

PORTFOLIO

(na wniosek grodzkiej spółdzielni mieszkaniowej w
Nowym Sączu)

Opracowanie dotyczące koncepcji zastosowania fotowoltaiki dla średnich przedsiębiorstw

Możliwość poprawy bilansu energetycznego budynków biurowych i pawilonów handlowych poprzez zastosowanie wspomagającego zasilania fotowoltaicznego.

Autor: dr inż Janusz Teneta

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Założenia wstępne.

Do analizy Spółdzielnia wytypowała 4 obiekty spośród swoich nieruchomości:

1. Budynek biurowy przy ul. Grodzkiej 30
2. Budynek biurowy przy ul. M.Konopnickiej 3
3. Pawilon handlowy „Piast” przy ul. Nawojowskiej 3
4. Pawilon Handlowy przy ul.Kr. Jadwigi 31

Zgodnie z życzeniem Spółdzielni systemy fotowoltaiczne będące przedmiotem tego opracowania powinny spełniać wymogi pozwalające na uzyskanie dofinansowania w ramach programu „Prosument” tworzonego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W chwili obecnej nie zostały jeszcze opublikowane oficjalne dokumenty tego programu a jedynie projekt poddawany konsultacjom społecznym. Z dostępnych informacji wynika, że w programie będzie można uzyskać kredyt z dotacją łącznie do 100% kosztów kwalifikowanych zakupu i montażu małych lub mikro instalacji odnawialnych źródeł energii. Oprocentowanie kredytu będzie wynosiło 1% w skali roku. Beneficjentami programu będą osoby fizyczne, wspólnoty i spółdzielnie mieszkaniowe. W przypadku fotowoltaiki moc elektryczna pojedynczej dofinansowywanej instalacji została ograniczona do 40kW_e (kategoria mikroinstalacji OZE w Ustawie Prawo Energetyczne), a maksymalna kwota dofinansowania przedsięwzięcia w przypadku spółdzielni mieszkaniowych będzie wynosiła 300 tys. PLN przy tworzeniu jednego źródła energii cieplnej lub elektrycznej i 450 tys. PLN przy tworzeniu kilku takich źródeł. W materiałach programu można znaleźć zapisy ograniczające maksymalny koszt budowy 1kW_e systemu fotowoltaicznego podpiętego do publicznej sieci elektroenergetycznej (bez lokalnego gromadzenia energii w akumulatorach), dla którego można uzyskać dofinansowanie do wartości 7500PLN/kW_e. Oznacza to, że w przypadku, gdy Spółdzielnia będzie tworzyć kilka źródeł energii elektrycznej, to 100% dofinansowania pozwoli na pokrycie kosztów budowy ok. 60kW_p systemów fotowoltaicznych. Oczywiście znając praktykę realizacyjną podobnych projektów w przeszłości oraz łączny budżet całego programu „Prosument” wynoszący 600mln PLN nie należy się spodziewać dofinansowania na pełnym poziomie. Bardziej realne są kwoty dofinansowania od 15 do 50% kosztów kwalifikowanych inwestycji.

W związku z brakiem sprecyzowanych jednoznacznie wymogów udziału w programie „Prosument”, w ramach niniejszego opracowania przyjęto jedynie ograniczenie mocy pojedynczej instalacji fotowoltaicznej do 40kW_p (mikroinstalacja OZE).

Informacje przekazane przez Spółdzielnię.

Na potrzeby przygotowania opracowania Autor otrzymał od Spółdzielni dokumentację kartograficzną przedstawiającą kształty, wymiary oraz lokalizację przestrzenną budynków, będących przedmiotem opracowania. Dodatkowo Spółdzielnia przekazała pomocniczą dokumentację fotograficzną niektórych budynków i ich okolic.

Pragnąc stworzyć energetyczne profile czasowo-moce poszczególnych budynków Autor prosił Przedstawicieli Spółdzielni o informacje o strukturze zużycia energii elektrycznej w poszczególnych budynkach. Niestety informacje te okazały się niedostępne dla Spółdzielni – przekazała ona jedynie szczątkowe odczyty z głównego licznika energii elektrycznej w budynku biurowym przy ul. M.Konopnickiej 3 (dwa niepełne dni, odczyt co 1 godzinę) oraz informację, iż w okresie od 26.11.2013 do 25.12.2013 zużycie energii elektrycznej w tym budynku wyniosło 3241kWh przy łącznym koszcie brutto 2170,09PLN. Taki zestaw danych jest zbyt ubogi do stworzenia precyzyjnego profilu energetycznego odbiorników w budynku. Pozwala jednak na oszacowanie całorocznego zużycia energii elektrycznej w budynku oraz jej jednostkowego kosztu:

- zakładając, że w zimie zużycie energii elektrycznej jest większe niż w lecie (ogólnopolskie dane statystyczne) można przyjąć, iż budynek w ciągu roku zużyje nie więcej niż $12 \cdot 3241 \text{ kWh}$ czyli 38892kWh energii elektrycznej
- koszt jednostkowy energii brutto wynosi $2170,09/3241 = 0,669 \text{ PLN/kWh}$

Powyższe informacje zostały wykorzystane w opracowaniu do analizy zagadnień ekonomicznych inwestycji oraz sprawdzenia czy zaproponowane instalacje fotowoltaiczne będą w stanie zbilansować potrzeby energetyczne budynku.

Wizja lokalna.

Podczas wizyty w Nowym Sączu w dniu 08.11.2013 Autor opracowania dokonał wizji lokalnej na dachach budynków przy ul. M.Konopnickiej i ul. Nawojowskiej. Podczas tej wizji zgromadzona została dokumentacja fotograficzna pozwalająca na stworzenie obrysu horyzontu, uwzględniającego elementy zacinające instalacje fotowoltaiczne i powodujące zmniejszenie ilości produkowanej energii elektrycznej. Informacje te zostały następnie użyte w procesie symulacji.

Metodologia działań.

Dla każdego z rozpatrywanych budynków przeprowadzono analizę powierzchni i układu przestrzennego dachu pod względem rozmieszczenia na nim instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy nieprzekraczającej 40kW. Do obliczeń przyjęto wymiary najpopularniejszych obecnie fotowoltaicznych modułów krzemowych, zawierających po 60 ogniw w rozmiarze 6". Wnoszą one ok. 100x165 cm.

Mimo iż opracowanie ma charakter wstępny, to do obliczeń potrzebne są pewne konkretne parametry modułów. Dlatego do analiz wybrano chiński moduł YL245P-29b (o mocy 245Wp) firmy Yingli Green Energy. Uzasadnienie tego wyboru oraz parametry modułu przedstawiono w dalszej części opracowania.

Wiedząc ile wymienionych wyżej modułów można umieścić na danym dachu określano łączną moc instalacji i przeprowadzano jej symulację w oparciu o internetowy portal PVGIS.

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Montaż modułów na dachu pokrytym papą, powoduje, że pracują one w wyższej temperaturze otoczenia niż moduły wolnostojące montowane na poziomie gruntu, dlatego analizowane instalacje Autor zdefiniował na portalu PVGIS, jako zintegrowane z budynkiem.

Portal PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) został stworzony przez JRC (Joint Research Center) dzięki funduszom Komisji Europejskiej. Jego zadaniem jest przekazywanie informacji o dostępności energii słonecznej w Europie oraz pomoc w szacowaniu potencjału produkcji energii elektrycznej w europejskich instalacjach fotowoltaicznych. Wszelkie obliczenia są wykonywane w oparciu o dwie bazy uśrednionych danych pogodowych. Pierwsza – Classic PVGIS – została stworzona w oparciu o pomiary z sieci naziemnych stacji pogodowych. Dla lokalizacji pośrednich (pomiędzy istniejącymi stacjami pogodowymi) dane są wyliczane wg specjalnych algorytmów z wykorzystaniem informacji z kilku najbliższych stacji. Pomiary wykorzystywane do obliczeń pochodzą najczęściej z lat 1970-2000 i dlatego nieco odbiegają od obecnego poziomu nasłonecznienia. Zgodnie z informacjami zamieszczonymi na tym portalu, jak również zgodnie z doświadczeniami własnymi autora tego opracowania, informacje o produkcji energii w instalacjach PV są przy wykorzystaniu bazy Classic PVGIS zaniżone o 10-15% (suma całorocznego promieniowania słonecznego na płaszczyznę horyzontalną 1022kWh/m²/rok). Drugą bazą danych pogodowych dostępną na portalu jest Climate SAF PVGIS. Dane do tej bazy zbierane są za pomocą zdjęć satelitarnych. Dzięki ciągle doskonalonym algorytmom, zdjęcia satelitarne są analizowane pod kątem występowania chmur i ich wpływu na redukcję dostępnej na powierzchni Ziemi energii promieniowania słonecznego względem tzw. "modelu czystego nieba" uwzględniającego jedynie takie czynniki jak odległość Ziemi od Słońca oraz długość drogi promieni słonecznych przez ziemską atmosferę. Można śmiało przyjąć, że wyniki obliczeń z wykorzystaniem bazy Climate SAF PVGIS są obarczone podobnym błędem jak w przypadku bazy Classic PVGIS, tyle tylko że w drugą stronę – są przeszacowane o jakieś 10-15% (suma całorocznego promieniowania słonecznego na płaszczyznę horyzontalną 1102kWh/m²/rok). Dlatego też dobrą metodą badawczą – stosowaną z powodzeniem od wielu lat przez autora tego opracowania – jest przeprowadzenie symulacji dla obu baz danych pogodowych a następnie wyciągnięcie średniej z wyników. Należy również zaznaczyć, że bazy danych - a co za tym idzie – również otrzymywane wyniki mają charakter statystyczny. W rzeczywistości każdy kolejny rok jest inny pod względem pogody/nasłonecznienia i dlatego praca instalacji PV może miejscami bardzo odbiegać od danych statystycznych. W ujęciu całorocznym mowa tu o różnicach na poziomie 7% jednak dla poszczególnych miesięcy wyniki mogą odbiegać nawet o 40% od wartości średniej.

Dokładną analizę pracy rozpatrywanych systemów fotowoltaicznych przeprowadzono przy użyciu programu symulacyjnego PV SYST. Jest to jedno z najczęściej używanych w Europie narzędzi symulacyjnych stosowanych do fotowoltaiki. Program powstał kilkanaście lat temu na Uniwersytecie Genewskim i od tamtego czasu jest nieustannie rozwijany i doskonalony. Od pierwszej połowy roku 2013 pracami nad programem jak również jego sprzedażą zajmuje się komercyjna spółka PVSyst SA.

Aby wynik symulacji był wiarygodny należy je przeprowadzić dla co najmniej kilku zestawów danych pogodowych. Dopiero zestawienie kilku serii wyników oraz ich krytyczna analiza mogą dostarczyć wiarygodnych informacji o rzeczywistej pracy systemu fotowoltaicznego.

Jako wejściowych danych pogodowych do symulacji użyto 6 plików źródłowych:

- z bazy S@telLight – za lata 1996,1997,1998,1999,2000. Satel-Light jest europejską bazą danych zawierającą informacje o natężeniu i strukturze promieniowania słonecznego oraz o temperaturze na powierzchni Ziemi. Informacje mają charakter plików godzinowych, a dane pochodzą z analizy zdjęć satelitarnych. Rozmiar obszaru (kwadratu) analizowanego na zdjęciach wynosi $0.05^{\circ} \times 0.05^{\circ}$ czyli około 5x5km.
- wmo126600iso – referencyjnego (typowego) roku meteorologicznego przygotowanego przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej na podstawie danych pomiarowych ze stacji pogodowej Nowy Sącz. Plik przygotowano na podstawie danych zebranych w latach 1971-1994 oraz 1998-2000. Plik posiada dane o wartości i strukturze promieniowania słonecznego oraz o temperaturze powietrza w ujęciu godzinowym. Pliki tego typu wykorzystywane są do obliczeń energetycznych w budownictwie na terenie Polski.

Przeprowadzenie symulacji w programie PVSYT wymagało również określenia użytego w instalacji falownika sieciowego. Autor zdecydował się na wybór falowników oferowanych przez europejskiego potentata w tej branży firmę SMA Solar Technology AG, a konkretnie modele z rodziny Sunny TriPower. Parametry przykładowych falowników z tej rodziny przedstawiono w dalszej części opracowania.

Dyskusja wyników obliczeń i symulacji została przeprowadzona indywidualnie dla każdego budynku.

Przedmiotem opracowania nie są zagadnienia związane z fizycznym montażem modułów fotowoltaicznych na dachach, budową instalacji odgromowej i antyprzebieciowej. Ta kategoria zagadnień wymaga odrębnej analizy wytrzymałościowej konstrukcji budynku oraz indywidualnych projektów elektrycznych.

Analiza ekonomiczna inwestycji – ze względu na niejasną i ciągle zmieniającą się sytuację prawną została ograniczona do oszacowania kosztów inwestycji i wskazania potencjalnych zysków/oszczędności wynikających z zainstalowania systemów fotowoltaicznych na rozpatrywanych budynkach.

Główne elementy proponowane do budowy systemów PV

Moduł fotowoltaiczny YL245P-29b (Yingli Green Energy)

Według rankingu NPD Solarbuzz chińska firma Yingli Green Energy była w roku 2013 największym na świecie producentem modułów fotowoltaicznych. Jakość wyrobów tej firmy została potwierdzona w niezależnych testach prowadzonych przez Photon International The Solar Power Magazin (numer 3/2013).

PHOTON Lab's outdoor module tests: Results of 2012 yield measurements

Rank	Manufacturer	Model	Production dates**	Installed in	Performance ratio	Yield in kWh/kW	Deviation from test winner (%)
1	SunPower	SPR-327NE-WHT-D	–	2012	95.2%	1,144.1	–
2	SunPower	SPR-320NE-WHT-D	–	2012	94.9%	1,140.1	0.35%
3	SunPower	SPR-245NE-WHT-D	–	2012	94.8%	1,139.4	0.42%
4	Seraphim Solar System	SRP-220-6PB	–	2011	93.6%	1,125.5	1.63%
5	Yingli Green Energy	YL240P-29b	–	2012	93.1%	1,118.7	2.22%
6	ET Solar	ET-P660240	–	2011	92.8%	1,115.3	2.51%
7	Sunerg Solar	XP 60/156-230	–	2011	92.8%	1,115.0	2.55%
8	Siliken	SLK60P6L 230Wp	–	2009	92.7%	1,114.2	2.61%
9	Jinko Solar	JKM190M-72	2010	2011	92.5%	1,112.2	2.79%
10	Huanghe	HH230(30)P	–	2012	92.5%	1,112.1	2.80%

Moduł YL230P-29b (pochodzący z tej samej serii produkcyjnej co YL245P-29b) zajął w tym teście 5 miejsce. Parametrem służącym do porównania różnych modułów biorących udział w tym teście (łącznie było ich 151 typów) jest ilość energii wyprodukowanej z 1kWp (mocy znamionowej) przy pracy w rzeczywistych warunkach zewnętrznych. Moduły Yingli Green Energy wyprodukowały tylko nieco ponad 2% mniej energii niż wyroby lidera rankingu – firmy SunPower. Warto dodać, że moduły SunPower kosztują ok 1.2Euro/Wp a moduły Yingli Green Energy ok 0.7Euro/Wp.

Moduły Yingli Green Energy serii YLxxx-P29b są krzemowymi modułami polikrystalicznymi zawierającymi po 60 ogniw wykonanych w technologii 6" (156x156mm). Sprawność modułów wynosi ok 15% (w zależności od mocy) przy zewnętrznych wymiarach modułów 1650x990mm. Warto zwrócić uwagę na dodatnią tolerancję mocy (od 0 do +5W) oraz dużą gwarantowaną moc po dłuższym okresie eksploatacji – po 10 latach 91,2%, a po 25 latach 80,7% mocy nominalnej. Moduły wyposażone są w przewody przyłączeniowe o przekroju 4mm², które mogą być zakończone wtyczkami MultiContact MC4. I właśnie taki rodzaj wtyczek należy wyspecyfikować w zamówieniu, aby uniknąć problemów eksploatacyjnych w dłuższym okresie czasu.

Poniżej przedstawiono podstawowe parametry modułów Moduły Yingli Green Energy serii YLxxx-P29b:

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	P _{max}	W	YLxxxP-29b (xxx=P _{max})				
			260	255	250	245	240
Power output	P _{max}	W	260	255	250	245	240
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	0 / + 5				
Module efficiency	η _m	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	30.3	30.0	29.8	29.6	29.3
Current at P _{max}	I _{mp}	A	8.59	8.49	8.39	8.28	8.18
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	37.7	37.7	37.6	37.5	37.5
Short-circuit current	I _{sc}	A	9.09	9.01	8.92	8.83	8.75

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P _{max}	W	YLxxxP-29b (xxx=P _{max})				
			189.7	186.0	182.4	178.7	175.1
Power output	P _{max}	W	189.7	186.0	182.4	178.7	175.1
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	27.6	27.4	27.2	27.0	26.8
Current at P _{max}	I _{mp}	A	6.87	6.79	6.71	6.62	6.54
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	34.8	34.8	34.7	34.6	34.6
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.35	7.28	7.21	7.14	7.07

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 990mm / 40mm
Weight	18.5kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1710mm / 1160mm / 1178mm
Box weight	514kg

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

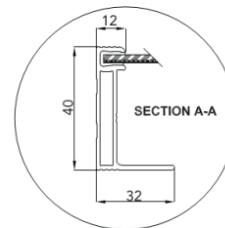
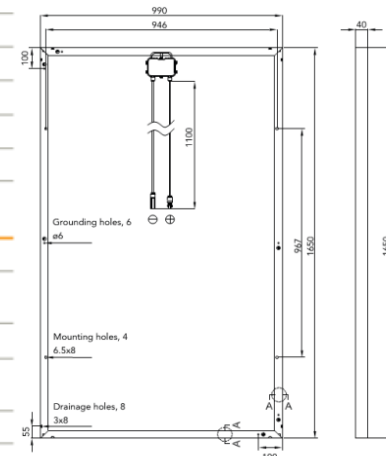
CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.05
Temperature coefficient of V _{mp}	β _{Vmp}	%/°C	-0.42

Unit: mm

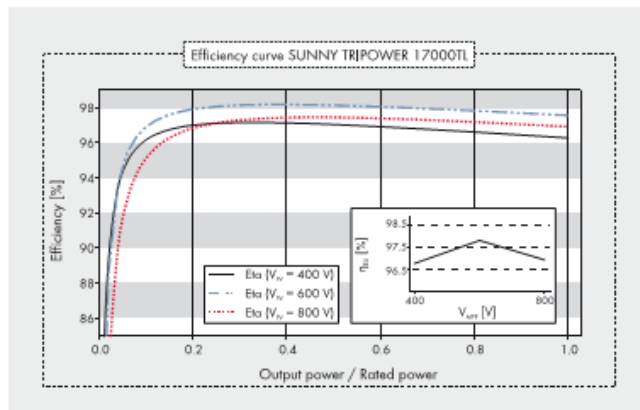


Falownik sieciowy SMA TriPower

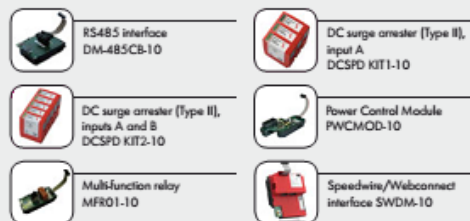
Falowniki z serii SMA TriPower są nowoczesnymi, beztransformatorowymi, fotowoltaicznymi trójfazowymi falownikami sieciowymi. Posiadają po dwa wejścia (z niezależnymi algorytmami poszukiwania mocy maksymalnej) dla osobnych łańcuchów modułów PV. Charakteryzują się dużą sprawnością (do 98%) i występują w dużym zakresie mocy – od 5 do 20kW. Dzięki takim cechom pozwalają na optymalne zaprojektowanie każdej instalacji fotowoltaicznej współpracującej z siecią elektroenergetyczną. Parametry przykładowych falowników z tej serii przedstawiono poniżej.

Technical Data	Sunny Tripower 10000TL	Sunny Tripower 12000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \phi=1$)	10200 W	12250 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V - 800 V / 600 V	380 V - 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	22 A / 11 A	22 A / 11 A
Max. input current per string input A ² / input B ²	33 A / 12.5 A	33 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:4; B:1	2 / A:4; B:1
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W	12000 W
Max. apparent AC power	10000 VA	12000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	16 A	19.2 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.1% / 97.7%	98.1% / 97.7%
Protection		
Input-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105	
Type designation	STP 10000TL-10	STP 12000TL-10

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl



Accessories



¹ Does not apply to all national deviations of EN 50438
² To be observed in case of a short circuit in the electronic string fuse

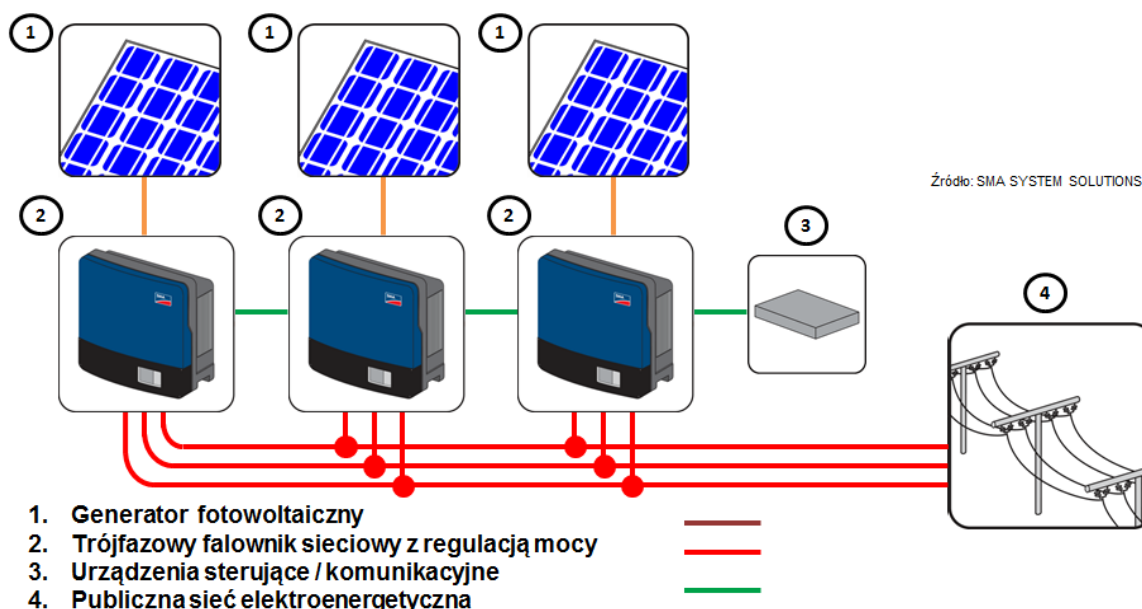
● Standard features ○ Optional features – Not available
 Data of nominal conditions
 Provisional data, as of July 2013

Technical Data	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 17000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ=1)	15340 W	17410 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	360 V - 800 V / 600 V	400 V - 800 V / 600 V
Min. input voltage / initial input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 11 A	33 A / 11 A
Max. input current per string input A ² / input B ²	40 A / 12.5 A	40 A / 12.5 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:5; B:1	2 / A:5; B:1
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	15000 W	17000 W
Max. apparent AC power	15000 VA	17000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V - 280 V	160 V - 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Rated grid frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	24 A	24.6 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement factor	0.8 overexcited... 0.8 underexcited	0.8 overexcited... 0.8 underexcited
Phase conductors / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.2% / 97.8%	98.2% / 97.8%
Protection		
Input-side disconnection device	●	●
Ground-fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester Type II, can be integrated	○	○
DC reverse-polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General Data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 in)
Weight	59 kg (130.07 lb)	59 kg (130.07 lb)
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)	-25 °C ... +60 °C (-13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption at night	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / OptiCool	Transformerless / OptiCool
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%
Features		
DC terminal / AC terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal	SUNCLIX / Spring-type terminal
Display	Graphic	Graphic
Interface: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect	○ / ● / ○	○ / ● / ○
Multi-function relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDEAR-N 4105	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 ¹ , G59/2, IEC61727, IEC 62109-1/2, NEN EN 50438, PPC, PPDS, RD 1699, RD 661/2007, SI4777, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDEAR-N 4105
Type designation	STP 15000TL-10	STP 17000TL-10

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
 budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

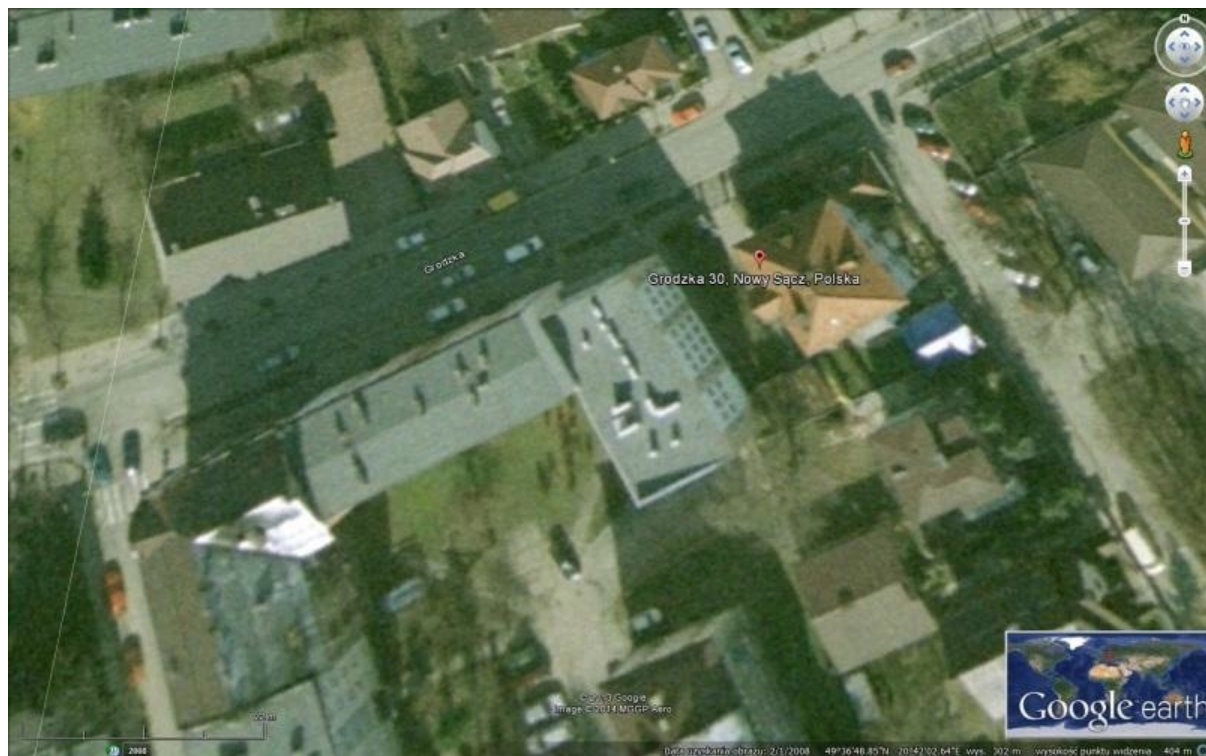
Struktura rozważanych systemów fotowoltaicznych

We wszystkich dalszych analizach zakładano budowę najprostszego systemu fotowoltaicznego współpracującego z publiczną siecią elektroenergetyczną. System taki nie posiada lokalnego magazynu energii (akumulatora). W jego skład wchodzi: generator fotowoltaiczny (układ odpowiednio połączonych modułów fotowoltaicznych), falownik sieciowy zamieniający prąd stały generatora fotowoltaicznego na prąd przemienny o parametrach sieciowych, przewody i złącza połączeniowe oraz układy zabezpieczające i pomiarowe. Warunkiem pracy takiego systemu jest ciągły kontakt z siecią elektroenergetyczną. Jeśli to połączenie zostanie przerwane falownik automatycznie się wyłączy. Dlatego też tego typu systemu nie można traktować jako alternatywnego źródła energii, a jedynie jako źródło wspomagające – ograniczające zapotrzebowanie na energię z sieci. Poglądowy schemat takiego systemu przedstawiono na poniższym rysunku:



Budynek biurowy ul. Grodzka 30

Widok budynku w programie Google Earth.



Charakterystyka dachu na podstawie widoku Google Earth i dokumentacji dostarczonej przez Spółdzielnię:

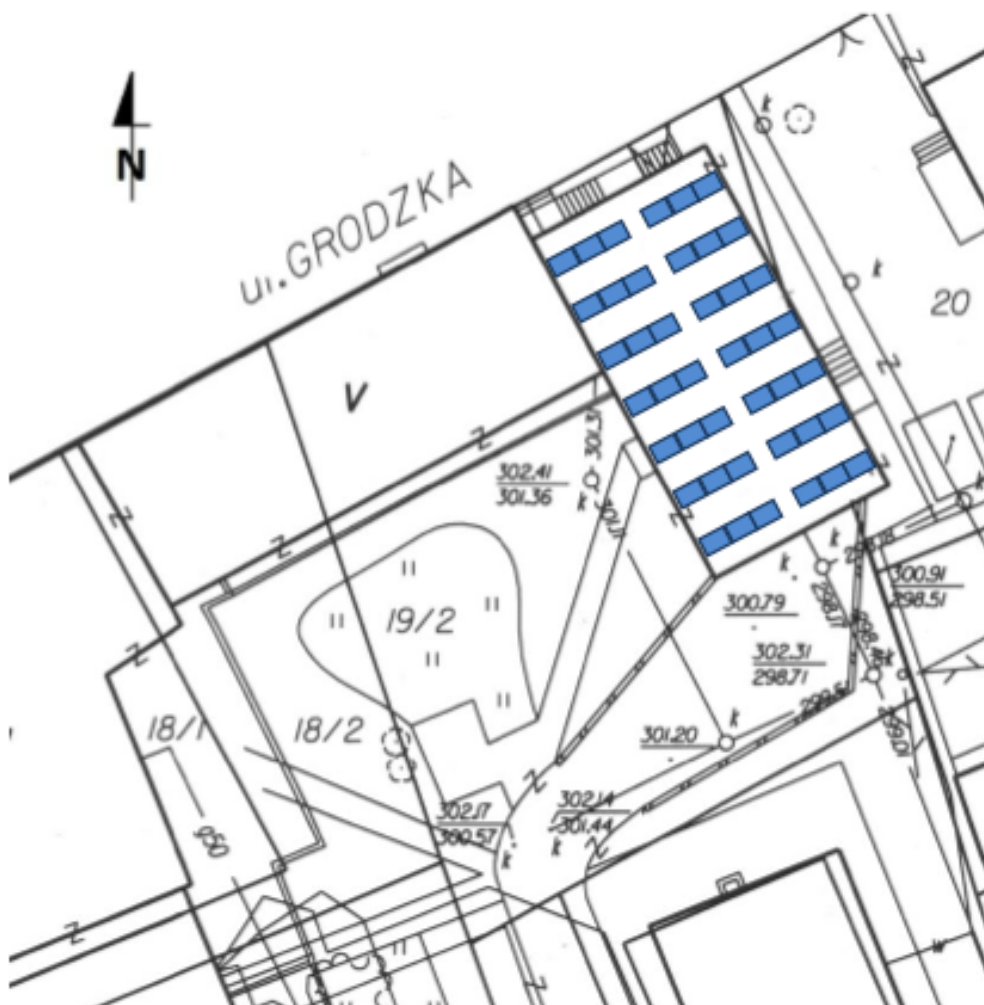
Płaski dach, z pokryciem papowym(?); szerokość ok. 11m długość ok. 22m. W północno-zachodniej części dachu na długości ok 8,5m jest ściana sąsiedniego budynku wystająca o ok 3 m ponad płaszczyznę dachu. Dłuższa krawędź dachu wskazuje azymut ok 151° czyli jest odchylona o 29° na wschód od kierunku geograficznego południa. Na dachu występują dodatkowo elementy kominowe i wentylacyjne, które mogą utrudnić budowę systemu fotowoltaicznego. W przypadku instalacji fotowoltaiki będzie zapewne konieczna modyfikacja przebiegu niektórych ciągów wentylacyjnych na dachu.

Propozycja sposobu rozlokowania modułów fotowoltaicznych na dachu: sekcje składające się z trzech modułów montowanych poziomo i pochylonych pod kątem ok 33° względem powierzchni dachu aktywną powierzchnią w kierunku zbliżonym do geograficznego południa. Dwie sekcje tworzą jeden rząd (równoległy do krótszej krawędzi dachu) z przerwą ok. 1m na przejście techniczne dla służb odśnieżających dach i nadzorujących poprawną pracę systemu fotowoltaicznego. Rzędy ustawiane są równoległe do południowej krawędzi dachu. Odległość między kolejnymi rzędami wynosi ok. 3m (unikanie zbyt dużego

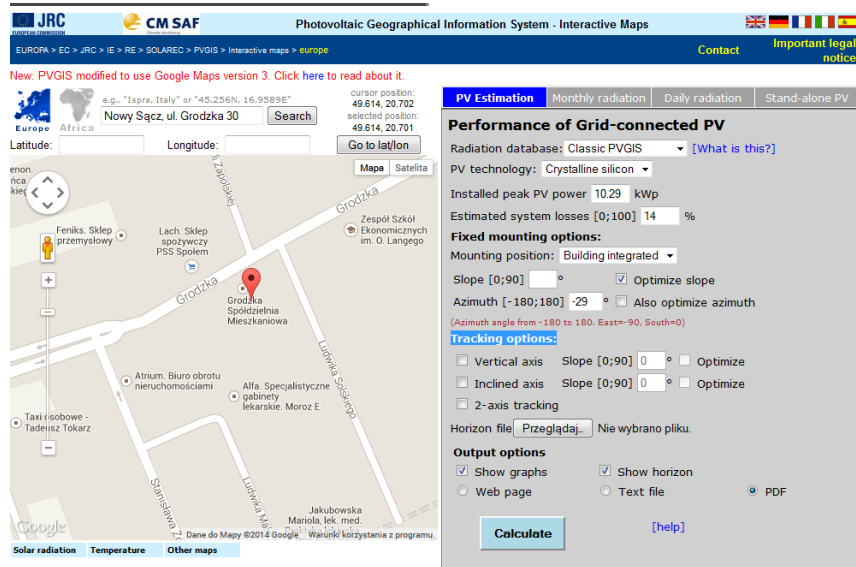
Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

wzajemnego zacieleniania). Przy zachowaniu niezbędnych odstępów od północnej i południowej krawędzi dachu można w ten sposób zainstalować 7 rzędów po 6 modułów. Daje to łączną moc ok. 10,29kWp.

Proponowane rozlokowanie modułów fotowoltaicznych na dachu zobrazowano niebieskim kolorem na poniższym rysunku.



Symulacje na portalu PVGIS



Performance of Grid-connected PV

Radiation database: Classic PVGIS [What is this?]

PV technology: Crystalline silicon

Installed peak PV power: 10.29 kWp

Estimated system losses [0;100]: 14 %

Fixed mounting options:

Mounting position: Building integrated

Slope [0;90]: 0° Optimize slope

Azimuth [-180;180]: -29° Also optimize azimuth

(Azimuth angle from -180 to 180. East=90. South=0)

Tracking options:

Vertical axis Slope [0;90]: 0° Optimize

Inclined axis Slope [0;90]: 0° Optimize

2-axis tracking

Horizon file: [Przełączaj...] Nie wybrano pliku.

Output options

Show graphs Show horizon

Web page Text file PDF

Calculate [help]

Przy symulacjach na portalu PVGIS przyjęto warunki „czystego horyzontu” (bez uwzględnienia ściany w północno-zachodnim narożniku dachu), ponieważ tego typu elementy generują dynamiczne cienie na instalacji fotowoltaicznej, w odróżnieniu od odległych elementów krajobrazu (wskazywanych w obrysie horyzontu), które stanowią dla instalacji PV zacinienie statyczne. Dokładniejsza analiza zacinienia zostanie przeprowadzona w programie PV SYST. Z wymienionych wyżej powodów wyniki uzyskane na portalu PVGIS należy traktować jako górną granicę szacunków – wyniki rzeczywistej pracy systemu PV będą nieco gorsze. Poniżej przedstawiono wyniki uzyskane dla obu baz danych pogodowych (Classic PVGIS oraz Climate-SAF PVGIS):

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'49" North, 20°42'3" East, Elevation: 303 m a.s.l., Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 10.3 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.0% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%
 Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
 Combined PV system losses: 25.8%

Month	Fixed system: inclination=33 deg., orientation=-29 deg.			
	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	10.50	327	1.24	38.5
Feb	16.20	453	1.96	54.9
Mar	28.00	867	3.50	109
Apr	36.00	1060	4.74	142
May	38.10	1160	5.15	160
Jun	37.00	1110	5.05	152
Jul	35.70	1110	4.94	153
Aug	35.50	1130	4.99	155
Sep	28.30	850	3.75	112
Oct	20.70	643	2.64	81.8
Nov	12.70	381	1.55	46.5
Dec	10.40	324	1.24	38.5
Year	25.90	768	3.40	104
Total for year		9450		1240

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
 Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
 Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)
 Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'49" North, 20°42'3" East, Elevation: 303 m a.s.l., Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 10.3 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.9% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.1%
 Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
 Combined PV system losses: 25.8%

Month	Fixed system: inclination=33 deg., orientation=-29 deg. (Optimum at given orientation)			
	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	10.90	339	1.29	39.9
Feb	17.00	477	2.06	57.7
Mar	25.00	775	3.13	97.1
Apr	30.00	901	3.96	119
May	34.60	1070	4.69	145
Jun	33.40	1000	4.57	137
Jul	35.40	1100	4.90	152
Aug	31.90	989	4.38	136
Sep	25.50	764	3.37	101
Oct	21.20	658	2.70	83.6
Nov	11.60	348	1.42	42.6
Dec	8.60	266	1.02	31.5
Year	23.80	724	3.13	95.2
Total for year		8690		1140

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
 Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
 Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)
 Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
 budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

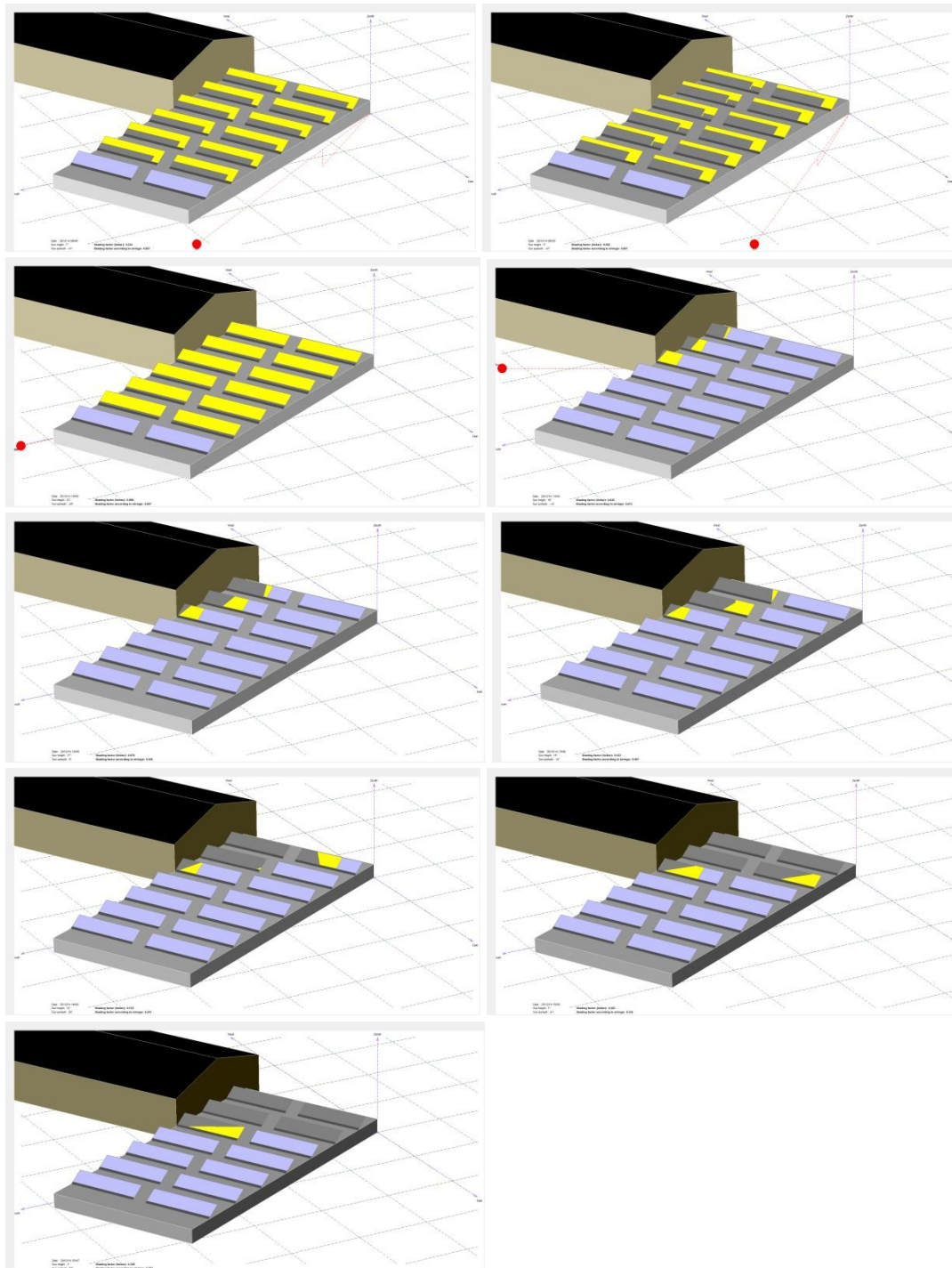
Z powyższych zestawień widać, że maksymalny potencjał produkcji energii elektrycznej systemu fotowoltaicznego o mocy ok. 10,3kW zainstalowanego na dachu budynku biurowego przy ul. Grodzkiej 30 w Nowym Sączu wynosi w zależności od przyjętej bazy danych od 8,69 do 9,45MWh rocznie. Po uśrednieniu uzyskuje się wartość 9,07MWh. Jak już wspomniano jest to górna wartość graniczna. Spółdzielnia nie przekazała Autorowi informacji o całkowitym rocznym zapotrzebowaniu na energię w tym budynku, ale poprzez porównanie z danymi z podobnego budynku przy ul. M.Konopnickiej 3 można wnioskować, iż będzie ono znacznie większe niż produkcja energii w zaproponowanej instalacji PV. Rozpatrywany dach nie pozwala na zainstalowanie większego systemu fotowoltaicznego. Jednak pochyły dach sąsiedniego budynku (po zachodniej stronie) ma idealne warunki nasłonecznienia oraz powierzchnię pozwalającą na zainstalowanie systemu fotowoltaicznego o mocy ok. 17kWp (w płaszczyźnie równoległej do powierzchni dachu). Szacunkowa roczna produkcja energii elektrycznej z tego systemu mogłaby wynosić ok. 14,7MWh.

Symulacja w programie PVSYST

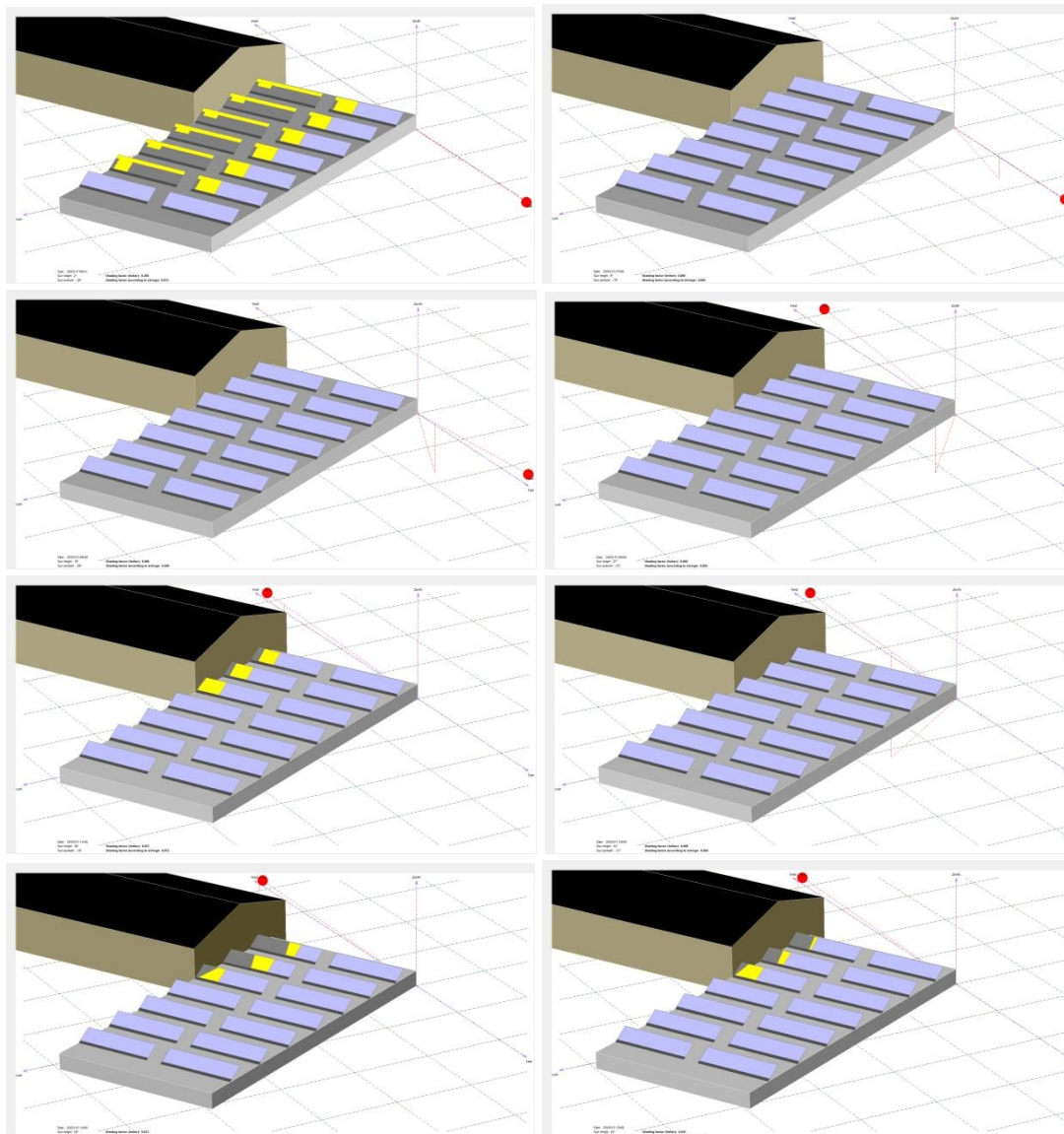
Na potrzeby symulacji w programie PVSYST zbudowano model instalacji fotowoltaicznej zgodny z zamieszczonym wcześniej opisem. Użyto łącznie 42 modułów YL245P-29b (Yingli Green Energy) połączonych w trzy szeregi (po 14 szt.). Dwa szeregi są podpięte równolegle do wejścia „A” falownika SMA Sunny TriPower STP10000TL a jeden do wejścia „B” tego falownika. Ze względu na brak dokładnych danych, jak również w oparciu o obserwacje poczynione podczas wizji lokalnej przyjęto dla tej lokalizacji warunki „czystego horyzontu”. Przy analizie warunków chłodzenia modułów PV przez wiatr przyjęto wariant „częściowej integracji z budynkiem” ze szczeliną powietrzną za modułami umożliwiającą ich chłodzenie. Ze względu na pokrycie dachu papą przyjęto współczynnik charakteryzujący odbicie światła słonecznego od przedpoła instalacji (Albedo) na bardzo niskim poziomie równym 0,09. Do określenia strat w przewodach przyjęto, że szeregi modułów połączone są z falownikiem przewodami o długości 20m i przekroju 4mm², a falownik podpięty jest do instalacji elektrycznej budynku przewodem o długości 10m i przekroju 2,5mm².

Spodziewając się problemów z zacienieniem od sąsiedniego budynku zbudowano przestrzenny model instalacji, na którym przeanalizowano układ cieni od wschodu do zachodu Słońca w dniach przesilenia zimowego (21 grudnia), równonocy wiosennej (20 marca) oraz przesilenia letniego (21 czerwca). Rysunki były generowane z odstępem jednej godziny. Kolor jasnoszary oznacza niezacienione moduły PV, żółty – moduły zacienione częściowo, ciemnoszary – moduły zacienione całkowicie.

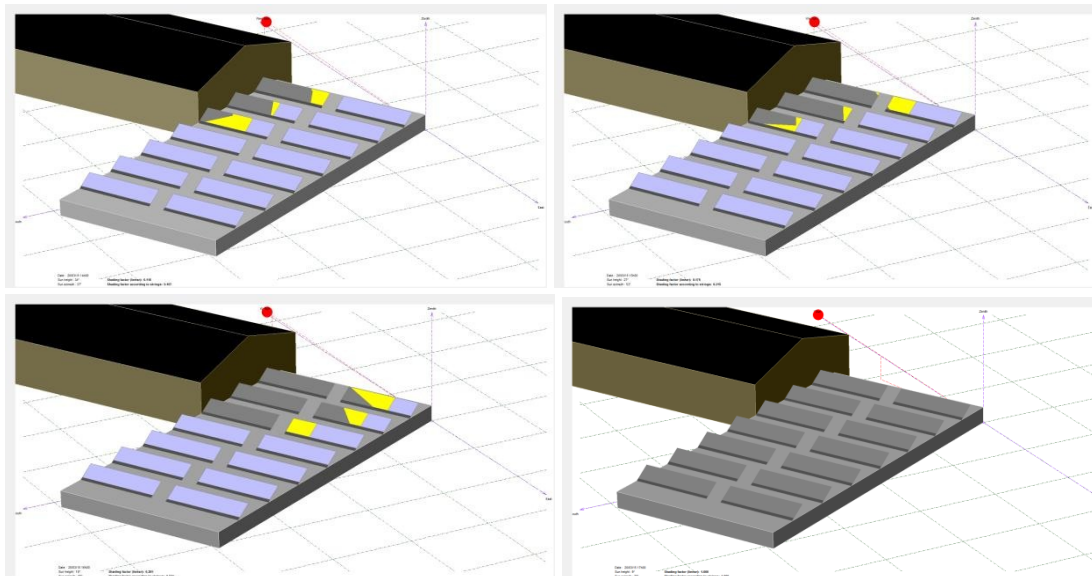
Układ cieni dla przesilenia zimowego. Kolejność rysunków – rzędami od góry do dołu a w rzędach od strony lewej do prawej:



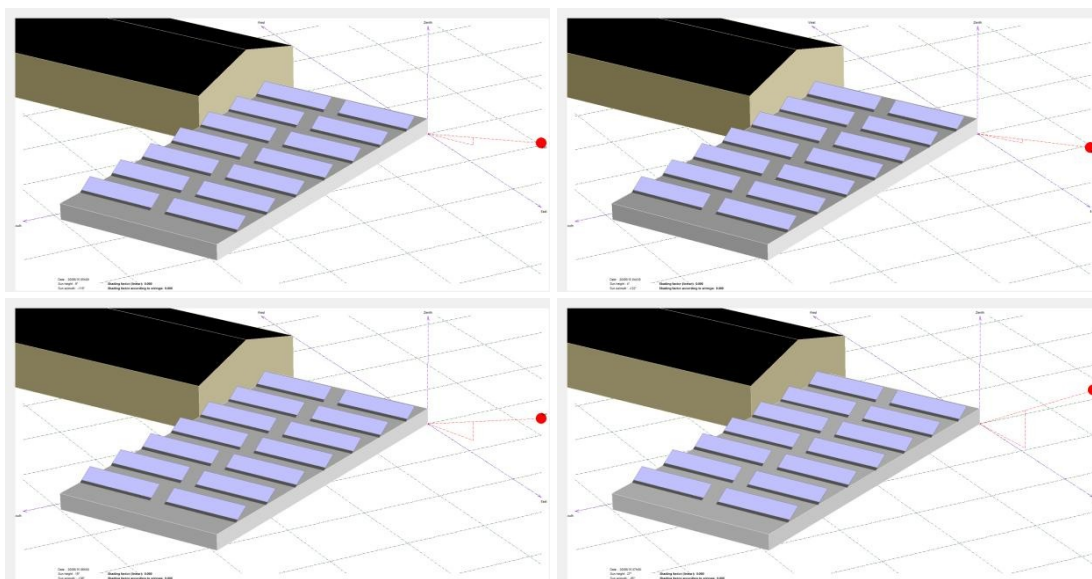
Układ cieni dla **równonocy wiosennej**. Kolejność rysunków – rzędami od góry do dołu a w rzędach od strony lewej do prawej:

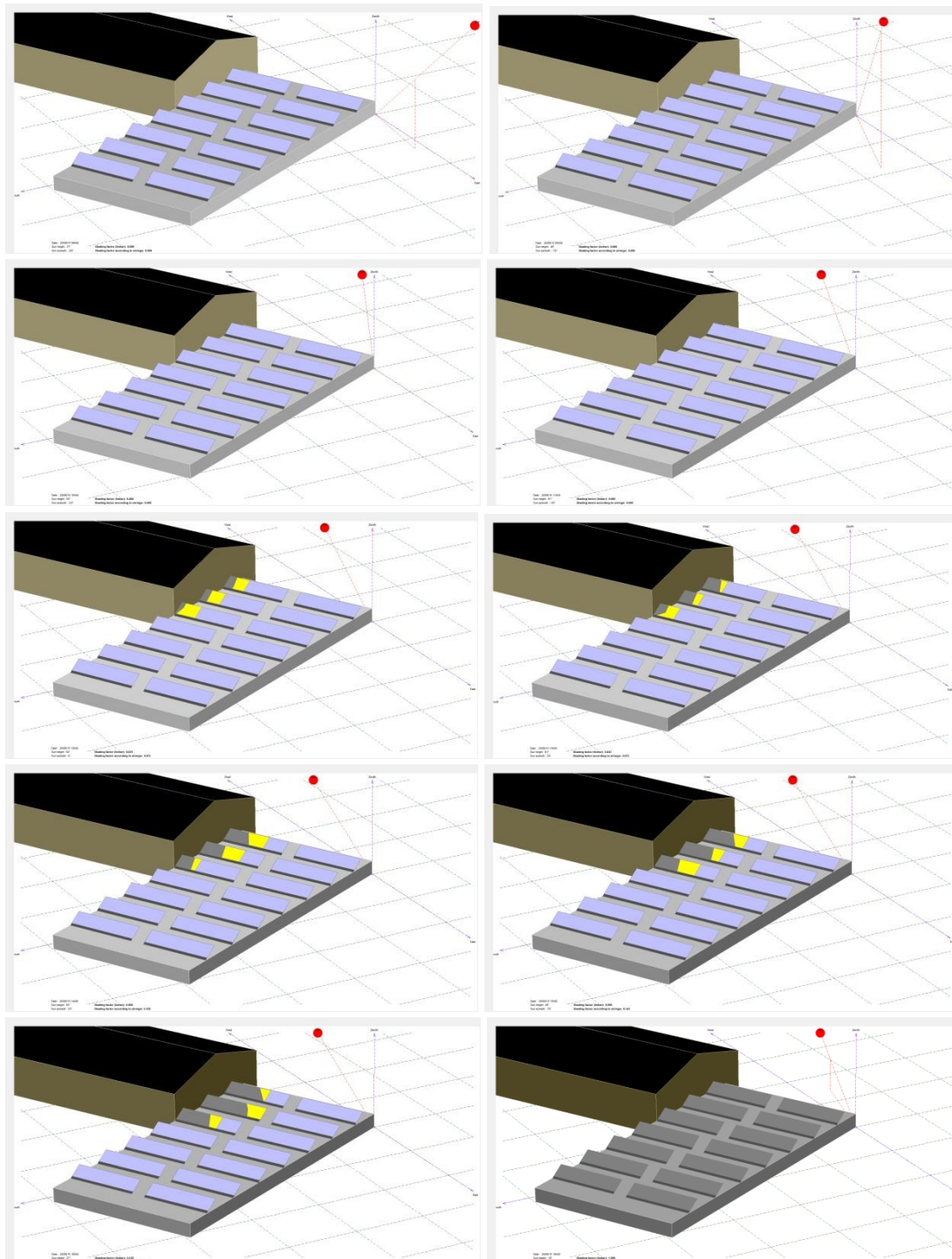


Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl



Układ cieni dla **przesilenia letniego**. Kolejność rysunków – rzędami od góry do dołu a w rzędach od strony lewej do prawej:





Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Jak widać na powyższych rysunkach od przesilenia jesiennego do przesilenia wiosennego w godzinach popołudniowych będzie mocno zauważalny wpływ zacienienia na północną część instalacji (szczególnie na część północno- zachodnią). Zacienienie to będzie się pojawiało (w mniejszym zakresie) również w okresie letnim. Nie dyskwalifikuje to tej lokalizacji pod aplikacje fotowoltaiczne, jednak należy się liczyć ze spadkiem ilości produkowanej energii elektrycznej.

Symulacje w programie PVSYST przeprowadzono dla wspomnianych wcześniej 5 plików pogodowych z bazy Satelight oraz standardowego pliku pogodowego ISO dla Nowego Sącza. Po odrzuceniu skrajnych wyników (najlepszych i najgorszych) pozostałe wyniki uśredniono. Zamieszczona na końcu opracowania analiza ekonomiczna inwestycji przeprowadzona jest właśnie w oparciu o te uśrednione wyniki.

Wszystkie wyniki zestawiono w tabeli. Znaczenie poszczególnych kolumn jest następujące:

GlobHor – promieniowanie słoneczne w płaszczyźnie horyzontalnej EOutlnv - energia na wyjściu falownika

E_Grid – energia „wepchnięta” do sieci (po uwzględnieniu strat na przewodach)

PR – Performance Ratio – współczynnik porównujący rzeczywistą pracę systemu do pracy w warunkach STC (w warunkach STC ma wartość 1)

Yf – znormalizowana produkcja energii z mocy jednostkowej systemu fotowoltaicznego

Źródło danych pog Rok	Satelight 1996				Satelight 1997				Satelight 1998				Satelight 1999				Satelight 2000								
	GlobHor kWh/m ²	EOutlnv kWh	E_Grid kWh	PR	Yf	GlobHor kWh/m ²	EOutlnv kWh	E_Grid kWh	PR	Yf	GlobHor kWh/m ²	EOutlnv kWh	E_Grid kWh	PR	Yf	GlobHor kWh/m ²	EOutlnv kWh	E_Grid kWh	PR	Yf					
Styczeń	25,6	328	327	0,851	1,03	32,6	491	490	0,866	1,54	26,6	340	340	0,848	1,07	40,8	723	721	0,863	2,26	23,7	291	290	0,845	0,91
Luty	46,6	573	572	0,874	1,92	38,8	455	454	0,864	1,58	40,3	460	459	0,859	1,59	27,9	260	260	0,843	0,9	36,8	402	401	0,859	1,34
Marzec	76,3	770	768	0,854	2,41	79,1	869	867	0,858	2,72	77,8	793	791	0,855	2,48	78,5	840	838	0,852	2,63	67,4	679	678	0,855	2,12
Kwiecień	113,3	1074	1071	0,827	3,47	90,7	828	826	0,833	2,68	109,8	1017	1014	0,835	3,29	104,1	996	993	0,839	3,22	130,3	1256	1252	0,83	4,06
Maj	132,9	1133	1130	0,812	3,54	124	1067	1064	0,811	3,34	142,7	1199	1196	0,814	3,75	160,4	1351	1347	0,805	4,22	172,8	1539	1534	0,815	4,81
Czerwiec	154	1257	1254	0,802	4,06	158	1288	1285	0,804	4,19	140,2	1123	1120	0,803	3,63	125,5	996	994	0,785	3,22	156	1281	1278	0,803	4,14
Lipiec	138,7	1125	1123	0,797	3,52	126,1	1016	1013	0,795	3,18	118,2	951	949	0,795	2,98	152,6	1238	1235	0,792	3,87	121,9	994	991	0,795	3,11
Sierpień	122,7	1070	1067	0,795	3,35	135,8	1202	1199	0,797	3,79	131,6	1115	1112	0,8	3,49	127	1098	1095	0,798	3,43	140,4	1258	1254	0,8	3,93
Wrzesień	50,5	418	417	0,799	1,33	91,5	914	912	0,819	2,95	80,9	756	754	0,81	2,44	112,3	1153	1149	0,824	3,72	86,9	869	867	0,819	2,81
Październik	51,1	557	556	0,825	1,74	53	579	578	0,829	1,81	43,3	449	448	0,822	1,4	46	492	491	0,818	1,54	73	887	885	0,837	2,78
Listopad	28,5	359	358	0,83	1,16	29,6	377	376	0,831	1,22	26,6	294	293	0,821	0,95	27,1	308	308	0,816	1	32,9	452	451	0,839	1,46
Grudzień	24	355	354	0,845	1,11	19,6	246	246	0,832	0,77	21,7	280	280	0,833	0,88	20,8	264	263	0,835	0,83	24,8	377	377	0,841	1,18
Cały rok	964,2	9019	8997	0,826	2,39	978,8	9332	9310	0,828	2,48	959,7	8777	8756	0,825	2,33	1023	9719	9694	0,823	2,57	1066,9	10285	10258	0,828	2,72

Źródło danych pog Rok	wmo126600iso					Uśrednienie					Uśrednienie				
	1971-1994, 1998-2000					Wszystkie lata z symulacji					Wszystkie lata z symulacji - bez ekstremów				
	GlobHor kWh/m ²	EOutlnv kWh	E_Grid kWh	PR	Yf	GlobHor kWh/m ²	EOutlnv kWh	E_Grid kWh	PR	Yf	GlobHor kWh/m ²	EOutlnv kWh	E_Grid kWh	PR	Yf
Styczeń	35,9	515	513	0,867	1,61	30,9	448,0	446,8	0,857	1,4033	30,2	418,5	417,5	0,857	1,3125
Luty	44	534	532	0,873	1,85	39,1	447,3	446,3	0,862	1,5300	40,0	462,8	461,5	0,864	1,5900
Marzec	76,2	792	790	0,863	2,48	75,9	790,5	788,7	0,856	2,4733	77,2	798,8	796,8	0,856	2,5000
Kwiecień	102,1	932	930	0,855	3,01	108,4	1017,2	1014,3	0,837	3,2883	107,3	1004,8	1002,0	0,834	3,2475
Maj	153,1	1298	1295	0,831	4,06	147,7	1264,5	1261,0	0,815	3,9533	147,3	1245,3	1242,0	0,813	3,8925
Czerwiec	155	1281	1278	0,825	4,14	148,1	1204,3	1201,5	0,804	3,8917	151,3	1235,5	1232,5	0,803	3,9925
Lipiec	156,9	1266	1263	0,801	3,96	135,7	1098,3	1095,7	0,796	3,4367	134,8	1093,3	1090,5	0,796	3,4200
Sierpień	132,6	1180	1177	0,813	3,69	131,7	1153,8	1150,7	0,801	3,6083	131,8	1148,8	1145,8	0,799	3,5925
Wrzesień	92	907	905	0,819	2,93	85,7	836,2	834,0	0,815	2,7000	87,8	861,5	859,5	0,817	2,7825
Październik	58,8	621	620	0,846	1,94	54,2	597,5	596,3	0,830	1,8683	52,2	562,3	561,3	0,828	1,7575
Listopad	27,2	300	300	0,842	0,97	28,7	348,3	347,7	0,830	1,1267	28,1	336,0	335,5	0,830	1,0875
Grudzień	26,9	354	354	0,861	1,11	23,0	312,7	312,3	0,841	0,9800	22,8	313,3	312,8	0,839	0,9825
Cały rok	1060,7	9980	9957	0,841	2,65	1008,9	9518,7	9495,3	0,828	2,5217	1010,8	9480,5	9457,5	0,828	2,5131



Jak widać z powyższych tabel system fotowoltaiczny o mocy 10,29kWp zainstalowany na dachu budynku biurowego przy ul. Grodzkiej 30 jest w stanie rocznie wyprodukować średnio ok **9,48MWh** energii elektrycznej (przy uwzględnieniu zacielenia od sąsiedniego budynku). Daje to znormalizowaną produkcję energii elektrycznej oddawanej do sieci ok. **917,3 [kWh/kWp/rok]**. Należy się jednak liczyć z możliwością sporych odchyłek od wartości średniej w przypadku lat o ekstremalnych warunkach pogodowych. W rozpatrywanych danych pogodowych produkcja energii osiągała wartości **od 8,78 do 10,28 MWh/rok**.

Nieco lepsze wyniki symulacyjne (względem portalu PVGIS) osiągnięte w programie PVSYST związane są z dokładniejszymi metodami numerycznymi oraz uwzględnieniem paneli fotowoltaicznych i falowników o bardzo wysokich parametrach jakościowych. Na portalu PVGIS definiuje się jedynie technologie modułów PV oraz przybliżone całościowe straty w systemie.

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl



Budynek biurowy przy ulicy M. Konopnickiej 3.

Widok budynku z programie Google Earth:



Charakterystyka dachu na podstawie widoku Google Earth, dokumentacji dostarczonej przez Spółdzielnię oraz wizji lokalnej na miejscu:

Dach płaski z pokryciem papowym. Szerokość ok. 30m, długość ok. 11,8m. Krótsza krawędź dachu wskazuje azymut 224° , czyli jest odchylona o 44° na zachód od kierunku południowego. Na środku dachu występują dwa rzędy trwałych elementów wentylacyjnych (ceglane kominy). Wymusza to podział instalacji fotowoltaicznych na dwa pola: jedno zlokalizowane w pobliżu południowo-zachodniej krawędzi dachu, drugie w rejonie krawędzi północno-wschodniej. Na dachu znajduje się również prawdopodobnie nieużywany maszt telekomunikacyjny, który należy usunąć w trakcie budowy systemów PV.

Do zabudowania systemami fotowoltaicznymi nadaje się również drugi dach budynku zlokalizowany na niższej kondygnacji po północno-wschodniej stronie budynku głównego. Jest to również płaski dach, kryty papą o szerokości ok. 12 m i długości ok. 30m (Autor nie może określić dokładnej długości tego dachu, ponieważ podczas wizji lokalnej przedstawiciel Spółdzielni stwierdził, że końcowa jego część należy już do innej firmy). Dodatkowo trzeba wskazać, że aby zminimalizować efekt zacienienia, instalacje fotowoltaiczne na niższym dachu muszą być odsunięte od ściany budynku głównego co najmniej o 12m. Dłuższy bok niższego dachu ma taki sam azymut jak krótszy bok dachu wyższego, czyli 224° .

Ze zgromadzonej w czasie wizji lokalnej na wyższym dachu dokumentacji fotograficznej przygotowano panoramę 360^o, na podstawie której stworzono obrys horyzontu dla tej lokalizacji. Obrys horyzontu dla lokalizacji na niższym dachu stworzono w sposób syntetyczny dodając do poprzedniego obrysu kształt krawędzi budynku głównego.

Widok panoramy z wyższego dachu budynku:



Proponowane rozmieszczenie paneli fotowoltaicznych na obu dachach:



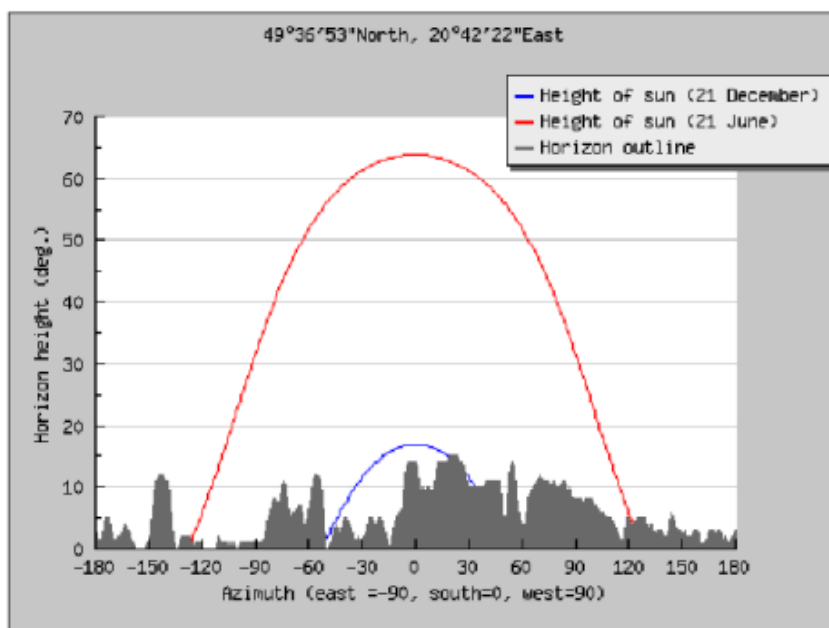
Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Zgodnie z powyższym rysunkiem na górnym dachu udało się (za zachowaniem odpowiednich odstępów i przejść technicznych) rozmieścić 35 modułów (kolor niebieski) o łącznej mocy ok 8,58kWp. Moduły są montowane poziomo, pochylone względem płaszczyzny dachu pod kątem ok 28° i skierowane aktywną powierzchnią w kierunku południowo zachodnim.

Niższa część dachu daje znacznie większą swobodę w ustawianiu modułów PV. Zdecydowano się na montaż poziomymi rzędami skierowanymi na południe. Gwarantuje to najlepsze warunki oświetlenia modułów promieniami słonecznymi. Rzędy mają różną szerokość. Moduły w rzędach pochylone są pod kątem ok. 35° względem powierzchni dachu. Zachowując odstęp od budynku głównego oraz pozostawiając niezabudowaną końcową część dachu (inny właściciel) udało się rozlokować na nim co najmniej 36 modułów (kolor zielony) o łącznej mocy ok. 8,82kWp.

Pliki z obrysami horyzontu wczytano na portal PVGIS i dokonano odpowiednich obliczeń.

Obrys horyzontu widziany z górnego dachu na tle trajektorii słonecznych dla przesilenia letniego i zimowego:



Wyniki symulacji dla obu baz danych pogodowych:

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'53" North, 20°42'22" East, Elevation: 300 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 8.6 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.4% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.2%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 26.3%

Fixed system: inclination=29 deg., orientation=44 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	7.37	229	1.07	33.1
Feb	12.20	342	1.79	50.1
Mar	21.70	674	3.28	102
Apr	29.10	874	4.60	138
May	31.60	979	5.13	159
Jun	31.00	929	5.08	152
Jul	29.80	923	4.94	153
Aug	29.80	923	4.89	152
Sep	22.40	673	3.57	107
Oct	15.70	488	2.41	74.8
Nov	9.06	272	1.35	40.4
Dec	6.85	212	1.02	31.7
Year	20.60	627	3.27	99.4
Total for year		7520		1190

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

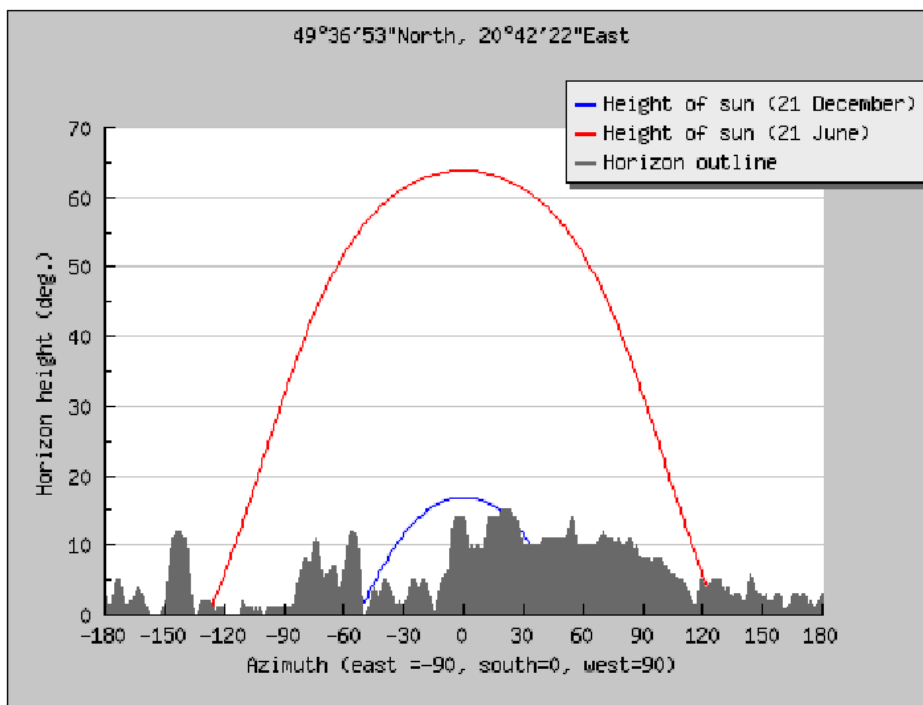
Location: 49°36'53" North, 20°42'22" East, Elevation: 300 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 8.6 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.2% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.4%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 26.2%

Fixed system: inclination=27 deg., orientation=44 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	7.49	232	1.08	33.6
Feb	12.70	354	1.85	51.7
Mar	19.50	604	2.93	90.9
Apr	24.50	735	3.88	116
May	28.90	896	4.70	146
Jun	28.20	845	4.63	139
Jul	29.70	922	4.93	153
Aug	26.30	815	4.33	134
Sep	20.30	608	3.22	96.5
Oct	16.00	496	2.45	75.9
Nov	8.27	248	1.23	37.0
Dec	5.39	167	0.80	24.8
Year	19.00	577	3.01	91.5
Total for year		6920		1100

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Przybliżony obrys horyzontu dla dolnej części dachu na tle trajektorii słonecznych dla przesilenia letniego i zimowego:



Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Wyniki symulacji dla obu baz danych pogodowych:

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'53" North, 20°42'22" East, Elevation: 300 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 8.8 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.4% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 26.1%

Fixed system: inclination=34 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	9.44	293	1.31	40.5
Feb	14.80	413	2.10	58.7
Mar	22.00	681	3.22	99.9
Apr	26.10	783	4.03	121
May	29.60	919	4.71	146
Jun	28.50	856	4.57	137
Jul	30.30	940	4.91	152
Aug	27.60	856	4.43	137
Sep	22.40	672	3.47	104
Oct	18.90	587	2.81	87.2
Nov	10.00	300	1.44	43.2
Dec	6.95	215	0.98	30.3
Year	20.60	626	3.17	96.5
Total for year		7520		1160

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'53" North, 20°42'22" East, Elevation: 300 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 8.8 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.6% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.9%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 26.1%

Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	9.15	284	1.27	39.3
Feb	14.00	392	2.00	56.0
Mar	24.70	764	3.62	112
Apr	31.30	940	4.84	145
May	32.60	1010	5.17	160
Jun	31.50	944	5.03	151
Jul	30.40	943	4.93	153
Aug	31.60	980	5.07	157
Sep	25.00	750	3.87	116
Oct	18.60	576	2.76	85.7
Nov	11.10	332	1.59	47.6
Dec	8.47	263	1.20	37.3
Year	22.40	682	3.45	105
Total for year		8180		1260

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

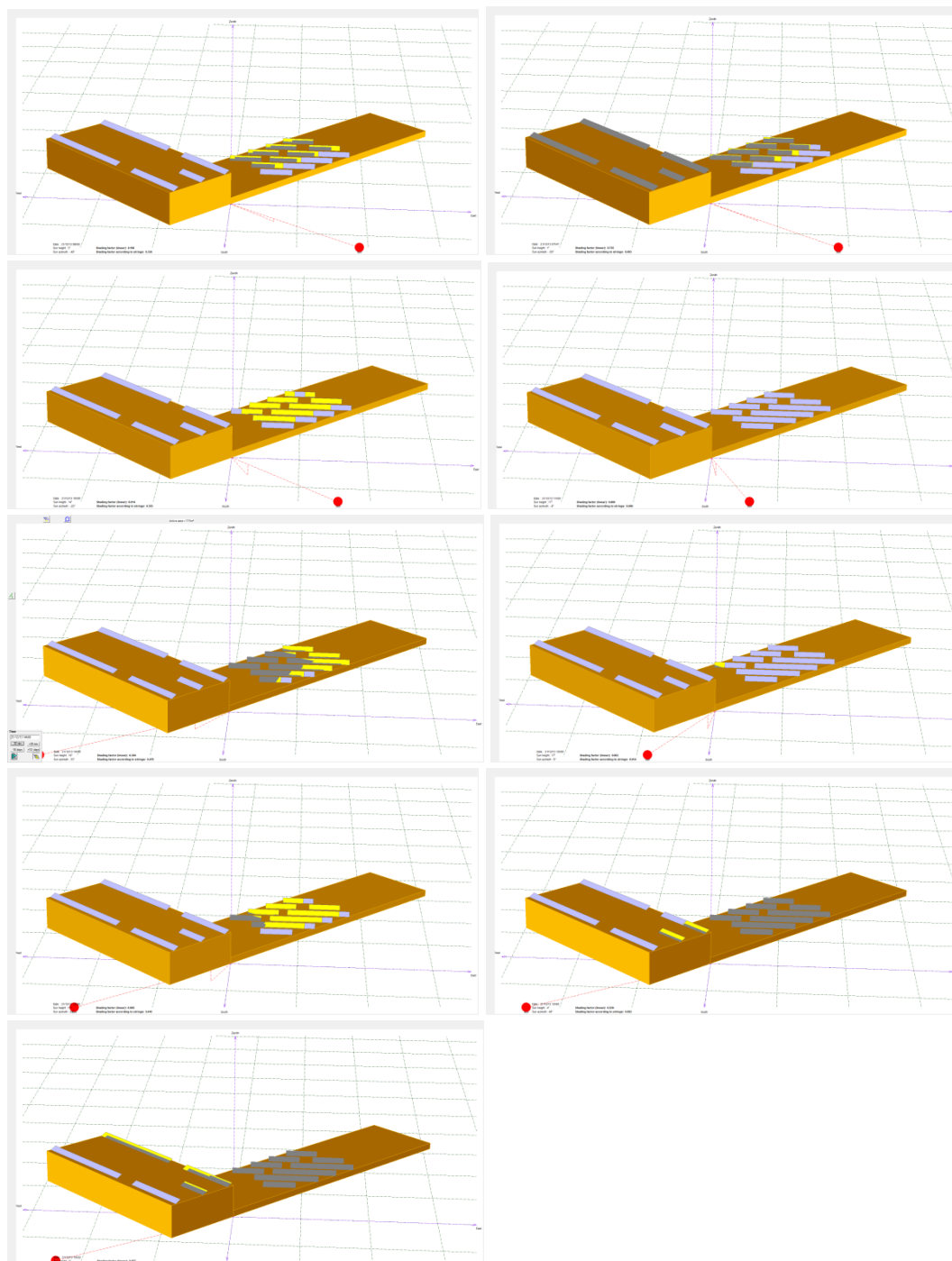
Potencjał produkcji energii elektrycznej w systemie fotowoltaicznym o mocy ok 8,6kWp zainstalowanym na górnym dachu budynku biurowego przy ulicy Konopnickiej 3 wynosi w zależności od użytej bazy danych pogodowych od 6,92 do 7,52 MWh/rok (średnio 7,22MWh/rok). W przypadku systemu o mocy 8,82kWp zainstalowanego na dolnym dachu wielkości te wynoszą odpowiednio od 7,52 do 8,18MWh/rok (średnio 7,85 MWh/rok). Łącznie oba systemy są w stanie średnio wyprodukować rocznie ok. 15MWh energii elektrycznej, co stanowi ok. 38% potrzeb energetycznych tego budynku.

Symulacja w programie PVSYST

Na potrzeby symulacji w programie PVSYST zbudowano model instalacji fotowoltaicznej zgodny z zamieszczonym wcześniej opisem. Użyto łącznie 71 modułów YL245P-29b (Yingli Green Energy) podzielonych na dwa podsystemy zlokalizowane na górnym i dolnym dachu budynku. Na górnym dachu użyto falownika SMA Sunny TriPower STP7000TL. Do jego wejścia „A” podpięto szereg złożony z 18 modułów, a do wejścia „B” szereg 17 modułów. Na dolnym dachu użyto falownika SMA Sunny TriPower STP8000TL. Do obu wejść tego falownika podpięto identyczne szeregi po 18 modułów każdy. Do symulacji użyto obrysu horyzontu opracowanego na podstawie dokumentacji fotograficznej zebranej podczas wizji lokalnej. Przy analizie warunków chłodzenia modułów PV przez wiatr przyjęto wariant „częściowej integracji z budynkiem” ze szczeliną powietrzną za modułami umożliwiającą ich chłodzenie. Ze względu na pokrycie dachu papą przyjęto współczynnik charakteryzujący odbicie światła słonecznego od przedpoła instalacji (Albedo) na bardzo niskim poziomie równym 0,09. Do określenia strat w przewodach przyjęto, że szeregi modułów połączone są z falownikami przewodami o długości 20m i przekroju 4mm^2 , a falowniki podpięte są do instalacji elektrycznej budynku przewodami o długości 20m i przekroju 4mm^2 .

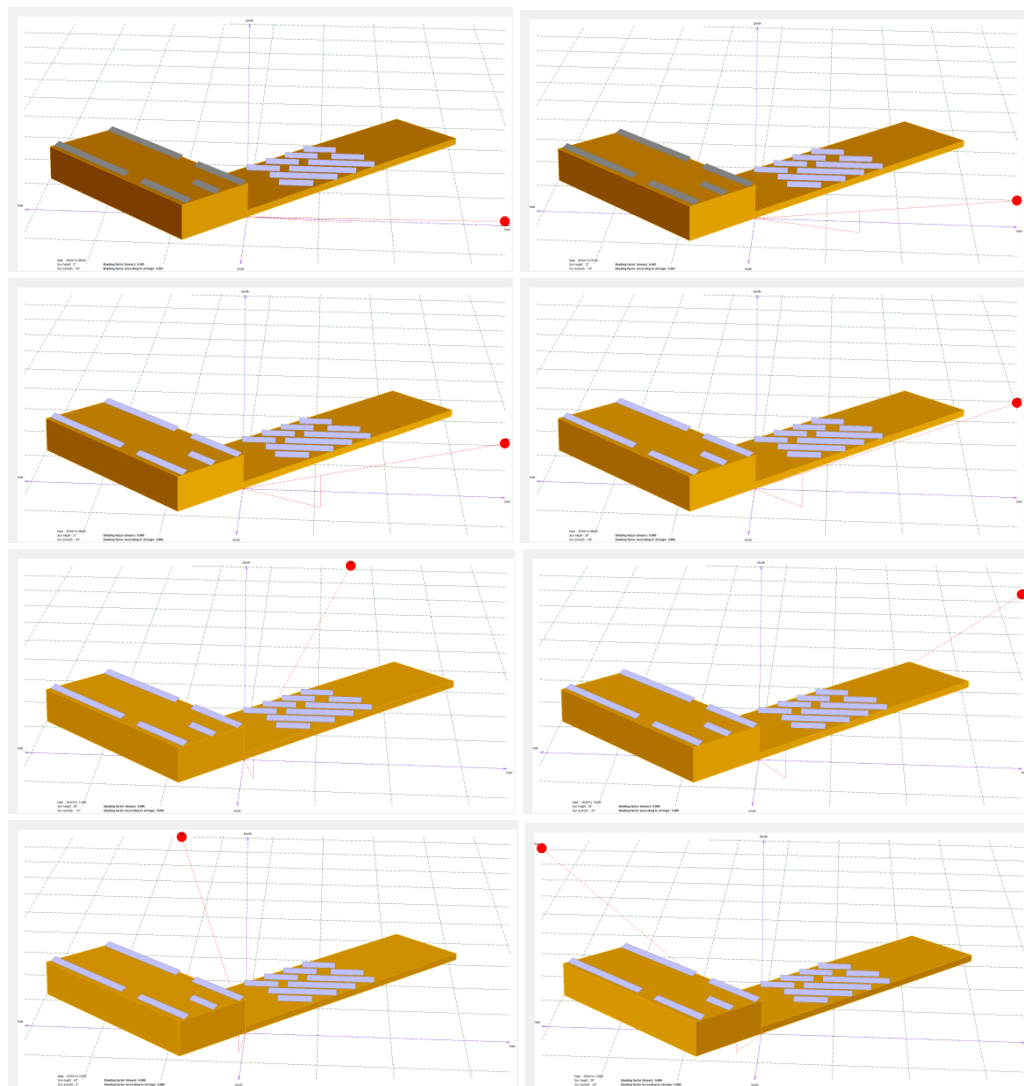
Pragnąc sprawdzić wpływ głównego budynku na zacinienie niższego dachu zbudowano przestrzenny model instalacji, na którym przeanalizowano układ cieni od wschodu do zachodu Słońca w dniach przesilenia zimowego (21 grudnia), równonocy wiosennej (20 marca) oraz przesilenia letniego (21 czerwca). Rysunki były generowane z odstępem jednej godziny. Kolor jasnoszary oznacza niezacienione moduły PV, żółty – moduły zacięzione częściowo, ciemnoszary – moduły zacięzione całkowicie.

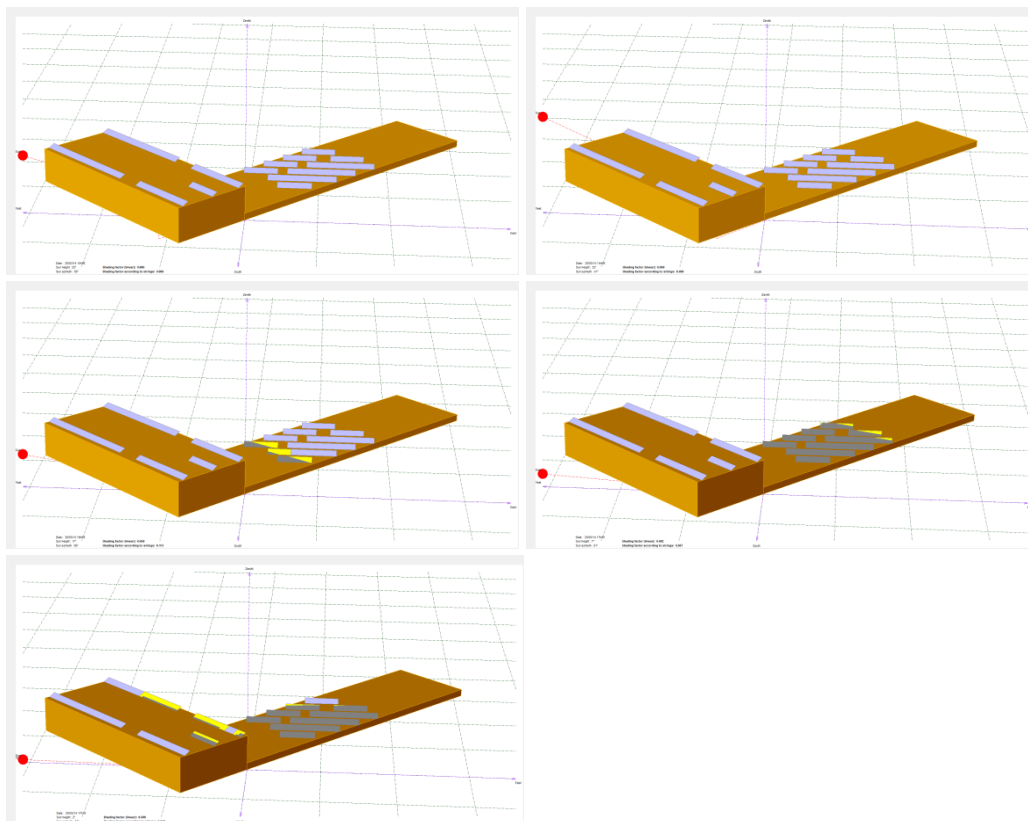
Układ cieni dla **przesilenia zimowego**. Kolejność rysunków – rzędami od góry do dołu a w rzędach od strony lewej do prawej:



Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

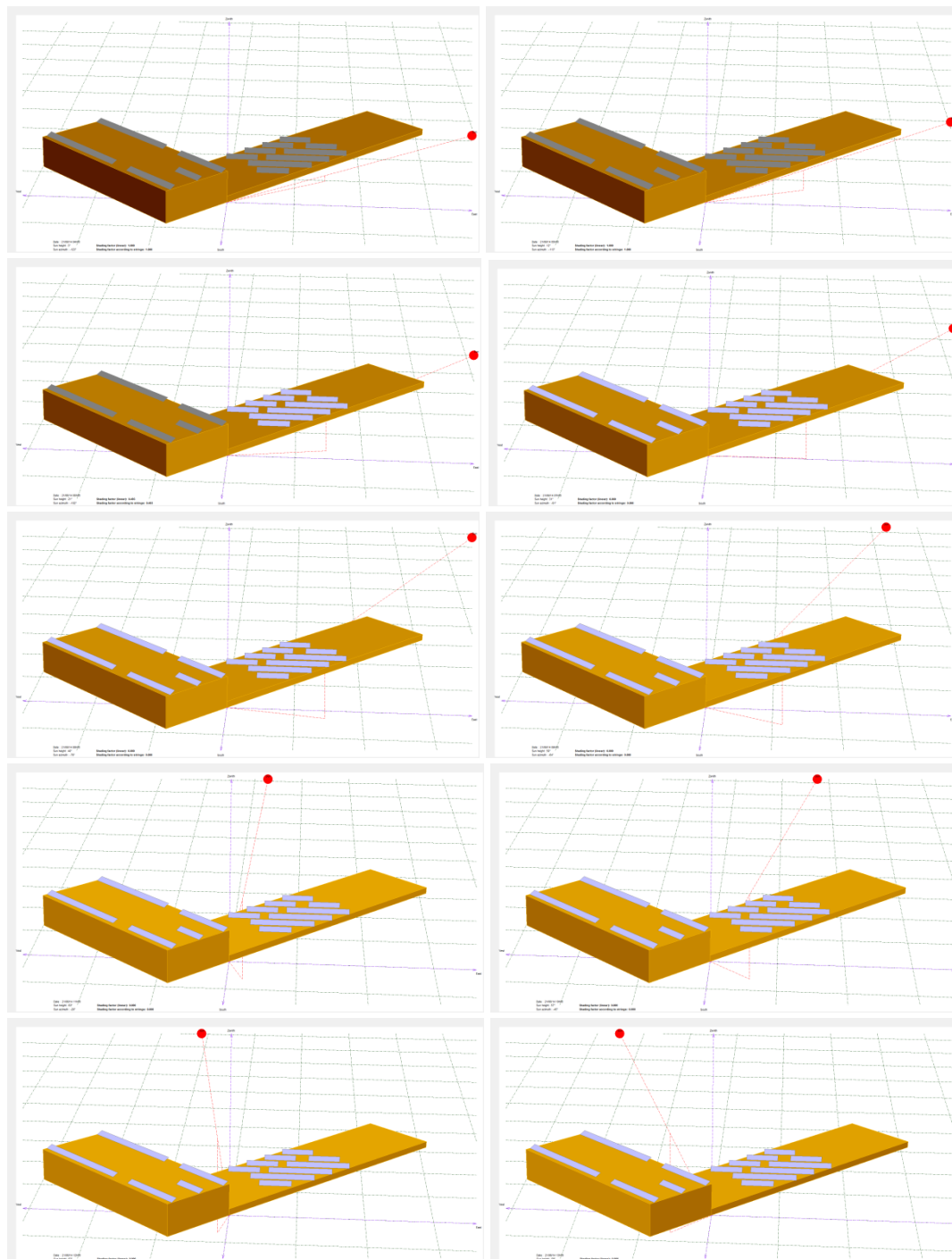
Układ cieni dla **równonocy wiosennej**. Kolejność rysunków – rzędami od góry do dołu a w rzędach od strony lewej do prawej:



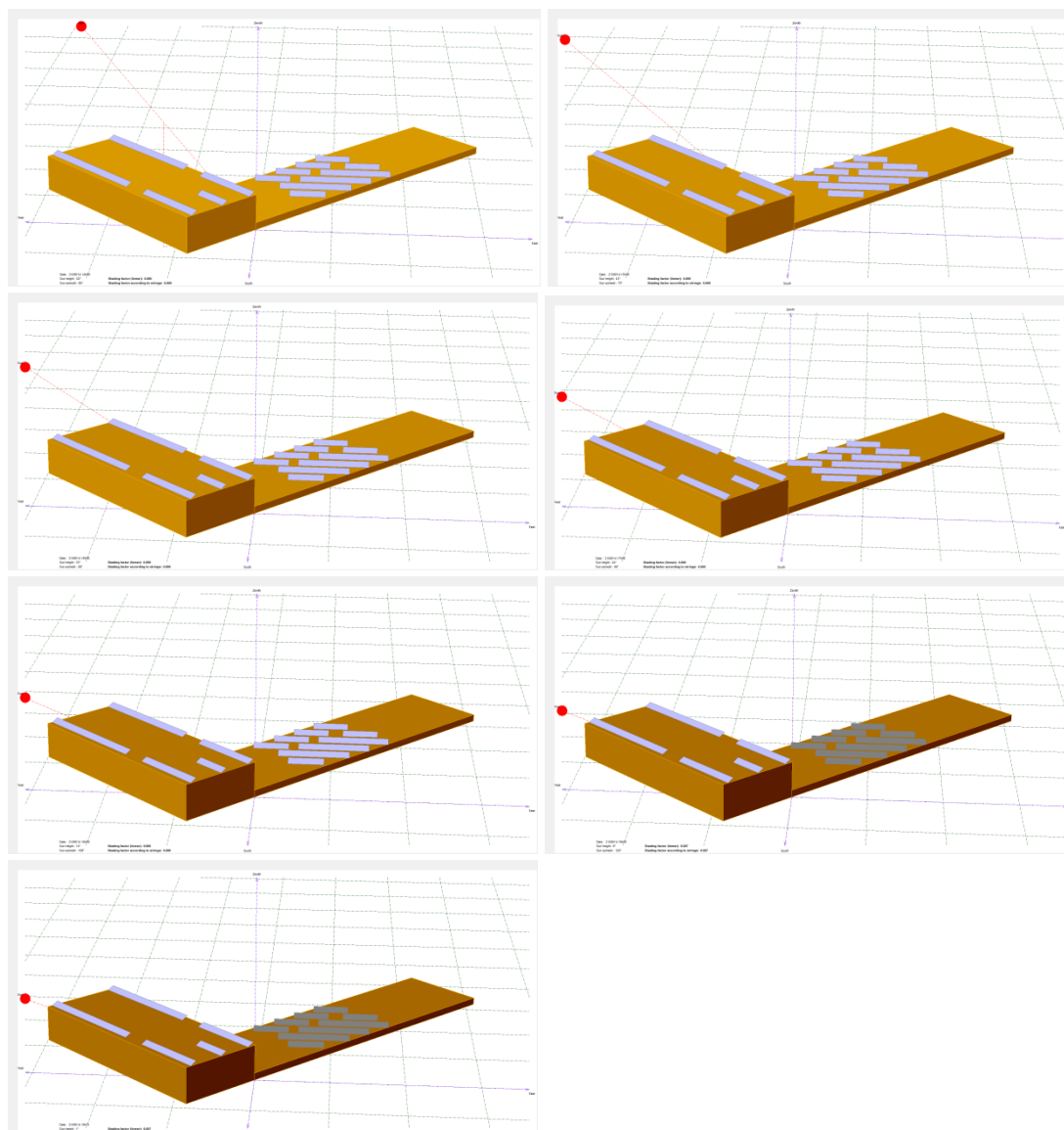


Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Układ cieni dla **przesilenia letniego**. Kolejność rysunków – rzędami od góry do dołu a w rzędach od strony lewej do prawej:



Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl



Jak widać z powyższych rysunków lokalizacja systemu fotowoltaicznego na niższym dachu ma uzasadnienie, ponieważ (przy zachowaniu odpowiedniego dystansu od ściany budynku głównego) w okresie od równonocy wiosennej do równonocy jesiennej nie występuje w tym miejscu zacienienie. Również w okresie zimowym zlokalizowany tu system PV może pracować każdego dnia w godzinach przedpołudniowych. Celowe jest również (o ile to będzie możliwe) wykorzystanie całej powierzchni tego dachu pod budowę systemu PV.

Metodologia działań oraz analizy wyników symulacji w programie PVSYST, jak również opisy tabel wynikowych są identyczne jak w pierwszym omawianym przypadku (ul. Grodzka) i dlatego opisy te nie będą tu powtarzane.

Źródło danych pog Rok	Satellite					Satellite					Satellite					Satellite					Satellite				
	1996					1997					1998					1999					2000				
	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf
	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day
Styczeń	25,6	518	516	0,799	0,96	32,6	765	762	0,82	1,41	26,6	531	529	0,782	0,98	40,8	1092	1087	0,795	2,01	23,7	465	463	0,793	0,86
Luty	46,6	951	947	0,863	1,88	38,8	744	741	0,85	1,52	40,3	786	782	0,852	1,61	27,9	422	421	0,821	0,86	36,8	678	676	0,846	1,34
Marzec	76,3	1306	1300	0,847	2,41	79,1	1460	1453	0,852	2,69	77,8	1343	1336	0,849	2,48	78,5	1400	1392	0,846	2,58	67,4	1141	1136	0,847	2,11
Kwiecień	113,3	1810	1800	0,827	3,45	90,7	1380	1373	0,827	2,63	109,8	1727	1718	0,836	3,29	104,1	1653	1645	0,835	3,15	130,3	2099	2087	0,832	4,4
Maj	132,9	1864	1854	0,808	3,44	124	1754	1745	0,807	3,24	142,7	1998	1988	0,812	3,69	160,4	2351	2337	0,808	4,33	172,8	2542	2526	0,815	4,68
Czerwiec	154	2107	2096	0,799	4,02	158	2153	2142	0,801	4,1	140,2	1875	1865	0,801	3,57	125,5	1698	1689	0,783	3,24	156	2138	2126	0,801	4,07
Lipiec	138,7	1894	1885	0,794	3,5	136,1	1704	1696	0,791	3,14	118,2	1574	1566	0,791	2,9	152,6	2109	2097	0,791	3,89	121,9	1638	1630	0,79	3,02
Sierpień	122,7	1808	1799	0,795	3,34	135,8	2052	2040	0,799	3,78	131,6	1922	1911	0,803	3,54	127	1896	1886	0,8	3,5	140,4	2128	2116	0,801	3,92
Wrzesień	50,5	730	728	0,79	1,39	91,5	1561	1553	0,817	2,98	80,9	1284	1278	0,808	2,45	112,3	1977	1966	0,826	3,77	86,9	1498	1490	0,818	2,86
Październik	51,1	950	946	0,815	1,76	53	958	954	0,819	1,77	43,3	760	757	0,81	1,41	46	840	837	0,805	1,55	73	1533	1525	0,832	2,83
Listopad	28,5	580	578	0,795	1,11	29,6	616	613	0,803	1,18	26,6	475	473	0,783	0,91	27,1	510	508	0,789	0,97	32,9	724	721	0,798	1,38
Grudzień	24	506	505	0,727	0,94	19,6	354	353	0,725	0,65	21,7	388	387	0,699	0,72	20,8	390	389	0,746	0,72	24,8	537	535	0,724	0,99
Cały rok	964,2	15024	14954	0,805	2,30	978,8	15501	15425	0,809	2,42	959,7	14663	14590	0,802	2,30	1023	16338	16254	0,804	2,50	1066,9	17121	17031	0,808	2,67

Źródło danych pog Rok	wmo12660Iso					Uśrednienie					Uśrednienie				
	1971-1994, 1998-2000					Wszystkie lata z symulacji					Wszystkie lata z symulacji - bez ekstremów				
	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutniv	E_Grid	PR	Yf
	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day
Styczeń	35,9	848	844	0,868	1,56	30,9	703,2	700,2	0,810	1,2967	30,2	665,5	662,8	0,802	1,2275
Luty	44	875	871	0,876	1,79	39,1	742,7	739,7	0,851	1,5000	40,0	770,8	767,5	0,853	1,5650
Marzec	76,2	1299	1293	0,86	2,4	75,9	1324,8	1318,3	0,850	2,4450	77,2	1337,0	1330,3	0,849	2,4675
Kwiecień	102,1	1558	1552	0,848	2,97	108,4	1704,5	1695,8	0,834	3,2483	107,3	1687,0	1678,8	0,833	3,2150
Maj	153,1	2161	2151	0,825	3,99	147,7	2111,7	2100,2	0,813	3,8950	147,3	2093,5	2082,5	0,811	3,8625
Czerwiec	155	2104	2094	0,819	4,01	148,1	2012,5	2002,0	0,801	3,8350	151,3	2056,0	2045,3	0,801	3,9175
Lipiec	156,9	2118	2108	0,797	3,91	135,7	1839,5	1830,3	0,792	3,3933	134,8	1836,3	1827,0	0,792	3,3875
Sierpień	132,6	1935	1925	0,81	3,57	131,7	1956,8	1946,2	0,801	3,6083	131,8	1951,3	1940,5	0,801	3,5975
Wrzesień	92	1487	1480	0,82	2,84	85,7	1422,8	1415,8	0,813	2,7150	87,8	1457,5	1450,3	0,816	2,7825
Październik	58,8	1086	1081	0,85	2,01	54,2	1021,2	1016,7	0,822	1,8883	52,2	958,5	954,5	0,819	1,7725
Listopad	27,2	519	517	0,843	0,99	28,7	570,7	568,3	0,802	1,0900	28,1	556,3	554,0	0,796	1,0625
Grudzień	26,9	590	588	0,843	1,09	23,0	460,8	459,5	0,744	0,8517	22,8	455,3	454,0	0,731	0,8425
Cały rok	1060,7	16580	16504	0,838	2,59	1008,9	15871,2	15793,0	0,811	2,4806	1010,8	15824,8	15747,3	0,808	2,4750

Jak widać z powyższych tabel systemy fotowoltaiczne o łącznej mocy 17,395kWp zainstalowane na dachach budynku biurowego przy ul. Konopnickiej 3 są w stanie rocznie wyprodukować średnio ok 15,83MWh energii elektrycznej (przy uwzględnieniu zacienienia i obrysu horyzontu). Daje to znormalizowaną produkcję energii elektrycznej oddawanej do sieci ok. 903,4 [kWh/kWp/rok]. Należy się jednak liczyć z możliwością sporych odchyłek od wartości średniej w przypadku lat o ekstremalnych warunkach pogodowych. W rozpatrywanych danych pogodowych produkcja energii osiągała wartości **od 14,66 do 17,12 MWh/rok**.

Niewielkie różnice wyników symulacji między programem PVSTSY a portalem PVGIS można tłumaczyć, faktem iż w przypadku PVGIS analizowano odrębnie oba podsystemy tworząc dla każdego z nich szczegółowy obrys horyzontu.

Pawilon handlowy „Piast” przy ul. Nawojowskiej 3

Widok budynku z programie Google Earth:



Porównanie zdjęć pawilonu z Google Earth z dokumentacją przekazaną przez Spółdzielnię ujawniło duże różnice w kształcie i wymiarach dachu budynku. W analizie posłużono się wymiarami z dokumentacji (ponieważ wykazywała ona mniejszą powierzchnię dachu), jednak Autor zaleca przeprowadzenie weryfikacji dokumentacji poprzez dokonanie dokładnego obmiaru dachu pawilonu.

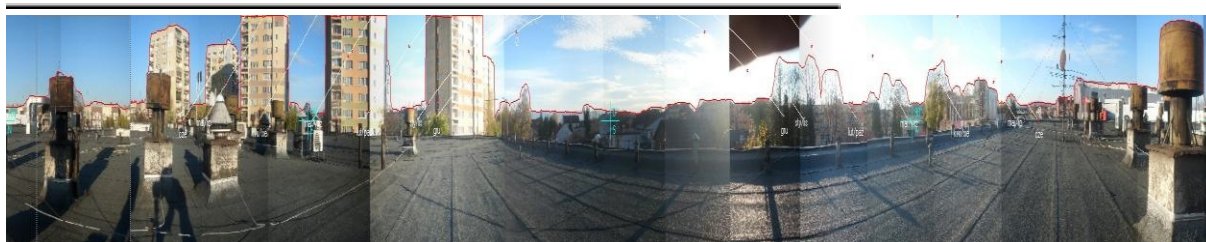
Charakterystyka dachu na podstawie widoku Google Earth, dokumentacji dostarczonej przez Spółdzielnię oraz wizji lokalnej na miejscu:

Dach płaski z pokryciem papowym. Kształt prostokątny (55x36m) z niezabudowanym dziedzińcem (42x12m) w części środkowej dachu. Dłuższy bok dachu wskazuje azymut 224° , czyli jest odchylony o 44° na zachód od kierunku południowego. Na dachu występuje wiele elementów wentylacyjnych (kominy stalowe i murowane), dlatego lokalizację poszczególnych modułów fotowoltaicznych (lub ich zestawów) trzeba będzie ustalać indywidualnie, unikając zbyt dużego wpływu zacienienia.

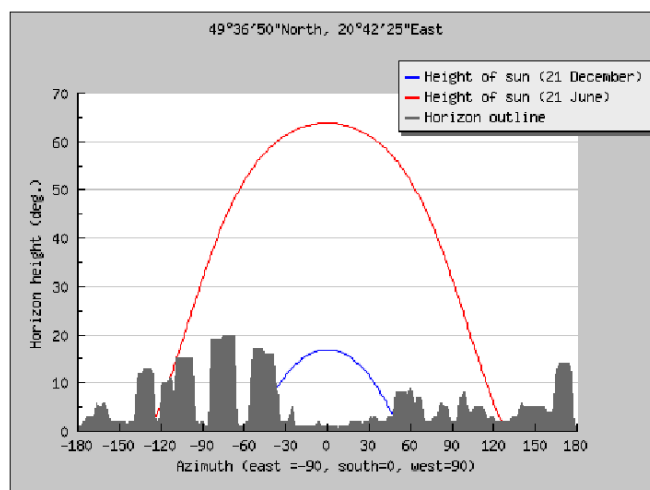
Ze zgromadzonej w czasie wizji lokalnej dachu dokumentacji fotograficznej przygotowano panoramę 360° , na podstawie której stworzono obrys horyzontu dla tej lokalizacji.

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Widok panoramy z dachu pawilonu „Piast”:



Obrys horyzontu widziany z dachu pawilonu na tle trajektorii słonecznych dla przesilenia letniego i zimowego:



Analiza obrysu horyzontu wykazała, że optymalne ustawienie modułów fotowoltaicznych w tej lokalizacji to azymut 184° (4° na zachód od kierunku południowego) i pochylenie ok. 34° względem powierzchni dachu. Takie ustawienie azymutu mocno koliduje z geometrią budynku i układem kominów na dachu, dlatego Autor sugeruje zastosowanie układu montażu paneli PV zgodnego z południowo-zachodnią fasadą budynku (224°) wraz z optymalnym kątem pochylenia paneli dla tego azymutu wynoszącym ok. 29° . Pozwoli to na zamontowanie większej ilości paneli PV, ale spowoduje też spadek znormalizowanej, całorocznej produkcji energii elektrycznej o ok. 4% względem ustawienia optymalnego. Aby osiągnąć łączną moc znamionową jak najbliższą 40kWp (bez przekraczania tej wartości) na dachu należy rozmieścić 163 moduły. Zadanie to nie jest proste (ze względu na elementy infrastruktury technicznej występujące na dachu), ale możliwe do zrealizowania. Propozycję rozmieszczenia modułów na dachu przedstawiono na poniższym rysunku:

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl



Gdyby nie udało się rozplanować rozlokowania modułów PV w sposób przedstawiony na powyższym rysunku Autor proponuje rozważyć stworzenie fotowoltaicznego dachu nad dziedzińcem pawilonu. Przy pełnej zabudowie mógłby on pomieścić ok. 130 modułów (łącznie moc ok 32kWp). Taki dach powinien mieć postać jednej płaszczyzny wystającej ponad powierzchnię główną dachu i opadającej pod kątem ok. 5° w kierunku południowo-zachodnim (zapewni to warunki do samooczyszczania modułów podczas opadu deszczu). Można do jego konstrukcji użyć specjalnych modułów PV (szkło-szkło) przepuszczających częściowo światło, dzięki czemu dziedziniec nie zostanie całkowicie pozbawiony dostępu do światła słonecznego. Trzeba się jednak wtedy liczyć z wyższym kosztem zakupu takich

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

modułów (produkcja zwykle na zamówienie) oraz mniejszą mocą uzyskiwaną z tej powierzchni.

Wyniki symulacji dla obu baz danych pogodowych:

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'50" North, 20°42'25" East, Elevation: 297 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 40.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.1% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.2%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 26.1%

Fixed system: inclination=29 deg., orientation=44 deg. (Optimum at given orientation)					
Month	Ed	Em	Hd	Hm	
Jan	37.00	1150	1.14	35.2	
Feb	59.60	1670	1.87	52.2	
Mar	92.20	2860	2.97	92.2	
Apr	114.00	3420	3.88	116	
May	134.00	4160	4.88	145	
Jun	131.00	3920	4.60	138	
Jul	138.00	4280	4.91	152	
Aug	122.00	3790	4.32	134	
Sep	95.30	2860	3.24	97.2	
Oct	76.20	2360	2.50	77.4	
Nov	39.30	1180	1.25	37.6	
Dec	29.30	907	0.90	28.0	
Year	89.20	2710	3.03	92.1	
Total for year		32800		1110	

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'50" North, 20°42'25" East, Elevation: 297 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 40.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.3% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.1%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 26.1%

Fixed system: inclination=30 deg., orientation=44 deg. (Optimum at given orientation)					
Month	Ed	Em	Hd	Hm	
Jan	36.20	1120	1.11	34.5	
Feb	57.30	1660	1.80	50.3	
Mar	103.00	3190	3.32	103	
Apr	136.00	4070	4.60	138	
May	147.00	4560	5.12	159	
Jun	144.00	4320	5.06	152	
Jul	139.00	4290	4.93	153	
Aug	139.00	4300	4.89	152	
Sep	106.00	3170	3.59	108	
Oct	74.80	2320	2.45	76.0	
Nov	42.90	1290	1.36	40.9	
Dec	36.40	1130	1.13	35.1	
Year	96.90	2950	3.29	100	
Total for year		35400		1200	

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Potencjał produkcji energii elektrycznej w systemie fotowoltaicznym o mocy ok 40kWp zainstalowanym na dachu pawilonu handlowego przy ul. Nawojowskiej 3 wynosi w zależności od użytej bazy danych pogodowych od 32,6 do 35,4 MWh/rok (średnio 34MWh/rok).

Symulacja w programie PVSYS

Na potrzeby symulacji w programie PVSYS zbudowano model instalacji fotowoltaicznej zgodny z zamieszczonym wcześniej opisem. Użyto łącznie 163 modułów YL245P-29b (Yingli Green Energy) połączonych w osiem szeregów (po 21 lub 20 szt.). Zastosowano układ 17 równoległych rzędów z odstępami 3m. Przy takim układzie zdecydowano się obniżyć kąt pochylenia modułów do 23° co zmniejszyło efekt wzajemnego zacieniania. Moduły podpięto do dwóch falowników SMA Sunny TriPower STP17000TL w następującym układzie:

Pierwszy falownik wejście A : 3 szeregi (równoległe) po 21 modułów

Pierwszy falownik wejście B : 1 szereg 20 modułów

Drugi falownik wejście A : 3 szeregi (równoległe) po 20 modułów

Drugi falownik wejście B : 1 szereg 20 modułów

Do symulacji użyto obrysu horyzontu opracowanego na podstawie dokumentacji fotograficznej zebranej podczas wizji lokalnej. Przy analizie warunków chłodzenia modułów PV przez wiatr przyjęto wariant „częściowej integracji z budynkiem” ze szczeliną powietrzną za modułami umożliwiającą ich chłodzenie. Ze względu na pokrycie dachu papą przyjęto współczynnik charakteryzujący odbicie światła słonecznego od przedpola instalacji (Albedo) na bardzo niskim poziomie równym 0,09. Do określenia strat w przewodach przyjęto, że szeregi modułów połączone są z falownikiem przewodami o długości 30m i przekroju 4mm^2 , a falowniki podpięte są do instalacji elektrycznej budynku przewodami o długości 20m i przekroju 6mm^2 .

Metodologia działań oraz analizy wyników symulacji w programie PVSYST, jak również opisy tabel wynikowych są identyczne jak w pierwszym omawianym przypadku (ul. Grodzka) i dlatego opisy te nie będą tu powtarzane.

Źródło danych pog. Rok	Satellight 1996					Satellight 1997					Satellight 1998					Satellight 1999					Satellight 2000				
	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf
	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day
Styczeń	25,6	1170	1165	0,885	0,94	32,6	1636	1628	0,896	1,31	26,6	1222	1217	0,881	0,98	40,8	2294	2279	0,889	1,84	23,7	1064	1060	0,878	0,86
Luty	46,6	2070	2057	0,899	1,78	38,8	1643	1634	0,891	1,46	40,3	1760	1749	0,896	1,56	27,9	1018	1015	0,883	0,91	36,8	1538	1531	0,89	1,32
Marzec	76,3	3036	3016	0,888	2,44	79,1	3292	3269	0,89	2,64	77,8	3086	3064	0,884	2,47	78,5	3171	3147	0,882	2,54	67,4	2654	2637	0,89	2,13
Kwiecień	113,3	4199	4162	0,852	3,47	90,7	3278	3255	0,862	2,72	109,8	4045	4012	0,862	3,35	104,1	3847	3816	0,865	3,19	130,3	4835	4791	0,854	4
Maj	132,9	4477	4443	0,838	3,59	124	4202	4169	0,838	3,37	142,7	4805	4765	0,838	3,85	160,4	5634	5581	0,83	4,51	172,8	5976	5919	0,835	4,78
Czerwiec	154	5104	5061	0,825	4,22	158	5233	5190	0,827	4,33	140,2	4562	4525	0,828	3,78	125,5	4127	4091	0,81	3,41	156	5172	5128	0,825	4,28
Lipiec	138,7	4613	4578	0,823	3,7	126,1	4166	4136	0,823	3,34	118,2	3829	3801	0,821	3,07	152,6	5107	5063	0,816	4,09	121,9	3982	3953	0,823	3,19
Sierpień	122,7	4274	4241	0,823	3,43	135,8	4825	4785	0,824	3,87	131,6	4576	4539	0,827	3,67	127	4507	4472	0,828	3,61	140,4	4981	4939	0,825	3,99
Wrzesień	50,5	1807	1798	0,842	1,5	91,5	3571	3543	0,849	2,96	80,9	2985	2965	0,84	2,47	112,3	4467	4430	0,853	3,27	86,9	3428	3402	0,85	2,84
Październik	51,1	2145	2132	0,86	1,72	53	2154	2142	0,863	1,73	43,3	1745	1736	0,858	1,4	46	1905	1894	0,851	1,53	73	3346	3322	0,87	2,69
Listopad	28,5	1277	1271	0,857	1,06	29,6	1347	1340	0,862	1,12	26,6	1085	1081	0,847	0,9	27,1	1152	1146	0,85	0,96	32,9	1563	1555	0,862	1,3
Grudzień	24	1195	1190	0,878	0,96	19,6	864	862	0,872	0,7	21,7	976	973	0,871	0,79	20,8	926	923	0,873	0,73	24,8	1254	1248	0,873	1,01
Cały rok	964,2	35367	35114	0,856	2,40	978,8	36211	35953	0,858	2,46	959,7	34676	34427	0,854	2,36	1023	38155	37857	0,852	2,59	1066,9	39793	39485	0,856	2,70

Źródło danych pog. Rok	wmo126600iso 1971-1994, 1998-2000					Uśrednienie Wszystkie lata z symulacji					Uśrednienie Wszystkie lata z symulacji - bez ekstremów				
	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf
	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day
Styczeń	35,9	1838	1825	0,905	1,47	30,9	1537,3	1529,0	0,889	1,2333	30,2	1466,5	1458,8	0,888	1,1750
Luty	44	1924	1911	0,903	1,71	39,1	1658,8	1649,5	0,894	1,4567	40,0	1716,3	1706,3	0,894	1,5125
Marzec	76,2	2946	2927	0,886	2,36	75,9	3030,8	3010,0	0,887	2,4300	77,2	3059,8	3038,5	0,887	2,4525
Kwiecień	102,1	3669	3646	0,876	3,04	108,4	3978,8	3947,0	0,862	3,2950	107,3	3940,0	3909,0	0,861	3,2625
Maj	153,1	5130	5092	0,847	4,11	147,7	5037,3	4994,8	0,838	4,0350	147,3	5011,5	4970,3	0,837	4,0150
Czerwiec	155	4988	4952	0,843	4,13	148,1	4864,3	4824,5	0,826	4,0250	151,3	4956,5	4916,5	0,826	4,1025
Lipiec	156,9	5037	5000	0,82	4,04	135,7	4455,7	4421,8	0,821	3,5717	134,8	4449,5	4416,8	0,822	3,5675
Sierpień	132,6	4477	4444	0,83	3,59	131,7	4606,7	4570,0	0,826	3,6933	131,8	4596,3	4560,0	0,826	3,6850
Wrzesień	92	3354	3329	0,841	2,78	85,7	3268,7	3244,5	0,846	2,7083	87,8	3334,5	3309,8	0,846	2,7625
Październik	58,8	2493	2477	0,879	2	54,2	2298,0	2283,8	0,864	1,8450	52,2	2174,3	2161,3	0,863	1,7450
Listopad	27,2	1194	1188	0,885	0,99	28,7	1269,7	1263,5	0,861	1,0550	28,1	1242,5	1236,3	0,858	1,0325
Grudzień	26,9	1342	1335	0,902	1,08	23,0	1092,8	1088,5	0,878	0,8817	22,8	1087,8	1083,5	0,874	0,8775
Cały rok	1060,7	38392	38126	0,868	2,61	1008,9	37099,0	36827,0	0,858	2,5192	1010,8	37035,3	36766,8	0,857	2,5158

Jak widać z powyższych tabel systemy fotowoltaiczne o łącznej mocy 39,935kWp zainstalowane na dachu pawilonu „Piast” przy ul. Nawojowskiej są w stanie rocznie wyprodukować średnio ok **37,04MWh** energii elektrycznej (przy uwzględnieniu obrysu horyzontu). Daje to znormalizowaną produkcję energii elektrycznej oddawanej do sieci ok. **918,3 [kWh/kWp/rok]**. Należy się jednak liczyć z możliwością sporych odchyłek od wartości średniej w przypadku lat o ekstremalnych warunkach pogodowych. W rozpatrywanych danych pogodowych produkcja energii osiągała wartości **od 34,68 do 39,79 MWh/rok**.

Lepsze wyniki symulacji uzyskiwane w programie PVSYST (względem PVGIS) mogą wynikać ze zmienionego kąta pochylenia paneli fotowoltaicznych oraz lepszych algorytmów analizy przestrzennych (wielorzędowych) instalacji PV.

Pawilon Handlowy przy ul. Kr. Jadwigi 31

Widok budynku z programie Google Earth:



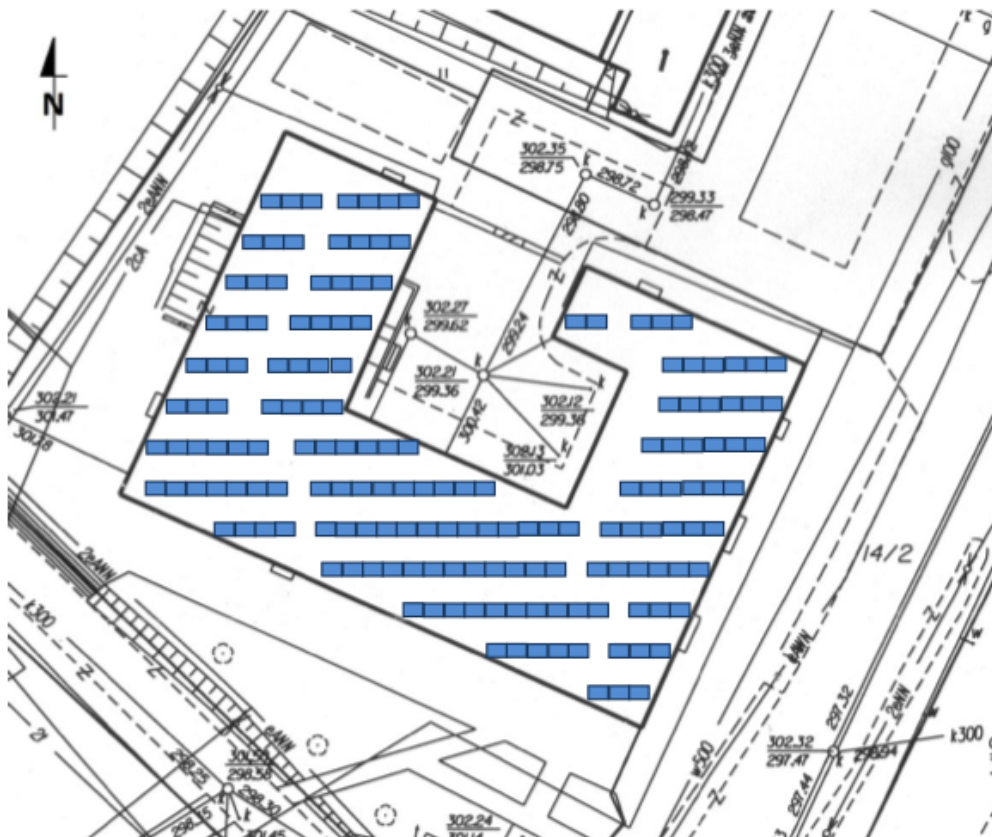
Charakterystyka dachu na podstawie widoku Google Earth oraz dokumentacji dostarczonej przez Spółdzielnię:

Dach płaski z pokryciem papowym. Kształt prostokątny (43x30m) z niezabudowanym dziedzińcem (18x11m) w części środkowej dachu. Krótszy bok dachu wskazuje azymut 204° , czyli jest odchylony o 24° na zachód od kierunku południowego. Na dachu występują elementy wentylacyjne, dlatego lokalizację poszczególnych modułów fotowoltaicznych (lub ich zestawów) trzeba będzie ustalać indywidualnie, unikając zbyt dużego wpływu zacienienia. Niemniej jednak układ dachu pozwala na dość swobodne planowanie rozmieszczenia modułów PV. W związku z tym Autor proponuje przyjęcie optymalnego azymutu dla paneli PV (kierunek południowy) i odpowiadającego mu kąta pochylenia ok. 36° względem płaszczyzny dachu. W czasie wizji lokalnej nie udało się wejść na dach w celu stworzenia obrysu horyzontu, dlatego wszystkie wyliczenia będą dokonywane dla warunków „czystego horyzontu”. Może to wprowadzać pewne przekłamania (zwiększona produkcja energii elektrycznej), ponieważ w rzeczywistości należy się spodziewać wpływu zacienienia od dwóch bloków mieszkalnych zlokalizowanych na południowy-zachód od pawilonu.

Przy powyższych założeniach na dachu można rozlokować (z zachowaniem wymaganych odstępów i przejść technicznych) ok 163 modułów o łącznej mocy 40kWp, w układzie rzędowym zorientowanym na kierunek geograficznego południa. Oczywiście elementy infrastruktury technicznej istniejące na dachu mogą wymusić pewne zmiany zaproponowanego układu, ale zmiany te nie powinny być zbyt duże. Podobnie jak w przypadku pawilonu „Piast” tutaj też istnieje możliwość budowy fotowoltaicznego dachu nad dziedzińcem pawilonu. Mógłby on pomieścić ok 120 modułów o łącznej mocy ok. 29,4 kWp.

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Propozycję rozmieszczenia modułów PV na dachu przedstawiono na poniższym rysunku:



Wyniki symulacji dla obu baz danych pogodych:

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'46" North, 20°42'35" East, Elevation: 300 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 40.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.2% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 25.9%

Fixed system: inclination=36 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)					
Month	Ed	Em	Hd	Hm	
Jan	46.10	1430	1.39	43.1	
Feb	70.60	1980	2.20	61.5	
Mar	101.00	3130	3.27	101	
Apr	118.00	3540	4.03	121	
May	134.00	4140	4.68	145	
Jun	128.00	3850	4.53	136	
Jul	137.00	4230	4.87	151	
Aug	125.00	3870	4.42	137	
Sep	102.00	3060	3.48	105	
Oct	87.60	2720	2.87	89.0	
Nov	48.60	1460	1.53	45.8	
Dec	36.40	1130	1.10	34.2	
Year	94.60	2880	3.20	97.4	
Total for year		34500		1170	

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 49°36'46" North, 20°42'35" East, Elevation: 300 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 40.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.3% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.9%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 25.9%

Fixed system: inclination=36 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)					
Month	Ed	Em	Hd	Hm	
Jan	44.30	1370	1.34	41.5	
Feb	66.60	1860	2.08	58.2	
Mar	113.00	3510	3.66	114	
Apr	142.00	4260	4.84	145	
May	147.00	4570	5.15	160	
Jun	142.00	4260	5.01	150	
Jul	138.00	4260	4.91	152	
Aug	143.00	4440	5.06	157	
Sep	114.00	3410	3.88	117	
Oct	85.70	2680	2.81	87.0	
Nov	53.40	1600	1.68	50.3	
Dec	43.60	1350	1.33	41.2	
Year	103.00	3130	3.49	106	
Total for year		37600		1270	

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)
Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Centrum Inteligentnych Systemów Informatycznych Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków
budynek C-2 pokój 426 tel.: 12 617 44 53 www.isi.agh.edu.pl isi@agh.edu.pl

Potencjał produkcji energii elektrycznej w systemie fotowoltaicznym o mocy ok 40kWp zainstalowanym na dachu pawilonu handlowego przy ul. Kr. Jadwigi 31 wynosi w zależności od użytej bazy danych pogodowych od 34,5 do 37,6 MWh/rok (średnio 36,05MWh/rok).

Symulacja w programie PVSYST

Na potrzeby symulacji w programie PVSYST zbudowano model instalacji fotowoltaicznej zgodny z zamieszczonym wcześniej opisem. Użyto łącznie 163 modułów YL245P-29b (Yingli Green Energy) połączonych w osiem szeregów (po 21 lub 20 szt.). Ze względu na nieregularny kształt dachu (dziedziniec) w symulacji zastosowano układ 10 równoległych rzędów z odstępami 3m. Przy takim układzie zdecydowano się obniżyć kąt pochylenia modułów do 29° co zmniejszyło efekt wzajemnego zacieniania. Moduły podpięto do dwóch falowników SMA Sunny TriPower STP17000TL w następującym układzie:

Pierwszy falownik wejście A : 3 szeregi (równoległe) po 21 modułów

Pierwszy falownik wejście B : 1 szereg 20 modułów

Drugi falownik wejście A : 3 szeregi (równoległe) po 20 modułów

Drugi falownik wejście B : 1 szereg 20 modułów

Ze względu na brak danych do symulacji przyjęto warunki „czystego horyzontu”. Przy analizie warunków chłodzenia modułów PV przez wiatr przyjęto wariant „częściowej integracji z budynkiem” ze szczeliną powietrzną za modułami umożliwiającą ich chłodzenie. Ze względu na pokrycie dachu papą przyjęto współczynnik charakteryzujący odbicie światła słonecznego od przedpoła instalacji (Albedo) na bardzo niskim poziomie równym 0,09. Do określenia strat w przewodach przyjęto, że szeregi modułów połączone są z falownikiem przewodami o długości 30m i przekroju 4mm², a falowniki podpięte są do instalacji elektrycznej budynku przewodem o długości 20m i przekroju 6mm².

Metodologia działań oraz analizy wyników symulacji w programie PVSYST, jak również opisy tabel wynikowych są identyczne jak w pierwszym omawianym przypadku (ul. Grodzka) i dlatego opisy te nie będą tu powtarzane.

Źródło danych pogod. Rok	Satellitlight 1996					Satellitlight 1997					Satellitlight 1998					Satellitlight 1999					Satellitlight 2000				
	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutlnv	E_Grid	PR	Yf
	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day
Styczeń	25,6	1398	1391	0,911	1,12	32,6	2065	2053	0,924	1,66	26,6	1461	1454	0,91	1,17	40,8	3046	3021	0,921	2,44	23,7	1249	1244	0,905	1,47
Luty	46,6	2406	2390	0,922	2,06	38,8	1898	1886	0,911	1,69	40,3	1974	1960	0,911	1,75	27,9	1085	1082	0,895	0,97	36,8	1713	1703	0,91	1,47
Marzec	76,3	3217	3193	0,89	2,58	79,1	3616	3587	0,895	2,9	77,8	3308	3282	0,89	2,65	78,5	3466	3437	0,886	2,78	67,4	2825	2805	0,892	2,27
Kwiecień	113,3	4385	4344	0,851	3,63	90,7	3383	3358	0,862	2,8	109,8	4189	4152	0,862	3,47	104,1	4049	4014	0,865	3,35	130,3	5087	5037	0,853	4,2
Maj	132,9	4558	4521	0,836	3,65	124	4296	4260	0,836	3,44	142,7	4853	4811	0,837	3,89	160,4	5597	5542	0,828	4,48	172,8	6158	6096	0,834	4,92
Czerwiec	154	5091	5046	0,823	4,21	158	5204	5159	0,825	4,31	140,2	4552	4514	0,826	3,77	125,5	4096	4060	0,808	3,39	156	5163	5117	0,824	4,27
Lipiec	138,7	4580	4543	0,821	3,67	126,1	4141	4110	0,821	3,32	118,2	3849	3820	0,82	3,09	152,6	5065	5020	0,814	4,05	121,9	4013	3983	0,821	3,22
Sierpień	122,7	4379	4343	0,821	3,51	135,8	4994	4890	0,822	3,95	131,6	4617	4578	0,826	3,7	127	4561	4523	0,826	3,65	140,4	5130	5084	0,823	4,11
Wrzesień	50,5	1796	1787	0,844	1,49	91,5	3808	3775	0,85	3,13	80,9	3141	3117	0,842	2,6	112,3	4792	4749	0,854	3,96	86,9	3650	3620	0,853	3,02
Październik	51,1	2383	2366	0,872	1,91	53	2421	2405	0,874	1,94	43,3	1924	1912	0,875	1,55	46	2118	2104	0,869	1,7	73	3815	3784	0,884	3,06
Listopad	28,5	1536	1527	0,889	1,27	29,6	1614	1604	0,89	1,34	26,6	1256	1250	0,888	1,04	27,1	1333	1325	0,876	1,11	32,9	1933	1921	0,898	1,6
Grudzień	24	1505	1497	0,905	1,21	19,6	1041	1037	0,895	0,84	21,7	1188	1183	0,897	0,96	20,8	1117	1112	0,897	0,9	24,8	1600	1591	0,902	1,29
Cały rok	964,2	37234	36948	0,865	2,53	978,8	38421	38124	0,867	2,61	959,7	36312	36033	0,865	2,47	1023	40325	39989	0,862	2,73	1066,9	42336	41985	0,867	2,87

Źródło danych pog Rok	wmo126600iso					Uśrednienie					Uśrednienie				
	1971-1994, 1998-2000					Wszystkie lata z symulacji					Wszystkie lata z symulacji - bez ekstremów				
	GlobHor	EOutInv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutInv	E_Grid	PR	Yf	GlobHor	EOutInv	E_Grid	PR	Yf
kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	kWh/m ²	kWh	kWh		kWh/kWp/day	
Styczeń	35,9	2140	2122	0,912	1,71	30,9	1893,2	1880,8	0,914	1,5167	30,2	1766,0	1755,0	0,914	1,4150
Luty	44	2191	2175	0,915	1,95	39,1	1877,8	1866,0	0,911	1,6483	40,0	1944,0	1931,0	0,912	1,7150
Marzec	76,2	3223	3199	0,896	2,58	75,9	3275,8	3250,5	0,892	2,6267	77,2	3303,5	3277,8	0,892	2,6475
Kwiecień	102,1	3813	3788	0,885	3,16	108,4	4151,0	4115,5	0,863	3,4350	107,3	4109,0	4074,5	0,861	3,4025
Maj	153,1	5230	5189	0,853	4,19	147,7	5115,3	5069,8	0,837	4,0950	147,3	5059,5	5015,8	0,836	4,0525
Czerwiec	155	5140	5102	0,849	4,26	148,1	4874,3	4833,0	0,826	4,0350	151,3	4986,5	4944,8	0,825	4,1275
Lipiec	156,9	5138	5099	0,825	4,12	135,7	4464,3	4429,2	0,820	3,5783	134,8	4449,8	4414,0	0,821	3,5650
Sierpień	132,6	4737	4700	0,837	3,8	131,7	4726,3	4686,3	0,826	3,7867	131,8	4712,3	4672,8	0,824	3,7750
Wrzesień	92	3678	3649	0,849	3,05	85,7	3477,5	3449,5	0,849	2,8783	87,8	3569,3	3540,3	0,849	2,9550
Październik	58,8	2656	2639	0,889	2,13	54,2	2552,8	2535,0	0,877	2,0483	52,2	2394,5	2378,5	0,876	1,9200
Listopad	27,2	1292	1284	0,895	1,07	28,7	1494,0	1485,2	0,888	1,2383	28,1	1443,8	1435,0	0,889	1,1975
Grudzień	26,9	1512	1503	0,915	1,21	23,0	1327,2	1320,5	0,902	1,0683	22,8	1330,5	1323,8	0,900	1,0700
Cały rok	1060,7	40750	40449	0,877	2,77	1008,9	39229,7	38921,3	0,867	2,6629	1010,8	39068,5	38763,0	0,866	2,6535

Jak widać z powyższych tabel systemy fotowoltaiczne o łącznej mocy 39,935kWp zainstalowane na dachu pawilonu handlowego przy ul. Kr. Jadwigi są w stanie rocznie wyprodukować średnio ok **39,07MWh** energii elektrycznej . Daje to znormalizowaną produkcję energii elektrycznej oddawanej do sieci ok. **967,3 [kWh/kWp/rok]**. Należy się jednak liczyć z możliwością sporych odchyłek od wartości średniej w przypadku lat o ekstremalnych warunkach pogodowych. W rozpatrywanych danych pogodowych produkcja energii osiągała wartości **od 36,31 do 42,34 MWh/rok**.

Lepsze wyniki symulacji uzyskiwane w programie PVSYST (względem PVGIS) mogą wynikać ze zmienionego kąta pochylenia paneli fotowoltaicznych oraz lepszych algorytmów analizy przestrzennych (wielorzędowych) instalacji PV.

Należy również pamiętać, że analiza była prowadzona w warunkach czystego horyzontu, które to warunki odbiegają od rzeczywistości w tej lokalizacji. Po uwzględnieniu zacienienia od budynków mieszkalnych usytuowanych na południowy zachód od pawilonu zmniejszy się (raczej nieznacznie) ilość produkowanej energii elektrycznej.

System monitoringu.

W programie „Prosument” dużo uwagi poświęca się centralnemu systemowi gromadzenia informacji o pracy instalacji odnawialnych źródeł energii. Nie zostały jeszcze sprecyzowane wymagania dotyczące systemu monitoringu online instalacji dofinansowywanych w ramach tego projektu, ale jest niemal pewne że takie wymogi będą wkrótce ogłoszone. Dlatego już na etapie prac koncepcyjnych należy uwzględniać zagadnienia monitoringu energetycznego i pogodowego instalacji fotowoltaicznych. Ze swoich doświadczeń Autor może polecić systemowe rozwiązania firmy SMA. Pozwalają one w bardzo łatwy sposób zbudować elastyczny (możliwy do integracji z różnymi środowiskami programowymi) system monitoringu. Do pomiaru nasłonecznienia, prędkości wiatru, temperatury powietrza i temperatury modułów można użyć urządzenia o nazwie SMA SensorBox (wraz odpowiednim zestawem czujników). Zadanie gromadzenia danych pogodowych z SenesorBox’a oraz danych energetycznych z falowników można powierzyć urządzeniu SMA WebBox. Urządzenie to komunikuje się z elementami instalacji poprzez złącze RS485 lub poprzez Bluetooth, udostępniając je zdalnie w postaci strony WWW. Jednocześnie może przekazywać dane pomiarowe na dedykowany portal (Sunny Portal) gdzie w bardzo łatwy sposób można je wizualizować, przygotowywać raporty i prowadzić statystyczną analizę porównawczą.

Analiza ekonomiczna

Jak już wspomniano wcześniej (ze względu na szacunkowy charakter opracowania) analiza ekonomiczna omawianych inwestycji będzie bardzo pobieżna.

Ponieważ instalacje fotowoltaiczne o mocach do 40kW traktowane są w Ustawie Prawo Energetyczne jako mikroinstalacje OZE, które operator elektroenergetycznego systemu przesyłowego musi podpiąć do swojej sieci na własny koszt, dlatego po stronie kosztów będą tylko wydatki na budowę instalacji PV. Te wydatki (wg raportu Ministerstwa Gospodarki) wynoszą ok. 7500PLN/kWp netto.

Jeśli mikroinstalacja OZE nie jest w posiadaniu osoby fizycznej (rozpatrywany przypadek) to na produkcję w niej energii elektrycznej potrzebna jest koncesja. Jednak w tym przypadku właścicielowi przysługuje ubieganie się o wydanie praw majątkowych w postaci świadectw pochodzenia energii (zielone certyfikaty). Obrót świadectwami pochodzenia odbywa się na Towarowej Giełdzie Energii.

W klasycznym podejściu przedsiębiorca posiadający mikroinstalację uzyskuje dochody ze sprzedaży samej energii (obecnie ok 201 PLN/MWh netto) i ze sprzedaży „zielonych certyfikatów” (obecnie ok 210 PLN/MWh netto). Jednak jeśli wyprodukowaną energię zużywa od razu na własne potrzeby (bez oddawania do sieci) to jego zyskiem jest oszczędność na niezakupionej energii sieciowej. Wg informacji dostarczonej przez Spółdzielnię całkowity koszt zakupu przez nią energii sieciowej (energia + przesył) wynosi ok 544 PLN/MWh netto. Oznacza to że w zależności od przyjętego wariantu za 1 MWh energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej Spółdzielnia może zarabiać (suma wartości certyfikatu i energii) od 410 do 754 PLN netto.

Uwzględniając powyższe oraz przyjmując **najniższą produktywność systemu PV** wyliczoną w poprzednich symulacjach (903kWh/kWp), jak również zakładając budowę instalacji fotowoltaicznych ze środków własnych (bez kredytów bankowych i dofinansowania z programu „Prosument”) można przyjąć, że okres spłaty instalacji wyniesie **od 10,5 do 20 lat**. Rachunki te są tylko przybliżone, ponieważ nie uwzględniają one opłat koncesyjnych, podatków, rzeczywistych kosztów pieniądza (kredyty) oraz poziomu dofinansowania z programu „Prosument”.

Dodatkowym czynnikiem, który może poprawić znacząco ekonomikę przedsięwzięcia jest rodzący się w Polsce rynek certyfikatów efektywności energetycznej („białe certyfikaty”). Jest to premia za poprawę efektywności energetycznej budynków. Instalowanie systemu fotowoltaicznego na budynku z zamiarem zużycia jej na miejscu jest jak najbardziej działaniem wpływającym na poprawę efektywności energetycznej. Aby uczestniczyć w rynku „białych certyfikatów” trzeba będzie przeprowadzić audyt energetyczny budynku przed i po zainstalowaniu systemu PV. Zaoszczędzona energia będzie poświadczana właśnie „białym certyfikatem”. Obecny kurs giełdowy tych certyfikatów wynosi **ok 970PLN/toe (11,63MWh)**. Oznacza to, że na każdej MWh energii wyprodukowanej w systemach PV zainstalowanych na budynkach można zarobić dodatkowo ok . **83PLN**.

Wobec niejasnej sytuacji prawnej, szczegółowej (odrębnej) analizie należy poddać zagadnienie łączenia dwóch źródeł pomocy publicznej przy budowie omawianych instalacji PV. Do pomocy publicznej zalicza się bowiem zarówno dofinansowanie w ramach programu „Prosument”, jak również dochody z handlu certyfikatami (zielonymi i białymi). Choć w chwili obecnej Autor nie znalazł zapisów wykluczających łączenie tych źródeł dofinansowania, to jednak należy się spodziewać iż powstaną one w najbliższej przyszłości. Wtedy trzeba będzie przeprowadzić analizę, która forma pomocy publicznej będzie dla Spółdzielni korzystniejsza.

Uwagi końcowe.

Wszystkie cztery rozpatrywane lokalizacje nadają się pod instalowanie systemów fotowoltaicznych. Jednak ze względu na różnorodne uwarunkowania nasłonecznienia proponowałbym przyjęcie następującej hierarchii łatwości (i końcowej efektywności) budowy systemów PV na poszczególnych budynkach (kolejność o najdogodniejszej do najmniej dogodnej lokalizacji):

1. Pawilon handlowy przy ul. Kr. Jadwigi
2. Pawilon handlowy „Piast” przy ul . Nawojowskiej
3. Budynek biurowy przy ul. M.Konopnickiej
4. Budynek biurowy przy ul. Grodzkiej

Wyliczone okresy zwrotu inwestycji zaczynające się już od 10,5 roku zachęcają do podjęcia prób instalowania systemów PV nawet bez wsparcia w ramach programu „Prosument”. Warunkiem jest jednak to, aby tak zbilansować chwilową produkcję energii, żeby była ona zużywana na miejscu w budynku a nie oddawana do sieci. Oczywiście wsparcie finansowe z programu „Prosument” znacząco skróci okres spłaty nawet przy oddawaniu nadwyżek energii do sieci.

