
Redysponowanie Nierynkowe Instalacji PV.

Zasady wyliczania rekompensaty finansowej

Zasady wyliczania rekompensaty finansowej

Dokument opisuje zasady wyznaczania wysokości rekompensaty finansowej z tytułu Redysponowania Nierynkowego PV, tj.:

- (1) Wartość rekompensaty za Redysponowanie Nierynkowe PV instalacji i (K_i)
- (2) Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i (K_i^{CRO})
- (3) Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i (K_i^{WSP})
- (4) Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i ($K_i^{WSP_CERT}$)
- (5) Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i ($K_i^{WSP_AUK}$)
- (6) Wolumen energii niewprowadzonej przez farmę fotowoltaiczną i w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV ($\Delta E_{i,t}^{PV}$)
- (7) Oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t *pod nieobecność* Redysponowania Nierynkowego PV ($E_{i,t}^{SZAC}$)

Zasady rozliczania rekompensaty finansowej (1)

Wartość rekompensaty za Redysponowanie Nierynkowe PV instalacji i wyznaczana jest według wzoru:

$$K_i = K_i^{CRO} + K_i^{WSP}$$

gdzie:

- K_i – Całkowita wartość rekompensaty za Redysponowanie Nierynkowe PV dla instalacji i [PLN]
- K_i^{CRO} – Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i [PLN]
- K_i^{WSP} – Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze zbycia świadectw pochodzenia w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i [PLN]

Zasady rozliczania rekompensaty finansowej (2)

Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV (K_i^{CRO}) jest wyznaczana według wzoru:

$$K_i^{CRO} = \sum_{t \in T_i} \left[\max \left(0; \frac{1}{1000} C_t^{CRO} \cdot \Delta E_{i,t}^{PV} \right) \right]$$

gdzie:

- T_i – Zbiór okresów t , w których realizowane było Redysponowanie Nierynkowe PV instalacji i
- C_t^{CRO} – Cena energii elektrycznej CRO na Rynku Bilansującym w okresie t [PLN/MWh]
- $\Delta E_{i,t}^{PV}$ – Wolumen energii niewprowadzonej przez farmę fotowoltaiczną i w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]

Uwaga: współczynnik $\frac{1}{1000}$ wynika z uwzględnienia cen w PLN/MWh i energii w kWh

Zasady rozliczania rekompensaty finansowej (3)

Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze zbycia świadectw pochodzenia (K_i^{WSP}) w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i jest wyznaczana według wzoru:

$$K_i^{WSP} = w_i^{CERT} \cdot K_i^{WSP_CERT} + w_i^{AUK} \cdot K_i^{WSP_AUK}$$

gdzie:

- w_i^{CERT} – współczynnik równy 0, gdy instalacja i nie uczestniczy w systemie świadectw pochodzenia, lub 1 gdy uczestniczy
- $K_i^{WSP_CERT}$ – Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia [PLN]
- w_i^{AUK} – współczynnik równy 0, gdy instalacja i nie uczestniczy w systemie aukcyjnego wsparcia, lub 1 gdy uczestniczy
- $K_i^{WSP_AUK}$ – Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia [PLN]

Zasady rozliczania rekompensaty finansowej (4)

Wartość utraconego przychodu ze zbycia świadectw pochodzenia ($K_i^{WSP_CERT}$) w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i jest wyznaczana według wzoru:

$$K_i^{WSP_CERT} = \sum_{t \in T_i} \left[\frac{1}{1000} C_t^{CERT} \cdot \Delta E_{i,t}^{PV} \right]$$

gdzie:

- T_i – Zbiór okresów t , w których realizowane było Redysponowanie Nierynkowe PV instalacji i
- C_t^{CERT} – Cena świadectwa pochodzenia, oznaczona indeksem TGEoza, wyznaczana na pierwszej sesji notowań na giełdzie TGE S.A. po dniu, w którym nastąpiło Redysponowanie Nierynkowe PV [PLN/MWh]
- $\Delta E_{i,t}^{PV}$ – Wolumen energii niewprowadzonej przez farmę fotowoltaiczną i w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]

Uwaga: współczynnik $\frac{1}{1000}$ wynika z uwzględnienia cen w PLN/MWh i energii w kWh

Zasady rozliczania rekompensaty finansowej (5)

Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia ($K_i^{WSP_AUK}$) w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV instalacji i jest wyznaczana według wzoru:

$$K_i^{WSP_AUK} = \sum_{t \in T_i} \max \left[0; \frac{1}{1000} (C_t^{AUK_SKOR} - C_t^{TGE}) \cdot \Delta E_{i,t}^{PV} \right]$$

gdzie:

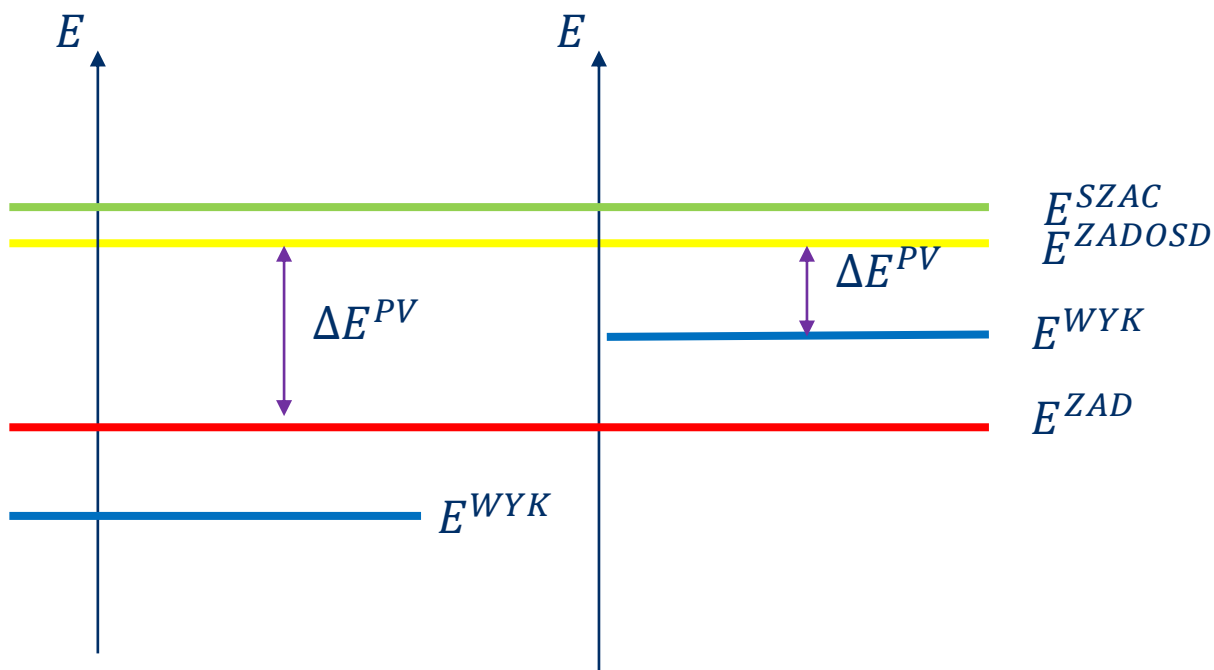
- T_i – Zbiór okresów t w danej dobie, w których realizowane było Redysponowanie Nierynkowe PV instalacji i
- $C_t^{AUK_SKOR}$ – Cena zawarta w ofercie właściciela instalacji PV, która wygrała aukcję, skorygowana zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7 Ustawy o odnawialnych źródłach energii (uOZE) z dnia 20 lutego 2015 roku z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6 uOZE, właściwa dla okresu t [PLN/MWh]
- C_t^{TGE} – Średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 00:00 do 24:00) na Rynku Dnia Następnego (RDN) TGE S.A (indeks TGeBase), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych, właściwa dla okresu t należącego do doby, w której nastąpiło Redysponowanie Nierynkowe PV [PLN/MWh]
- $\Delta E_{i,t}^{PV}$ – Wolumen energii niewprowadzonej przez farmę fotowoltaiczną i w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]

Uwaga: współczynnik $\frac{1}{1000}$ wynika z uwzględnienia cen w PLN/MWh i energii w kWh

Zasady rozliczania rekompensaty finansowej (6)

Wolumen energii niewprowadzonej przez farmę fotowoltaiczną i w okresie t ($\Delta E_{i,t}^{PV}$) w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku Redysponowania Nierynkowego PV, jest wyznaczany według wzoru:

$$\Delta E_{i,t}^{PV} = \min(E_{i,t}^{SZAC}, E_{i,t}^{ZADOSD}) - \max(E_{i,t}^{WYK}, E_{i,t}^{ZAD})$$

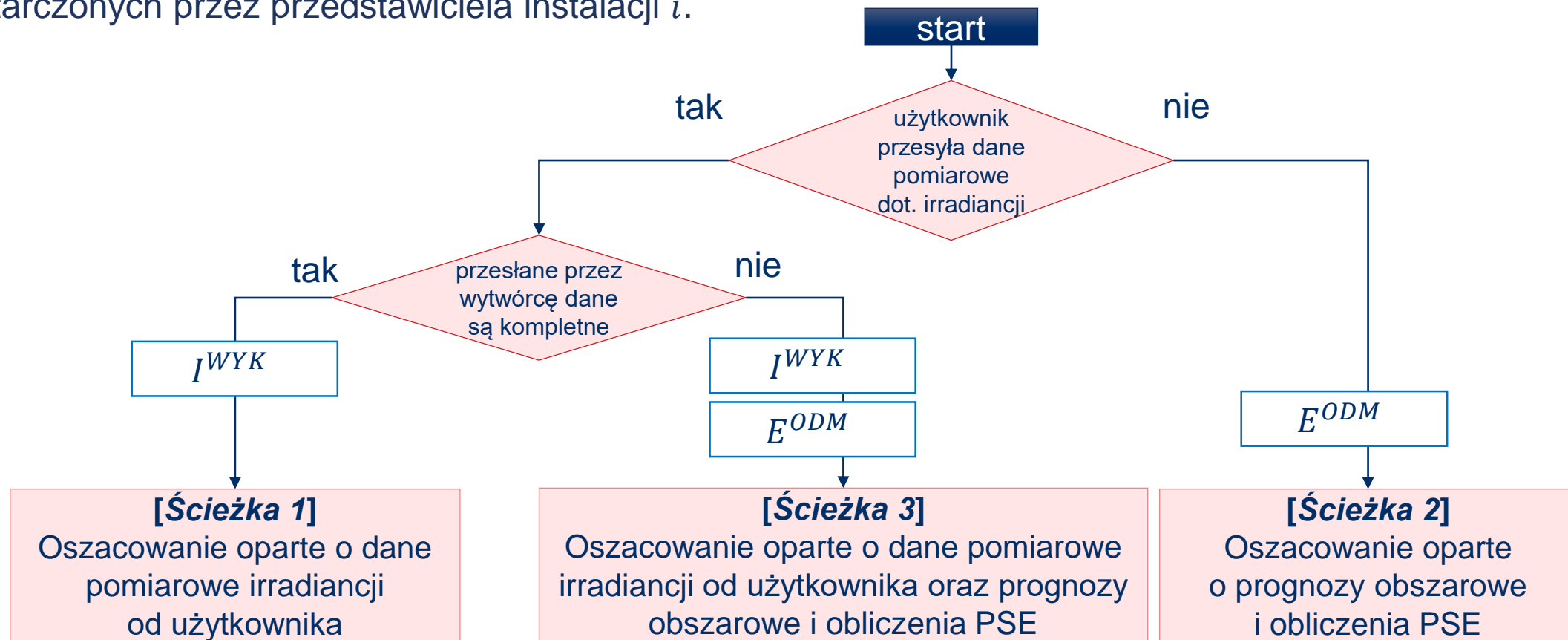


gdzie:

- $E_{i,t}^{SZAC}$ – oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]
- $E_{i,t}^{ZADOSD}$ – energia zadana poleceniem OSD, stanowiąca iloczyn mocy zadanej $P_{i,t}^{ZADOSD}$ i części okresu t , dla którego wydano polecenie OSD [kWh]
- $E_{i,t}^{WYK}$ – pomiar energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t [kWh]
- $E_{i,t}^{ZAD}$ – energia zadana przez OSD wynikająca z polecenia OSP, stanowiąca iloczyn mocy zadanej $P_{i,t}^{ZAD}$ i części okresu t , dla którego wydano polecenie Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]

Zasady rozliczania rekompensaty finansowej (7)

Oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność Redysponowania Nierynkowego PV ($E_{i,t}^{SZAC}$) następuje w ramach jednej z trzech ścieżek postępowania, której wybór zależy od dostępności i jakości danych irradiancyjnych (I^{WYK}) dostarczonych przez przedstawiciela instalacji i .



Wyznaczanie energii niewyprodukowanej ($E_{i,t}^{SZAC}$) w oparciu o kompletne dane irradiancyjnie (Ścieżka 1)

Wyznaczenie energii wyprodukowanej na podstawie modelu irradiancyjnego (używając dane o nasłonecznieniu z farmy i)

$$E_{i,t}^{MODEL} = P_i^{PVDC} \cdot \frac{\langle I_{i,t}^{wyk} \rangle}{I_i^{NORM}} \cdot \Delta t^P$$

Ograniczenie wyniku wielkościami mocy przyłączeniowych oraz mocą inwertera po stronie AC.

$$E_{i,t}^{MODEL_OGR} = \min(E_{i,t}^{MODEL}, P_i^{PVAC} \cdot \Delta t^P, P_i^{PVOSD} \cdot \Delta t^P)$$

Wykorzystanie regresji liniowej do skalibrowania wyników modelu przy wykorzystaniu rzeczywistych pomiarów dostarczania energii

$$\forall t \in T_i^{SMPLI}, (\alpha_i^I, \beta_i^I): E_{i,t}^{WYK} \sim \alpha_i^I E_{i,t}^{MODEL_OGR} + \beta_i^I$$

$$E_{i,t}^{SZAC} = \alpha_i^I E_{i,t}^{MODEL_OGR} + \beta_i^I$$

gdzie:

- P_i^{PVDC} – moc maksymalna instalacji i po stronie DC [kW]
- $\langle I_{i,t}^{wyk} \rangle$ – średni poziom nasłonecznienia (irradiancji) zmierzony dla okresu t instalacji i [W/m²]
- I_i^{NORM} – standaryzowany poziom irradiancji zgodny z normą dla instalacji i (1000 W/m² dla STC lub 800 W/m² dla NOCT) [W/m²]
- Δt^P – długość przedziału w którym następuje pomiar energii (obecnie: 15 min = 0,25 h) [h]
- $E_{i,t}^{MODEL}$ – energia produkowana przez panele PV instalacji i w przedziale t (po stronie DC inwertera) [kWh]
- $E_{i,t}^{MODEL_OGR}$ – nieskalibrowanie oszacowanie energii dostarczanej do sieci OSD/OSP przez instalację i w okresie t pod nieobecność Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]
- P_i^{PVAC} – moc maksymalna instalacji i po stronie AC [kWh]
- P_i^{PVOSD} – umowna moc przyłączeniowa instalacji i [kWh]
- T_i^{SMPLI} – zbiór okresów t dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α_i^I, β_i^I metodą regresji liniowej
- α_i^I, β_i^I – współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji i na podstawie analizy modelu z ograniczeniami ($E_{i,t}^{MODEL_OGR}$)
- $E_{i,t}^{SZAC}$ – oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]

Regresja liniowa ma na celu skalibrowanie modelu, na podstawie analizy zależności pomiędzy energią wytwarzaną przez instalację PV i wartości nasłonecznienia, w okresach gdy nie występowało nierynkowe redysponowanie PV.

Wyznaczanie energii niewyprodukowanej ($E_{i,t}^{SZAC}$) w oparciu o niekompletne dane irradiancyjnie lub dane z prognoz obszarowych generacji PV (Ścieżki 2 i 3)

Ścieżka 2: Wykorzystanie regresji liniowej do przeskalowania i skalibrowania prognoz obszarowych przy wykorzystaniu rzeczywistych pomiarów dostarczania energii

$$\forall t \in T_i^{SMPL-R}, (\alpha_i^R, \beta_i^R): E_{i,t}^{WYK} \sim \alpha_i^R E_{i,t}^{ODM} + \beta_i^R$$

$$E_{i,t}^{SZAC} = \alpha_i^R E_{i,t}^{ODM} + \beta_i^R$$

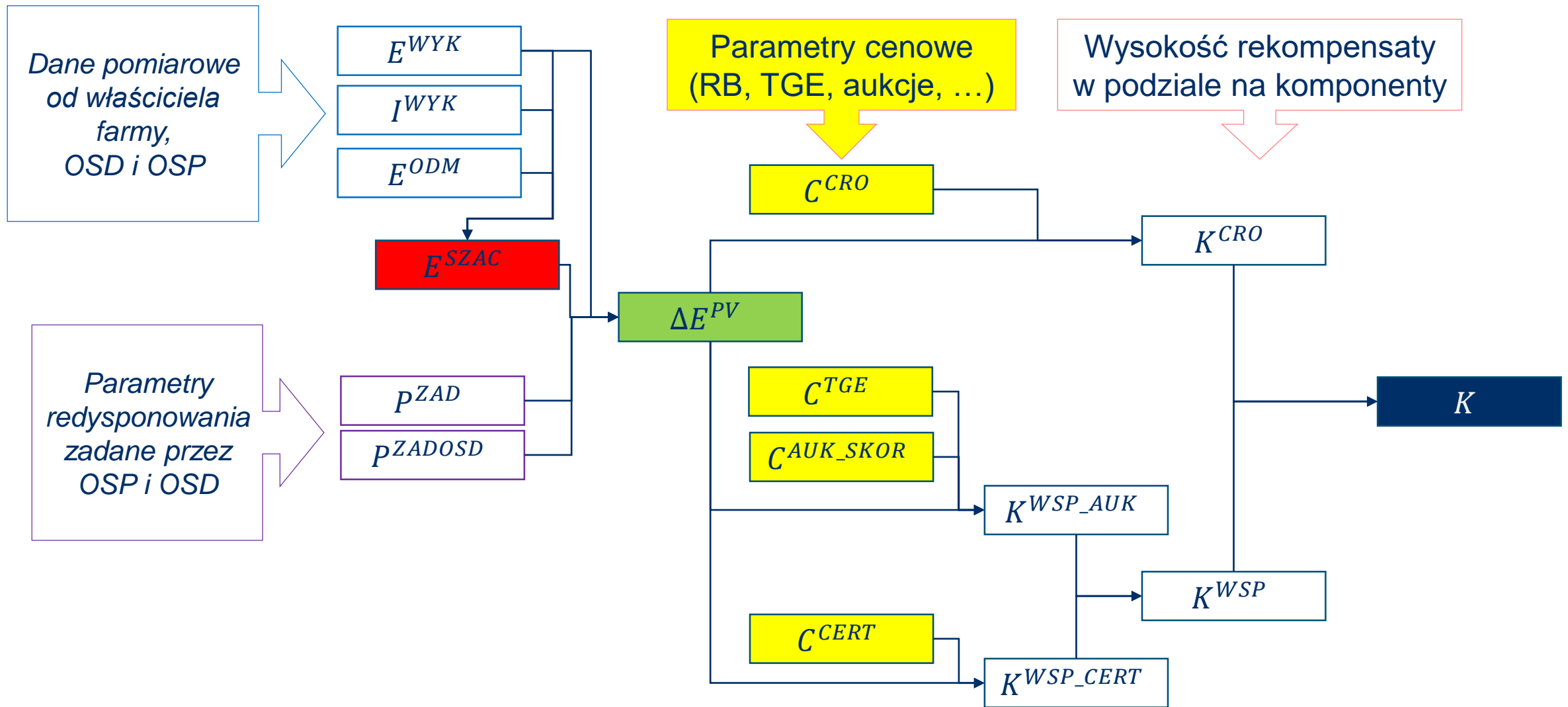
Ścieżka 3: W przypadku częściowej dostępności danych irradiancyjnych dla farmy i (w przedziałach $t \in T_i^{IR}$), stosuje się:

$$E_{i,t}^{SZAC} = \begin{cases} E_{i,t}^{SZAC} = \alpha_i^I E_{i,t}^{MODEL_OGR} + \beta_i^I; t \in T_i^{IR} \\ E_{i,t}^{SZAC} = \alpha_i^R E_{i,t}^{ODM} + \beta_i^R; t \notin T_i^{IR} \end{cases}$$

gdzie:

- T_i^{SMPL-R} – zbiór okresów t dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α_i^R, β_i^R metodą regresji liniowej
- α_i^R, β_i^R – współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji i na podstawie analizy obszarowej prognozy produkcji energii PV ($E_{i,t}^{ODM}$)
- $E_{i,t}^{ODM}$ – obszarowa prognozy produkcji energii PV, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się instalacja i oraz okresu t [kWh]
- $E_{i,t}^{SZAC}$ – oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]
- T_i^{IR} – zbiór przedziałów czasowych, dla których dostępne były pomiary irradiancyjne dla farmy i
- $E_{i,t}^{MODEL_OGR}$ – nieskalibrowane oszacowanie energii dostarczanej do sieci OSD/OSP przez instalację i w okresie t pod nieobecność Redysponowania Nierynkowego PV [kWh]
- T_i^{SMPL-I} – zbiór okresów t dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α_i^I, β_i^I metodą regresji liniowej
- α_i^I, β_i^I – współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji i na podstawie analizy modelu z ograniczeniami ($E_{i,t}^{MODEL_OGR}$)

Podsumowanie – diagram sekwencji obliczeń, na podstawie których ustalana jest wysokość rekompensaty z tytułu Redysponowania Nierynkowego PV



Ceny przyjmowane do wyznaczenia rekompensaty finansowej

Godzina	Ceny CRO			
	23.04.2023	30.04.2023	02.07.2023	08.10.2023
1	435,89	465,31	398,86	468,89
2	357,16	452,04	423,58	456,92
3	356,92	405,63	437,4	456,92
4	350,16	373,6	437,4	456,92
5	334,49	316,45	398,36	444,2
6	356,92	301,94	251,42	451,98
7	357,04	376,29	65,55	456,92
8	395,08	432,2	57,51	456,92
9	428,76	383,52	45,19	438,54
10	333,54	284,93	25,02	124,04
11	333,3	25,66	26,49	-25,3
12	30,76	22,11	45,71	-50
13	30,76	22,11	28,54	-50
14	19,53	22,05	28,54	-48,98
15	23,21	21,32	43,17	-40,12
16	30,76	22,11	45,19	65,65
17	287,5	25,66	28,44	462,69
18	500,67	295,81	28,44	470,73
19	524,52	355,57	77,89	487,18
20	576,9	396,03	430,72	632,65
21	581,1	452,04	437,99	631,88
22	576,89	424,92	454,68	487,18
23	576,89	395,03	438	471,28
24	524,54	459,4	437,99	469,56

TGEoza			
23.04.2023	30.04.2023	02.07.2023	08.10.2023
205,36	195,8	170,01	47,64

TGeBase			
23.04.2023	30.04.2023	02.07.2023	08.10.2023
399,77	380,03	206,61	266,19

Dziękujemy za zapoznanie
się z dokumentem