
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.:

(I) Wartość rekompensaty za redysponowanie nierynkowe PV instalacji i (K_i)

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

Zasady wyliczania rekompensaty finansowej (I)

(K_i) 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 wyliczania rekompensaty finansowej (1)

(K_i^{CRO}) Wartość utraconego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w wyniku redysponowania nierynkowego PV 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 instalację fotowoltaiczną i w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego PV [kWh]

Uwaga:

1. współczynnik $\frac{1}{1000}$ wynika z uwzględnienia cen w PLN/MWh i energii w kWh
2. po okresie wejścia w życie zmian WDB na KM2, w modelu matematycznym zastosowana zostanie cena: CEN

Zasady wyliczania rekompensaty finansowej (2)

(K_i^{WSP}) Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia albo ze zbycia świadectw pochodzenia 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 wyliczania rekompensaty finansowej (2)(a)

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

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

gdzie:

T_i – zbiór okresów t , w których realizowane było redysponowanie nierynkowe PV instalacji i

C_t^{CERT} – cena świadectwa pochodzenia, oznaczona indeksem TGE_{OZEA} , 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 instalację 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 wyliczania rekompensaty finansowej (2)(b)

$(K_i^{WSP_AUK})$ Wartość utraconego przychodu z aukcyjnego systemu wsparcia 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 art. 93 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]

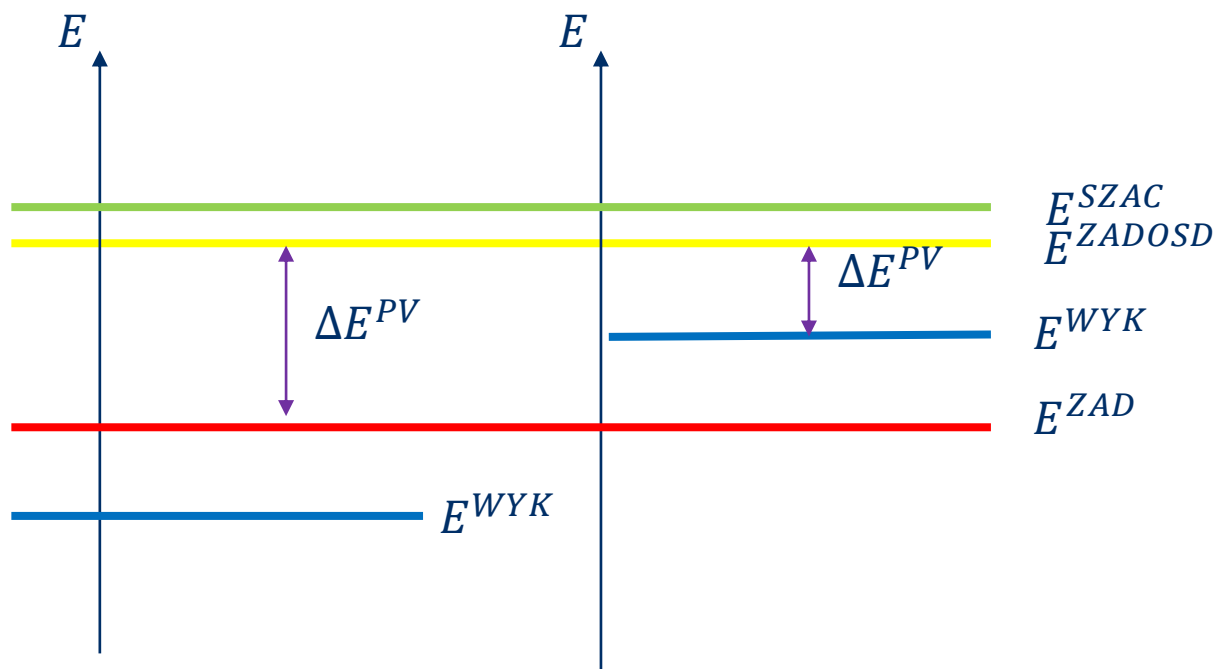
$\Delta E_{i,t}^{PV}$ – wolumen energii niewprowadzonej przez instalację fotowoltaiczną i w okresie t w miejscu jej przyłączenia do sieci OSP/OSD, w wyniku redysponowania nierynkowego PV [kWh]

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

Zasady wyliczania rekompensaty finansowej (3)

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

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



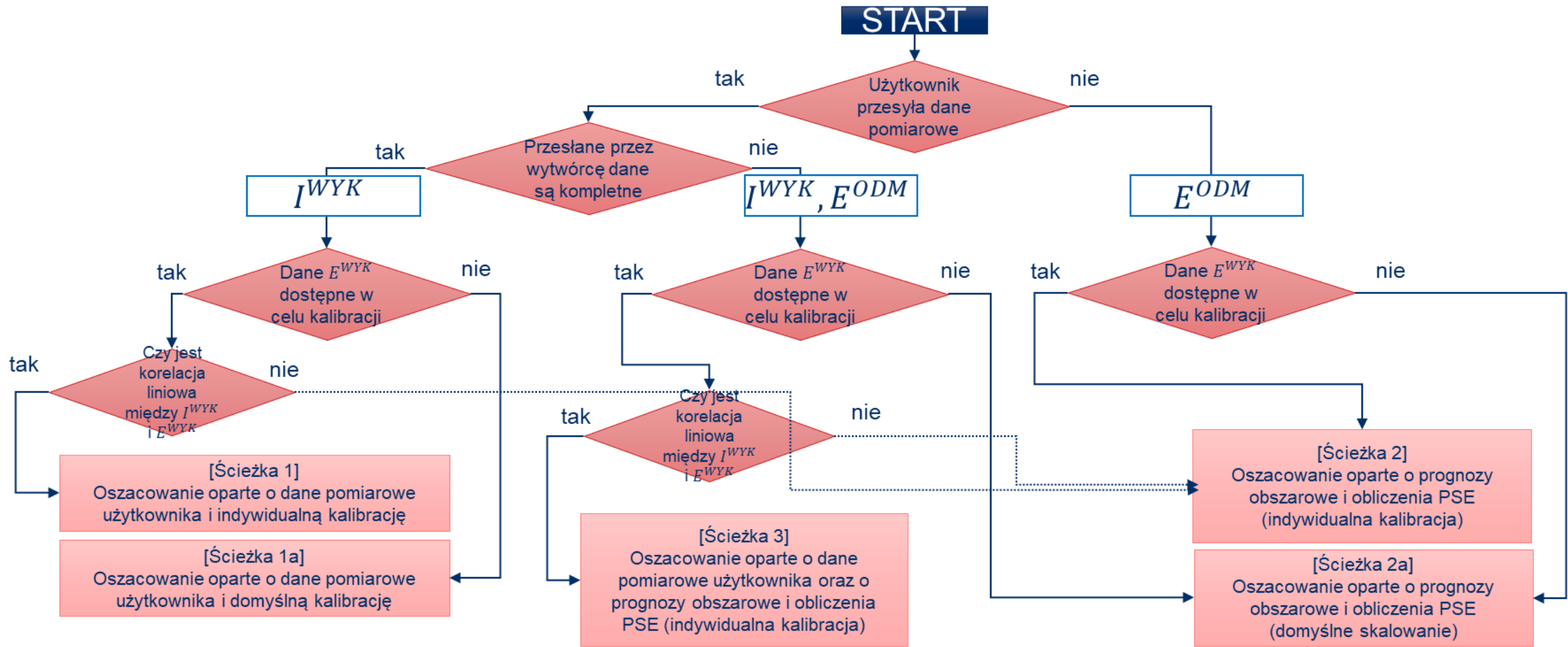
gdzie:

- $E_{i,t}^{SZAC}$ – oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [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 na podstawie układów pomiarowych OSP/OSD [kWh]
- $E_{i,t}^{ZAD}$ – energia zadana poleceniem OSD, stanowiąca iloczyn mocy zadanej $P_{i,t}^{ZAD}$ i części okresu t , dla którego wydano polecenie redysponowania nierynkowego PV [kWh]

Zasady wyliczania rekompensaty finansowej (4)

Oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t w przypadku braku polecenia redysponowania nierynkowego PV ($E_{i,t}^{SZAC}$) następuje w ramach jednej z trzech ścieżek postępowania z dodatkowymi dwoma wariantami, której wybór zależy od dostępności i jakości danych o irradiancji (I^{WYK}) oraz pomiaru energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD (E^{WYK}) dostarczonych przez przedstawiciela instalacji i [patrz Schemat 1]

Schemat 1



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

Wyznaczenie energii możliwej do wyprodukowania na podstawie modelu irradiancyjnego (z pomocą danych o nasłonecznieniu z instalacji i)

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

Wykorzystanie regresji liniowej do skalibrowania wyników modelu przy wykorzystaniu danych o wyprodukowanej energii poza okresem redysponowania. 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. W przypadku, gdy nie jest zachowana korelacja liniowa pomiędzy I^{WYK} i E^{WYK} w modelu wyliczeń wg. ścieżki 1, wniosek przeliczany jest w oparciu o model opisany jako ścieżka 2.

W procesie badania jakości irradiancji, dla poszczególnych okresów czasowych w których energia wprowadzona do sieci przez PV jest wyższa niż estymata $E_{i,t}^{MODEL}$ (wyliczana na podstawie przekazywanych przez właścicieli PV wartości irradiancji oraz mocy zainstalowanej DC), w celu prawidłowego skalibrowania wyników w tych przedziałach okresów czasowych, koryguje się wartość $E_{i,t}^{MODEL}$ do poziomu wolumenu energii wykonanej $E_{i,t}^{WYK}$

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

$$E_{i,t}^{SZAC_KAL} = \alpha_i^I E_{i,t}^{MODEL} + \beta_i^I$$

Ograniczenie wyniku wielkościami mocy przyłączeniowych oraz mocą inwertera po stronie AC

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

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

gdzie:

- $E_{i,t}^{MODEL}$ – energia produkowana przez panele PV instalacji i w przedziale t (po stronie DC) [kWh]
- P_i^{PVDC} – moc maksymalna instalacji i po stronie DC [kW]
- $I_{i,t}^{WYK}$ – 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]
- P_i^{PVAC} – moc maksymalna instalacji i po stronie AC [kWh]
- P_i^{PVOSD} – umowna moc przyłączeniowa instalacji i [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 ($E_{i,t}^{MODEL}$) i energii dostarczonej do sieci ($E_{i,t}^{WYK}$)
- $E_{i,t}^{WYK}$ – pomiar energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t na podstawie układów pomiarowych OSP/OSD [kWh]
- $E_{i,t}^{SZAC_{KAL}}$ – skalibrowane oszacowanie energii dostarczanej do sieci OSD/OSP przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV [kWh]
- $E_{i,t}^{SZAC}$ – oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]

(Ścieżka 1a) ($E_{i,t}^{SZAC}$) Wyznaczanie energii niewyprodukowanej w oparciu o kompletne dane irradiancyjne, przy braku rzeczywistych pomiarów energii wprowadzonej do sieci OSD/OSP

Wyznaczenie energii możliwej do wyprodukowania na podstawie modelu irradiancyjnego (z pomocą danych o nasłonecznieniu z instalacji i)

$$E_{i,t}^{SZAC_KAL} = \alpha^{H1} \cdot P^{PVDC} \cdot \frac{I_{i,t}^{wyk}}{I_i^{NORM}} \cdot \Delta t^P$$
$$\alpha^{H1} = 0,96$$

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

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

gdzie:

$E_{i,t}^{SZAC_KAL}$ - skalibrowane oszacowanie energii dostarczanej do sieci OSD/OSP przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV [kWh]

α^{H1} - domyślny współczynnik ustalony na podstawie analiz historycznych danych pochodzących z poprzednich redysponowań nierynkowych, aktualizowany corocznie

P_i^{PVDC} - moc maksymalna instalacji i po stronie DC [kW]

$I_{i,t}^{wyk}$ - 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]

$E_{i,t}^{SZAC}$ - oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]

Δt^P - długość przedziału w którym następuje pomiar energii (obecnie: 15 min = 0,25 h) [h]

P_i^{PVAC} - moc maksymalna instalacji i po stronie AC [kW]

P_i^{PVOSD} - umowna moc przyłączeniowa instalacji i [kW]

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

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

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

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

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

gdzie:

$T_i^{SMPL_R}$ - zbiór okresów t dla których nastąpiło wyznaczenie współczynników α_i^R, β_i^R metodą regresji liniowej [h]

α_i^R, β_i^R - współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji i na podstawie analizy obszarowej prognozy produkcji energii PV ($E_{i,t}^{ODM}$)

$E_{i,t}^{WYK}$ - pomiar energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t na podstawie układów pomiarowych OSP/OSD [kWh]

$E_{i,t}^{ODM}$ - obszarowa prognoza produkcji energii PV, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się instalacja i oraz okresu t [kWh]

$E_{i,t}^{SZAC_KAL}$ - skalibrowane oszacowanie energii dostarczanej do sieci OSD/OSP przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV

$E_{i,t}^{SZAC}$ - oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]

Δt^P - długość przedziału w którym następuje pomiar energii (obecnie: 15 min = 0,25 h) [h]

P_i^{PVAC} - moc maksymalna instalacji i po stronie AC [kW]

P_i^{PVOSD} - umowna moc przyłączeniowa instalacji i [kW]

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

Ścieżka 2a: Wykorzystanie regresji liniowej do przeskalowania i skalibrowania pomiarów obszarowych przy braku rzeczywistych pomiarów energii wprowadzonej do sieci OSD/OSP

$$E_{i,t}^{SZAC} = \alpha^{H2} \cdot E_{i,t}^{ODM}$$

$$\alpha^{H2} = \frac{\min(P_i^{PVDC}, P_i^{PVAC}, P_i^{PVOSD})}{P_i^{ODM}}$$

$$E_{i,t}^{SZAC} = E_{i,t}^{SZAC_KAL}$$

gdzie:

$E_{i,t}^{SZAC}$ - oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]

α^{H2} - współczynnik ustalony na podstawie udziału mocy instalacji i i sumarycznej mocy zainstalowanej instalacji PV właściwe dla obszaru, w którym znajduje się instalacja i

$E_{i,t}^{ODM}$ - obszarowa prognoza produkcji energii PV, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się instalacja i oraz okresu t [kWh]

P_i^{PVDC} - moc maksymalna instalacji i po stronie DC [kW]

P_i^{PVAC} - moc maksymalna instalacji i po stronie AC [kW]

P_i^{PVOSD} - umowna moc przyłączeniowa instalacji i [kW]

P_i^{ODM} - sumaryczna moc zainstalowana instalacji PV właściwa dla obszaru, w którym znajduje się instalacja i w miesiącu w którym miało miejsce redysponowanie [kW]

$E_{i,t}^{SZAC_KAL}$ - skalibrowane oszacowanie energii dostarczanej do sieci OSD/OSP przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV [kW]

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

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

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

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

W przypadku gdy nie jest zachowana korelacja liniowa pomiędzy I^{WYK} i E^{WYK} w modelu wyliczeń wg. ścieżki 3, wniosek przeliczany jest w oparciu o model opisany jako ścieżka 2

gdzie:

$E_{i,t}^{SZAC_KAL}$ - skalibrowane oszacowanie energii dostarczonej do sieci OSD/OSP przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV [kWh]

α_i^R, β_i^R - współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji i na podstawie analizy obszarowej prognozy produkcji energii PV ($E_{i,t}^{ODM}$)

α_i^I, β_i^I - współczynniki regresji liniowej ustalone dla instalacji i na podstawie analizy modelu z ograniczeniami ($E_{i,t}^{MODEL}$)

$E_{i,t}^{ODM}$ - obszarowa prognoza produkcji energii PV, właściwa dla obszaru, w którym znajduje się instalacja i oraz okresu t [kWh]

$E_{i,t}^{MODEL}$ - energia produkowana przez panele PV instalacji i w przedziale t (po stronie DC) [kWh]

$E_{i,t}^{SZAC}$ - oszacowanie wolumenu energii wprowadzonej do sieci OSP/OSD przez instalację i w okresie t pod nieobecność redysponowania nierynkowego PV uwzględniające ograniczenia mocy po stronie inwertera oraz mocy przyłączeniowych [kWh]

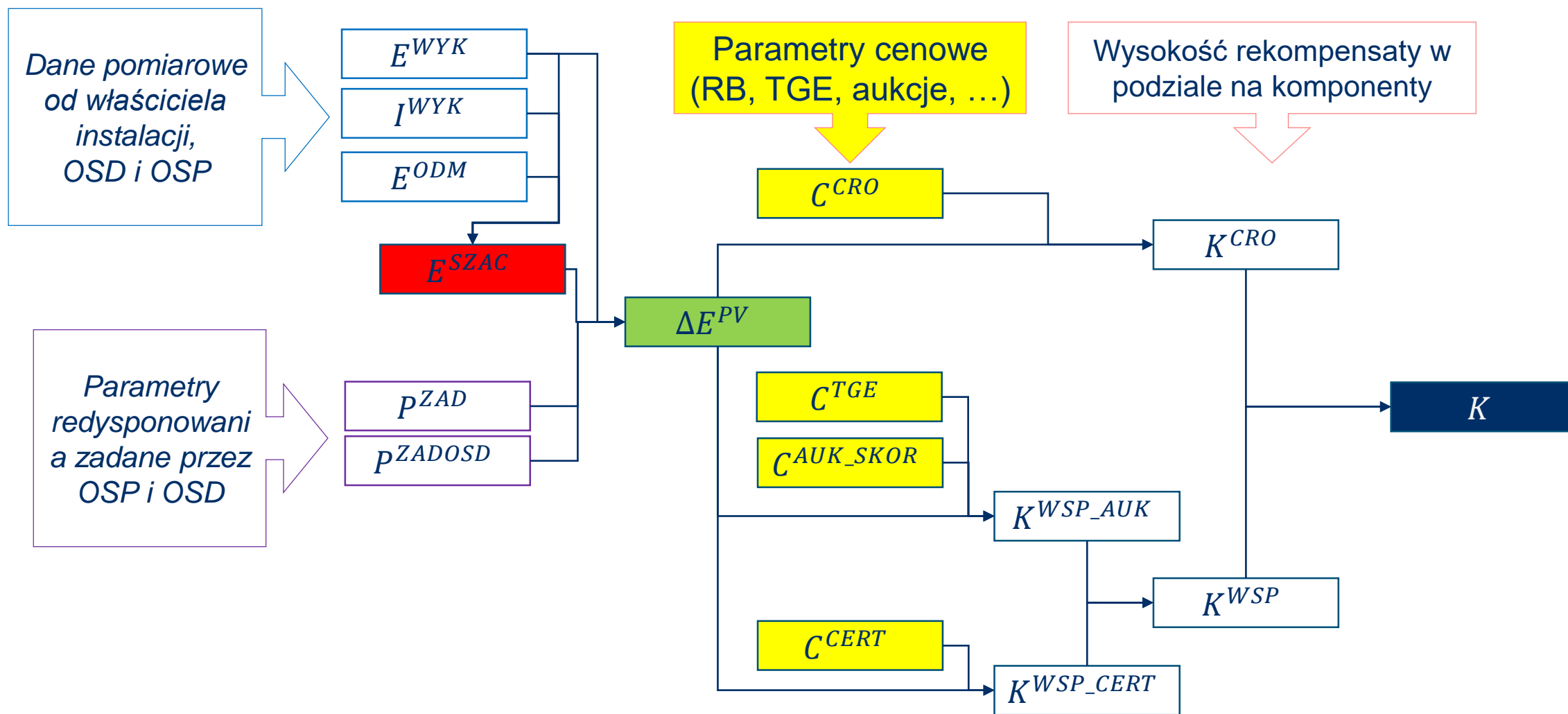
P_i^{PVAC} - moc maksymalna instalacji i po stronie AC [kW]

P_i^{PVOSD} - umowna moc przyłączeniowa instalacji i [kW]

Δt^P - długość przedziału w którym następuje pomiar energii (obecnie: 15 min = 0,25 h) [h]

T_i^{IR} - zbiór przedziałów czasowych, dla których dostępne były pomiary irradiancyjne dla instalacji i

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



Dziękujemy za zapoznanie
się z dokumentem