Wpływ sieci *smart grid* na model użytkownika energii (rozpatrywany jako zbiór informacji o zapotrzebowaniu na energię w każdej godzinie roku, lub jako zbiór średnich mocy godzinowych dla każdej godziny roku) można rozpatrywać teoretycznie, w oparciu o założenia i cele zdefiniowane dla tych sieci. Na tej podstawie można prognozować wpływ na model użytkownika energii w następujących aspektach:

- a) w przypadku rozpatrywania użytkownika nie powiązanego z konkretnymi źródłami wytwórczymi – zmniejszenie zmienności zapotrzebowania na moc pobieraną przez użytkownika energii (w szczególności dla grupy odbiorców energii, w ujęciu dobowym) na skutek zautomatyzowanego sterowania wybranymi odbiornikami ukierunkowanego na optymalizację wykorzystania infrastruktury energetycznej,
- b) w przypadku rozpatrywania użytkownika powiązanego (poprzez *smart grid*) z konkretnymi źródłami wytwórczymi a także użytkownika eksploatującego instalację pracującą wyspowo, bez powiązania z systemem elektroenergetycznym – uzależnienie zapotrzebowania na moc pobieraną przez użytkownika energii od mocy wytwarzanej w powiązanych elektrowniach (np. OZE takich jak elektrownie wiatrowe lub fotowoltaiczne); w takim przypadku, zmienność zapotrzebowania na moc rozpatrywanego użytkownika energii może wzrosnąć w porównaniu z przypadkiem, gdy nie występuje *Smart Grid*.

Wymienione powyżej zachowania użytkownika energii elektrycznej zwykle odnoszą się do odbiorników, których efekt pracy można magazynować (np.: systemy grzewcze, w tym przygotowanie ciepłej wody użytkowej, pompy ciepła, systemy klimatyzacyjne, hydrofornie, stacje sprężarek a także w ograniczonym zakresie odbiorniki takie jak domowe lodówki lub zamrażarki) oraz w pewnym stopniu do odbiorników, których uruchomienie można przesunąć na inną porę dnia (np.: pralki, pralko-suszarki, zmywarki, przygotowywanie posiłków), przy czym bodźce ekonomiczne związane z wprowadzeniem *Smart Grid* mogą okazać się dla pewnej grupy użytkowników energii niewystarczające, aby przekonać tych użytkowników do zmiany nawyków w zakresie pory pracy (użytkowania) odbiorników energii.



Aby możliwe było uwzględnienie *SG* w modelu użytkownika energii, należy wydzielić pewne grupy odbiorników, na których tryb pracy *Smart Grid* może wpływać w istotny sposób. Z punktu widzenia konstrukcji modelu użytkownika energii zastosowanego w projekcie badawczym, *Smart Grid* można zamodelować w odniesieniu do odbiorników energii elektrycznej takich jak: ogrzewanie budynku i przygotowanie ciepłej wody użytkowej (w tym także z zastosowaniem pomp ciepła) oraz chłodzenie (klimatyzacja). Energię elektryczną potrzebną do wymienionych potrzeb należy wyznaczyć w oparciu o zapotrzebowanie ciepła (które wyznaczane jest w oparciu o model odrębny od modelu użytkownika energii elektrycznej), w związku z czym możliwe jest oddzielne traktowanie tych odbiorników w bilansie energii budynku. Należy podkreślić, że jeżeli w budynku energia elektryczna jest wykorzystywana do wymienionych celów, to zużycie to ma dominujący charakter w całości zapotrzebowania na energię elektryczną w rozpatrywanym budynku mieszkalnym. W przypadku pozostałych wymienionych wyżej odbiorników (np. pralki, pralko-suszarki, zmywarki, przygotowywanie posiłków, lodówki i zamrażarki domowe) zamodelowanie *Smart Grid* wymaga zgromadzenia i analizy danych pomiarowych grup odbiorców o podobnym charakterze wykorzystujących oraz niewykorzystujących *SG*, w celu ustalenia rzeczywistego wpływu (uwzględniającego rzeczywiste zachowania odbiorców) *SG* na przebieg zapotrzebowania na energię (dobowy, roczny) – zgodnie z uwagą na początku rozdziału, aktualnie brak jest dostępu do takich danych.

Dla zamodelowania *Smart Grid* w budynku, nie jest wystarczające prowadzenie rozważań na poziomie modelu użytkownika energii elektrycznej. Infrastruktura *SG* powinna zostać uwzględniona w modelu bilansu energetycznego budynku, który powinien uwzględniać między innymi: zapotrzebowanie na nośniki energii (w tym energię elektryczną) źródła wytwórcze zintegrowane lub związane z budynkiem oraz układy zasobnikowe.



BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 10

- [10.1] www.smartgrid.agh.edu.pl - m.in.: Popczyk J.: Innowacyjna energetyka - prezentacja. Materiały seminaryjne 2010.
- [10.2] www.pse-operator.pl
- [10.3] www.ieee-pes.org
- [10.4] Wojtulewicz J.: Energonet, Czy naprawdę potrzebujemy inteligencji dla naszych sieci energetycznych?
- [10.5] www.nist.gov/smartgrid/ - m.in.: NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0”, published by NIST in January 2010
- [10.6] Madajewski K.: Nie wypada nie być „smart” – wywiad, Energia Elektryczna, 2011, 8
- [10.7] Niedziółka T.: Czas na smart grid, Smart Grid
- [10.8] www.smart-grids.pl - m.in.: Świrski K.: Rozwój Smart Grid można widzieć przez rozwój MDM jeszcze na początku drogi
- [10.9] Dzirba D.: Inteligentne opomiarowanie, Przegląd Gazowniczy, 2009, 3
- [10.10] Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, 2010.
- [10.11] www.ptpiree.pl
- [10.12] Dzirba D.: Inteligentne opomiarowanie w gazownictwie, PGNiG S.A.
- [10.13] www.ure.gov.pl
- [10.14] www.oferta.apator.eu/pl/
- [10.15] www.echelon.com
- [10.16] www.evb.net
- [10.17] www.instalacjebudowlane.pl/
- [10.18] www.piio.pl - m.in.: materiały konferencji Smart grids a poprawa efektywności energetycznej. Nauka i standaryzacja w rozwoju inteligentnych sieci, 8 grudnia 2010 r.
- [10.19] proBOX - smart grids w praktyce, czyli sieci już dziś mogą być inteligentne
- [10.20] www.inteligentnybudynek.eu: - m.in.: Rifkin J.: „Europejskie marzenie. Jak europejska wizja przyszłości zaćmiewa American Dream”. Wyd.: NADIRA, 2005



**5. OPRACOWANIE KONCEPCJI I ALGORYTMU UWZGLĘDNIENIA
SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH W OPROGRAMOWANIU
KOMPUTEROWYM WSPOMAGAJĄCYM PROMOWANIE
ZASTOSOWANIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII W
BUDYNKACH**



5.1. Informacje ogólne

Pierwszy pojazd elektryczny został zbudowany już na początku XIX w. Powstało wówczas wiele samochodów z napędem elektrycznym bijąc kolejne rekordy prędkości i zasięgu. Z początkiem XX w. samochody elektryczne zostały jednak wyparte przez pojazdy napędzane silnikami spalinowymi. Stało się tak głównie w wyniku ograniczeń technologicznych, jakim podlegała ówczesna elektrotechnika, a także na skutek masowej na tamte czasy produkcji Forda T napędzanego silnikiem spalinowym oraz silnie działającemu wówczas lobby naftowemu.

Przełomem technologicznym w powrocie na rynek samochodu elektrycznego stało się wynalezienie tranzystora oraz przemysłowe stosowanie szeroko rozumianej techniki półprzewodnikowej. Ma to szczególne znaczenie zarówno w technice sterowania samochodem jak i procesem ładowania akumulatorów.

Obecnie następuje znaczący wzrost zainteresowania wprowadzeniem do powszechnego użytku samochodu elektrycznego. Początkowo pojawiły się samochody z tzw. napędem hybrydowym, czyli wyposażone zarówno w silnik spalinowy jak i elektryczny. Docelowo dąży się jednak do wyposażenia samochodu tylko w napęd elektryczny.

Trudności we wprowadzaniu tego rozwiązania do masowego użytkowania związane są między innymi z poziomem technologicznym i kosztami poszczególnych elementów samochodu elektrycznego oraz dedykowanej do tego celu infrastruktury. Podstawowymi ograniczeniami, jakie decydują obecnie o braku powszechnego zainteresowania samochodem z napędem elektrycznym jest między innymi: wysoka cena, krótki zasięg oraz długi czas ładowania w porównaniu z samochodem spalinowym. Poważnym problemem jest brak powszechnej infrastruktury do usługowego ładowania akumulatorów poza miejscem stałego postoju pojazdu. Ważnym zagadnieniem jest również uwzględnienie powszechnej eksploatacji samochodu elektrycznego w strukturze i zasadach eksploatacji sieci elektroenergetycznej.

5.2. Napęd samochodu elektrycznego i jego sterowanie

W praktyce istnieją dwie zasadnicze koncepcje napędzania samochodu elektrycznego: za pomocą trójfazowego silnika prądu przemiennego lub silnika prądu stałego. W pierwszej grupie stosowane są najczęściej dwa rozwiązania:

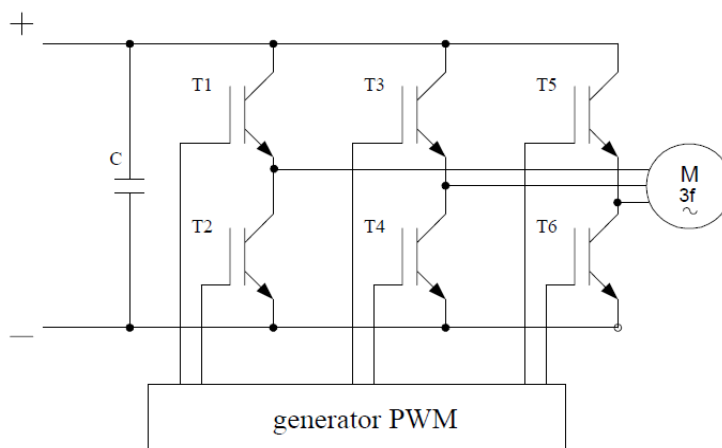
- silnik asynchroniczny klatkowy,
- lub silnik synchroniczny z magnesami trwałymi.

W przypadku napędów prądu stałego samochodów elektrycznych najczęściej stosowane są silniki bezkomutatorowe z magnesami trwałymi.

5.2.1. Asynchroniczny silnik klatkowy

Silnik tego typu najczęściej stosowany jest w wersji progresywnej z odciążoną obudową. Zasilanie silnika odbywa się z własnego źródła napięcia stałego (akumulatory) za pośrednictwem falownika napięcia. Przydatność silnika prądu przemiennego do napędu samochodu elektrycznego uwarunkowane jest możliwościami regulacji prędkości obrotowej i momentu. Sterowanie tymi parametrami odbywa się za pomocą falownika z regulowaną szerokością impulsów PWM (*ang. Pulse-Width Modulation*). Schemat trójfazowego falownika mostkowego zbudowanego na bazie tranzystorów IGBT stosowanego zwykle w pojazdach małych i średnich mocy przedstawiono na rys. 11.1.

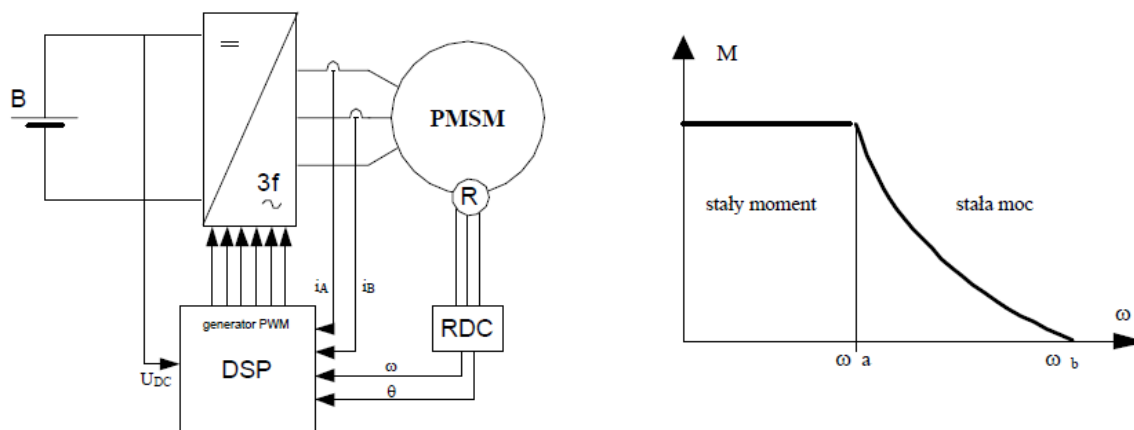
Zasada działania falownika z modulacją PWM polega na wygenerowaniu odpowiedniej sekwencji impulsów sterujących tranzystorami T1 do T6 w taki sposób, aby na wyjściu z falownika uzyskać trójfazowe napięcie o przebiegu czasowym możliwie zbliżonym do sinusoidalnego.



Rys. 11.1 Schemat trójfazowego mostkowego falownika ze sterowaniem PWM zbudowanego na tranzystorach IGBT

5.2.2. Silniki synchroniczne z magnesami trwałymi

Silniki te są również zasilane i sterowane za pomocą falownika. Jednak w odróżnieniu od silników asynchronicznych do prawidłowego sterowania tranzystorami konieczna jest znajomość aktualnego położenia i prędkości kątowej wirnika. Wymaga to, zastosowania odpowiednich czujników położenia i prędkości oraz transmisji sygnałów z tych czujników do sterownika mikroprocesorowego. Sterowanie silnikami synchronicznymi opiera się na algorytmach w trybie regulacji momentu lub prędkości, opartych na sterowaniu wektorowym FOC (*ang. Field Oriented Control*). Schemat układu sterowania silnika synchronicznego oraz charakterystyki wyjściowe przedstawiono na rys. 11.2.



Rys. 11.2 Schemat sterowania silnikiem synchronicznym i charakterystyka silnika

Dynamiczny rozwój inżynierii materiałowej w zakresie wytwarzania magnesów trwałych o stosunkowo silnych polach spowodował coraz powszechniejsze stosowanie silników synchronicznych z magnesami trwałymi nawet w pojazdach elektrycznych dużych mocy (tramwaje, kolejowe zespoły trakcyjne). Parametry trakcyjne silników synchronicznych



porównują obecnie parametrom silników prądu stałego. Do najważniejszych zalet napędów opartych na silnikach synchronicznych należą między innymi:

- duża przeciążalność momentem (powyżej 2),
- wysoka sprawność ,
- szeroki zakres prędkości obrotowej,
- niewielkie gabaryty,
- duża niezawodność dzięki brakowi komutatora.

5.2.3. *Bezkomutatorowe silniki prądu stałego*

Silniki tego typu stosowane w samochodach elektrycznych mają budowę zbliżoną do budowy silnika prądu stałego wzbudzanego magnesami stałymi. Zasadnicza różnica polega na wirującym magnesie stałym umieszczonym na zewnątrz lub wewnątrz uzwojenia stojana. Przełączanie poszczególnych uzwojeń stojana przeznaczonych do zasilania następuje za pomocą komutatora elektronicznego w postaci trójfazowego mostka tranzystorowego zbudowanego zwykle na bazie tranzystorów IGBT. Do poprawnego sterowania komutatorem konieczna jest znajomość położenia wirnika. Funkcja realizowana jest za pomocą halotronowych, optoelektronicznych lub elektromagnetycznych czujników położenia wirnika (enkoderów). Klasyczny układ sterowania bezkomutatorowym silnikiem prądu stałego przedstawiono na rys. 11.3 [11.1].

Główną zaletą tego rodzaju silników jest szeroki zakres sterowania prędkością obrotową silnika przy praktycznie stałym momencie obrotowym. Wadą jest natomiast wysoki koszt napędu związany przede wszystkim z mikroprocesorowym układem sterowania.

Należy podkreślić, że napęd współczesnego samochodu elektrycznego niezależnie od zastosowanego rodzaju silnika elektrycznego oparty jest na skomplikowanych sterownikach mikroprocesorowych. Ich zaawansowane funkcje dają obecnie duże możliwości regulacyjne i diagnostyczne oraz oszczędnościowe (odzysk energii przy hamowaniu silnikiem).

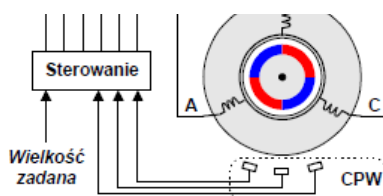
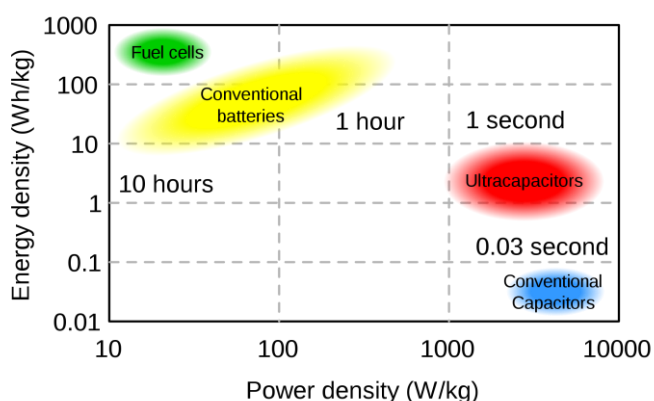
5.3. *Zasobniki energii*

Najbardziej rozpowszechnionym rodzajem zasobnika energii stosowanym we współczesnym samochodzie elektrycznym są akumulatory. Innym rodzajem zasobnika mogą być tzw. superkondensatory, których konstrukcja oparta na zastosowaniu węgla aktywnych lub areozeli zapewnia ogromne pojemności rzędu dziesiątek faradów.



Główną zaletą superkondensatorów są bardzo krótkie czasy ładowania (ok. 1 s) oraz możliwość przyjmowania i wydawania prądów rzędu setek amperów (do 800 A) bez znaczącej utraty żywotności (nawet przy milionie cykli ładowania i rozładowania) [11.2]. Ponieważ pojemność baterii superkondensatorów jest nadal o rząd wielkości mniejsza na jednostkę masy (ok. 4 Wh/kg) w porównaniu z pojemnością akumulatorów (ok. 30 – 50 Wh/kg) nie jest jeszcze możliwe całkowite zastąpienie zasobników akumulatorowych. Efektywne jest natomiast połączenie w pojeździe obu zasobników. Jest to szczególnie przydatne przy ruszaniu i przyspieszaniu pojazdu oraz podczas hamowania z odzyskiem energii. Porównanie gęstości mocy w funkcji gęstości energii dla współczesnych urządzeń magazynujących energię elektryczną przedstawiono na rys. 11.4 [11.3].

Rys. 11.3 Układ sterowania bezkomutatorowym silnikiem prądu stałego [11.1]



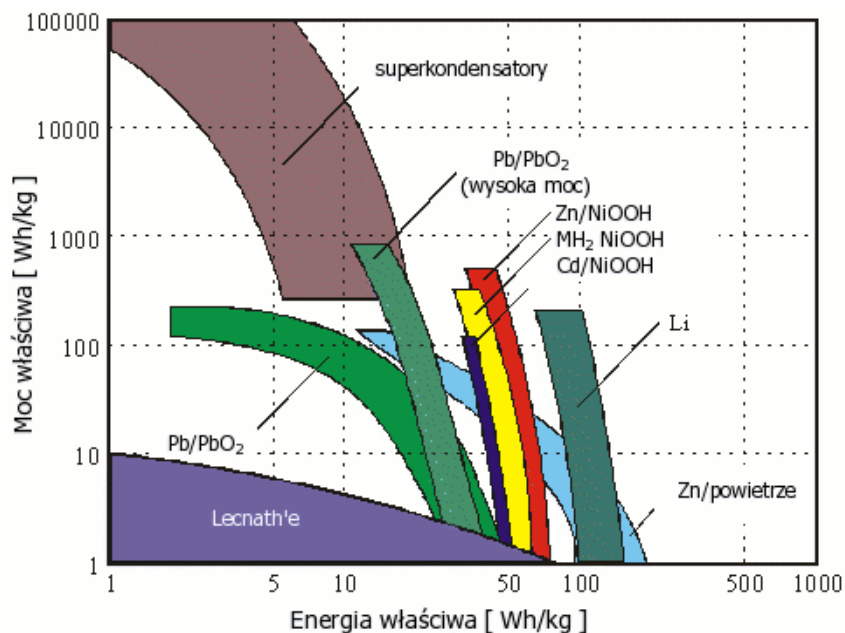
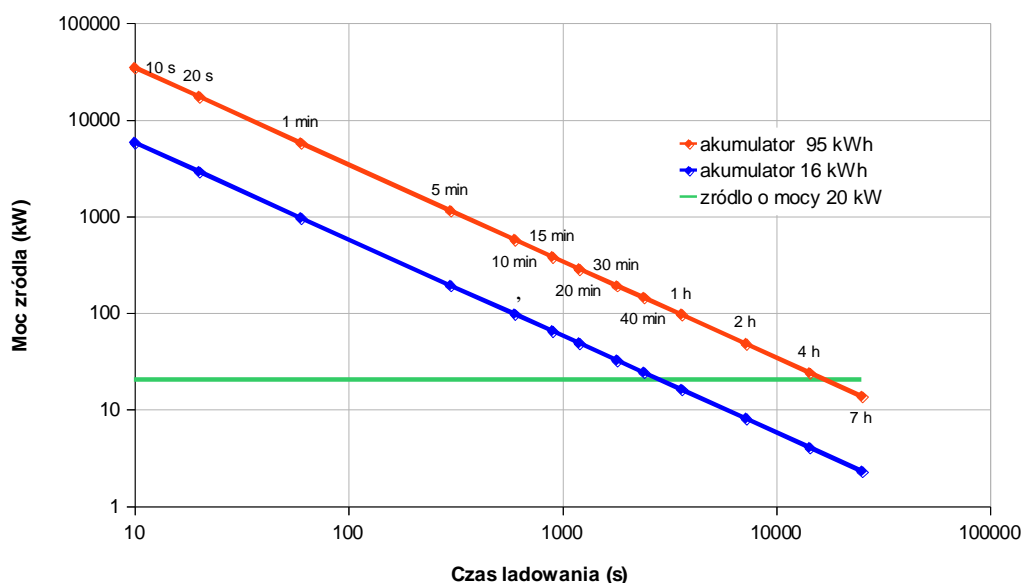
Rys. 11.4 Zależność gęstości energii od gęstości mocy oraz czasu ładowania dla wybranych zasobników energii [11.3]

Należy natomiast podkreślić, że w porównaniu z akumulatorami superkondensatory charakteryzują się o ponad rząd wielkości większą gęstością mocy ma jednostkę masy. Przykładowa bateria superkondensatorów o pojemności 58 F i napięciu 15 V posiada gęstość energii 3,63 Wh/kg, gęstość mocy 3 kW/kg, gwarantowaną trwałość w ciągu 500 000 cykli a masę 0,5 kg [11.4].

Rys. 11.5 Zależność moc właściwa - energia właściwa dla różnego rodzaju źródeł odwracalnych [11.5]



Podstawowym jak dotychczas zasobnikiem energii dedykowanym do samochodu elektrycznego jest akumulator. Głównymi wadami akumulatorów jest mała gęstość mocy (przepływ dużych ilości prądu przyspiesza utratę pojemności), duża masa oraz stosunkowo mała liczba cykli ładowanie rozładowanie [11.2]. W nowoczesnych pojazdach elektrycznych rezygnuje się ze stosowania przestarzałych technologicznie, ciężkich i stosunkowo nietrwałych akumulatorów ołowiowych. Obecnie obserwuje się intensywny rozwój prac nad akumulatorami niklowo-wodorkowymi i litowo-jonowymi. Porównanie zależności mocy właściwej od energii właściwej dla różnego rodzaju odwracalnych źródeł energii przedstawiono na rys. 11.5 [11.5].



Rys. 11.6 Zależność mocy ładowania od czasu ładowania dla przykładowych baterii akumulatorowych stosowanych w samochodach elektrycznych



Genezą powstania akumulatorów litowo-jonowych było opracowanie odwracalnego układu Li/Li⁺, działającego w rozpuszczalnikach organicznych, który stanowi podstawę wydajnie ładowanego ogniwa zdolnego do pracy w cyklach wielokrotnie powtarzalnych [11.5]. Dzięki osiągnięciom inżynierii materiałowej i umocowaniu jonów litu w odpowiednich elektrodach uzyskano układ chemiczny o praktycznie nieograniczonym limicie liczby ładowanie-rozładowanie.

Akumulatory litowo-jonowe należą obecnie do najłżejszych (rys. 11.5) stąd często stosowane są w sprzęcie elektronicznym oraz pojazdach elektrycznych. Akumulatory do napędu samochodu elektrycznego muszą dodatkowo charakteryzować się odpornością na czynniki atmosferyczne oraz podwyższoną trwałością.

Najważniejszą z punktu widzenia użytkowego zaletą akumulatorów litowo-jonowych jest możliwość ich szybkiego ładowania. Współczesne akumulatory litowo-jonowe można naładować do 80% pojemności w ciągu 15 - 60 min. Niektórzy producenci dysponują już technologią, dzięki której możliwe jest naładowanie akumulatora do 80-90% pojemności w ciągu 5 min, a do 100% w ciągu 10 min przy zachowaniu żywotność na poziomie 10-15 lat [11.6].

Najnowsze osiągnięcia technologiczne dowodzą, że możliwe jest ładowanie i rozładowanie próbki ogniwa w czasie rzędu 10 s. Oznacza to, czas ładowania nowoczesnego akumulatora jest już tylko o rząd wyższy od czasu ładowania superkondensatorów [11.7] (rys. 11.4). Do naładowania nowoczesnego ogniwa litowo-jonowego o pojemności 1 Wh w ciągu 10 s bez uwzględnienia strat ładowania potrzebne jest źródło prądu stałego o mocy 360 W. Oznacza to, że przy obecnej technologii nie ma praktycznych ograniczeń, co do skrócenia czasu ładowania, problemem natomiast staje się moc źródła. Przykładowo, aby w ciągu 5 min naładować bez uwzględnienia strat typową baterię akumulatorów o pojemności 15 kWh stosowaną obecnie w średniej klasy samochodzie elektrycznym potrzebne jest źródło o mocy 180 kW. Na rys. 11.6 przedstawiono zależność mocy źródła od czasu bezstratnego ładowania dwóch przykładowych baterii akumulatorowych stosowanych we współczesnych samochodach elektrycznych. Na wykresie naniesiono również poziom 20 kW jako typową obecnie moc przyłączeniową dla domów jednorodzinnych.

Należy, więc stwierdzić, że pomimo możliwości technicznych akumulatorów, czasy ładowania rzędu dziesiątek sekund, a nawet dziesiątek minut w warunkach domowych są nierealne. Dla baterii akumulatorów o pojemności rzędu 15 kWh należy się liczyć z czasami ładowania powyżej 1 h, a dla większych akumulatorów powyżej 5 h. Skrócenie czasów ładowania można uzyskać jedynie w wyspecjalizowanych stacjach ładowania dużej mocy zasilanych z sieci SN.

Jedną z ważniejszych przyczyn braku powszechnej popularności samochodu elektrycznego jest jego stosunkowo niewielki zasięg. Związane jest to z pojemnością baterii akumulatorów. Trwają, zatem prace między innymi nad zwiększeniem ich pojemności. Ponieważ dalsze prace nad rozwojem akumulatorów litowo-jonowych w celu zwiększenia ich pojemności oparte są na zwiększaniu ilości tlenu litu na katodzie, prowadzi to do zwiększania ich wymiarów i masy. Należy, zatem wziąć pod uwagę, że zbliża się kres możliwości technologicznych rozwoju tego rodzaju akumulatorów.

Przełomem w tej dziedzinie okazało się odkrycie grafenu. Na bazie tego materiału możliwe jest tworzenie nowego typu elektrod w akumulatorach litowo-tlenowych, dzięki którym możliwe jest zwiększenie pojemności do wartości 8705,5 Ah/kg. Oznacza to teoretyczną wartość gęstości energii na poziomie 20 kWh/kg [11.8]. W praktyce pojemność ta może być kilka razy mniejsza, jednak w porównaniu z gęstością energii akumulatorów litowo-jonowych (750 Wh/kg) jej wzrost jest znaczący.

Zwiększenie gęstości energii magazynowanej w akumulatorze skutkuje zwiększeniem zasięgu pojazdu jednak powoduje to znaczące problemy z szybkim ładowaniem związane ze



wspomnianymi ograniczeniami mocy źródła. Czas ładowania akumulatora o tak dużej pojemności ze źródła domowego może sięgać nawet dziesiątek godzin. W tym przypadku konieczne jest stworzenie systemu usługowych stacji ładowania dużej mocy połączonych z automatycznymi stanowiskami wymiany akumulatorów. Niektórzy producenci samochodów elektrycznych wprowadzają w swoich pojazdach rozwiązania techniczne umożliwiające w przyszłości korzystanie z takich stacji. Przykład akumulatora przystosowanego do bezobsługowej wymiany, montowanego pod podłogą samochodu przedstawiono na rys.11.7 [11.9].

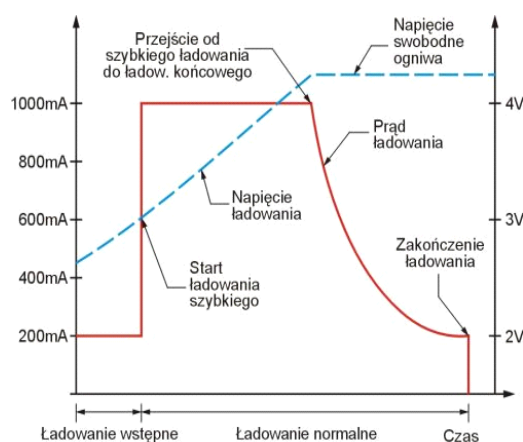


Rys. 11.7 Wymienna bateria akumulatorów montowana w podłodze samochodu Nissan Leaf [11.9]

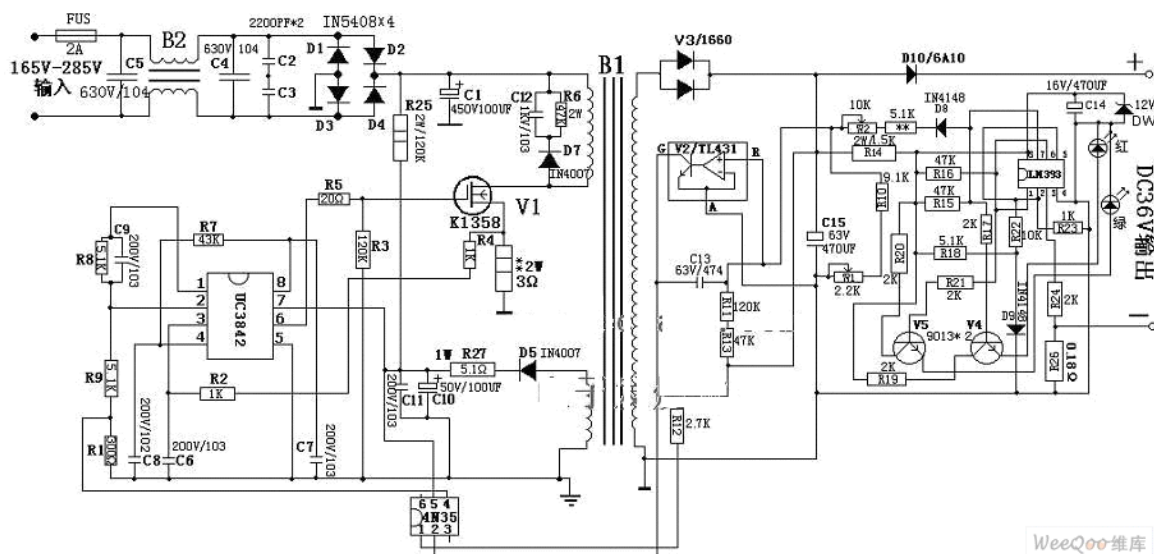
Problemem jest w tym przypadku unifikacja rozwiązań technicznych stosowanych zarówno w pojazdach jak i akumulatorach.

5.4. Układy ładowania

Zalecany przez producentów proces ładowania akumulatorów litowo-jonowych powinien odbywać się dwuetapowo. W pierwszym etapie realizuje się tzw. ładowanie przygotowawcze, a następnie dopełnienie akumulatora aż do zaniku prądu ładowania. Profil ładowania akumulatora litowo-jonowego przedstawiono na rys. 10.8 [11.10].



Rys. 11.8 Typowy profil ładowania akumulatora litowo-jonowego [11.10]



Współczesne energoelektroniczne układy ładowania baterii akumulatorów samochodów elektrycznych zbudowane są zwykle w oparciu o technikę tyrystorową lub unipolarną elektronicznie lub mikroprocesorowo. Przykład takiego układu zasilanego napięciem fazowym i służącego do ładowania baterii akumulatorów o napięciu 36 V przedstawiono na rys. 11.9.

Rys. 11.9 Układ ładowania baterii akumulatorów o napięciu 36 V zasilany z napięcia fazowego o wartości od 165 V do 285 V

Ze względu na dużą czułość układów elektronicznych na zakłócenia przepięciowe, istotne jest, aby sieć elektryczna, z której zasilany jest układ ładujący była wyposażona w układy ochrony przeciwprzepięciowej. Szczególnie istotne jest to przy zaawansowanych układach ładowania sterowanych mikroprocesorowo.

Ładowanie baterii akumulatorów samochodu elektrycznego może odbywać się w zależności od potrzeb i miejsca postoju na trzech poziomach:

- poziom I – ładowanie samochodu z domowej instalacji użytkownika,
- poziom II – ładowanie z ogólnodostępnych instalacji przy biurkach i budynkach użyteczności publicznej oraz na zbiorowych parkingach,
- poziom III – szybkie ładowanie dużej mocy na stacjach paliw i stacjach ładowania.

Ładowanie akumulatorów z domowej instalacji użytkownika samochodu wymaga instalacji osobnego obwodu elektrycznego o mocy rzędu 3,5 kW. Seryjne urządzenia tego typu produkowane na rynek europejski są przeznaczone do zasilania napięciem 230 V i zabezpieczone bezpiecznikiem 16 A. Układy ładowania większych mocy, przeznaczone dla odbiorców dysponujących instalacją umożliwiającą ich zasilanie sieci trójfazowej zabezpieczone są zwykle bezpiecznikami o wartości 25 A lub 32 A. Pozwala to na naładowanie baterii akumulatorów samochodu elektrycznego w ciągu nocnego postoju pojazdu. Punkt ładowania zwykle montowany jest w garażu w postaci ściennego panelu lub na podjeździe na ścianie budynku lub w postaci słupka. Przykłady rozwiązań technicznych domowych układów ładowania samochodów elektrycznych przedstawiono na rys. 10.



Rys. 11.10 Przykładowe rozwiązania domowych układów ładowania samochodów elektrycznych [11.12], [11.13]

Stanowiska większych mocy buduje się zwykle przy biurowcach, dużych obiektach użyteczności publicznej, centrach handlowych oraz wielkopowierzchniowych parkingach publicznych. Jest to możliwe ze względu na występującą w pobliżu tych obiektów infrastrukturę sieciową o odpowiedniej obciążalności. Umożliwia to naładowanie samochodu elektrycznego w ciągu kilku godzin. Ponieważ publiczne punkty ładowania samochodów elektrycznych są bezobsługowe, wraz z ich montażem wdrażany jest system identyfikacyjny odbiorcy lub system automatycznego poboru opłat za pomocą kart płatniczych. Przykładowe rozwiązania publicznych stanowisk ładowania przedstawiono na rys. 11.



Rys. 11.11 Przykładowe publiczne punkty ładowania pojazdów elektrycznych [11.12]

Kilkugodzinne ładowanie pojazdu jest czasem nieakceptowanym z punktu widzenia użytkownika podróżującego na dalekiej trasie. W tym przypadku ładowanie nie powinno, więc przekraczać czasu postoju regeneracyjnego kierowcy – zwykle kilkanaście do kilkudziesięciu minut. W celu spełnienia tych wymagań, w ramach funkcjonujących już stacji paliw lub jako niezależne obiekty, budowane są stacje ładowania dużej mocy zasilane zwykle z sieci SN. Moc punktów szybkiego ładowania waha się w granicach od 30 do 100 kW. Przykładowe rozwiązania tego typu przedstawiono na rys. 11.12.



Rys. 11.12 Przykładowe rozwiązania punktów szybkiego ładowania o mocy od 30 do 100 kW [11.14], [11.15], [11.16]

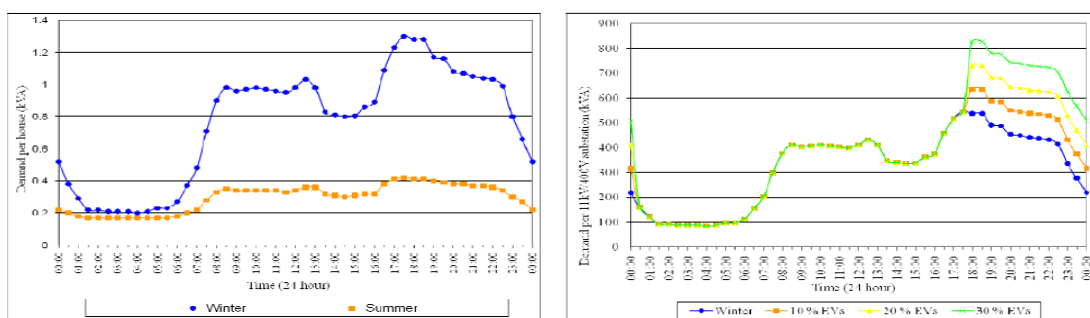
Układy większych mocy stosowane są tylko do przemysłowego ładowania akumulatorów do wózków transportowych oraz samochodów dostawczych, ciężarowych i autobusów. Są to rozwiązania dostosowywane indywidualnie do potrzeb zakładu.

5.5. Współpraca samochodu elektrycznego z siecią elektryczną

Przy obecnym zaawansowaniu technologicznym, samochód elektryczny traktowany jest jako odbiornik energii elektrycznej. Powszechne wprowadzenie do eksploatacji samochodów elektrycznych będzie, więc rodziło daleko idące konsekwencje z punktu widzenia infrastruktury sieciowej. Użytkownicy samochodów elektrycznych będą korzystali z sieci elektrycznej głównie w następujących sytuacjach:

- wieczorno-nocne pełne ładowanie pojazdu z instalacji domowej,
- doładowywanie lub całkowite ładowanie w godzinach pracy w miejscach publicznych lub na terenie zakładu pracy,
- szybkie doładowywanie rozproszone w czasie na stacjach ładowania dużych mocy.

Należy się, więc spodziewać, że na typowy jak do tej pory dobowy grafik obciążenia nałożone zostanie obciążenie związane z ładowaniem pojazdu. W przypadku odbiorcy komunalnego proces ładowania może nałożyć się na okres szczytu wieczornego. Przykładowe grafiki obciążenia dobowego odbiorców komunalnych oraz dobowego obciążenia sieci SN, z której zasilana jest sieć nN, a z niej użytkownicy samochodów elektrycznych przedstawiono na rys. 11.13 [11.17].

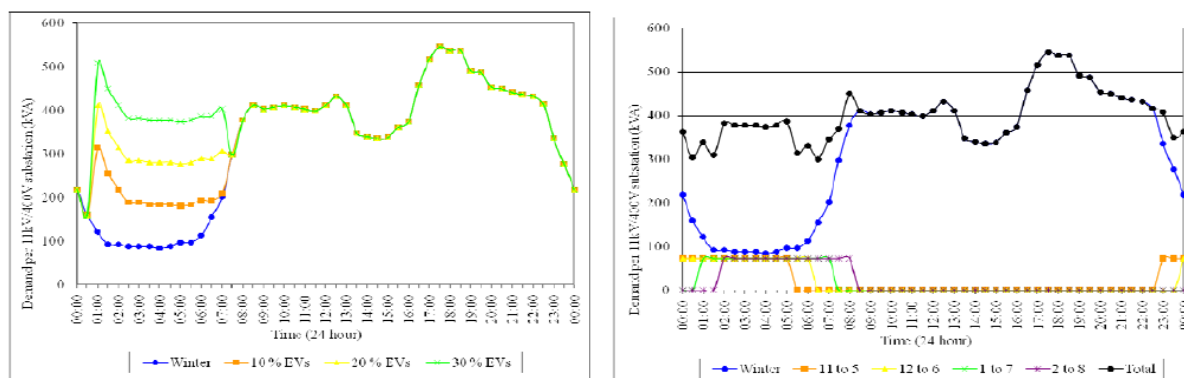


Rys. 11.13 Przykładowe typowe grafiki dobowego obciążenia odbiorcy komunalnego: a) dla pojedynczego odbiorcy bez samochodu elektrycznego, b) dla sieci SN z różnym procentowym udziałem samochodów elektrycznych [11.17]

Sytuacja ta może wystąpić w przypadku niekontrolowanego procesu ładowania większej ilości samochodów. Można z dużym prawdopodobieństwem przewidzieć, że użytkownik samochodu po powrocie z pracy będąc jeszcze w garażu lub na podjeździe



przyłączy instalacje ładowania baterii akumulatorów. W ramach idei „inteligentnego” budynku oraz pojęcia *Smart Grid* należy, zatem rozważyć systemy grafikonowania ładowania pojazdów elektrycznych na danym obszarze zasilania. Budynek użytkownika trzeba, zatem wyposażyć w system łączności z nadrzędnym system zarządzania siecią, a układ ładowania musi mieć wydzielone obwody sterowane z tego systemu. W zależności od ilości i mocy układów ładowania można, zatem rozważać możliwość ładowania akumulatorów tylko w określonych godzinach lub przydzielić poszczególnym grupom klientów godziny ładowania odpowiadające ich profilowi funkcjonowania. Przykład efektu takiego rozwiązania przedstawiono na rys. 10.10 [11.17].



Rys. 11.14 Przykładowy dobowy przebieg mocy w sieci SN dla dwóch scenariuszy ładowania grupy samochodów elektrycznych: a) wszyscy w stałych godzinach, b) zróżnicowanie godzinowe w zależności od segmentu, do którego należy użytkownik [11.17]

System może być wzbogacony o algorytmy sterowania dostępnym czasem ładowania w zależności od pory roku, dnia tygodnia lub nawet warunków atmosferycznych. Ma to, bowiem bezpośrednie przełożenie na kształt przebiegu czasowego dobowego obciążenia w sieci. System w ramach pewnych granic wyznaczonych przez tryb życia użytkowników powinien umożliwiać elastyczne sterowanie okresami ładowania tak, aby w miarę możliwości ładowanie to odbywało się w dolinie zapotrzebowania na energię.

Podobne wymagania powinien spełniać tzw. inteligentny budynek o charakterze biurowym. Sieć elektryczna budynku może oczywiście umożliwiać jednoczesne ładowanie wszystkich pojazdów, ale jest to niekorzystne z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego. Dlatego budynek taki powinien być wyposażony w systemy grafikonowania ładowania poszczególnych grup odbiorców.

Samochód elektryczny stanowi pewnego rodzaju magazyn energii elektrycznej. Można, zatem założyć, że energię tę można skierować z zasobników do systemu w wyniku działania operatora. Dlatego tzw. inteligentny budynek powinien być wyposażony w systemy umożliwiające dwukierunkowy przepływ i rozliczanie energii elektrycznej. Oznacza to również wyposażenie budynku w systemy komunikacji i sterowania przez operatora sieci elektroenergetycznej.

Należy podkreślić, że w obecnych warunkach uwzględnianie w systemie energii elektrycznej pochodzącej z zasobników akumulatorowych samochodów elektrycznych jest mało realne. Wynika to z faktu, że z jednej strony przy niekontrolowanym ładowaniu należy spodziewać się ładowania dużej grupy samochodów w godzinach szczytu zapotrzebowania na moc. Z drugiej strony w przypadku ładowania samochodów w określonych godzinach, rozładowany samochód czeka na ładowanie do czasu doliny zapotrzebowania na energię – zasobnik jest pusty i czeka na ładowanie. Oznacza to, że w godzinach szczytu zapotrzebowania na energię zasobnik samochodu elektrycznego jest rozładowany albo



użytkowany. Sytuacja ta może się zmienić w przypadku znaczącego zwiększenia pojemności akumulatorów.

5.6. Podsumowanie

Samochód elektryczny nie jest obecnie najpopularniejszym środkiem transportu. Wynika to z uwarunkowań technologicznych związanych ze stosunkowo małą pojemnością akumulatorów, co przekłada się na niewielki zasięg pojazdu. Samochód elektryczny w obecnych warunkach może być, zatem jedynie pojazdem miejskim.

Technologia napędu samochodu elektrycznego jest obecnie na ustabilizowanym poziomie. Prowadzone prace badawcze idą w kierunku zmniejszania strat oraz poprawy efektywności hamowania odzyskowego. Następuje również rozwój elementów energoelektronicznych do sterowania napędami.

Najważniejszym elementem samochodu elektrycznego mającym wpływ na działanie sieci elektroenergetycznej są akumulatory. Z punktu widzenia sieci są to zasobniki energii elektrycznej. Wymaga to oczywiście odpowiedniej infrastruktury technicznej przystosowanej do dwukierunkowego przepływu mocy. W przypadku użytkowania samochodów elektrycznych na szeroką skalę, istnieje potencjalna możliwość wykorzystania zasobów energii elektrycznej zgromadzonych w dużej ilości rozproszonych zasobników.

Założenia do budowy tzw. inteligentnego budynku powinny zakładać również wydzieloną instalację do zasilania obwodów ładowania samochodu elektrycznego. Taka instalacja może być wyposażona w dwukierunkowe systemy pomiarowe w celu pomiaru ewentualnego oddawania do sieci energii elektrycznej zgromadzonej w zasobnikach akumulatorowych samochodów elektrycznych. Instalacja ta powinna być również wyposażona w systemy dwukierunkowej komunikacji i sterowania z operatorem sieci elektroenergetycznej w celu zarządzania energią zgromadzoną w zasobnikach.

Z punktu widzenia równomierności obciążenia sieci, budynki i indywidualne układy zasilania powinny być wyposażone w moduły komunikacyjne do sterowania ładowaniem poszczególnych grup samochodów w określonych okresach doby. Ma to na celu równomierne rozłożenie obciążenia w ciągu doby. Podział użytkowników samochodów elektrycznych na segmenty oraz dynamiczne zarządzanie godzinami ładowania ich pojazdów powinno być integralną częścią tzw. inteligentnego budynku oraz tzw. inteligentnych sieci elektroenergetycznych.

Na obecnym etapie technologicznym pojemność akumulatorów jest jeszcze zbyt mała, aby samochody elektryczne wykorzystać jako rozproszony zasobnik energii elektrycznej. W przyszłości, gdy pojemność samochodów wzrośnie można zakładać, że przykładowo nadwyżka energii zgromadzonej w akumulatorze ponad dzienne jej zapotrzebowanie będzie mogła być wykorzystana przez operatora sieci do pokrycia szczytu zapotrzebowania istniejącego w sieci.



BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 11

- [11.1] Domaradzki A., Krykowski K.: Silniki BDLC – klasyczne metody sterowania, Zeszyty ProblemoEnergy Requirements for Electric Cars and Their Impact on Electric Power Generation and Distribution Systems we – Maszyny Elektryczne Nr 72/2005, BOBRME Komel, Katowice, 2005
- [11.2] Fize M., Setlak R.: Napęd hybrydowy pojazdów miejskich z podwójnym zasobnikiem energii elektrycznej – Maszyny Elektryczne Nr 79/2008, BOBRME Komel, Katowice, 2008
- [11.3] <http://pl.wikipedia.org/wiki/Superkondensator>
- [11.4] <http://maxwell.com>
- [11.5] Czerwiński A.: Współczesne chemiczne źródła prądu. www.wsipnet.pl (2010)
- [11.6] Kromer M. A., Heywood J. B.: Electric Powertrains: Opportunities and Challenges in the U.S. Light-Duty Vehicle Fleet. Sloan Automotive Laboratory, Laboratory for Energy and the Environment. Massachusetts Institute of Technology. Publication No. LFEE 2007-03-RP
- [11.7] Kang B., Ceder G.: Battery Materials for Ultrafast Charging and Discharging, Nature, 458, March 2009
- [11.8] Li Y., Wang J., Li X., Geng D., Li R., Sun X.: Superior Energy Capacity of Graphene Nanosheets for a Nonaqueous Lithium-Oxygen Battery. Chem. Commun, No. 47, Journal of Royal Society of Chemistry, 2011
- [11.9] www.nissanleafbattery.com
- [11.10] Pochwalski K.: Szybkie ładowanie baterii akumulatorowych o dużej pojemności. Elektronika2B2. www.elektronika2b2.pl,
- [11.11] www.seekic.com
- [11.12] www.elektromotive.com
- [11.13] www.ensto.com
- [11.14] www.epyonpower.com
- [11.15] www.akerwade.com
- [11.16] www.hybridabc.com
- [11.17] Putrus A. G., Suwanapingkarl P., Johnston D., Bentley E. C., Narayana M.: Impact of Electric Vehicles on Power Distribution Network, Northumbria University 2010



6. KONCEPCJA PRZESTRZENNEGO OBRAZOWANIA ODNAWIALNYCH ZASOBÓW ENERGII DLA POLSKI



6.1. Informacje ogólne

Informacja o potencjale odnawialnych źródeł energii (OZE) z uwagi na przestrzenny charakter tych danych coraz częściej jest gromadzona, przechowywana, weryfikowana i analizowana w geograficznych systemach informacyjnych (GIS). Dane o poszczególnych zasobach OZE, które są przestrzennie odniesione do powierzchni Ziemi zgromadzone są w bazie GIS w formie spójnych modułów informacyjnych (warstw). Warstwy informacyjne są wynikiem przetwarzania algorytmów obliczeniowych. Z uwagi na różne dokładności istniejących opracowań, wynikające przede wszystkim z różnej skali przestrzennej przedstawianych zjawisk geosrodowiskowych, od obszaru całego kraju do poszczególnych gmin i powiatów, stosuje się zarówno interpolacje jak i ekstrapolacje danych oraz autorskie metody dla opracowań regionalnych.

Proponowane metody opierają się na analizie rozkładu przestrzennego poszczególnych zasobów i wskazaniu dostępnych zasobów w potencjalnym miejscu ich wykorzystania. Takim miejscem jest lokalizacja projektowanego budynku lub zespołu budynków. Prognozowane zapotrzebowanie energetyczne na techniczne zasoby OZE w wybranej lokalizacji będzie wyznacznikiem metody oceny dostępności poszczególnych rodzajów OZE.

Opracowanie obejmuje zagadnienia wykorzystania wiatru jako OZE. Na omawiane warunki wietrzne (anemometryczne) i algorytm rozkładu przestrzennego prędkości wiatru (mapa wietrzności) składają się dane o prędkości i kierunku wiatru, uwarunkowania wynikające z użytkowania i morfologii terenu oraz stany równowagi atmosfery.

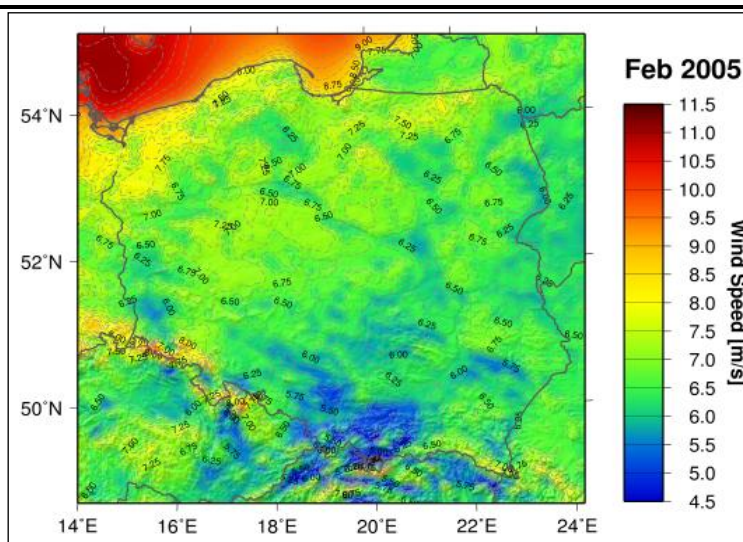
6.2. Zasoby energii wiatru

W IMGW PIB jest utrzymywana Centralna Baza Danych Klimatologicznych. Baza zawiera dane pozyskiwane z 65 stacji meteorologicznych, 245 posterunków meteorologicznych i 1680 posterunków opadowych. Zbierane dane są odpłatne i obejmują:

- ze stacji meteorologicznych – dane terminowe (z ośmiu terminów) i dobowe (od 1961 roku dla 10 stacji, od 1966 roku dla 49 stacji oraz krótsze ciągi dla pozostałych);
- z posterunków meteorologicznych ogółem – dane z 4 (3) terminów i dobowe (od 1951 roku dla 39 posterunków, od 1956 roku dla 21 posterunków, od 1961 roku dla 69 posterunków i dla pozostałych posterunków ciągi od lat osiemdziesiątych lub krótsze) [12.1].

Dane o znaczeniu regionalnym gromadzone są przez ośrodki naukowe i publikowane w opracowaniach naukowych. Ekspertyzy i raporty dotyczące województw są wykonywane w różnej skali i dokładności.

Modelowane dane dla obszaru Polski oparte są na modelach geostroficznych prędkości wiatru w postaci atlasów wietrzności. Wysokiej jakości dane otrzymuje się przy pomocy modelu MM5 (atmospheric mesoscale model) opracowanego przez Pennsylvania State University i University Cooperation for Atmospheric Research (UCAR) np. rozkład prędkości wiatru na podstawie danych NCEP/NCAR za okres 2000–2010, gdzie uwzględniono pokrycie i ukształtowanie terenu [12.2]. Rozdzielczość tego modelu wynosi 5 km co daje wystarczające oszacowanie potencjału energetycznego dla wybranej lokalizacji.



Rys. 12.1 Rozkład prędkości wiatru w lutym 2005 r. na podstawie danych NCEP/NCAR przy pomocy modelu MM5 [12.2]

Atlas ten (w gruncie rzeczy jest to specjalne oprogramowanie wraz z bazą danych) pozwala na odtworzenie *ex-post* prędkości i kierunku wiatru w węzłach siatki o boku 5 km pokrywającej terytorium Polski. Oprogramowanie wykorzystuje trójwymiarowy model stanu atmosfery Ziemi, dostępny co 6 godzin z rozdzielczością 2,5 stopnia, znany jako NCAR/NCEP Reanalysis Data, udostępniany przez NOAA-CIRES Climate Diagnostics Center, Boulder, Colorado, USA. Wartości na poziomach pośrednich, są wyznaczone przy pomocy algorytmów interpolacyjnych. Poziom gruntu został pobrany z SRTM (Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center) oraz interpolowany na siatkę modelu.

Dane gridowe wiatru geostroficznego dają znormalizowane wektory prędkości i kierunku wiatru w regularnej siatce (2,5 na 2,5 stopnia szerokości i długości geograficznej, czyli ponad 210 na 210 km) na wysokości, na której nie ma już oddziaływania powierzchni Ziemi, czyli najczęściej co najmniej 1000 m n.p.g. Wartości te są obliczane za pomocą modeli matematycznych głównie z naziemnych pomiarów ciśnienia atmosferycznego, (bo wiatr jest efektem różnicy ciśnień), a także samego wiatru. Czyli ze stosunkowo gęstszej nieregularnej siatki punktów pomiarowych zawierającej często luki pomiarowe (w czasie i w przestrzeni), tworzy się regularną siatkę „znormalizowanego” pola wiatru. Jest to procedura generalizacji, w której zmniejsza się rozdzielczość przestrzenną i czasową danych, uzyskując w zamian ich pełną porównywalność i jednolitość pokrycia [12.3]. Dlatego z dużą ostrożnością należy interpretować generalizowane dane atlasów wietrzności, szczególnie, gdy stosując skomplikowane procedury numeryczne, zwiększa się „sztucznie” rozdzielczość przestrzenną i czasową tych danych. Poniżej przedstawiono rozkład przestrzenny wiatru na standardowej wysokości (Rys. 12.2).



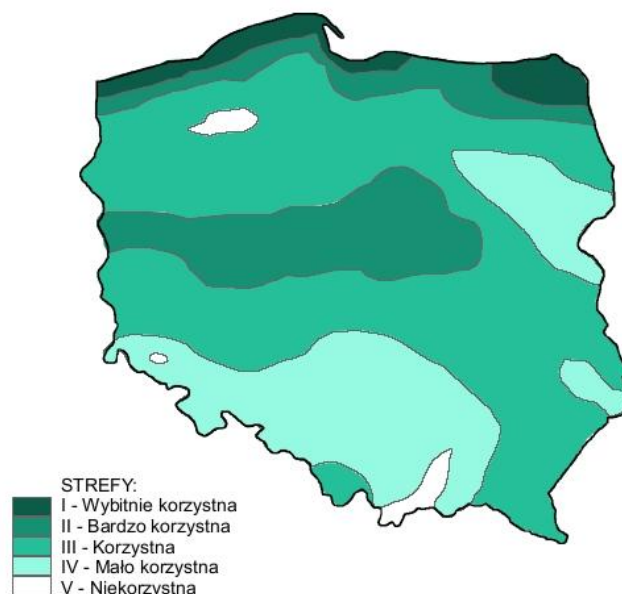
Rys. 12.2 Rozkład średniej prędkości wiatru dla obszaru Polski [12.4]

Zebrane i przeanalizowane dane wskazują na dużą różnorodność obliczeń pod względem dokładności i obszaru. Dlatego należy zastosować kilka warstw informacyjnych w zależności od metody i rozdzielczości przestrzennej. Poniżej przedstawiono opis i rekomendacje dokładniejszych regionalnych modeli warunków anemologicznych.

6.3. Możliwości uporządkowania i przestrzennej inwentaryzacji OZE dla Polski

Zagadnienie przestrzennej inwentaryzacji OZE jest obszerne i wykracza poza główny temat tego opracowania, niemniej jednak autorzy chcą podzielić się pewnymi sugestiami dotyczącymi wietrzności na terenie Polski, tj. rozkładu przestrzennego warunków i natężenia wiatru. Proponuje się geograficzne podejście do zagadnienia w postaci przestrzennego obrazowania elementów. Przestrzenne dane zgromadzone są w warstwach informacyjnych w Geograficznym Systemie Informacyjnym (GIS). Takie podejście jest czytelne (dobór warstw, informacji z GIS do wyświetlenia na mapie) oraz pozwala: na skalowanie o różnej dokładności (w zależności od skali obrazowanego elementu), analizy (wynik zestawienia danych i ich klasyfikacji), wizualizację (wybrane elementy, warstwy), raporty i możliwość eksportu do innych formatów.

Przykładem przestrzennej analizy może być statystyczne opracowanie danych meteorologicznych, które przedstawia procentowy udział poszczególnych prędkości wiatru w roku w ogólnych jego zasobach na danym obszarze. To zestawienie może być kryterium oceny terenów pod względem ich przydatności dla rozwoju energetyki wiatrowej. Na podstawie danych IMiGW terytorium Polski zostało podzielone na 6 stref ze względu na potencjał wykorzystania energii wiatru jako źródła energii (Rys. 3). Trzy z nich to tereny sprzyjające budowie elektrowni wiatrowych (wybitnie korzystne, bardzo korzystne oraz korzystne) – obszar Pomorza, Suwalszczyzny, zaś dwie kolejne to tereny, które nie sprzyjają wykorzystaniu ich w zakresie budowy elektrowni wiatrowych (mało korzystne i niekorzystne). Jedna ze stref nie nadaje się w ogóle do budowy elektrowni wiatrowych – obszary górskie i wysokogórskie.



Rys. 12.3 Strefy potencjału energetycznego wiatru na obszarze Polski za okres 1971–2000 [12.1]

Powyższe opracowanie ma charakter ogólnej klasyfikacji obszaru Polski o małym stopniu szczegółowości. Dlatego dla dokładnego rozpoznania zasobów OZE muszą zostać opracowane szczegółowe mapy oparte na metodzie takiej samej dla całego kraju o wystarczającej dokładności. Metoda ta musi uwzględniać pokrycie i rzeźbę terenu.

Większość atlasów bazuje na danych z reanalizy, które cechują się dużym stopniem przybliżenia, co wcześniej zostało przedstawione dla obszaru Polski. Dlatego bardziej wiarygodną jest metoda oparta na danych pomiarowych pochodzących ze stacji meteorologicznych. Modele regionalne dokładniej oddają rozkład przestrzenny prędkości i energii wiatru. Jednym z takich modeli jest Regionalny Model Warunków Wietrznych (RMWW). Warunki wietrzne są synonimem warunków anemometrycznych charakteryzujących prędkość, zmienność, wartości ekstremalne wiatru, itp. Zaproponowana metoda bazuje właśnie na danych pomiarowych a dodatkowo uwzględnia czynniki modyfikujące prędkość wiatru. Tak wyznaczona energia użyteczna wiatru uwzględnia takie czynniki jak szorstkość wynikająca z pokrycia, użytkowania i morfologii terenu. Model RMWW szczegółowo został opisany w rozdziale Materiały i metoda.

6.4. Rozpoznanie możliwości dołączenia danych wysokościowych (n.p.m.) do bazy danych programu integracyjnego

Do analizy zasobów, możliwości pozyskania i zwiększenia wykorzystania OZE w budownictwie potrzebne są geograficzne dane o lokalizacji inwestycji. Takie dane są dostępne i możliwe do dołączenia do bazy danych programu zintegrowanego. Rozdzielczość przestrzenna dostępnych danych wynosi od kilku metrów do kilku kilometrów. W zależności od zastosowania można dobrać skalę i dokładność zastosowanych i dostępnych danych. Dane te uporządkowane są w warstwy tematyczne zawierają poszczególne elementy lub wynik analizy w postaci nowej warstwy w bazie GIS. Do bazy danych można dołączyć następujące warstwy informacyjne: Mapa użytkowania i pokrycia terenu, Numeryczny Model Rzeźby Terenu (NMT), Numeryczny Model Pokrycia Terenu (NMPT), dane z Lotniczego skaningu laserowego.



6.4.1. Mapa użytkowania i pokrycia terenu

Mapa użytkowania i pokrycia terenu to zbiór powierzchni uporządkowanych i sklasyfikowanych według rodzaju pokrycia terenu. Klasyfikacja zawiera wszystkie wydzielone powierzchnie na danym obszarze, wg projektu CORINE [12.4] (tabela 12.1).

Tabela 12.1. Podział powierzchni wg projektu CORINE [12.4]

Poziom 1	Poziom 2	Poziom 3		
1 – Tereny antropogeniczne	1.1 – Zabudowa miejska	1.1.1	Zabudowa miejska zwarta	
		1.1.2	Zabudowa miejska luźna	
	1.2 – Tereny przemysłowe, handlowe i komunikacyjne	1.2.1	Tereny przemysłowe lub handlowe	
		1.2.2	Tereny komunikacyjne i związane z komunikacją drogową i kolejową	
		1.2.3	Porty	
		1.2.4	Lotniska	
	1.3 – Kopalnie, wyrobiska i budowy	1.3.1	Miejsca eksploatacji odkrywkowej	
		1.3.2	Zwałowiska i hałdy	
		1.3.3	Budowy	
	1.4 – Miejskie tereny zielone i wypoczynkowe	1.4.1	Tereny zielone	
		1.4.2	Tereny sportowe i wypoczynkowe	
	2 – Tereny rolne	2.1 – Grunty orne	2.1.1	Grunty orne poza zasięgiem urządzeń nawadniających
			2.1.2	Grunty orne stale nawadniane
2.1.3			Ryżowiska	
2.2 – Uprawy trwałe		2.2.1	Winnice	
		2.2.2	Sady i plantacje	
		2.2.3	Gaje oliwne	
2.3 – Łąki i pastwiska		2.3.1	Łąki, pastwiska	
2.4 – Obszary upraw mieszanych		2.4.1	Uprawy jednoroczne występujące wraz z uprawami	
		2.4.2	Złożone systemy upraw i działek	
		2.4.3	Tereny zajęte głównie przez rolnictwo z dużym udziałem roślinności naturalnej	
		2.4.4	Tereny rolno-leśne	



3 – Lasy i ekosystemy seminaturalne	3.1 – Lasy	3.1.1	Lasy liściaste
		3.1.2	Lasy iglaste
		3.1.3	Lasy mieszane
	3.2 – Zespoły roślinności drzewiastej i krzewiastej	3.2.1	Murawy i pastwiska naturalne
		3.2.2	Wrzosowiska i zakrzaczenia
		3.2.3	Roślinność sucholubna (śródziemnomorska)
		3.2.4	Lasy i roślinność krzewiasta w stanie zmian
	3.3 – Tereny otwarte, pozbawione roślinności lub z rzadkim pokryciem roślinnym	3.3.1	Plaże, wydmy, piaski
		3.3.2	Odsłonięte skały
		3.3.3	Roślinność rozproszona
		3.3.4	Pogorzelska
		3.3.5	Lodowce i wieczne śniegi
4 – Obszary podmokłe	4.1 – Śródlądowe obszary podmokłe	4.1.1	Bagna śródlądowe
		4.1.2	Torfowiska
	4.2 – Przybrzeżne obszary podmokłe	4.2.1	Bagna słone (solniska)
		4.2.2	Saliny
		4.2.3	Osuchy
5 – Obszary wodne	5.1 – Wody śródlądowe	5.1.1	Cieki
		5.1.2	Zbiorniki wodne
	5.2 – Wody morskie	5.2.1	Laguny przybrzeżne
		5.2.2	Estuaria
		5.2.3	Morze i ocean

Klasy pokrycia terenu wyróżniane w programie CORINE Land Cover (CLC) są zorganizowane hierarchicznie w trzech poziomach. Pierwszy poziom obejmuje pięć głównych typów pokrycia globu ziemskiego: tereny antropogeniczne, obszary rolnicze, tereny leśne i półpustynne, mokradła oraz wody. Na drugim poziomie zostało wyróżnionych 15 form pokrycia terenu, które można przedstawić na mapach w skalach od 1:500 000 do 1:1 000 000. Natomiast na poziomie trzecim wyróżniono 44 klasy. Ten poziom szczegółowości wydzielen został zastosowany w opracowaniu baz danych i obejmuje pokrycie terenu we wszystkich krajach Europy.

Rekomenduje się wyniki projektu CORINE. Projekt CORINE (Coordination of Information on the Environment) jest to system informacji nadzorowany przez European Environmental Agency (Europejską Agencję Środowiskową – EEA), którego celem jest koordynacja prac w zakresie zbierania i udostępniania informacji o środowisku w Europie. System ten zawiera bazę danych składającą się z kilkunastu warstw tematycznych, zawierających między innymi dane o pokryciu terenu i sposobach użytkowania ziemi – CORINE Land Cover 2006 (CLC2006). W bazach danych CLC2006 przechowywane są tylko



dane powierzchniowe, o minimalnej powierzchni 25 ha i szerokości co najmniej 100 m (rozdzielczość przestrzenna 100 m/piksel). Pokrycie i użytkowanie terenu kartowane jest metodą wizualnej interpretacji zdjęć satelitarnych dostarczonych przez satelity LANDSAT, SPOT i IRS. Spośród wydzielonych w Europie 44 klas pokrycia i użytkowania terenu w Polsce występuje 31 klas.

6.4.2. Numeryczny Model Terenu

NMT jest numeryczną informacją o zróżnicowaniu terenu w postaci trzech współrzędnych: dwie informują o lokalizacji a trzecia o wysokości punktu. Na podstawie NMT można uzyskać pochodne informacje niezwykle istotne z punktu widzenia lokalizacji inwestycji i ewentualnego wykorzystania OZE:

- hipsometria terenu,
- nachylenie terenu,
- ekspozycje terenu,
- rodzaj morfologicznych form terenu,
- analityczne cieniowanie,
- analizy widoczności.

Model SRTM pozwala uzyskać na wyżej wymienione warstwy tematyczne NMT. SRTM powstały na podstawie informacji zgromadzonych podczas jedenastodniowej misji promu kosmicznego Endauer w lutym 2000 roku, określanej nazwą Radarowa Misja Topograficzna (Shuttle Radar Topography Mission). Misja ta była wspólnym przedsięwzięciem przeprowadzonym przez agencje kosmiczne Stanów Zjednoczonych (NASA), Niemiec (DLR) i Włoch (ASI), a jej celem było zebranie za pomocą interferometrii radarowej danych wysokościowych powierzchni lądowej. Dostępne dla obszaru Polski (w tym również dla obszaru województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego) dane SRTM stanowią szczegółowy i jednolity pod względem dokładności zbiór punktów modelu pokrycia rzeźby terenu o rozdzielczości przestrzennej 90 m/piksel. Układem przestrzennego odniesienia dla informacji SRTM jest układ WGS-84.

Rekomenduje się SRTM o rozdzielczości 90m/piksel oraz ASTER GDEM o rozdzielczości 30m/piksel w zależności od dokładności analiz i wymagań użytkownika. Algorytmy obliczeniowe dla pochodnych informacji z NMT można opracować i dołączyć do programu integracyjnego.

6.4.3. Lotniczy skaning laserowy

Lotniczy skaning laserowy pozwala stworzyć dokładne odwzorowanie powierzchni z obiektami znajdującymi się na niej (budynki, geometrię połaci dachowej, drzewa, elementy małej architektury, itp).

Warstwy informacyjne zawierające wysokiej rozdzielczości dane skaningu laserowego pozwolą z dużą dokładnością przeanalizować wpływ sąsiedztwa potencjalnej inwestycji na jej zacienienie (ograniczenie dopływu promieniowania słonecznego) lub zmianę szorstkości (ograniczenie prędkości wiatru).



BIBLIOGRAFIA DO ROZDZ. 11

[12.1] <http://www.imgw.pl/>

[12.2] <http://www.anemos.de/2/?pg=236&lg=2>

[12.3] Stach A., 2010: Czy dane z Cyfrowych Atlasów Wietrzności mogą zastąpić pomiary z masztu i stanowić jedyną podstawę do wykonania audytu wietrzności? Wydział Nauk Geograficznych i Geologicznych UAM w Poznaniu.

[12.4] <http://maps.igipz.pan.pl>

[12.5] <http://clc.gios.gov.pl>



**7. OPRACOWANIE NUMERYCZNYCH MAP TEMATYCZNYCH
WIETRZNOŚCI DLA WOJEWÓDZTW PODKARPACKIEGO,
MAŁOPOLSKIEGO I ŚLĄSKIEGO Z MOŻLIWOŚCIĄ
WYKONANIA TAKICH MAP DLA CAŁEJ POLSKI**



7.1. Informacje ogólne

Dla rozwoju energetyki odnawialnej fundamentalne znaczenie ma rozpoznanie warunków anemometrycznych (wietrznych). Możliwe jest to poprzez pomiary meteorologiczne lub szacowanie zasobów wietrzności na podstawie modelowania. Jednym ze sposobów wizualizacji rozkładu przestrzennego wiatru są mapy wietrzności na wybranych wysokościach n.p.g lub n.p.m.

Wiatr jest jednym z elementów meteorologicznych określających stan fizyczny atmosfery. Jest definiowany jako poziomy ruch powietrza na powierzchni Ziemi wynikający z różnicy ciśnienia atmosferycznego w nagrzewaniu lądu i mórz, biegunów i równika, czyli przez różnicę ciśnień między różnymi strefami cieplnymi. W pomiarach wiatru określa się dwie podstawowe cechy, mianowicie prędkość i kierunek.

Prędkość wiatru określa dystans, jaki cząsteczki powietrza w jednostce czasu pokonują względem przyrządu pomiarowego; wynik pomiaru wyraża się w metrach na sekundę (m s^{-1}) lub w kilometrach na godzinę. Ze względu na to, że prędkość wiatru ulega szybkim zmianom w czasie, określa się średnią prędkość wiatru w danym przedziale czasu oraz porywy wiatru. Zgodnie z zaleceniami Światowej Organizacji Meteorologicznej (WMO), prędkość wiatru uśredniana jest za okres 10 min przed terminem obserwacji. Jako poryw wiatru przyjmuje się chwilowy przyrost prędkości wiatru przewyższający, o co najmniej 5 m s^{-1} średnią prędkość wiatru z okresu 10-minutowego i trwający nie dłużej niż 2-minuty. Brak ruchu powietrza, gdy prędkość wiatru jest mniejsza niż $0,4 \text{ m s}^{-1}$ określany jest mianem ciszy.

Kierunek wiatru wyrażany jest w stopniach, mierzonych od kierunku północy geograficznej zgodnie z kierunkiem ruchu wskazówek zegara lub z zastosowaniem oznaczeń geograficznych stron świata. Do tego celu może być używany wiatromierz Wilda, mający zainstalowane w nieruchomej jego części 8 metalowych prętów odpowiadającym różny wiatrów. Cztery dłuższe pręty oznaczają główne kierunki: N, E, S i W, zaś krótsze, kierunki pośrednie: NE, SE, SW i NW. Pola między prętami pozwalają odczytać szczegółowiej kierunki wiatru: NNE, ENE, ESE, SSE, SSW, WSW, WNW i NNW.

Wymagana dokładność pomiaru prędkości wiatru wynosi $0,2 \text{ m s}^{-1}$ a kierunku 5° . W celu uzyskania reprezentatywnych wartości, pomiar powinien być wykonywany nad płaskim otwartym terenem, dla którego odległość między przyrządem pomiarowym i przeszkodą terenową jest przynajmniej 10 razy większa od wysokości przeszkody.

7.2. Materiały i metoda Regionalnego Modelu Warunków Wietrznych (RMWW)

W niniejszym opracowaniu wykorzystano 10-letnie dane dotyczące średnich miesięcznych i rocznych prędkości wiatru, które zostały zebrane i opublikowane w pracy Niedźwiedzia [10]. Publikacja ta zawiera tabelaryczne dane z 84 stacji meteorologicznych należących do Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW) [1]. Na ich podstawie, korzystając z Geograficznych Systemów Informacyjnych (GIS) utworzono bazę danych przestrzennych zawierającą informację o współrzędnych geograficznych lokalizacji stacji, ich wysokości nad poziom morza, formy terenu, na jakiej położone są stacje oraz wysokości umieszczenia wiatromierza nad powierzchnią gruntu. Tak przygotowana baza danych GIS umożliwiła przeprowadzenie analizy regresji w wyniku, której uzyskano również opisującą zależność pomiędzy średnią roczną prędkością wiatru, a wysokością nad poziomem morza.



Do wymodelowania rozkładu przestrzennego szorstkości terenu oraz średniej rocznej prędkości wiatru posłużono się numerycznym modelem terenu. W tym celu wykorzystano model SRTM dostępny dla obszaru Polski (w tym również dla obszaru województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego). Dane SRTM stanowią szczegółowy i jednolity pod względem dokładności zbiór punktów modelu pokrycia rzeźby terenu o rozdzielczości przestrzennej 90 m/piksel. Układem przestrzennego odniesienia dla informacji SRTM jest układ WGS-84.

Do analizy rozkładu przestrzennego szorstkości terenu wykorzystano również dane pochodzące z projektu CORINE. Projekt CORINE [4] jest to system informacji nadzorowany przez European Environmental Agency. System ten zawiera bazę danych składającą się z warstw tematycznych o pokryciu terenu i sposobach użytkowania ziemi – CORINE Land Cover 2006 jak to zostało już wspomniane. W bazach danych CLC2006 przechowywane są tylko dane powierzchniowe, o minimalnej powierzchni 25 ha i szerokości co najmniej 100 m (rozdzielczość przestrzenna 100 m/piksel). Spośród wydzielonych w Europie 44 klas pokrycia i użytkowania terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego 29 klas. Dane o pokryciu i użytkowaniu powierzchni ziemi zostały zapisane w systemie odniesień przestrzennych EPSG:3035.

7.3. Koncepcja wykonania map wietrzności dla całej Polski

W modelowaniu regionalnym RMWW niezbędne będą przynajmniej 10-letnie dane dotyczące średnich miesięcznych i rocznych prędkości wiatru. Dane te mogą być pozyskane odpłatnie ze stacji meteorologicznych należących do Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW) [1] lub jednostek naukowych dysponujących danymi anemometrycznymi na terenie całego kraju (naukowe stacje meteorologiczne). Na ich podstawie, korzystając z GIS należy utworzyć bazę danych przestrzennych zawierającą informację o współrzędnych geograficznych lokalizacji stacji, ich wysokości nad poziom morza, formy terenu, na jakiej położone są stacje oraz wysokości umieszczenia wiatromierza nad powierzchnią gruntu.

Do wymodelowania rozkładu przestrzennego szorstkości terenu oraz średniej rocznej prędkości wiatru można posłużyć się opisanym powyżej numerycznym modelem terenu SRTM dostępnym dla obszaru Polski.

Do analizy rozkładu przestrzennego szorstkości terenu można wykorzystać również dane pochodzące z projektu CORINE opisanego powyżej.

Rekomendowana metoda RMWW jest dokładnym modelem regionalnym bazującym na szczegółowych danych i obserwacjach prędkości wiatru. Z uwagi na stosunkowo łatwą dostępność danych wymaganych do obliczeń, zaproponowany schemat postępowania (algorytm) jest możliwy do wykonania dla pozostałych regionów Polski.

7.4. Numeryczna mapa szorstkości wynikająca z użytkowania i pokrycia terenu

Do analizy szorstkości terenu wynikającej z użytkowania i pokrycia terenu posłużono się bazą danych CLC2006. Na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego zidentyfikowano łącznie 29 klas użytkowania terenu (rys. 13.1).

Strukturę pokrycia i użytkowania terenu na obszarze badanych województw przedstawiono w tabeli 13.1. Jak z niej wynika dominują tu obszary rolnicze. Grunty rolne



nienawodnione, złożone z systemu upraw i działek, łąki oraz uprawy rolne z udziałem roślinności naturalnej stanowią łącznie 56% powierzchni województw. Badany obszar charakteryzuje się również wysokim współczynnikiem lesistości 36%. Znaczny udział w powierzchni stanowią tu również tereny zabudowane, ponad 6%. Ten rodzaj powierzchni może stanowić ograniczenie dla wykorzystania energii wiatru, gdyż przy lokalizacji elektrowni wiatrowych należy zachować pewną minimalną odległość od zabudowań mieszkalnych.

Tabela 13.1 Struktura pokrycia i użytkowania terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego na podstawie danych CORINE LC 2006 [4]

Numer klasy CLC2006	Rodzaj pokrycia i użytkowania	Udział klasy, %
1	Zabudowa zwarta	0,02
2	Zabudowa rozproszona	5,41
3	Tereny przemysłowe i handlowe	0,80
4	Tereny komunikacyjne	0,07
5	Porty	0,00
6	Lotniska	0,05
7	Obszary eksploatacji odkrywkowej	0,14
8	Zwałowiska i hałdy	0,11
9	Budowy	0,00
10	Miejskie tereny zielone	0,05
11	Tereny sportowe i wypoczynkowe	0,20
12	Grunty orne nienawadniane	34,47
16	Sady i plantacje	0,10
18	Łąki	7,35
20	Złożone systemy upraw i działek	8,25
21	Uprawy rolne z udziałem roślinności naturalnej	5,93
23	Lasy liściaste	7,12
24	Lasy iglaste	15,08
25	Lasy mieszane	12,17
26	Murawy i pastwiska naturalnej	0,20
27	Wrzosowiska i zakrzaczenia	0,07
29	Lasy i zakrzaczenia w trakcie zmian	1,20
30	Plaże, wydmy, piaski	0,00
31	Odsłonięte skały	0,04
32	Roślinność rozproszona	0,06
35	Bagna śródlądowe	0,04
36	Torfowiska	0,03
40	Cieki	0,24
41	Zbiorniki wodne	0,78

W celu otrzymania informacji o zmienności przestrzennej szorstkości terenu, poszczególnym rodzajom użytkowania i pokrycia terenu zostały przyporządkowane długości szorstkości z_0 zgodnie z wartościami przedstawionymi w tabeli 13.2. W wyniku reklasyfikacji

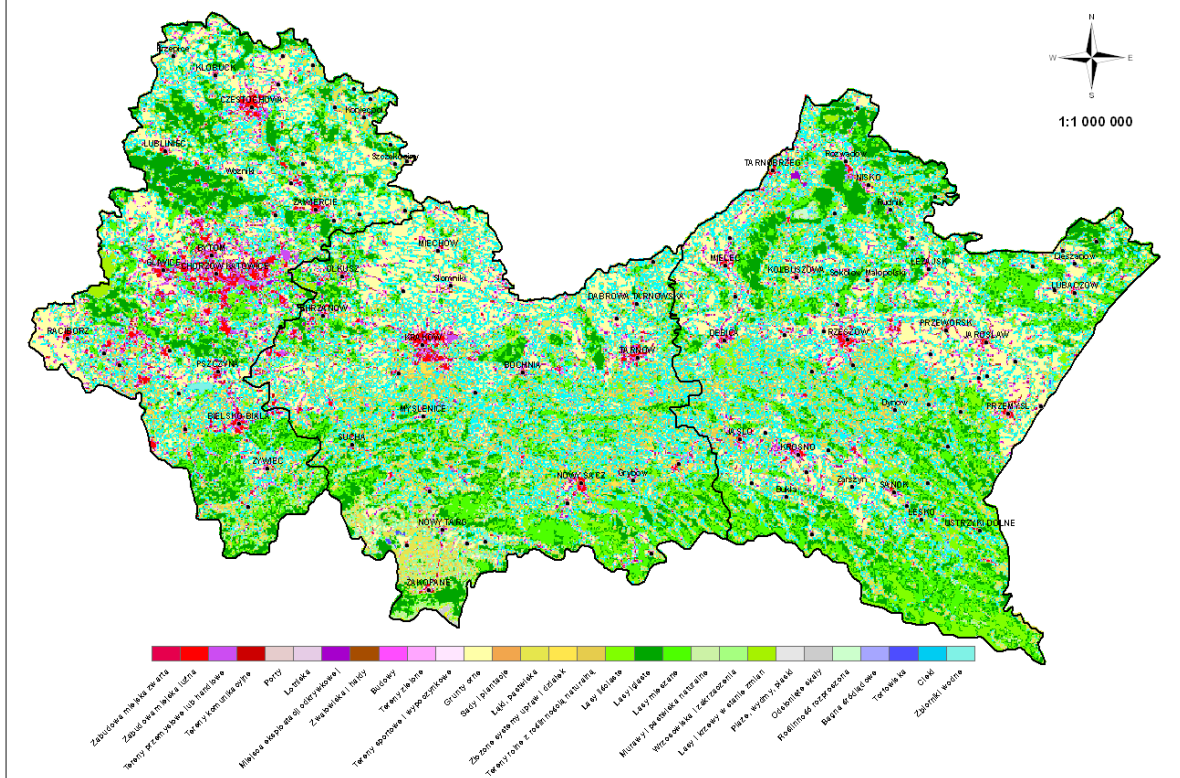


mapy pokrycia i użytkowania (rys. 13.1) otrzymano rozkład przestrzennego zróżnicowania długości szorstkości z_0 (rys. 13.2) na obszarze analizowanych województw o rozdzielczości przestrzennej 100 m/piksel.

Tabela 13.2 Długość szorstkości (m) w poszczególnych klasach pokrycia i użytkowania terenu

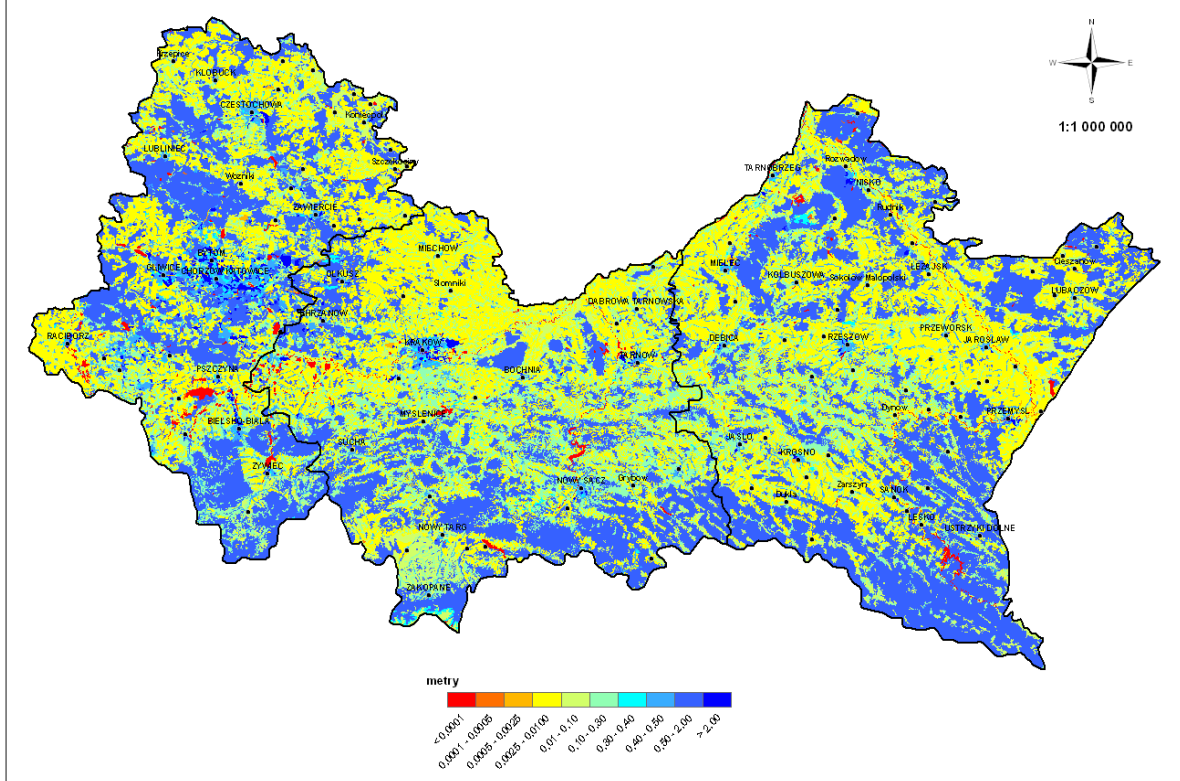
Numer klasy CLC2006	Rodzaj pokrycia i użytkowania	Długość szorstkości, m
1	Zabudowa zwarta	3,00000
2	Zabudowa rozproszona	0,50000
3	Tereny przemysłowe i handlowe	3,00000
4	Tereny komunikacyjne	0,00240
5	Porty	0,00240
6	Lotniska	0,00240
7	Obszary eksploatacji odkrywkowej	0,01000
8	Zwałowiska i hałdy	0,02000
9	Budowy	0,50000
10	Miejskie tereny zielone	0,40000
11	Tereny sportowe i wypoczynkowe	0,40000
12	Grunty orne nienawadniane	0,01000
16	Sady i plantacje	0,40000
18	Łąki	0,02000
20	Złożone systemy upraw i działek	0,35000
21	Uprawy rolne z udziałem roślinności naturalnej	0,35000
23	Lasy liściaste	2,00000
24	Lasy iglaste	2,00000
25	Lasy mieszane	2,00000
26	Murawy i pastwiska naturalnej	0,02000
27	Wrzosowiska i zakrzaczenia	0,40000
29	Lasy i zakrzaczenia w trakcie zmian	2,00000
30	Plaże, wydmy, piaski	0,02000
31	Odsłonięte skały	0,02000
32	Roślinność rozproszona	0,40000
35	Bagna śródlądowe	0,00030
36	Torfowiska	0,02000
40	Cieki	0,00008
41	Zbiorniki wodne	0,00008

Mapa 1. Struktura pokrycia i użytkowania terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Rys. 13.1. Mapa 1 – Struktura pokrycia i użytkowania terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego

Mapa 2. Przestrzenne zróżnicowanie długości szorstkości (m) wynikające z pokrycia i użytkowania terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego





Rys. 13.2. Mapa 2 – Przestrzenne zróżnicowanie długości szorstkości (m) wynikające z pokrycia i użytkowania terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego

7.5. Numeryczna mapa szorstkości wynikająca z ukształtowania terenu

Szorstkość terenu zależy nie tylko od rodzaju pokrycia i użytkowania, ale wynika również ze zróżnicowania ukształtowania terenu, nad którym przemieszczają się masy powietrza. Do analizy szorstkości wynikającej z rzeźby terenu posłużono się numerycznym modelem terenu badanego obszaru (SRTM). Na jego podstawie wymodelowano liczbowy wskaźnik TRI (Terrain Ruggedness Index), który jest obiektywną miarą szorstkości terenu wynikającej ze zróżnicowania geomorfologicznego. W obliczeniach wykorzystano algorytm opisany przez Riley, DeGloria i Eliota [7]. Algorytm ten pozwala wyznaczyć wartość TRI dla każdej elementarnej komórki numerycznego modelu terenu (SRTM), obliczając sumę różnic wysokości pomiędzy pojedynczą (centralną) komórką, a otaczającymi ją ośmioma (sąsiadującymi) komórkami. Opisuje to poniższe równanie.

$$TRI = \sqrt{\sum (x_{ij} - x_{00})} \quad (13.1)$$

gdzie:

TRI – wskaźnik szorstkości wynikający z rzeźby terenu, [m]

x_{ij} – wysokość sąsiadującej komórki, [m]

x_{00} – wysokość centralnej komórki, [m]

Przykładowe wartości wskaźnika szorstkości TRI dla szczytu wzniesienia i terenu nieznacznie pofałdowanego przedstawiono na poniższej rycinie.

100	125	100
125	200	125
100	125	100

(a)
TRI=700

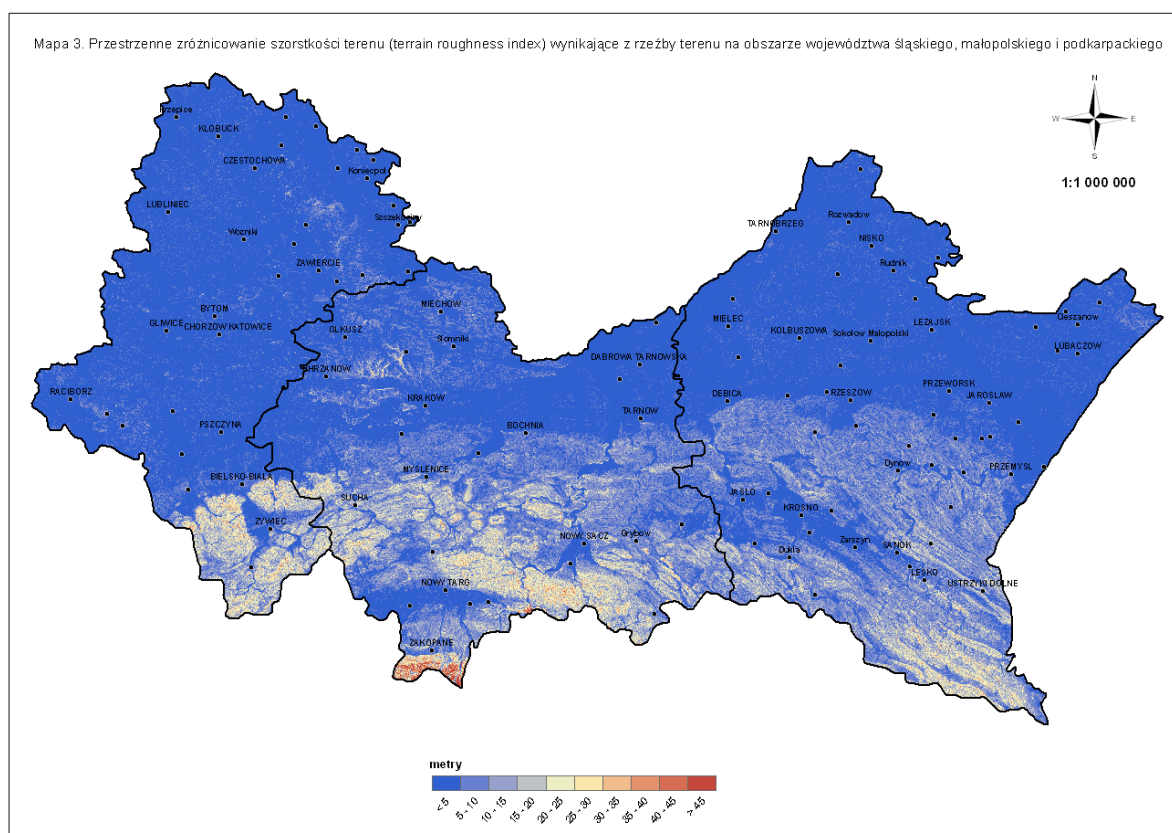
200	210	100
210	225	225
205	210	220

(b)
TRI=100

Rys. 13.3. Przykładowe wartości wskaźnika szorstkości TRI dla: a) szczytu wzniesienia, b) terenu nieznacznie pofałdowanego

Wykorzystując do obliczeń SRTM, zgodnie z powyższym równaniem wymodelowano dla obszaru analizowanych województw rozkład przestrzenny zróżnicowania szorstkości terenu TRI z rozdzielczością przestrzenną 90 m/piksel (rys.13.4).

Na badanym obszarze wartości wskaźnika szorstkości TRI kształtują się w przedziale od 6 do 472, przy czym parametr ten przyjmuje odpowiednio wartości najniższe dla terenów płaskich i równinnych, a najwyższe dla obszarów o skomplikowanej rzeźbie terenu i dużych deniwelacjach. Za tereny najkorzystniejsze dla rozwoju energetyki wiatrowej można uznać obszary płaskie, równinne oraz łagodne wzniesienia o kopulastych szczytach, charakteryzujące się niskimi i średnimi wartościami TRI. Należy jednak zaznaczyć, że od tej reguły występują pewne odstępstwa, gdyż we wszystkich obszarach górskich obserwuje się cyrkulację modyfikowaną poprzez orografię i charakter podłoża. Wiatr dostosowuje się do kierunku przebiegu form terenowych [8], toteż na przełęczach i w kotlinach górskich pomimo wysokiego wskaźnika TRI mogą wstępować lokalnie korzystne warunki wietrzne.



Rys. 13.4. Przestrzenne zróżnicowanie szorstkości terenu (TRI) wynikające z rzeźby na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego

7.6. Rozkład przestrzenny średniej rocznej prędkości wiatru

Typowe instalacje energetyki wiatrowej montuje się na wysokości od 20 do 100 metrów nad gruntem. Kluczowym problem jest więc w tym przypadku ekstrapolacja danych obserwacyjnych na wyższe wysokości. Jest to zadanie bardzo trudne gdyż profil wiatru z wysokością zależy zarówno od ukształtowania terenu, ale również od warunków stratyfikacyjnych w atmosferze. Ostatni efekt jest często pomijany, co kwestionuje przydatność tego typu opracowań.

Prędkość wiatru należy do tych elementów meteorologicznych, które charakteryzują się bardzo dużą zmiennością zarówno w czasie jak i przestrzeni. Jak już wspomniano



wcześniej, badanie stosunków wietrznych przeprowadzono na podstawie 10-letniej (1961–1970) serii jednorodnych danych o średnich rocznych prędkościach wiatru pochodzących z 84 stacji meteorologicznych IMGW położonych na terenie Karpat polskich i ich przedpola [10]. Na podstawie powyższych danych utworzono bazę danych GIS zawierającą informację o współrzędnych geograficznych lokalizacji stacji, ich wysokości nad poziom morza, rodzaju formy terenu, na jakiej położone są stacje, wysokości umieszczenia wiatromierza nad powierzchnią gruntu oraz zarejestrowanych na stacjach średnich rocznych prędkościach wiatru.

Z uwagi na różną wysokość umieszczenia wiatromierzy przeprowadzono redukcję wskazań wiatromierzy do jednolitego poziomu odniesienia, tj. 10 m n.p.g.

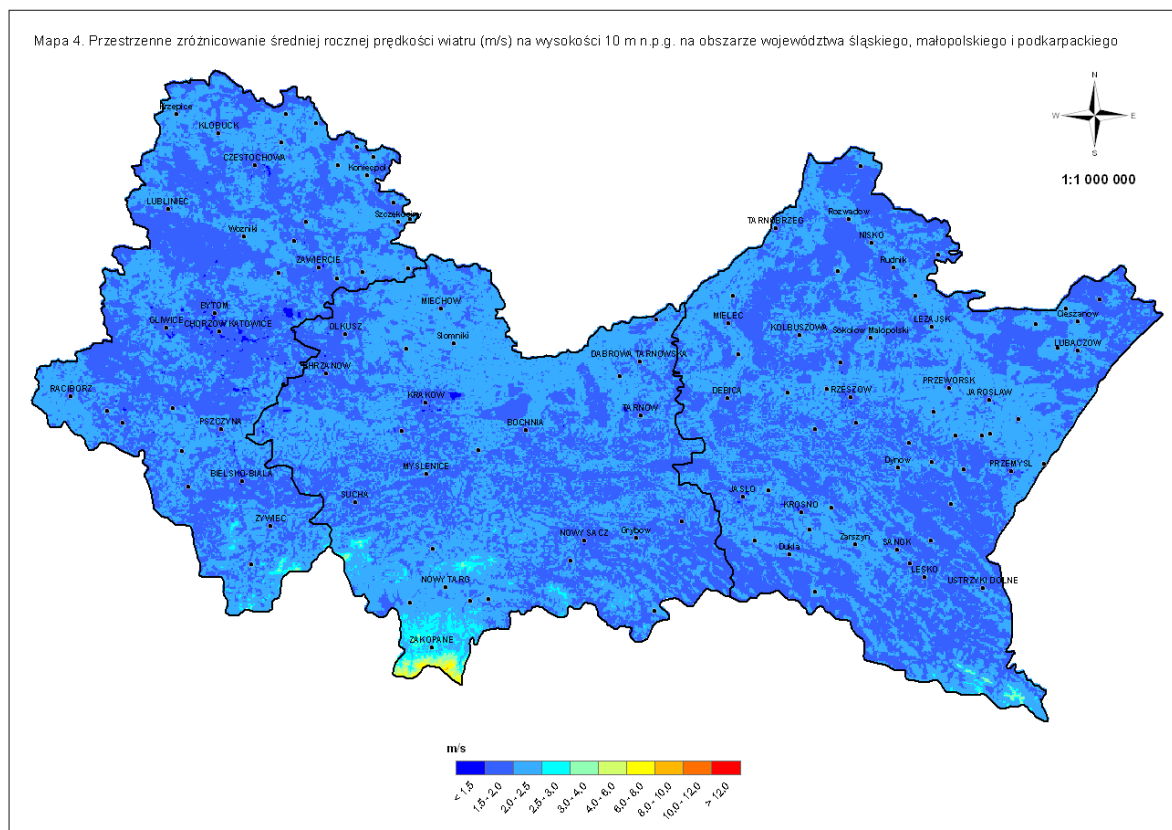
Dane zawarte w bazie GIS umożliwiły przeprowadzenie analizy regresji w wyniku, której uzyskano równie opisujące zależność pomiędzy średnią roczną prędkością wiatru, a wysokością nad poziomem morza. Zależność ta opisana została wielomianem drugiego stopnia ($r = 0,73$) i przedstawia je poniższe równanie (2).

$$V = 2 \cdot 10^{-6} h^2 + 2,49 \quad (13.2)$$

gdzie:

V – średnia roczna prędkość wiatru, [$\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$]

h – wysokość nad poziomem morza, [m].



Rys. 13.5 Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru (m/s) na wysokości 10 m.n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Model regresji pozwala na szacunkowe określenie średniej rocznej prędkości wiatru na rozpatrywanym obszarze dla dowolnej wysokości nad poziomem morza.

Do zbadania zmienności przestrzennej średniej rocznej prędkości wiatru posłużono się numerycznym modelem terenu (SRTM) oraz powyższym równaniem regresji. Na ich podstawie wymodelowano rozkład średniej rocznej prędkości wiatru z rozdzielczością przestrzenną 90 m/piksel i przedstawiono na mapie 4 (rys.13.5). Na badanym obszarze, obliczone wartości średniej rocznej prędkości wiatru na wysokości 10 m n.p.g. kształtują się na poziomie od 1,5 do 10,6 m·s⁻¹, a średnia obszarowa prędkość wiatru wyniosła 2,0 m·s⁻¹.

7.7. Zależność prędkości wiatru od wysokości nad poziomem gruntu

Prędkość wiatru wzrasta wraz z wysokością nad powierzchnią gruntu. Wzrost ten jest uzależniony od szorstkości terenu i stanu równowagi atmosfery. Przy powierzchni ziemi prędkość wiatru jest niemal równa zero, co jest spowodowane siłami tarcia wynikającymi z szorstkości powierzchni. Siły te powodują, że tylko 1/4 energii kinetycznej wiatru przypada na wysokości do 100 m, resztę 3/4 energii mają wiatry wiejące wyżej niż 100 m [5]. Ma to bardzo duże znaczenie dla potencjalnej energii wiatru, gdyż przez wzrost prędkości znacząco rośnie moc wiatru, a co za tym idzie także energia wiatru.

Jak wykazują badania, nawet kilkaset metrów nad poziomem gruntu, przepływ powietrza jest zakłócony przez ukształtowanie powierzchni, przy czym wraz ze wzrostem wysokości zakłócenia stają się coraz mniejsze. Zakres, w którym przepływ powietrza nie jest zakłócony, jest uzależniony od warunków wiatrowych i sięga od 300 do 1000 m nad poziomem gruntu.

Zależność prędkości wiatru od wysokości nad poziomem gruntu najłatwiej przedstawiać za pomocą funkcji potęgowej (3).

$$V_h = V_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (13.3)$$

gdzie:

V_h – prędkość obliczona na wysokości h , m·s⁻¹

V_0 – prędkość zmierzona na wysokości h_0 , m·s⁻¹

h_0 – wysokość utytułowania wiatromierza, m

h – wysokość dla której obliczana jest prędkość V_h , m

α – wykładnik potęgowej zależny od stanu równowagi atmosfery oraz od długości szorstkości z_0

Wykładnik potęgowej α we wzorze (13.3) zależy od stanu równowagi atmosfery oraz od długości szorstkości terenu. Można go obliczyć zgodnie z poniższym równaniem (13.4):

$$\alpha = 0,24 + 0,096 \log(z_0) + 0,16(\log z_0)^2 \quad (13.4)$$

gdzie:

α – wykładnik potęgowej

z_0 – długość szorstkości, m



Ze względu na prostotę obliczeń, równanie (13.3) jest bardzo często stosowane w praktyce.

Bardziej dokładnym podejściem do zagadnienia zmiany prędkości wiatru nad poziomem gruntu jest uwzględnienie logarytmicznego profilu wiatru wraz z korelacją stanu równowagi atmosfery. Zależność tę opisuje poniższy wzór (13.5).

$$V_h = \frac{u_*}{k} \left(\ln \left(\frac{h}{z_0} \right) - \Psi \right) \quad (13.5)$$

gdzie:

V_h – prędkość obliczona na wysokości h , $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$

k – stała Karmana $k = 0,4$

u_* – współczynnik oporu prędkości

h – wysokość dla której obliczana jest prędkość V_h , m

Ψ – funkcja stabilności atmosfery

z_0 – długość szorstkości, m

Ze względu na trudne do określenia wartości współczynników u_* i Ψ , stosowanie wzoru jest dość kłopotliwe. Współczynniki te w zależności od stanu równowagi atmosfery przyjmują wartości większe od zera w przypadku warunków niestabilnych, a wartości ujemne w przypadku warunków stabilnych. Natomiast w przypadku jednorodnego i neutralnego stanu równowagi atmosfery możemy wykorzystać zależność opisaną wzorem (13.6).

$$V_h = \left(\frac{u_*}{k} \right) \ln \left(\frac{h}{z_0} \right) \quad (13.6)$$

Znając długość szorstkość terenu z_0 oraz prędkość wiatru V_0 na danej wysokości h_0 , można obliczyć prędkość wiatru na dowolnej wysokości h , przekształcając równanie (13.3). Przyjmując, że współczynnik u_* nad jednorodną powierzchnią o szorstkości z_0 jest stały na całej wysokości, możemy zapisać:

$$\frac{V_h}{V_0} = \frac{\ln \left(\frac{h}{z_0} \right)}{\ln \left(\frac{h_0}{z_0} \right)} \quad (13.7)$$

gdzie:

V_0 – prędkość zmierzona na wysokości h_0 , $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$

V_h – prędkość obliczona na wysokości h , $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$

h_0 – wysokość utytułowania wiatromierza, m

h – wysokość, w przypadku której oblicza się prędkość V_h , m

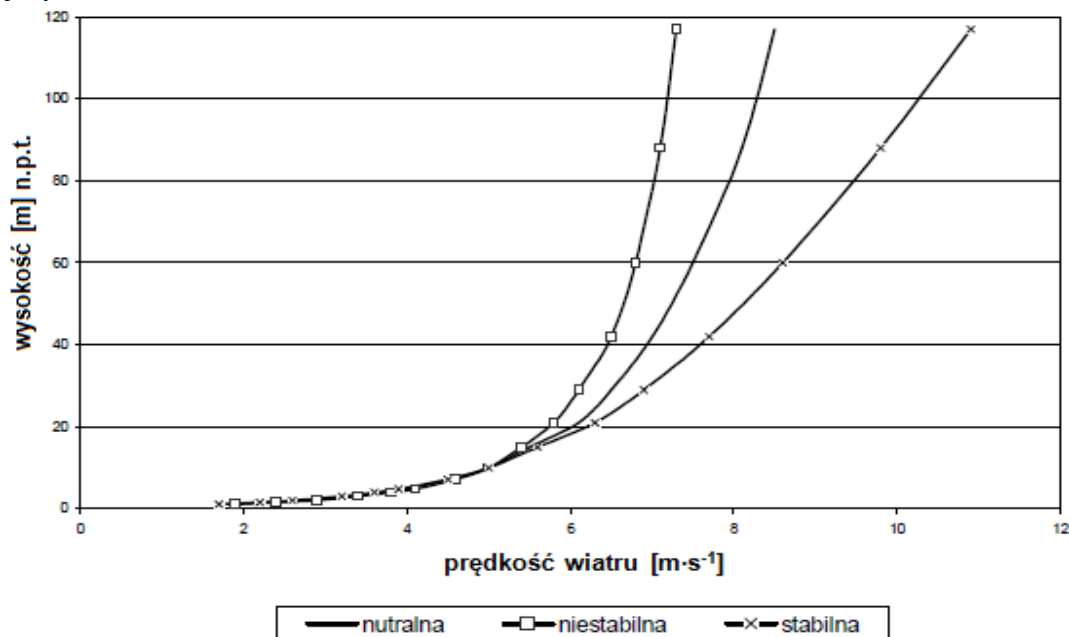
z_0 – szorstkość terenu, m .



Po przekształceniu wzoru (13.7) otrzymujemy wzór na prędkość wiatru V_h na dowolnej wysokości h :

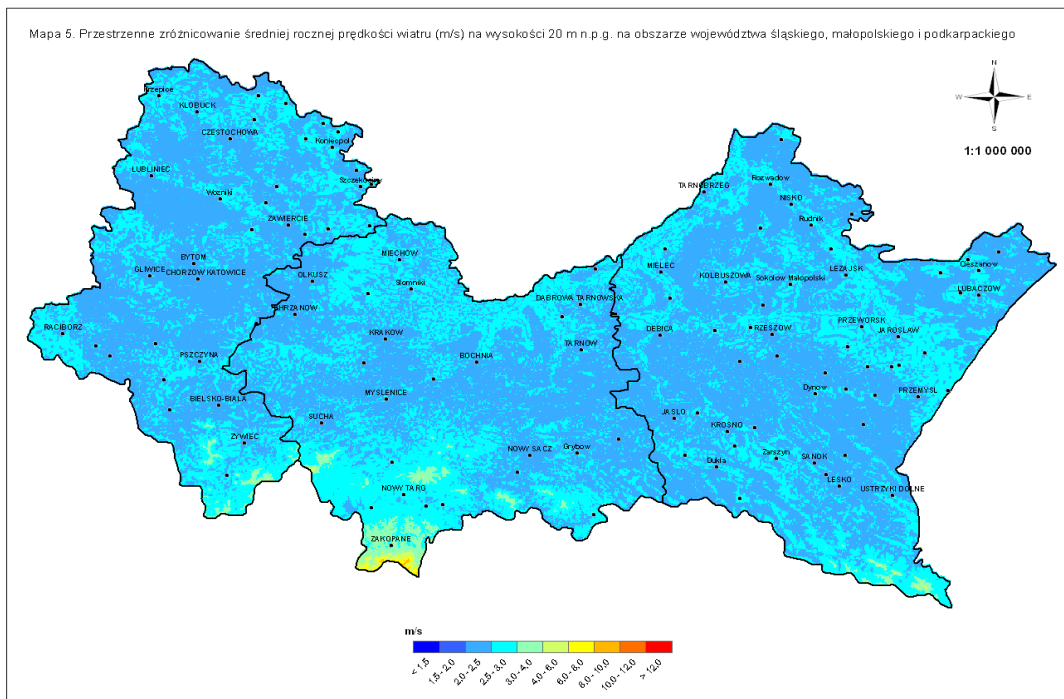
$$V_h = V_0 \frac{\left(\ln \left(\frac{h}{z_0} \right) \right)}{\left(\ln \left(\frac{h_0}{z_0} \right) \right)} \quad (13.8)$$

Pionowy rozkład prędkości wiatru opisany wzorami 13.3 i 13.8 określany jest jako profil wiatru. Rozpoznanie profilu wiatru ma duże znaczenie przy obliczaniu potencjalnej energii wiatru na różnych wysokościach nad poziomem gruntu. Profil prędkości wiatru zależy w dużym stopniu od długości szorstkości terenu oraz stanu równowagi atmosfery. Na rys. 13.5 przedstawiono zależność profilu wiatru dla 3 stanów równowagi atmosfery: neutralnego (zachmurzony dzień), niestabilnego (słoneczny dzień) i stabilnego (bezchmurna noc). Jak z niej wynika, największy przyrost prędkości wiatru wraz z wysokością następuje w przypadku stabilnego stanu atmosfery. Dla stanu niestabilnego atmosfery jest on z kolei najmniejszy.

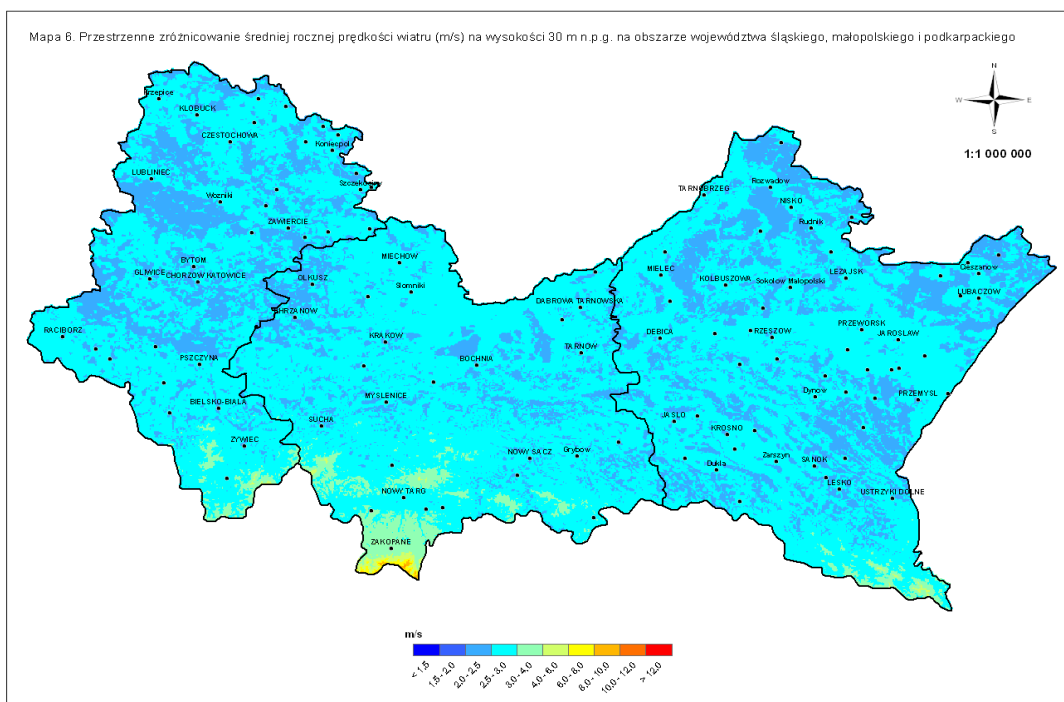


Rys. 13.5 Profil prędkości wiatru w przypadku szorstkości $z_0=0,4$ m i trzech stanów równowagi atmosfery (Soliński 2010)

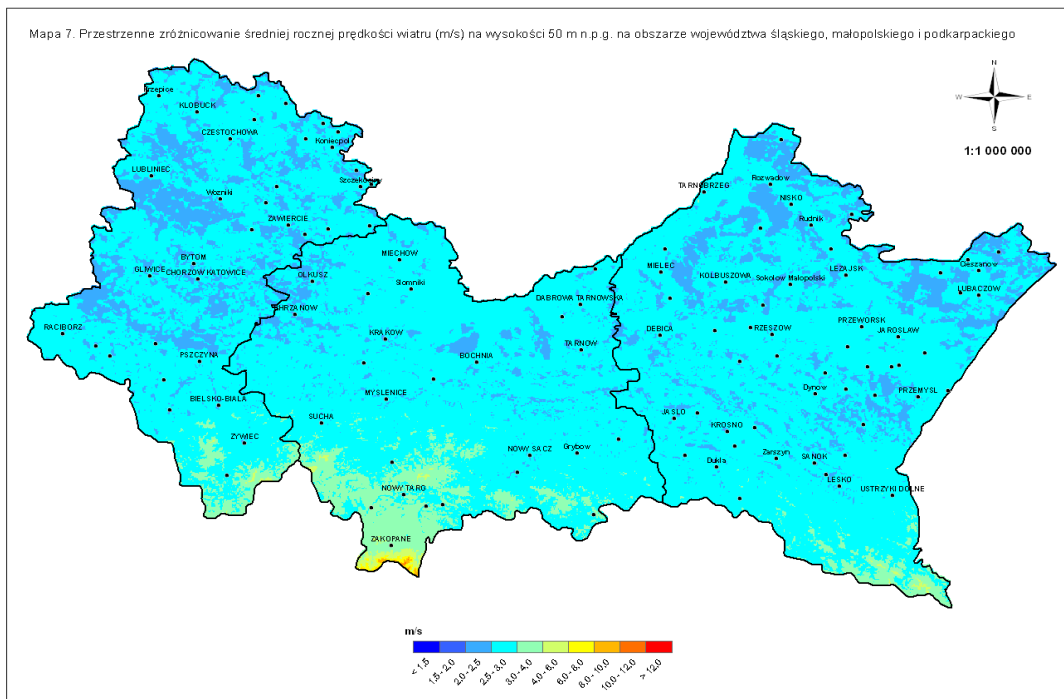
Wymodelowane w oparciu o wzory 13.3 i 13.7 rozkłady przestrzenne średniej rocznej prędkości wiatru na wysokościach 20, 30, 50 i 70 m n.p.g. przedstawiono na mapach 5, 6, 7 i 8.



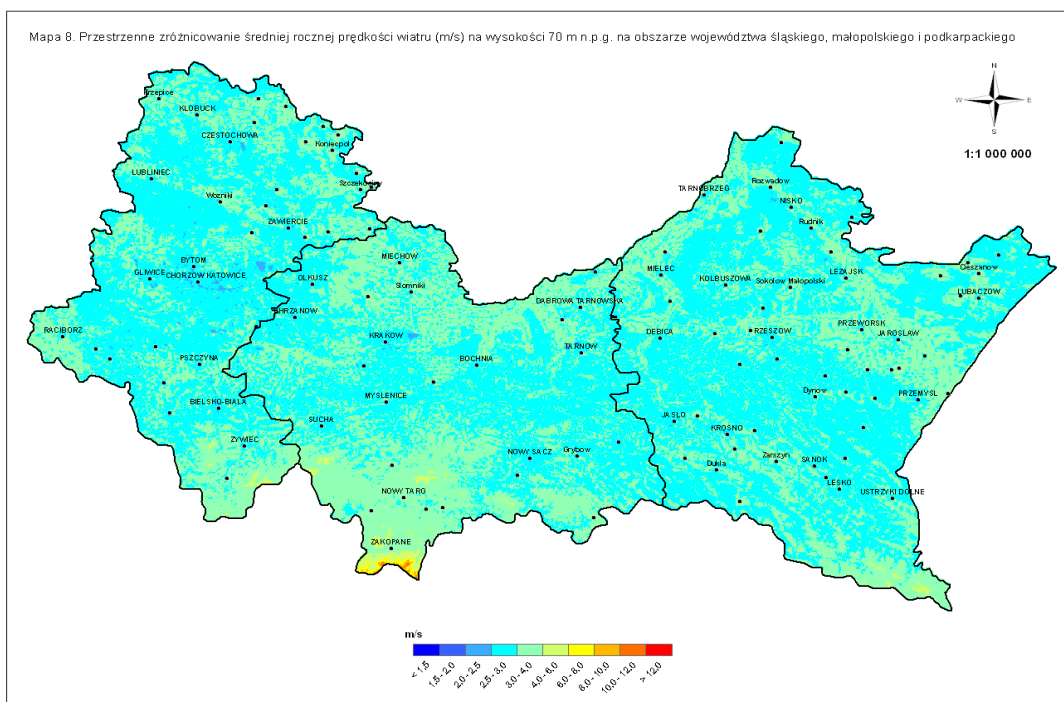
Rys. 13. 6 Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru (m/s) na wysokości 20 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Rys. 13. 7 Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru (m/s) na wysokości 30 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Rys. 13. 8. Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru (m/s) na wysokości 50 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Rys. 13. 9. Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru (m/s) na wysokości 70 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego

Dolna granica średniorocznej prędkości wiatru, przy której instalowanie elektrowni wiatrowej jest opłacalne uwarunkowana jest licznymi czynnikami, głównie kosztami inwestycyjnymi. W przypadku elektrowni o małych mocach, granica ta może pozostawać w przedziale $3,0-4,0 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$. Z kolei w odniesieniu do elektrowni o charakterze profesjonalnym,



o średniej i dużej mocy, zakres ten wynosi $4,5\text{--}5,5 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ (materiały konferencyjne – Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce północnej).

7.8. Zasoby energii użytecznej wiatru

Do obliczenia energii użytecznej wiatru konieczne jest poznanie kilku istotnych parametrów. Pierwszy z nich to energia kinetyczna E . Jest to energia, z jaką strumień powietrza o prędkości V działa na powierzchnię F prostopadłą do niego. Energię kinetyczną oblicza się ze wzoru (13.9):

$$E = 0,5 \cdot m \cdot V^2 \quad (13.9)$$

gdzie:

E – energia kinetyczna, [$\text{kg}\cdot\text{m}^2\cdot\text{s}^{-2}$]

m – masa powietrza, [kg]

V – prędkość wiatru, [$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$]

Masę powietrza można policzyć według wzoru (13.10):

$$\dot{m} = \rho \cdot F \cdot V \quad (10)$$

gdzie:

\dot{m} – masa powietrza, [$\text{kg}\cdot\text{s}^{-1}$]

ρ – gęstość powietrza, [$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$], $\rho=1,26$

F – powierzchnia, [m^2]

V – prędkość wiatru, [$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$]

Energia kinetyczna E jest równa mocy N strumienia powietrza, ponieważ \dot{m} oznacza masę powietrza przepływającego przez przekrój poprzeczny F w ciągu 1 sekundy. Uwzględniając powyższe zależności otrzymamy wzór ogólny określający moc N strumienia powietrza przepływającego przez powierzchnię F .

$$N = 0,5 \cdot \rho \cdot F \cdot V^3 \quad (11)$$

gdzie:

N – moc strumienia, [$\text{kg}\cdot\text{m}^2\cdot\text{s}^{-3}$]

ρ – gęstość powietrza, [$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$], $\rho = 1,26$

F – powierzchnia, [m^2]

V – prędkość wiatru, [$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$]

Moc strumienia przypadająca na jednostkę powierzchni prostopadłej do jego kierunku oblicza się według zależności (12):

$$\frac{N}{F} = \frac{\rho \cdot V^3}{2} \quad (12)$$

Jeżeli założy się, że strumień powietrza przepływa przez 1 m^2 powierzchni A , to moc wiatru określa się mianem gęstości mocy wiatru i wyraża poniższym wzorem (13):



$$P_w = 0,5 \cdot \rho \cdot V^3$$

gdzie:

- P_w - gęstość mocy wiatru, [$W \cdot m^{-2}$]
- ρ - gęstość powietrza, [$kg \cdot m^{-3}$], $\rho = 1,26$
- V - prędkość wiatru, [$m \cdot s^{-1}$]

Na podstawie gęstości mocy wiatru P_w można wyznaczyć energię wiatru, którą oblicza się mnożąc moc wiatru przez czas trwania danej prędkości wiatru (14).

$$E_w = P_w \cdot t$$

(14)

gdzie:

- E_w - energia wiatru, [$Wh \cdot m^{-2}$]
- P_w - gęstość mocy wiatru, [$W \cdot m^{-2}$]
- t - czas, [godz]

Wyrażając czas t w godzinach i przyjmując, że w ciągu roku występuje 8760 godzin to wielkość energii użytecznej wiatru w kWh na powierzchnię 1 m^2 , możliwą potencjalnie do uzyskania w ciągu roku można obliczyć zgodnie z poniższym wzorem (15):

$$E_u = P_w \cdot 8,76$$

(15)

gdzie:

- E_u - roczna suma energii użytecznej wiatru, [$kWh \cdot m^{-2} \cdot rok^{-1}$]
- P_w - gęstość mocy wiatru, [$W \cdot m^{-2}$]

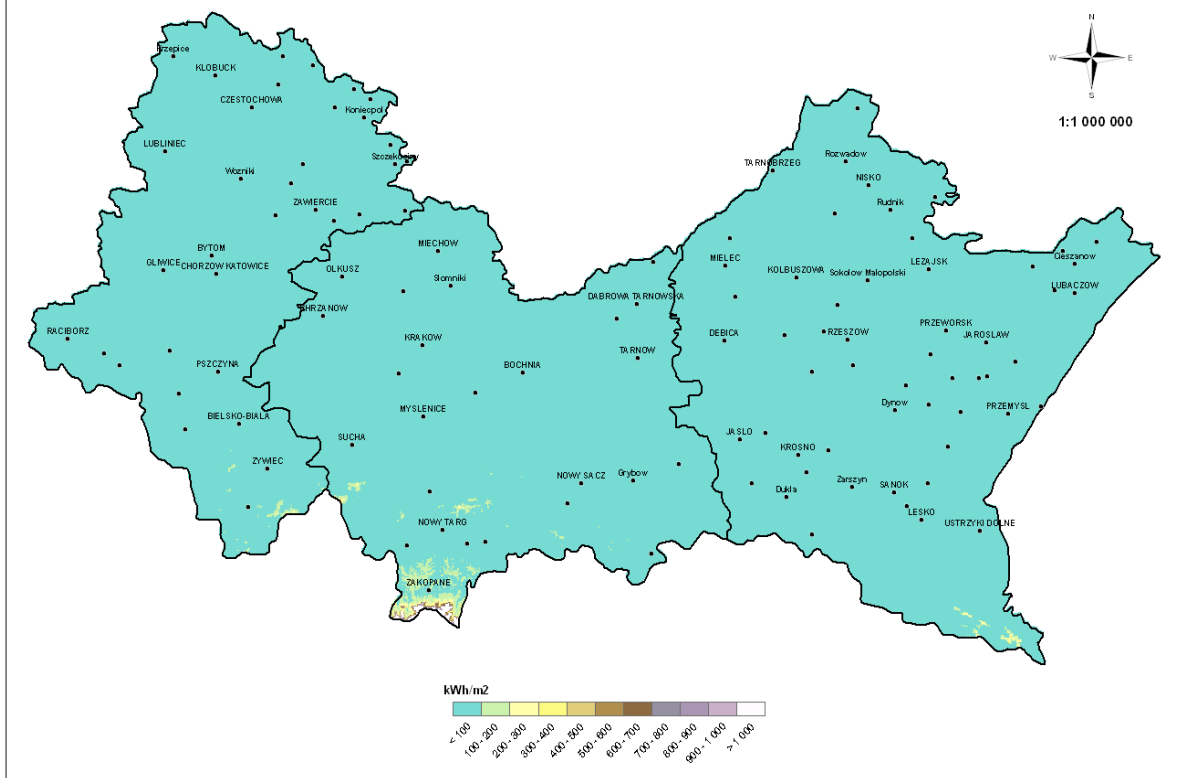
Wymodelowane w oparciu o wzór 15 rozkłady przestrzenne średniej rocznej energii użytecznej wiatru na wysokościach 20, 30, 50 i 70 m n.p.g. przedstawiono na mapach 9, 10, 11, 12 i 13.

Zadanie badawcze nr 3:

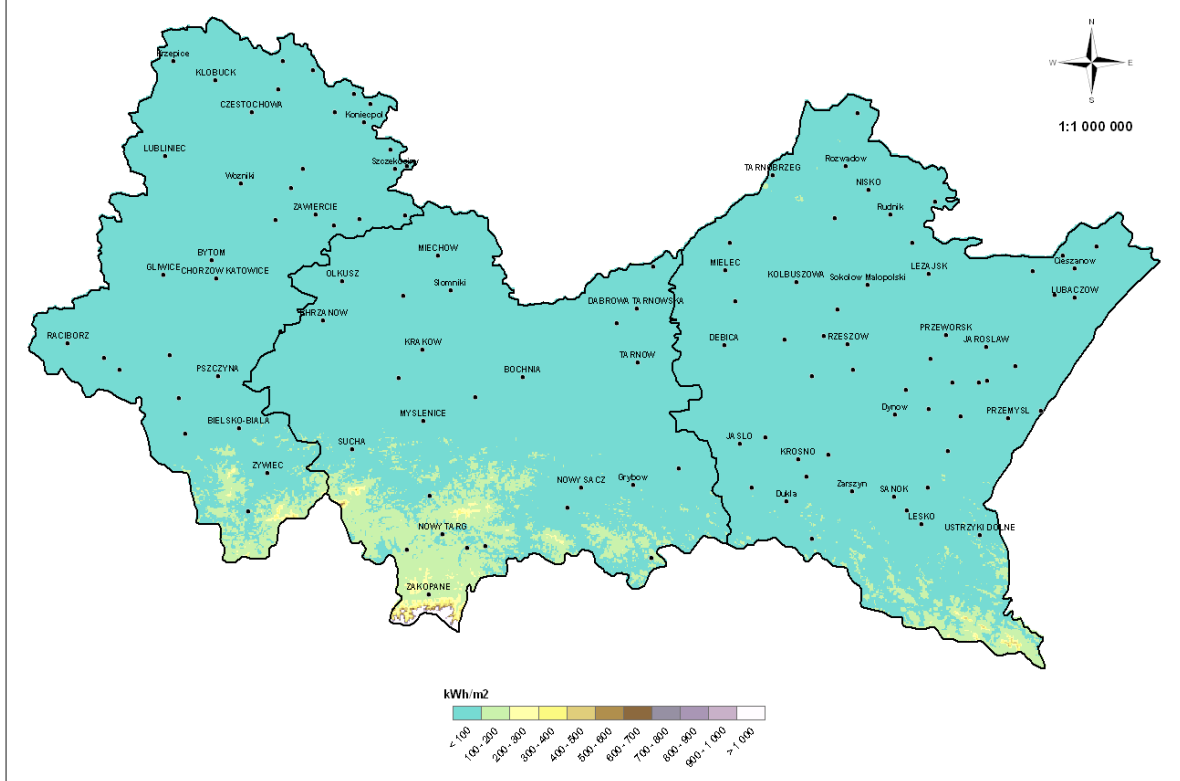
Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Mapa 9. Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru (kWh/m²) na wysokości 10 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Mapa 10. Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru (kWh/m²) na wysokości 20 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego

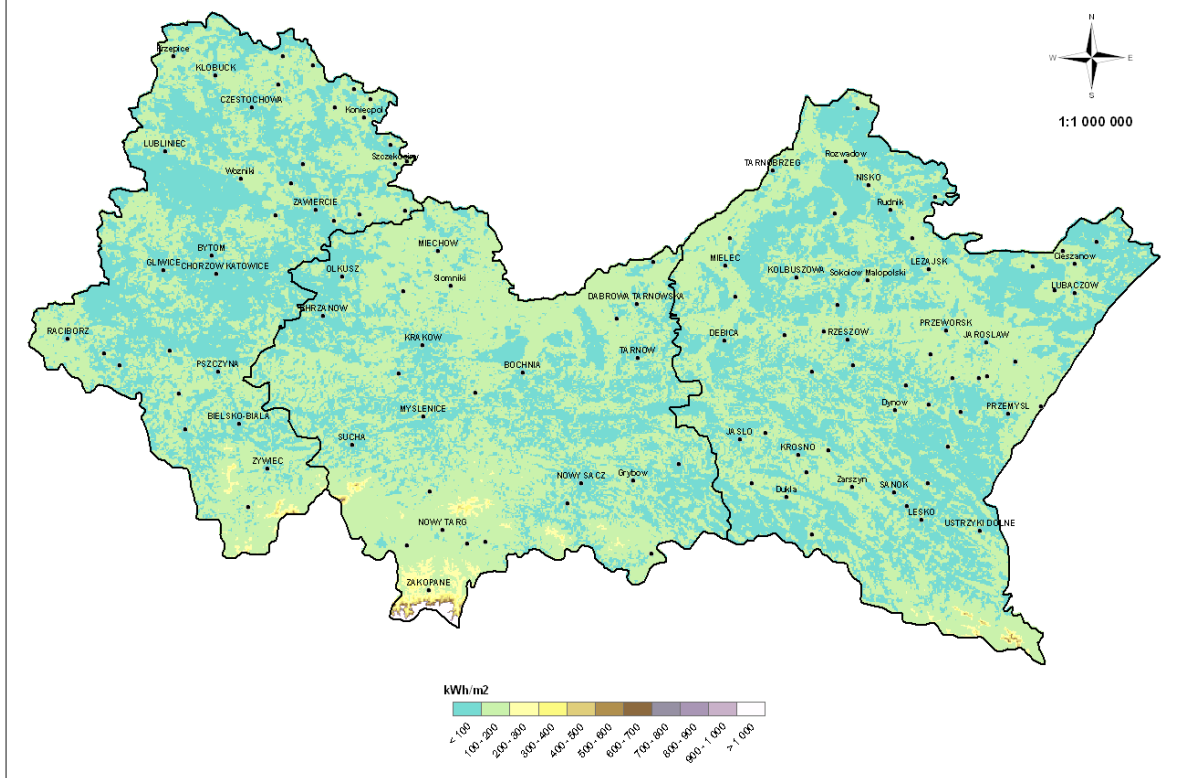


Zadanie badawcze nr 3:

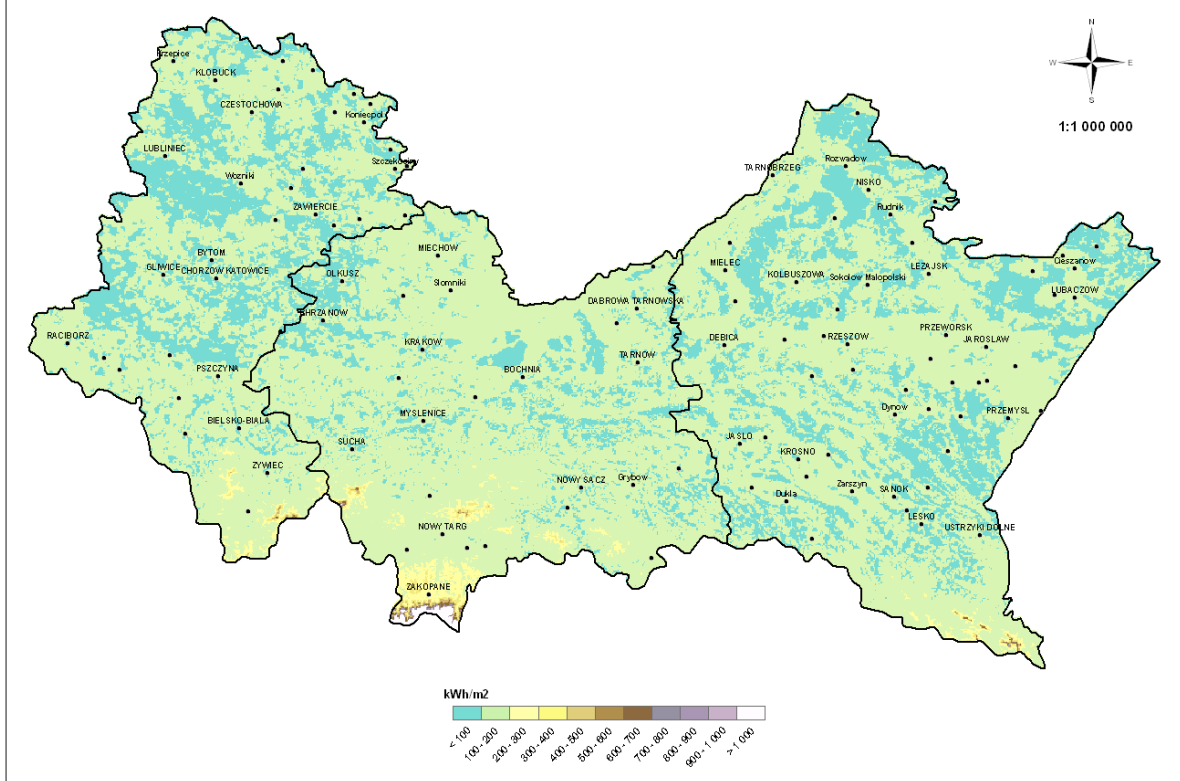
Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Mapa 11. Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru (kWh/m²) na wysokości 30 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Mapa 12. Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru (kWh/m²) na wysokości 50 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego

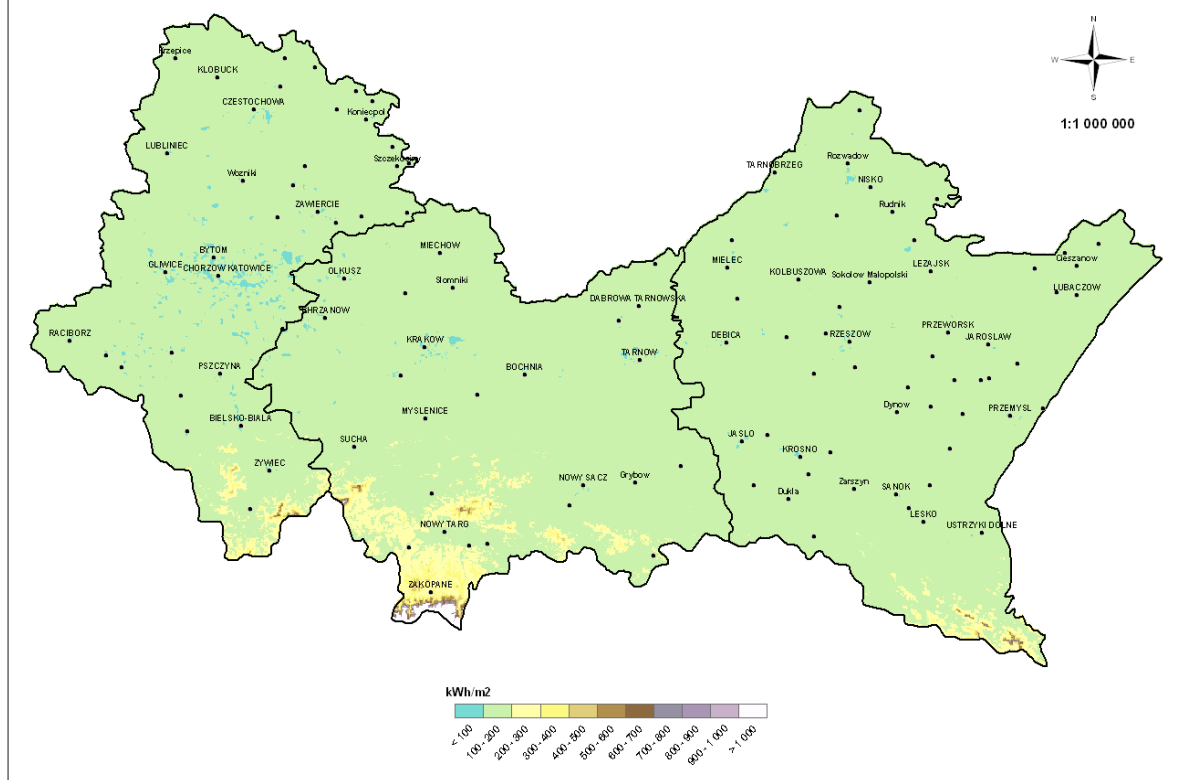


Zadanie badawcze nr 3:

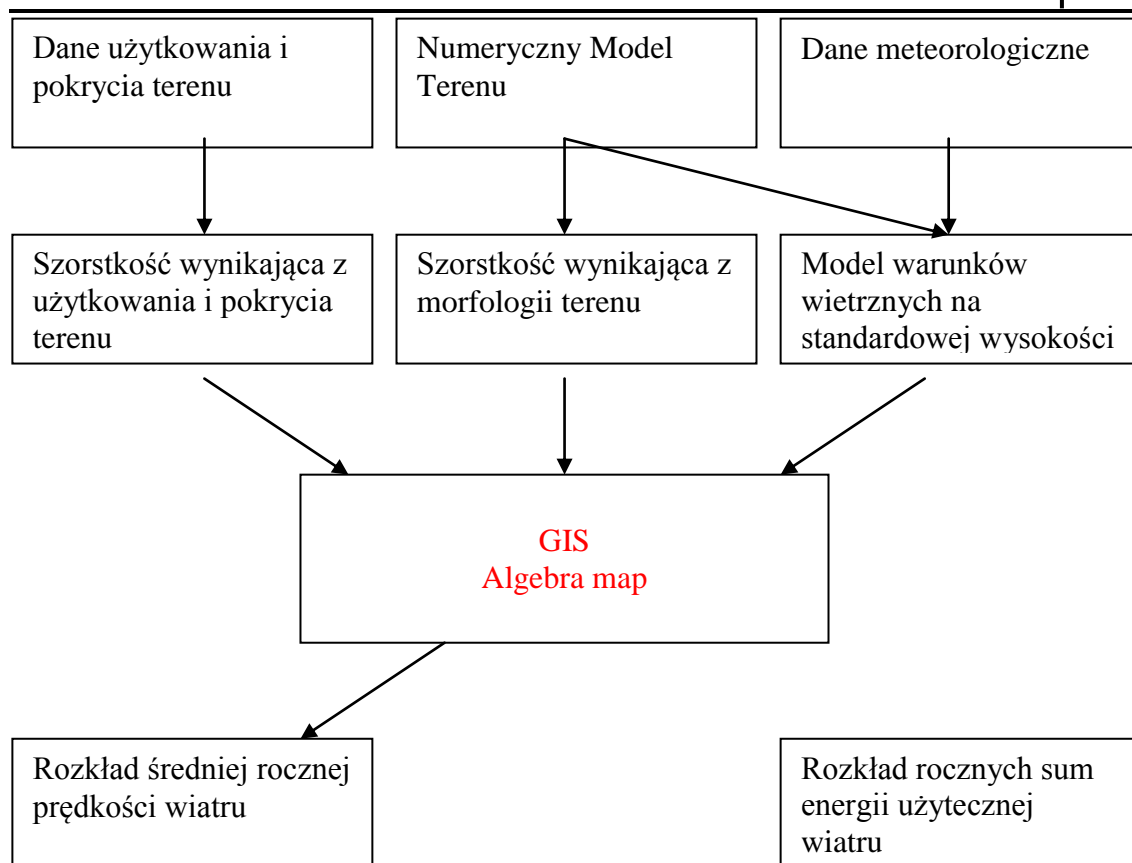
Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



Mapa 13. Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru (kWh/m²) na wysokości 70 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego



Poniżej przedstawiono diagram opisujący poszczególne kroki algorytmu opracowywania map wietrzności za pomocą RMWW:



7.9. Wizualizacja rozkładu przestrzennego zasobów energii dla województwa podkarpackiego, małopolskiego i śląskiego

Mapy wietrzności przedstawiają rozkład średniej rocznej prędkości wiatru [$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$], rocznej sumy energii użytecznej wiatru [kWh m^{-2}] na wysokościach 10, 20, 30, 50, 70 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego. Dodatkowo dołączono mapy użytkowania terenu i rozkładu indeksu TRI dla analizowanego obszaru na podstawie których określono warunki anemometryczne.

Wizualizacja rozkładu przestrzennego zostanie zaprezentowana na mapach przedstawiających poszczególne warstwy tematyczne z bazy GIS. Opracowane w ramach tego projektu mapy przedstawiono w postaci wydruku do formatu A3.

Mapy wyeksportowano do formatu *.tif w rozdzielczości 150 dpi w kolorze w skali 1:000 000.

Załączony CD zawiera następujące pliki:

Mapa 1 użytkowanie.tif	Struktura pokrycia i użytkowania terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 2 długość szorstkości.tif	Przestrzenne zróżnicowanie długości szorstkości (m) wynikające z pokrycia i użytkowania terenu na

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



	obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 3 szorstkość TRI.tif	Przestrzenne zróżnicowanie długości szorstkości terenu (terrain roughness index) wynikające z rzeźby terenu na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 4 prędkość 10m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru w ($m \cdot s^{-1}$) na wysokości 10 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 5 prędkość 20m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru w ($m \cdot s^{-1}$) na wysokości 20 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 6 prędkość 30m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru w ($m \cdot s^{-1}$) na wysokości 30 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 7 prędkość 50m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru w ($m \cdot s^{-1}$) na wysokości 50 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 8 prędkość 70m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie średniej rocznej prędkości wiatru w ($m \cdot s^{-1}$) na wysokości 70 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 9 energia 10m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru w ($kWh m^{-2}$) na wysokości 10 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 10 energia 20m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru w ($kWh m^{-2}$) na wysokości 20 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 11 energia 30m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru w ($kWh m^{-2}$) na wysokości 30 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego,



	małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 12 energia 50m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru w (kWh m^{-2}) na wysokości 50 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego
Mapa 13 energia 70m.tif	Przestrzenne zróżnicowanie rocznej sumy energii użytecznej wiatru w (kWh m^{-2}) na wysokości 70 m n.p.g. na obszarze województwa śląskiego, małopolskiego i podkarpackiego

7.10. Opracowanie programu wyboru danych o wietrzności na podstawie współrzędnych geograficznych

7.10.1. Indeksacja map numerycznych do systemu geograficznego bazy danych projektu

Przeprowadzone modelowanie RMWW zostało przygotowane do indeksowania w bazie danych. Przetransformowano następujące warstwy tematyczne: rozkład szorstkości wynikającej z użytkowania i pokrycia terenu, rozkład szorstkości wynikający z rzeźby terenu, rozkład prędkości wiatru na standardowej wysokości 10 m oraz modelowanie dla wysokości 20 m, 30 m, 50 m i 70 m, rozkład zasobów energetycznych wiatru dla standardowej wysokości 10 m oraz modelowanie dla wysokości 20 m, 30 m, 50 m i 70 m. Tak przygotowane warstwy zawierają informacje o lokalizacjach geograficznych (szerokość i długość geograficzna) i przypisanych im atrybutom (szorstkość terenu, prędkość wiatru, energia użyteczna wiatru).

- przygotowanie produktów (modeli, map, danych tabelarycznych) do eksportu w ujednocionej formie,
Przygotowano wyniki modelowania do eksportu w ujednocionej formie do bazy danych.
- indeksacja map numerycznych do systemu geograficznego bazy danych projektu,

Modelowanie RMWW zostało przeprowadzone w Państwowym Układzie Geodezyjnym 1992 ze względu na jego powszechność stosowania. Układ ten na obszarze Polski pozwala ze stosunkowo małym błędem odwzorować powierzchnie Ziemi do powierzchni płaskiej. Po przeprowadzonych analizach przedstawionych powyżej, wyniki analiz w postaci warstw tematycznych (rozkładu szorstkości, prędkości wiatru i zasobów energii użytecznej dla wybranych wysokości) zostały przetransformowane do układu współrzędnych geograficznych.

Zadanie badawcze nr 3:

Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł (OZE) w budownictwie.



-
- eksport danych (indeksowanych map numerycznych) do formatu [ascii xyz.dat](#) (współrzędne geograficzne i parametr)

Wyniki analizy są zapisywane w formacie rozpoznawalnym dla istniejącej bazy danych programu integracyjnego. Najłatwiejszym i uniwersalnym rozwiązaniem jest przekazywanie warstw tematycznym analiz do bazy danych przez pliki formatu [ascii xyz.dat](#). Mapy wyeksportowano do formatu *.dat.



-
- [1] <http://www.imgw.pl/>
- [2] <http://www.anemos.de/2/?pg=236&lg=2>
- [3] Stach A., 2010: Czy dane z Cyfrowych Atlasów Wietrzności mogą zastąpić pomiary z masztu i stanowić jedyną podstawę do wykonania audytu wietrzności? Wydział Nauk Geograficznych i Geologicznych UAM w Poznaniu.
- [4] <http://clc.gios.gov.pl>
- [5] Lewandowski W. M. 2001, 2002. Proekologiczne źródła energii odnawialnej, wyd. II, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne.
- [6] Metody interpolacji w programie SAGA GIS, 2009, Krajowe warsztaty CASCADOSS, Warszawa.
- [7] Riley S. J., DeGloria S. D., Elliot R., 1999. A terrain ruggedness index that quantifies topographic, Intermountain Journal of Sciences.
- [8] Hess M. 1965. Piętra klimatyczne w polskich Karpatach zachodnich, Zeszyty naukowe Uniwersytetu Jagiellońskiego CXV, Prace geograficzne, Zeszyt 11, Prace instytutu geograficznego, Zeszyt 33, Kraków.
- [9] Energia w czasach kryzysu, red. Kuciński K. 2006, Centrum Doradztwa i Informacji Difin sp. z o.o., Warszawa.
- [10] Niedźwiedź T., Orlicz M., Orliczowa J., 1985, Wiatr w Karpatach Polskich, Dokumentacja Geograficzna, IG i PZ PAN, z. 6, 90 s.