



Bieszczady -  
stan rozpoznania budowy geologicznej oraz występowania  
wód termalnych

Bieszczady, a odnawialne źródła energii

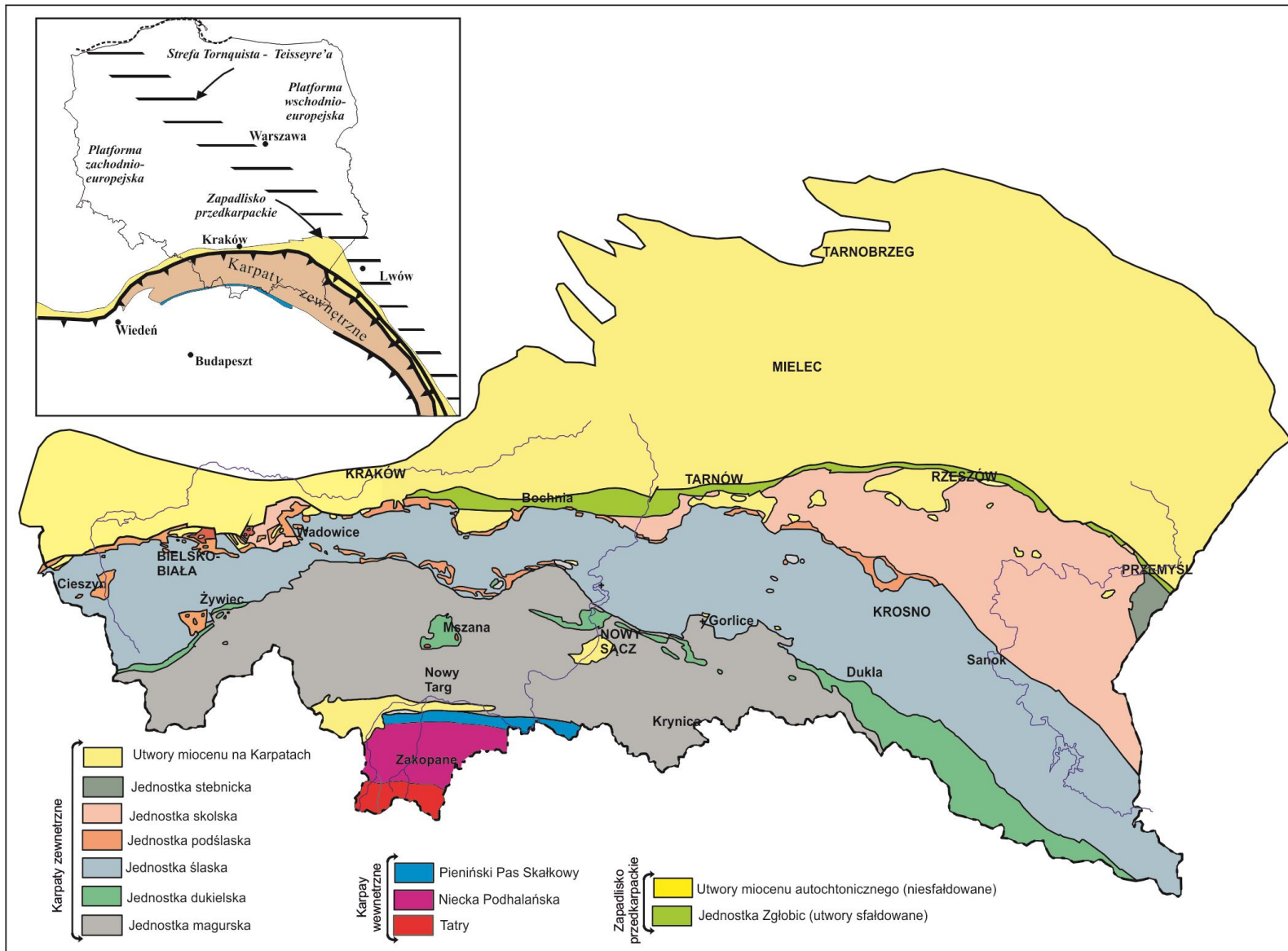


Forum dla Bieszczad on-line  
21 stycznia 2021

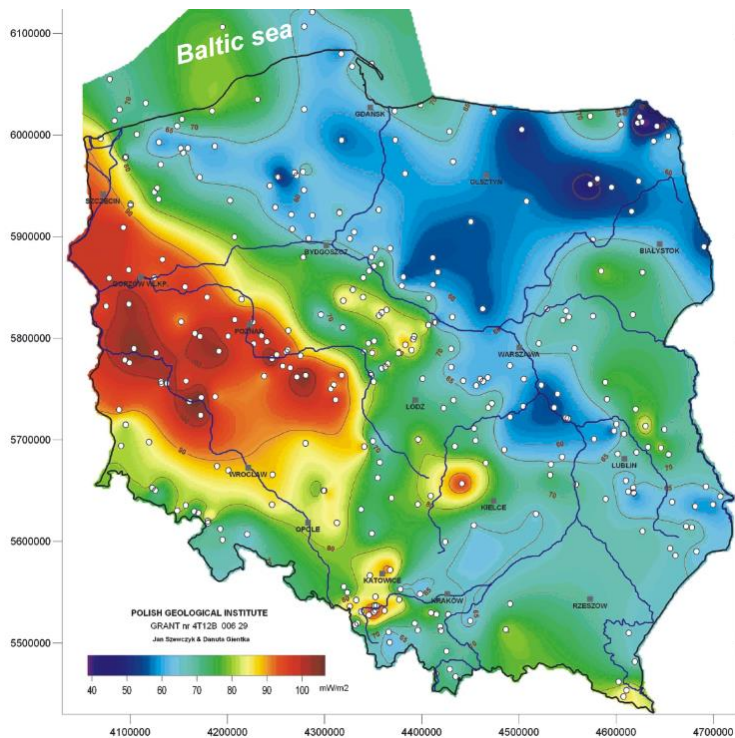


Geotermia, co wiemy na jej temat?  
Jakie jest prawdopodobieństwo odkrycia  
wód termalnych w Bieszczadach ?  
Dotychczasowe projekty zgłoszone do  
wsparcia do NFOŚiGW  
Propozycja dla Bieszczad w zakresie  
wykorzystania odnawialnych źródeł energii

# Budowa geologiczna Bieszczad



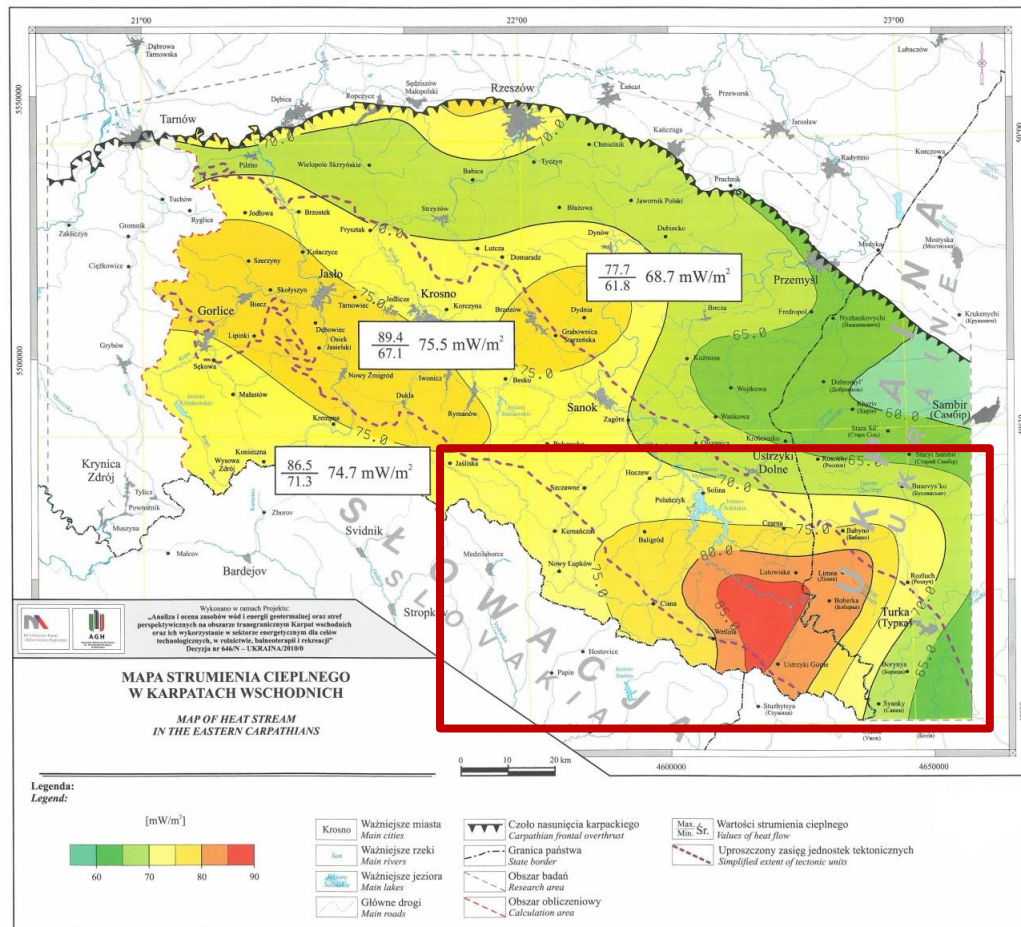
# Potencjał geotermalny w Karpatach Wschodnich



Terrestrial heat flow density in Poland — a new approach

Jan SZEWCZYK and Danuta GIENKA

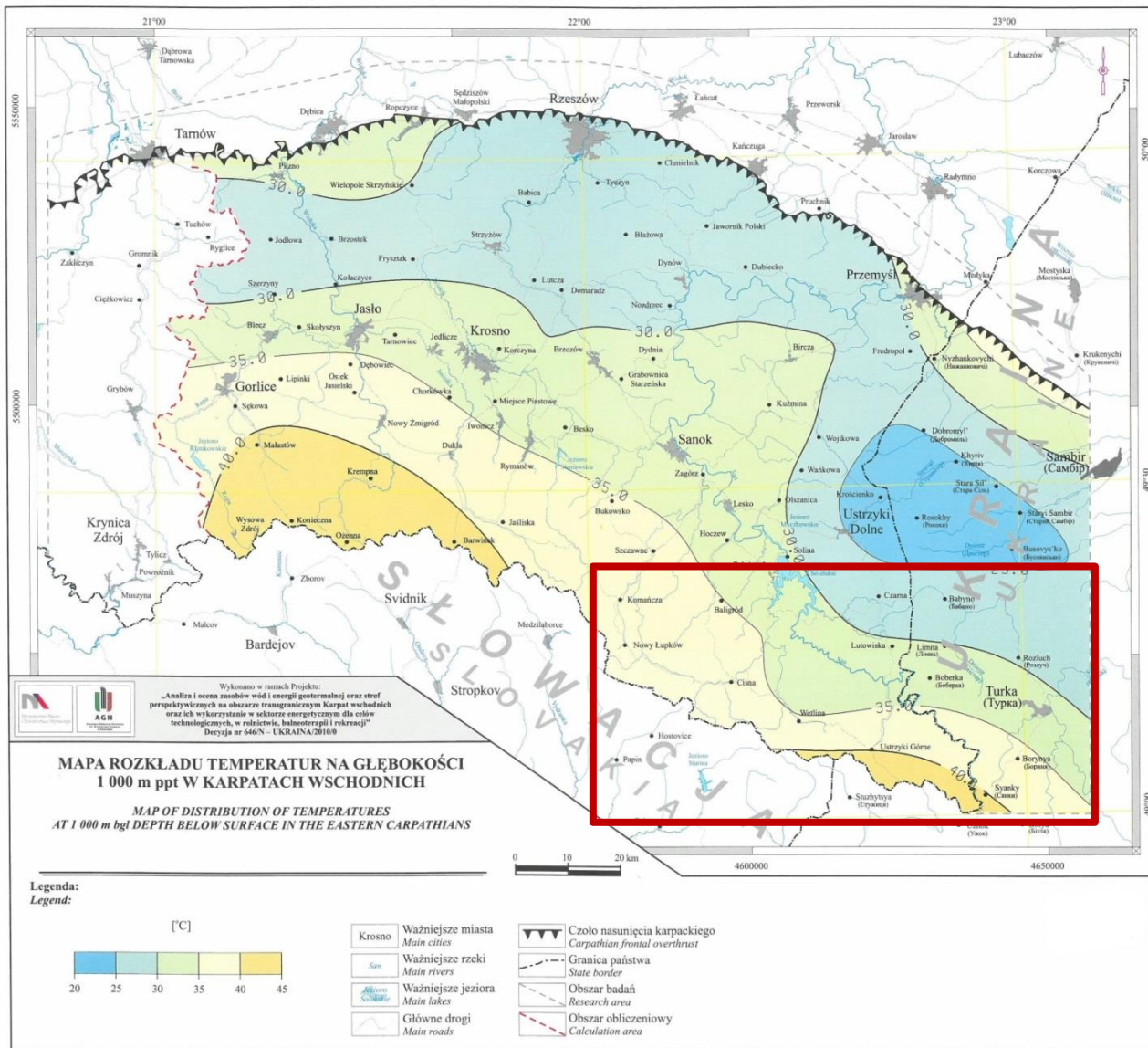
Strumień ciepły Ziemi - liczba ciepła przepływająca w jednostce czasu poprzez jednostkę powierzchni ziemi.



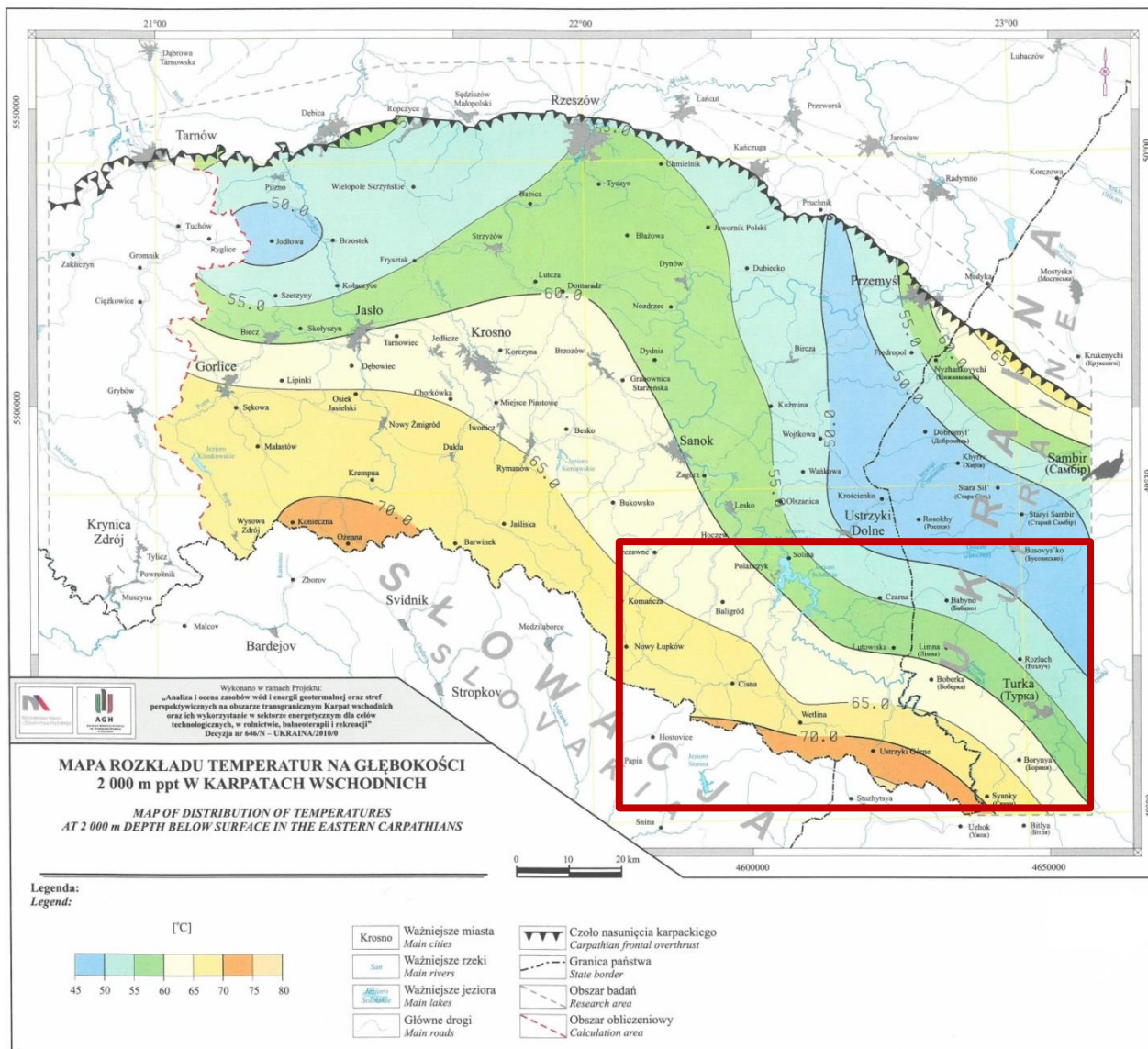
(Górecki (red.), 2013 – Atlas geotermalny Karpat Wschodnich)



# Potencjał geotermalny w Karpatach Wschodnich



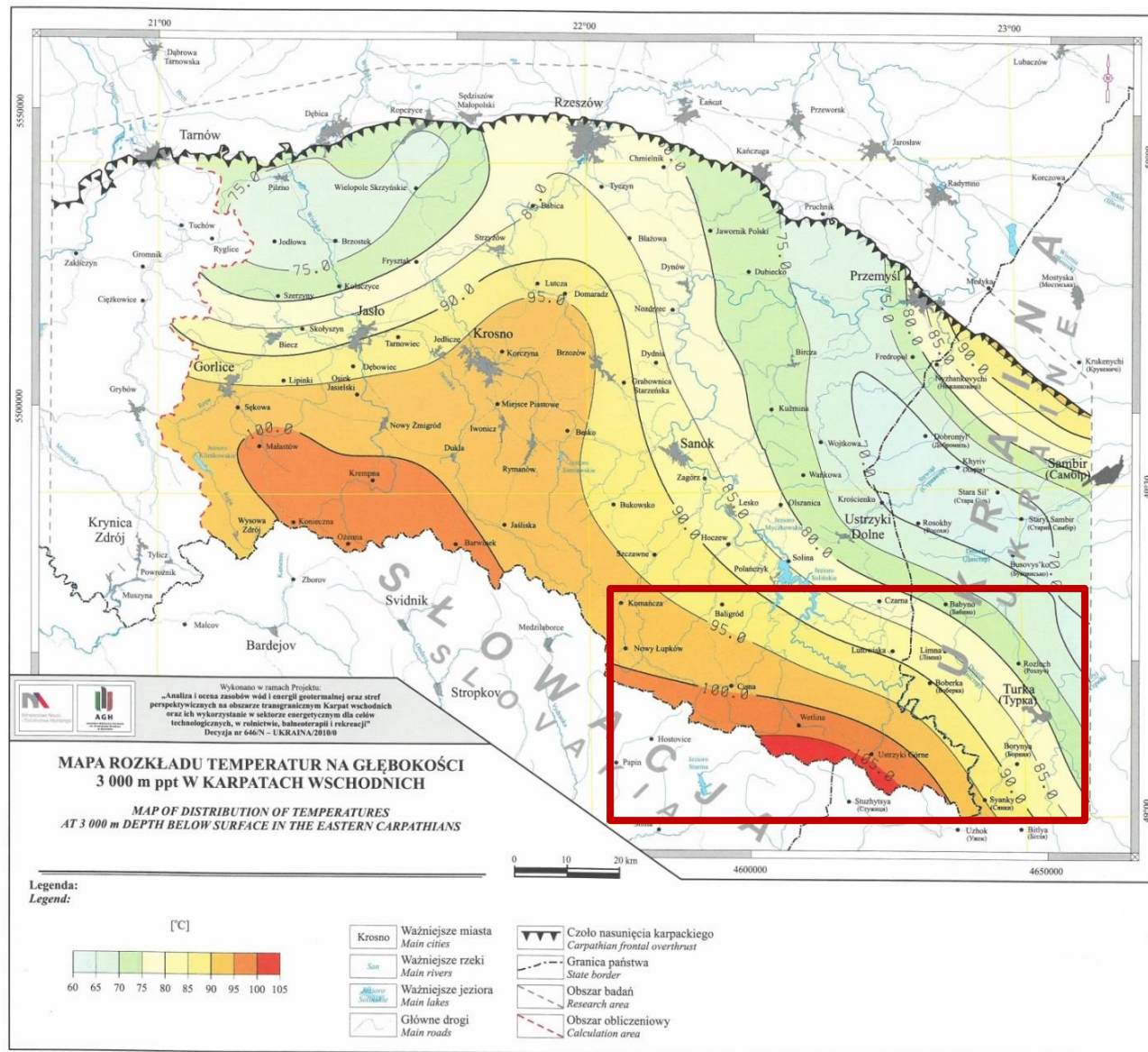
# Potencjał geotermalny w Karpatach Wschodnich



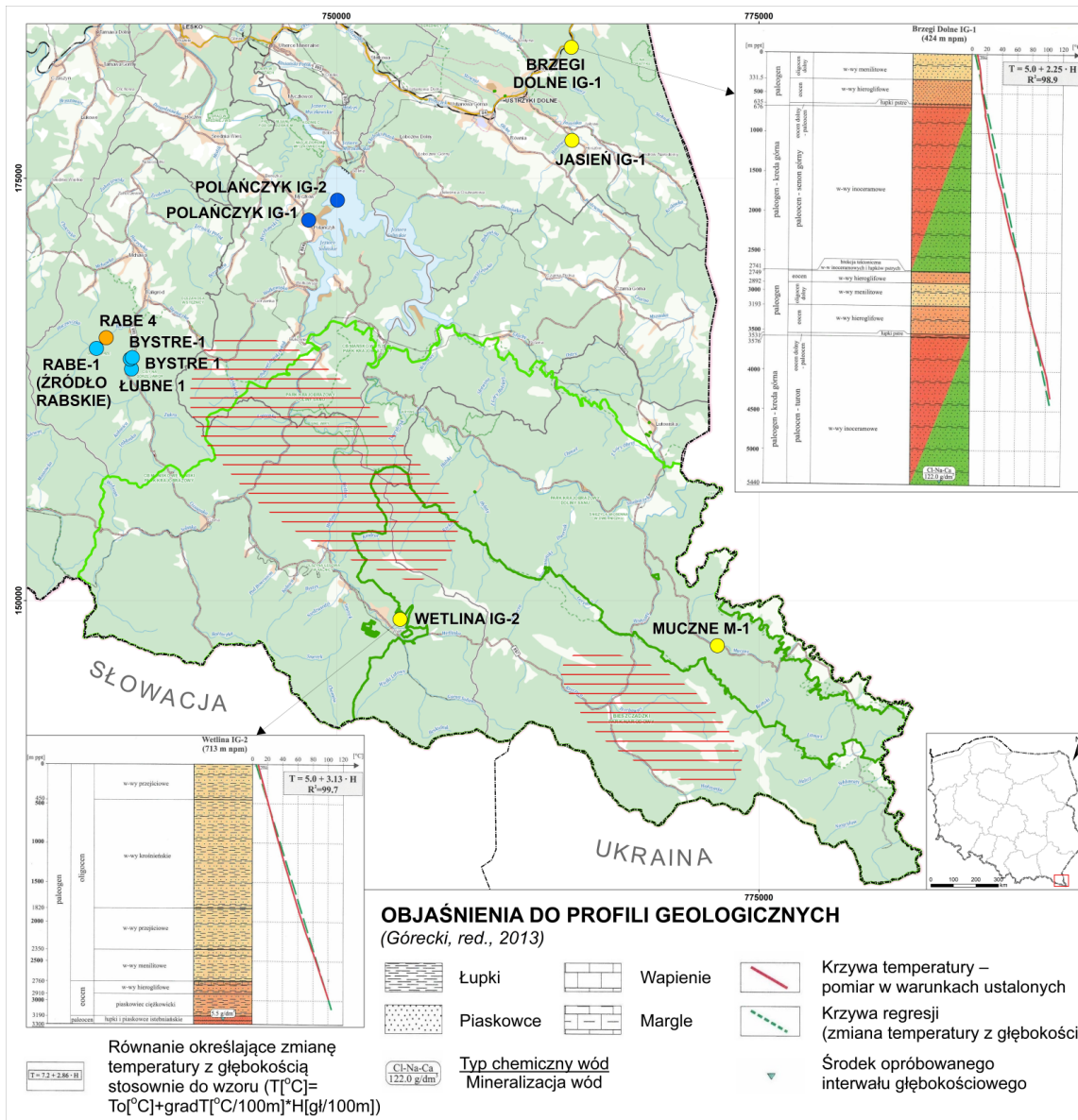
(Górecki (red.), 2013 – Atlas geotermalny Karpat Wschodnich)



# Potencjał geotermalny w Karpatach Wschodnich



# Mapa występowania wód zaliczanych do kopalin w rejonie Bieszczad



## MAPA WYSTĘPOWANIA WÓD ZALICZONYCH DO KOPALIN W REJONIE BIESZCZAD

układ współrzędnych PL-1992  
0 5 10 km



### OBJAŚNIENIA

**Otwory wiertnicze, w których stwierdzono występowanie wód zaliczonych do kopalin<sup>1</sup>**

Temperatura wody pomierzona na wypywie:

- nie pomierzono
- poniżej 10°C
- w przedziale 10-15°C
- w przedziale 15-17°C

- obszary perspektywiczne dla ujmowania wód termalnych<sup>2</sup>

- granica Bieszczadzkiego Parku Narodowego
- granica otuliny Bieszczadzkiego Parku Narodowego

**Jednostki podziału administracyjnego<sup>3</sup>**

- granice gmin
- granice powiatów
- granice państw

Podkład mapowy: BDOO

<sup>1</sup> źródło: Bank Danych Wód Podziemnych Zaliczonych do Kopalin PIG-PIB

<sup>2</sup> źródło: Górecki, red., 2013

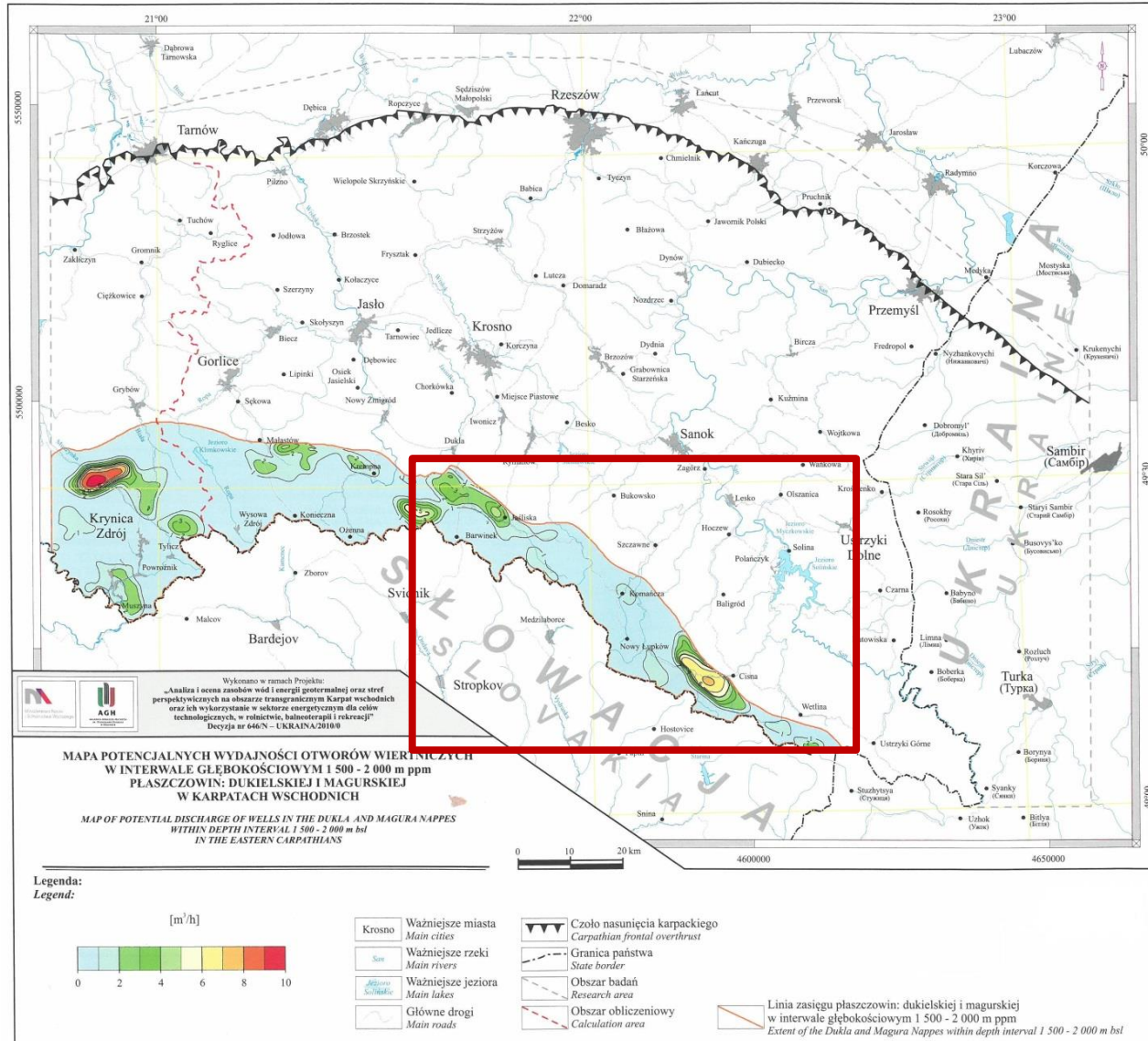
<sup>3</sup> źródło: Państwowy rejestr granic i powierzchni jednostek podziału terytorialnych kraju  
Główny Urząd Geodezji i Kartografii

Opracowano w Zakładzie Geologii Złożowej i Gospodarczej PIG-PIB  
© Copyright by PIG-PIB, Warszawa 2021

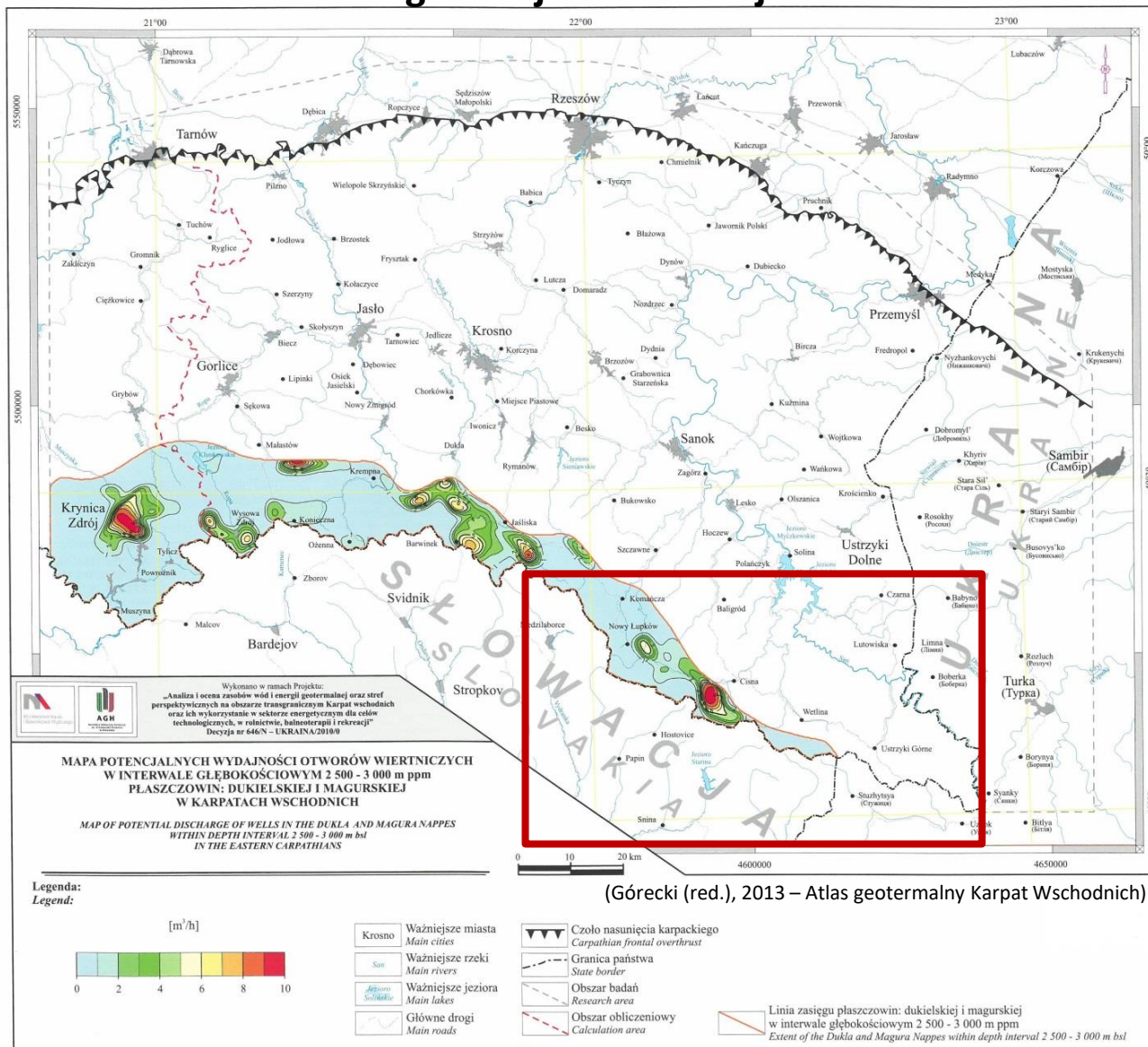




# Potencjalne wydajności otworów wiertniczych (płaszczewin magurskiej i dukielskiej)

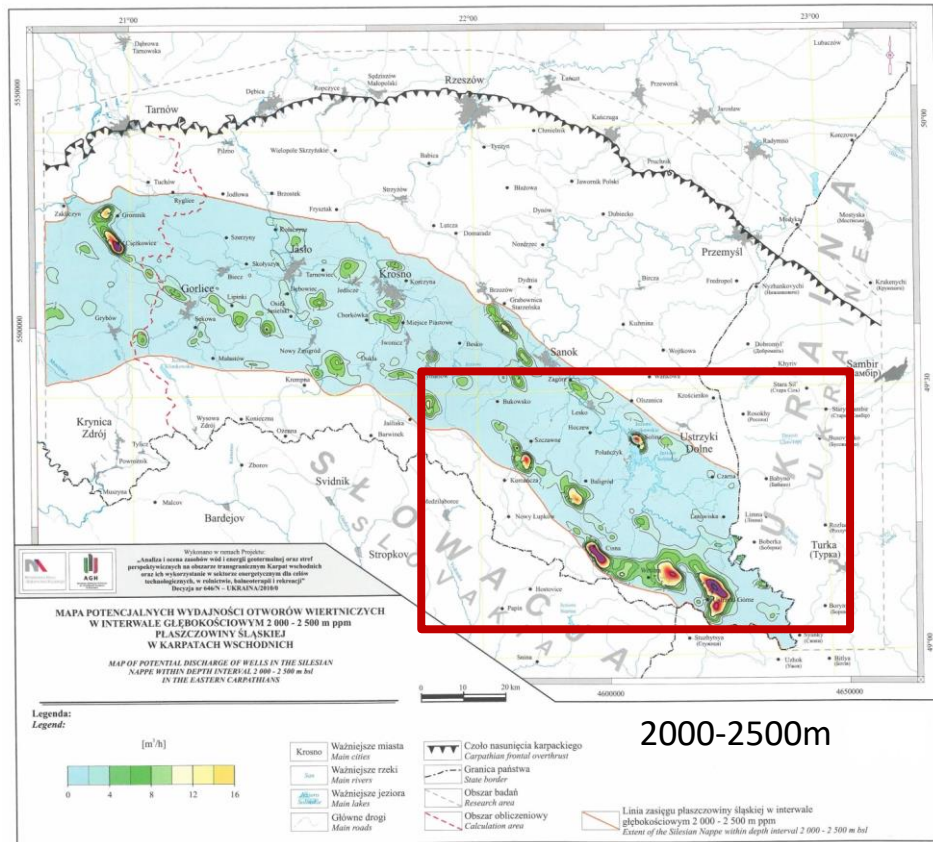
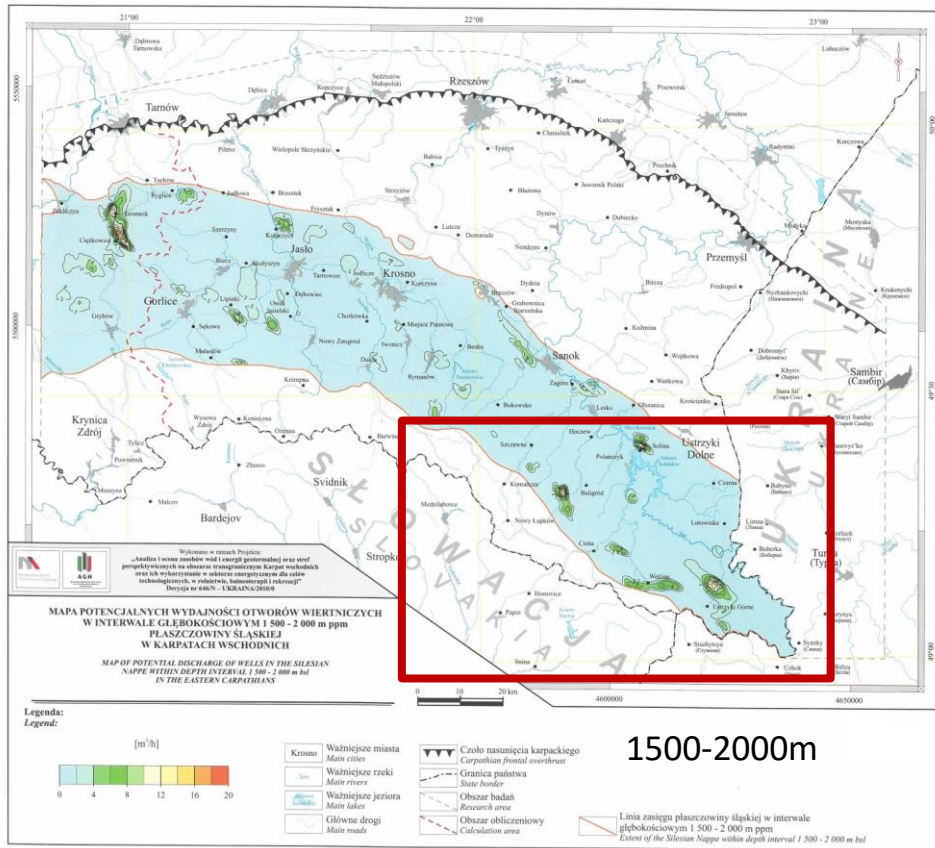


# Potencjalne wydajności otworów wiertniczych (płaszczewin magurskiej i dukielskiej)





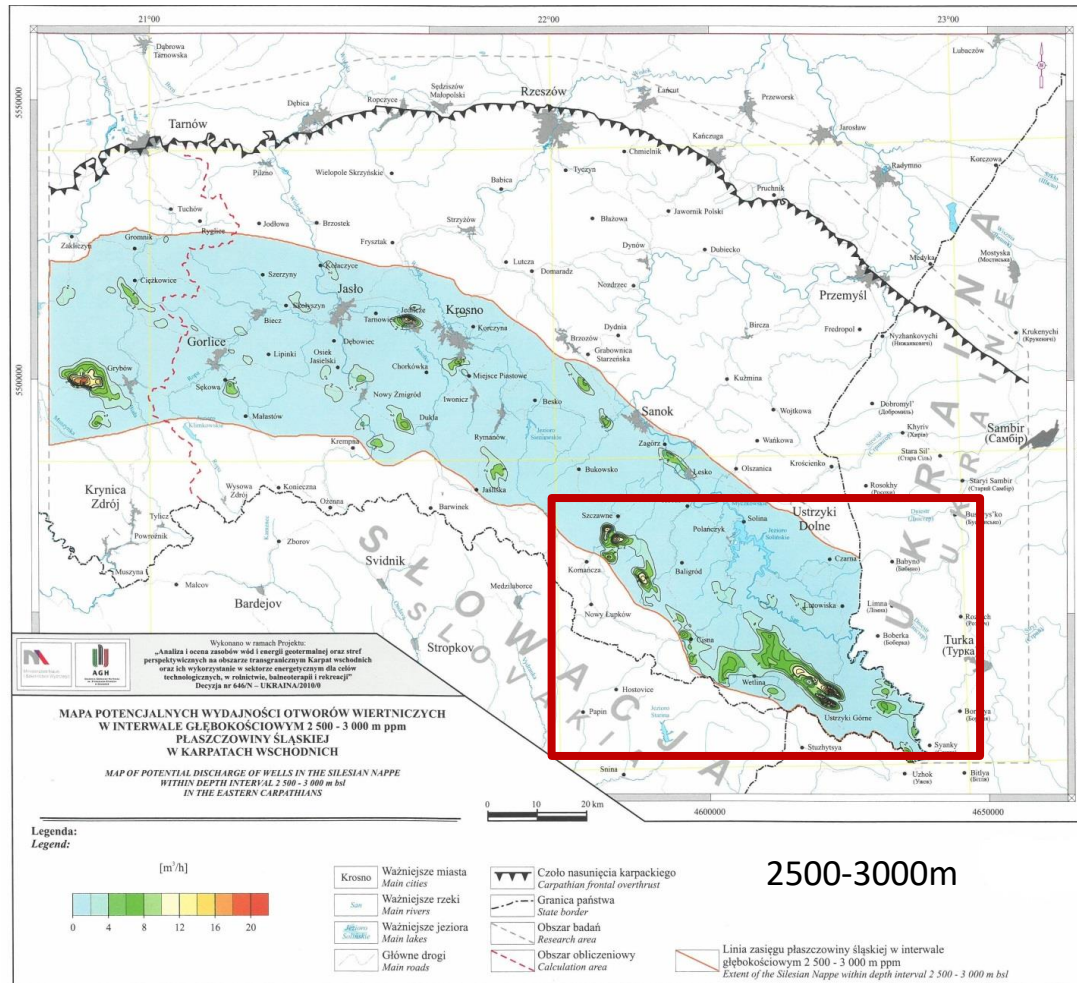
# Potencjalne wydajności otworów wiertniczych (płaszczowina śląska)



(Górecki (red.), 2013 – Atlas geotermalny Karpat Wschodnich)



# Potencjalne wydajności otworów wiertniczych (płaszczowina śląska)



(Górecki (red.), 2013 – Atlas  
 geotermalny Karpat Wschodnich)

## Własności zbiornikowe skał

Parametr	Jednostka	Strefa głębokości utworów geologicznych [m p.p.m.]		
		1000	2000	3000
Sumaryczna miąższość utworów wodonośnych	[m]	0-25	25-50	75-100
Porowatość średnia	[%]	6-8	do 6	8-9
Potencjalna wydajność eksploatacyjna	[m <sup>3</sup> /h]	<1	<1-9	5-18
Mineralizacja ogólna	[g/dm <sup>3</sup> ]	50-60	50-60	40-60
Temperatura wody w złożu	[°C]	35-40	60-70	90-105
Perspektywiczność w ciepłownictwie, balneologii, rekreacji	-	nie/nie/nie	nie/tak/tak	nie/tak/tak

(Górecki (red.), 2013 – Atlas geotermalny Karpat Wschodnich)

Analiza warunków hydrogeologicznych występowania wód termalnych oraz charakterystyka podstawowych parametrów zbiornikowych utworów jednostki dukielskiej i śląskiej oraz potencjalnych poziomów zbiornikowych miocenu i mezozoiczo - paleozoicznego podłoża Karpat wschodnich wskazuje na relatywnie słabe własności hydrogeologiczne utworów budujących profil geologiczny do gł. 4000 m p.p.m.

Wody termalne tego obszaru charakteryzują się korzystnymi temperaturami, które mogą przekraczać nawet 100°C. Niekorzystne są przewidywane wydajności ujęć wód termalnych, które w większości nie przekraczają kilkunastu metrów sześciennych na godzinę. **W praktyce bardzo istotnie ogranicza, a wręcz uniemożliwia to możliwość rozwoju ciepłownictwa geotermalnego w rejonie Karpat wschodnich.**

## Starania gmin z terenu Bieszczad o dofinansowanie poszukiwania wód termalnych

W ramach obecnie realizowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej programu priorytetowego „Udostępnianie wód termalnych w Polsce” złożony został jeden wniosek o dofinansowanie poszukiwania wód termalnych z gminy Ustrzyki Dolne. Spośród bieszczadzkich gmin, poza Gminą Ustrzyki Dolne, o dofinansowanie poszukiwania i rozpoznawania wód termalnych w poprzednich latach występowała jedynie Gmina Solina, wnioskując dwukrotnie o dofinansowanie przedsięwzięć geotermalnych.

### Ustrzyki Dolne – 2020r.

- Wniosek złożony do NFOŚiGW 30.09.2020 r. przez Gminę Ustrzyki Dolne. Dotyczy on dofinansowania zadania pn. „Bieszczadzka Geotermia dla zrównoważonego rozwoju energetycznego - etap I - odwiert badawczy”. Obecnie jest rozpatrywany formalnie przez NFOŚiGW

### Solina – 2017r. i 2019r.

- 2017r. - gmina Solina wnioskowała o dofinansowanie przedsięwzięcia pn. „Wykonanie otworu badawczego TPS-2 w celu rozpoznania i udokumentowania zasobów wód termalnych w utworach paleogenu”. Przedsięwzięcie było objęte Projektem robót geologicznych na wykonanie otworów badawczych TPS-1, TPS-2, TPS-3 i TBS-1 w celu rozpoznania i udokumentowania zasobów wód termalnych w utworach paleogenu. Wniosek zaopiniowany negatywnie.
- 2019 r. - gmina Solina wnioskowała o dofinansowanie zadania pn. „Wykonanie otworu badawczego POG-1 w celu udokumentowania zasobów wód termalnych w utworach paleogenu, miejscowość Solina, gmina Solina, powiat leski, województwo podkarpackie”. Wniosek zaopiniowany negatywnie.



Propozycja dla Bieszczad na przykładzie rejonu  
Soliny i Polańczyka  
w zakresie  
budowy nowoczesnego ciepłownictwa  
w oparciu o **Pompy ciepła pracujące na ciepłe  
z wód powierzchniowych**

**W badaniu przeprowadzonym w ramach programu Heat Roadmap Europe (HRE) oszacowano, że w 2016 r. w Europie zainstalowanych było 149 jednostek pomp ciepła o mocy grzewczej powyżej 1 MW, stanowiących źródło energii w systemach ciepłownictwa sieciowego w blisko 80 lokalizacjach w 11 krajach.**

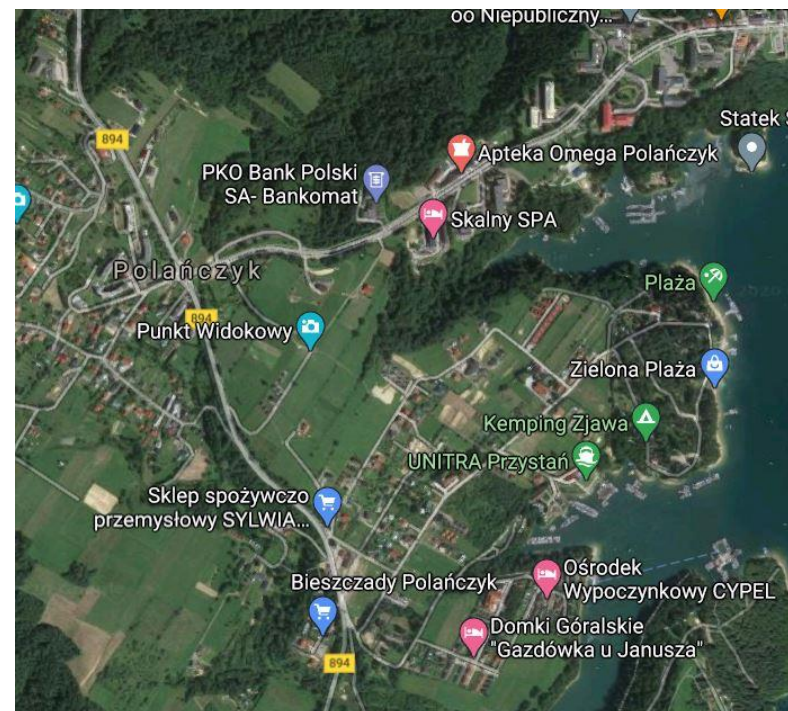
## **Pompy ciepła pracujące na ciepłe z wód powierzchniowych - wprowadzenie**

Ich łączna moc cieplna wyniosła 1580 MW, co oznacza, że średnia wielkość jednostki wyniosła ok. 10,6 MW (David i in. 2017). Większość spośród zidentyfikowanych sprężarkowych pomp ciepła dużej mocy pracuje w sieciach grzewczych i chłodniczych w Szwecji (łącznie 1215 MW), Finlandii (155 MW) oraz Norwegii (85 MW).

Warto podkreślić, że wody powierzchniowe (morze, jeziora, rzeki) stanowią dolne źródło ciepła dla 34 jednostek sprężarkowych pomp ciepła o łącznej mocy zainstalowanej wynoszącej 390 MW, co stanowi blisko 25% łącznej mocy wszystkich jednostek (>1 MW) ujętych w badaniu. Średnia moc jednostki wynosi zatem ponad 11 MW, podczas gdy temperatura dolnego źródła ciepła wód powierzchniowych waha się w zakresie od 2 do 15°C.

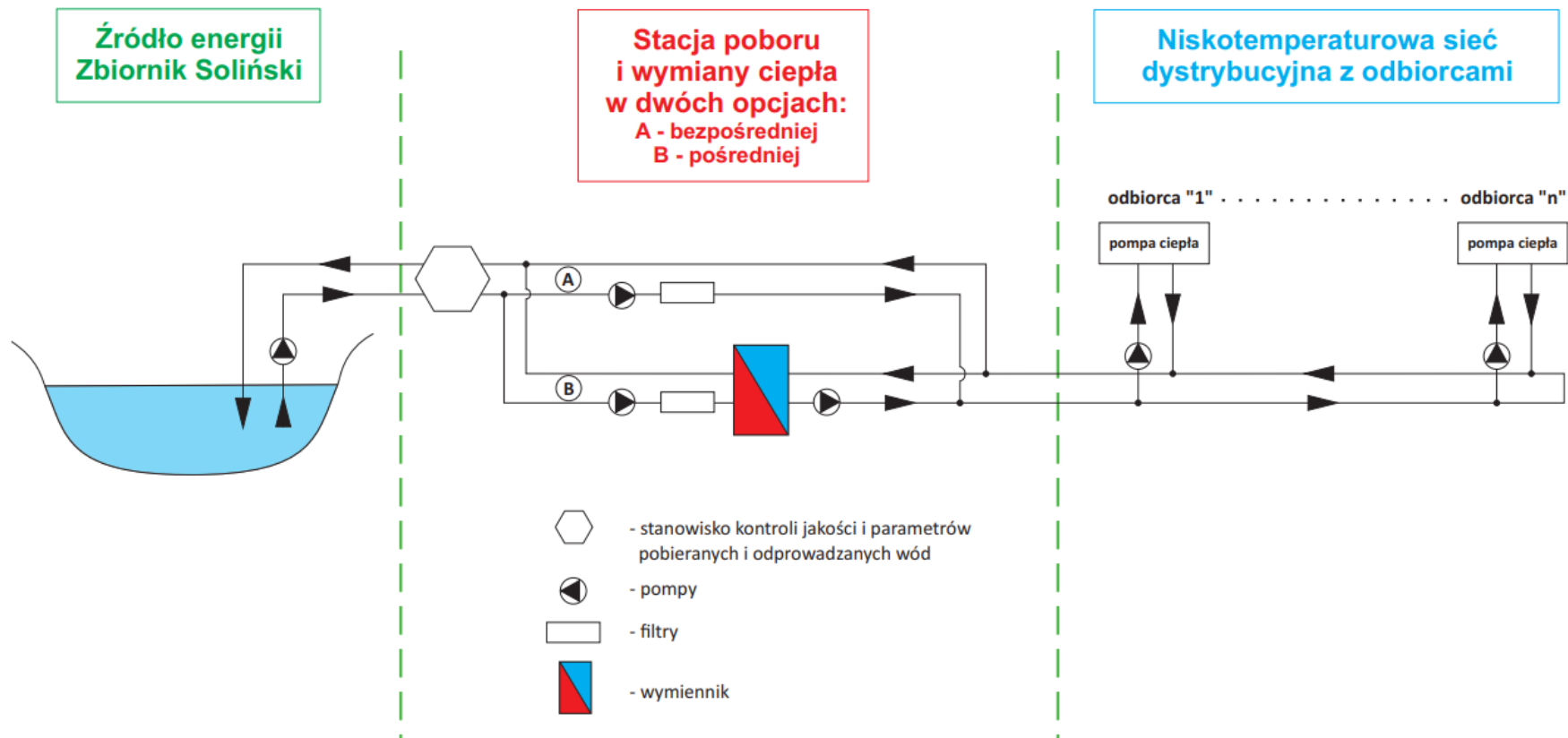
Współczynnik wydajności grzewczej (COP) pompy ciepła jest zależny od różnicy temperatur pomiędzy dolnym i górnym źródłem ciepła. Im mniejsza różnica temperatur, tym wyższe COP.

Jednymi z największych instalacji sprężarkowych pomp ciepła pracujących na potrzeby ciepłownictwa sieciowego są te, które wykorzystują wody powierzchniowe, jak np. instalacje wykorzystujące wody morskie w Sztokholmie (Värtan Ropsten – 180 MW; temperatura zasilania/powrotu od odbiorców – odpowiednio 80/57°C) lub Drammen (13,2 MW, temperatura dolnego źródła ciepła: 8°C, temperatura zasilania/powrotu sieci grzewczej: 90/60°C, średnie roczne COP 3,05). Z kolei przykładem dużej instalacji wykorzystującej rzekę jako górne źródło ciepła jest miasto Paryż.





## Schemat blokowy wykorzystania wód Zbiornika Solińskiego do ogrzewania i c.w.u.



# Warunki funkcjonowania systemu(ów) ciepłowniczego w obszarze Jeziora Solińskie - przykład

Obiekt(y) mające zapotrzebowanie na np. 500 kW

Ilość potrzebnej wody o temperaturze ok. 5 st.C (dostarczonej w obiegu zamkniętym z jeziora) - 140 m<sup>3</sup>/godz.

Średnica rurociągu dystrybucyjnego - 0,154 m

Ilość potrzebnej en. el do wytworzenia ciepła o temperaturze 55-60st C

- pompy obiegowe - 45 MWh/rok
- pompy ciepła - 274 MWh/rok
- razem dla Obiektu(ów) - 319 MWh/rok

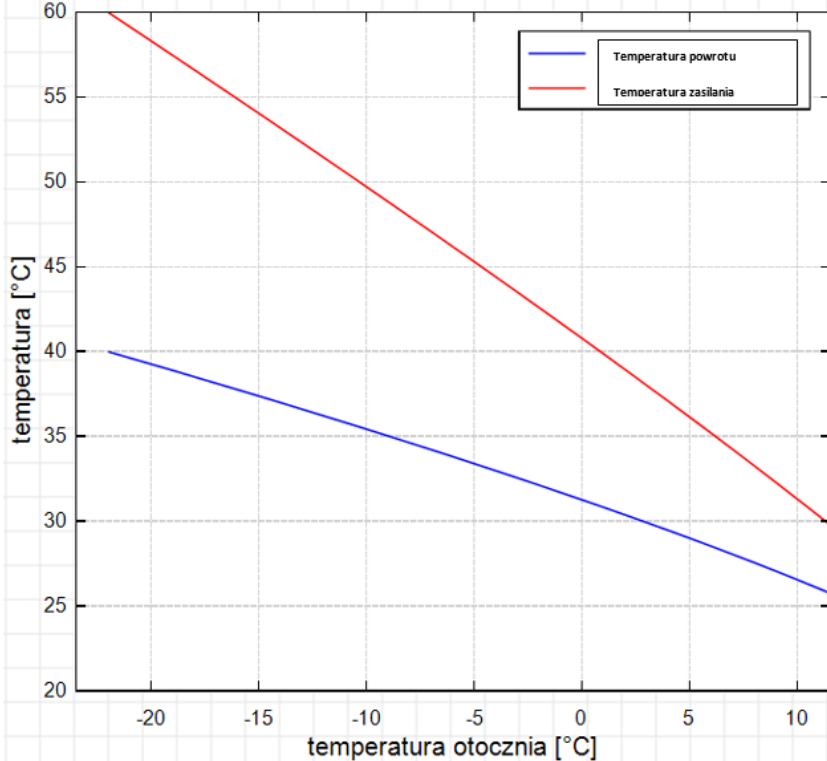
Wyniki:

COP pompy ciepła - 3,8

**Szacunkowy koszt**

**(bez kosztów inwestycyjnych) wytworzenia 1 GJ energii z systemu - 41 zł/GJ (= 0,147 zł/kWh)**

Krzywa sterowania mocą dostarczoną odbiorcy



$$COP_{obl} := 0,5 \cdot \frac{63 + 273}{63} = 2,7$$

<- COP dla warunków obliczeniowych

$$COP_{sg} := 0,5 \cdot \frac{39 + 3 + 273}{(39 + 3) - (5 - 2 - 3)} = 3,8$$

<- COP dla warunków średnich w sezonie grzewczym

$$V_{obl} := \frac{500 \text{ kW} \cdot \frac{COP_{obl} - 1}{COP_{obl}}}{4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{L K}} \cdot 2 \text{ K}} = 133,9 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

$$d := \sqrt{\frac{4 \cdot V_{obl}}{\pi \cdot 2 \frac{\text{m}}{\text{s}}}} = 0,1539 \text{ m} \quad \text{<- średnica rurociągu}$$

$$V_{sg} := \frac{500 \text{ kW} \cdot \frac{20 - 3}{20 - (-22)} \cdot \frac{COP_{sg} - 1}{COP_{sg}}}{4,2 \frac{\text{kJ}}{\text{L K}} \cdot 2 \text{ K}} = 63,6 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

$$w_{sg} := \frac{V_{sg}}{\pi \cdot d^2} = 0,24 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad \text{<- prędkość i strumień średni w sezonie grzewczym}$$

$$e_{l\_po} := \frac{4 \text{ bar} \cdot V_{sg}}{0,8} \cdot 212 \frac{\text{day}}{\text{yr}} = 44,9 \frac{\text{MW hr}}{\text{yr}}$$

konsumpcja prądu przez pompę obiegową, przy założeniu oporów przepływu na poziomie 4 bar, dla sezonu trwającego 212 dni/rok

$$e_{l\_pc} := \frac{500 \text{ kW} \cdot \frac{20 - 3}{20 - (-22)} \cdot 212 \frac{\text{day}}{\text{yr}}}{COP_{sg}} = 274,6 \frac{\text{MW hr}}{\text{yr}}$$

konsumpcja prądu przez pompę ciepła

$$i_{pc} := \frac{(E_{e_{l\_po}} + E_{e_{l\_pc}}) \cdot 0,5 \frac{\text{zł}}{\text{kW hr}}}{500 \text{ kW} \cdot \frac{20 - 3}{20 - (-22)} \cdot 212 \frac{\text{day}}{\text{yr}}} = 43,1 \frac{\text{zł}}{\text{GJ}}$$

kosz jednostkowy netto wytwarzania energii cieplnej na cele ogrzewania, uwzględniając tylko koszty zakupu prądu (zakup w cenie 50 gr/kWh netto)

**Coefficient of Performance czyli COP, jest to współczynnik wydajności, wyrażający stosunek ilości dostarczonego ciepła do ilości energii elektrycznej zużytej przez pompę. Im COP jest większy, tym uzyskanie tej samej ilości ciepła wymaga mniejszego nakładu.**



**Koszty ogrzewania brutto (gospodarstwo domowe w okolicach Warszawy, styczeń 2019)**

Rodzaj paliwa	Wartość opałowa	Cena PLN brutto jednostki	Cena 1 kWh	Sprawność urządzenia %	Koszt uzyskanego 1 kWh
Gaz ziemny GZ 50 taryfa W3	10,97 kWh / m <sup>3</sup>	2,50	0,25	105	0,23*
Gaz płynny propan - butan	27,3 kWh/m <sup>3</sup>	6,96	0,25	98	0,26
Olej opałowy Ecoterm Plus	10 kWh / dm <sup>3</sup>	2,45	0,24	92	0,26
Węgiel kamienny orzech I gat. (popiół 6%)	8 kWh / kg	0,750	0,1	60	0,17
Eko groszek (popiół 4%)	8 kWh / kg	0,889	0,11	85	0,13
Energia elektryczna taryfa całodobowa	1 kWh	0,54	0,54***	99	0,55
Pompa ciepła	1 kWh	0,54	0,54***	400	0,14

<https://www.instalacjebudowlane.pl/3742-23-40-porownanie-kosztow-ogrzewania-roznych-miadiami.html>

\* Koszt z opłatą przesyłową 56,36 PLN/miesiąc i zapotrzebowaniu 1600 m<sup>3</sup> rocznie  
\*\* W przypadku zastosowania kotła kondensacyjnego na olej opałowy  
\*\*\* Koszt brutto z opłatami przesyłowymi

## Co trzeba zrobić aby taki system projekt można było zrealizować

1. Należy zidentyfikować ODBIORCÓW m.in. w zakresie:
  - lokalizacji przestrzennej – oddalenie od zbiornika,
  - określenia parametrów energetycznych tj. do centralnego ogrzewania i wytwarzania c.w.u.
  - zapotrzebowania na moc i energię (ciepło/chłód),
  - określenia funkcji obiektu – sportowe, kultu religijnego, rekreacyjne, mieszkalne itd.
2. Należy opracować koncepcję przebiegu i parametrów NISKOTEMPERATUROWEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ uwzględniając lokalizację ODBIORCÓW
3. Należy opracować lokalizację UJĘĆ WÓD w zbiorniku solińskim, uwzględniając wskazanych odbiorców, z określeniem lokalizacji STACJI POBORU I WYMIANY CIEPŁA

### Wprowadzenie takiego systemu umożliwi:

- ❖ pozyskanie lokalnego źródła energii – niezależnego od trendów światowych
- ❖ wytwarzanie energii z pomp ciepła ekonomicznie konkurencyjnego do paliw kopalnych tj. gazu i oleju
- ❖ redukcję emisji wszystkich polutantów – także CO<sub>2</sub> powstającego przy spalaniu węgla, gazu i oleju
- ❖ pośrednio zwiększyć atrakcyjność turystycznych miejscowości

## Programy Priorytetowe NFOŚiGW

### *Finansowanie nowych źródeł energii*

- Energia Plus – budżet 4 000 mln zł
- Ciepłownictwo Powiatowe – budżet 500 mln zł
- Agroenergia – budżet 200 mln zł
- Polska Geotermia Plus – budżet 600 mln zł



Narodowy Fundusz  
Ochrony Środowiska  
i Gospodarki Wodnej

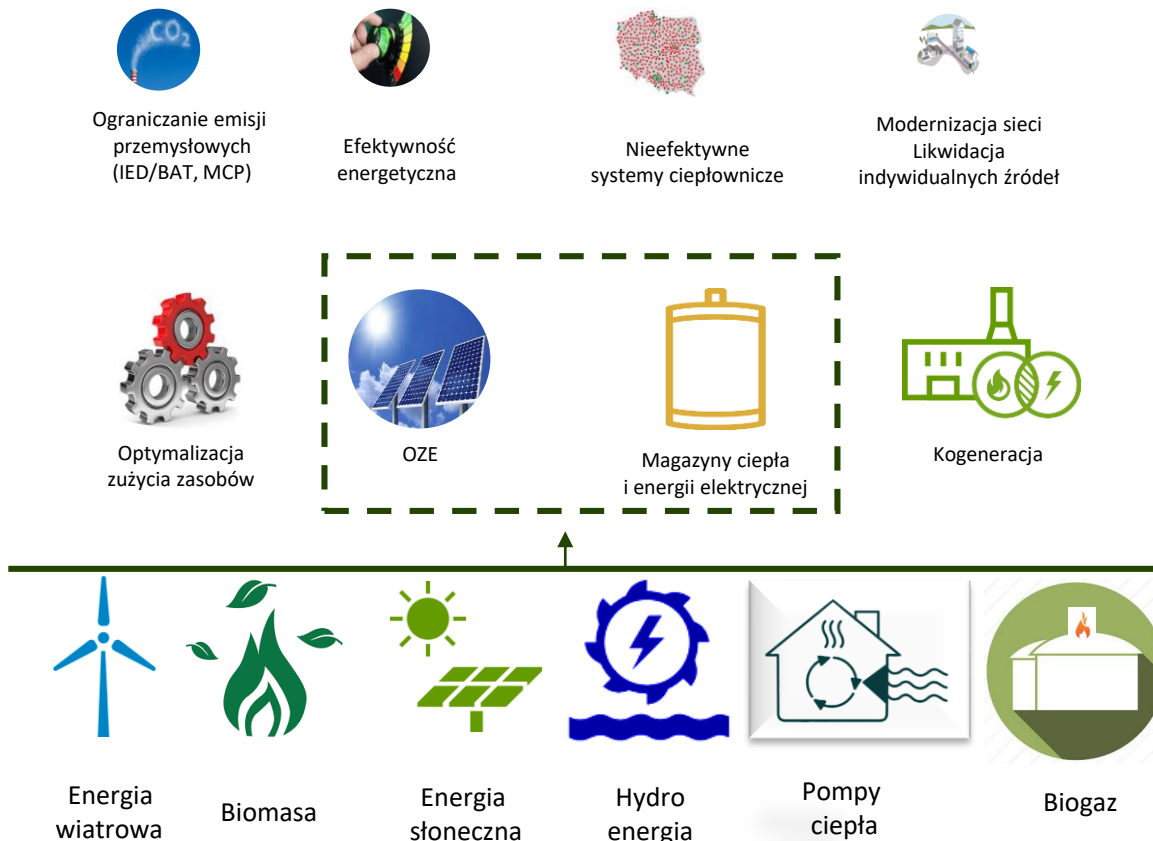




# Programy Priorytetowe NFOŚiGW

## Energia Plus/Ciepłownictwo Powiatowe/Polska Geotermia Plus/Agroenergia

obszary wsparcia:





# Ministerstwo Klimatu i Środowiska



**Piotr S. Dziadzio**  
Główny Geolog Kraju  
Pełnomocnik Rządu do spraw  
Polityki Surowcowej Państwa

**Dziękuję za uwagę**

