

**Specyfikacja techniczna dla systemów
zarządzania energią w oparciu o standard
IEC TS 63189-1.**

SPIS TREŚCI

1	Słownik.....	4
2	Opis funkcjonalny operacji wykonywanych przez system zarządzający energią.....	6
2.1	Opis podstawowej funkcjonalności i mechanizmów zarządzania energią w oparciu o model wirtualnej elektrowni	6
2.1.1	Prognozowanie wytwarzania energii	6
2.1.2	Planowanie wytwarzania i zużycia	7
2.1.3	Sterowanie i zarządzanie urządzeniami i obciążeniami magazynów energii	9
2.1.4	Ciągła optymalizacja rozproszonych zasobów energetycznych	9
2.1.5	Monitorowanie stanu i komunikacja	9
2.1.6	Gromadzenie i analiza danych.....	10
2.2	Funkcje platformy wynikające z uwarunkowań lokalnego środowiska wdrożenia	11
2.2.1	Regulacja częstotliwości	11
2.2.2	Taryfy dynamiczne.....	12
2.2.3	Taryfy mocy	12
2.2.4	CRM (customer relationship management):	13
3	Architektura systemu	15
3.1	Wprowadzenie	15
3.2	Wyjaśnienie do rysunku 3 na podstawie opisu Klastra Hub of Power Głuszyca	15
4	Opis komponentów architektury rozwiązania	18
4.1	Operator systemu przesyłowego (elektroenergetycznego).....	18
4.2	Operator systemu dystrybucyjnego	18
4.3	Agregator funkcji IRP	18
4.4	Infrastruktura IT	19
4.5	VMS	19
4.6	Towarowa Giełda Energii	19
4.7	Agregator funkcji TGE	19
4.8	CRM	19
4.9	Magazyn energii	19
4.10	Magazyn wodoru	19
4.11	Instalacja fotowoltaiczna	19
4.12	Farma fotowoltaiczna	20
4.13	Instalacja produkcji zielonego wodoru	20
4.14	Odbiorcy energii / Kontrolowane obciążenia.....	20
5	Tryb sterowania	21
5.1	Scentralizowany tryb sterowania	21
5.1.1	Ogólne	21
5.1.2	Architektura dyspozytorska i kontrolna	21
5.1.3	System komunikacji	22
5.1.4	Scenariusz zastosowania	22
5.2	Zdecentralizowany tryb sterowania.....	22
5.2.1	Ogólne	22

5.2.2	Zdecentralizowana kontrola – scentralizowana ocena	23
5.2.3	Zdecentralizowana ocena lokalna kontroli.....	24
5.2.4	Scenariusz zastosowania	24
6	Załącznik A	25
6.1	Wymagania dotyczące specyfikacji usług pomocniczych.....	25
7	Bibliografia	27

Wprowadzenie

Dokument określa specyfikację techniczną dla systemów zarządzania energią w oparciu o standard IEC TS 63189-1 cechy funkcjonalne wirtualnej elektrowni wraz z proponowaną architekturą rozwiązania. W pierwszej części dokumentu znajduje się definicję terminologii używanej w dokumencie, a następnie zaprezentowany został opis funkcji systemu, obejmującego prognozowanie, planowanie, sterowanie urządzeniami oraz analizę danych. Architektura systemu oraz opis poszczególnych komponentów stanowią kluczowy element, przedstawiając strukturę i organizację systemu. Dalsze sekcje koncentrują się na różnych trybach sterowania oraz wymaganiach dotyczących usług pomocniczych. Dokument kończy się bibliografią, odnoszącą się do wykorzystanych źródeł.

1. Słownik

1.1. DER (ang. Distributed energy resources)

Jednostki wytwórcze (wraz z urządzeniami pomocniczymi, zabezpieczeniowymi i przyłączeniowymi), a także jednostki obciążeniowe i jednostki posiadające obie te cechy (np. magazyny energii elektrycznej), przyłączone do sieci niskiego lub średniego napięcia

1.2. System API

System pozwalający na wymianę danych pomiędzy wszystkimi komponentami platformy systemu zarządzania energią.

1.3. VPP (ang. Virtual Power Plant)

Podmiot lub system realizujący agregację, optymalizację i sterowanie generacją rozproszoną, magazynami energii i odbiornikami sterowanymi.

Uwaga 1 do pozycji: Zagregowane wytwarzanie rozproszone, urządzenia do magazynowania energii i odbiorniki sterowane niekoniecznie znajdują się na tym samym obszarze geograficznym.

Uwaga 2 do pozycji: Strona lub system ma ułatwiać działalność w zakresie pracy systemu elektroenergetycznego i rynku energii elektrycznej.

1.4. DSR (ang. Demand Side Response)

Usługa redukcji zapotrzebowania mocy na żądanie operatora sieci.

1.5. IZP

Interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców.

1.6. EMS (ang. Energy Management System)

System do zarządzania energią w ramach mikrosieci.

1.7. LCU (ang. Local control units)

Lokalne urządzenie sterujące, które łączy urządzenia obiektowe z systemem sterowania poprzez przesyłanie danych pomiarowych i danych o stanie z urządzenia do systemu sterowania oraz poleceń operacyjnych z systemu sterowania do urządzenia.

1.8. Zarządzanie popytem DSM (Ang. Demand Side Management)

Proces, który ma na celu wywarcie wpływu na ilość lub strukturę wykorzystania energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców końcowych.

1.9. Wirtualny system zarządzania wirtualną elektrownią VMS

System, który może realizować zarządzanie i kontrolę dyspozycyjną różnych jednostek VPP, takich jak generatory, obciążenia i jednostki magazynowania energii, oraz partycypację VPP w obrocie rynkowym w sposób uporządkowany.

1.10. Mikrosieć

Mikrosieć to mały system dystrybucji energii elektrycznej składający się z rozproszonej generacji, magazynów energii, urządzenia do konwersji energii, obciążenia, monitorowania, sterowania, zarządzania energią i urządzeń zabezpieczających. Może pracować w trybie podłączonym do sieci lub wyspowym. Służy do elastycznego i wydajnego wykorzystania rozproszonych zasobów energetycznych. VMS komunikuje się z systemem sterowania mikrosiecią, a następnie system sterowania mikrosiecią komunikuje się z generatorami, jednostkami EES, obciążeniami itp. W mikrosieci. Ze względu na funkcję integracji DER, mikrosieci i VPP nie tylko odgrywają rolę uczestniczenia w transakcjach rynkowych i odpowiedzi odbioru, ale także zapewniają wsparcie w zakresie regulacji szczytów i częstotliwości systemu. Mikrosieci i VPP mają pewne cechy wspólne w odniesieniu do elementów systemu, roli w agregacji DER, uczestniczących działań rynkowych, w tym odpowiedzi odbioru, a także świadczenia usług pomocniczych dla systemu elektroenergetycznego. Podczas gdy mikrosieci i VPP mają zasadniczą różnicę pod względem granic geograficznych. Mikrosieć to fizyczny system składający się z DER, obciążeń, linii elektrycznych itd., który znajduje się na tym samym obszarze geograficznym i jest podłączony do głównej sieci poprzez GPZ jako pojedyncza jednostka. Wirtualne elektrownie są w stanie osiągnąć rozproszoną geograficznie agregację i koordynację DER za pomocą zaawansowanych technologii komunikacyjnych oraz ram programowych i sprzętowych, uczestnicząc w rynku energii elektrycznej jako niezależna jednostka.

1.11. Certyfikat ORed

Dokument uprawniający do udziału w programie DSR.

1.12. JWCD (Jednostka wytwórcza centralnie dysponowana)

Jednostka wytwórcza typu D przyłączona do sieci przesyłowej lub do koordynowanej sieci elektroenergetycznej 110 kV, o mocy co najmniej 50 MW, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez operatora systemu przesyłowego. Za sieć koordynowaną 110 kV uważa się część sieci dystrybucyjnej 110 kV, w której przepływy energii elektrycznej zależą także od warunków pracy sieci przesyłowej. Jednocześnie w nazewnictwie branżowym (Kodeksy Sieci i Wytyczne) za typ D dla Europy kontynentalnej uważa się moduł wytwarzania energii, którego moc maksymalna jest większa od 75 MW.

1.13. IRiESP (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej)

Sposób funkcjonowania Centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy Operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako Operator informacji rynku energii, z Użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawnionymi do korzystania z Centralnego systemu informacji rynku energii.

1.14. SCADA OSP (Supervisory Control and Data Acquisition - System nadzoru i zbierania danych w sieciach dystrybucyjnych)

Jest to system komputerowy służący do monitorowania, zarządzania i kontrolowania infrastruktury sieciowej w systemach dystrybucji energii elektrycznej, zwłaszcza w sieciach niskiego napięcia, czyli sieciach rozdzielczych.

2. Opis funkcjonalny operacji wykonywanych przez system zarządzający energią

2.1. Opis podstawowej funkcjonalności i mechanizmów zarządzania energią w oparciu o model wirtualnej elektrowni

Poniższy zakres wymagań funkcjonalnych określa podstawowe cechy, które są niezależne od uwarunkowań geograficznych, prawnych i politycznych. Prezentowane poniżej funkcje należy traktować jako podstawowe i obowiązkowe do bilansowania energii elektrycznej. Zarządzanie energią w klastrze będzie odbywać się w sposób autonomiczny przy wsparciu najnowszych technologii, takich jak sztuczna inteligencja oraz uczenie maszynowe. W przypadku podłączania różnych odbiorników DER do systemu VPP, zaleca się umieszczenie sterownika LCU w celu realizacji funkcji monitorowania stanu, gromadzenia i przetwarzania danych, komunikacji i sterowania.

2.1.1 Prognozowanie wytwarzania energii

- System HoP powinien umożliwiać prognozowanie generacji energii elektrycznej, uwzględniając różne typy źródeł energii.
- Dla prognozowania generacji energii elektrycznej, wymagane są dane rzeczywiste oraz informacje o jednostkach generujących.
- LCU powinien obsługiwać prognozowanie obciążeń kontrolowalnych jak m.in. ładowarki EV, uwzględniając czynniki ekonomiczne, czasowe, meteorologiczne i inne.
- System HoP powinien umożliwiać prognozowanie obciążenia sieci na podstawie analizy danych historycznych, trendów zużycia energii i danych meteorologicznych. Operacje powinny być wspierane technologią sztucznej inteligencji oraz nauczania maszynowego, zarządzając w jak najbardziej optymalny sposób podejmując decyzje w oparciu o korzyści ekonomiczne, środowiskowe i energetyczne.
- Wymaga się, aby system uwzględniał sezonowe oraz cykliczne zmiany w zużyciu energii i uwzględniał niestandardowe zdarzenia, takie jak imprezy masowe lub awarie systemów.
- Dane wyjściowe prognozy wytwarzania energii powinny być korygowane online o rzeczywiste dane dotyczące mocy, a dokładność powinna spełniać wymagania operacyjne.
- Biorąc pod uwagę dane klimatyczne i historyczne elektrowni fotowoltaicznej należy zastosować odpowiednią metodę do skonstruowania konkretnego modelu prognozy wytwarzania energii. Zgodnie z przewidywalną skalą czasową i specyficznymi wymaganiami praktycznego zastosowania, należy przyjąć metodę zespołową w celu osiągnięcia optymalnej strategii predykcyjnej. Ogólnie rzecz biorąc, przewidywalna skala czasowa dla prognozy wytwarzania energii powinna obejmować prognozę krótkoterminową i prognozę ultrakrótkoterminową, z przetwarzaniem szeregów czasowych o wysokiej rozdzielczości.
- Prognoza wieloskalowa. Prognozowanie obciążenia można podzielić na dwa rodzaje: krótkoterminowe i ultrakrótkoterminowe. W prognozowaniu obciążenia należy wziąć pod uwagę czynniki wpływające, w tym:
 - **Czynniki ekonomiczne:** czynniki ekonomiczne mają wpływ na wielkość ładunku.
 - **Czynniki czasowe:** poziom obciążenia w weekendy jest zwykle niższy niż w dni robocze. Amplituda obciążenia znacznie spada, a krzywa obciążenia ulega wyraźnym zmianom podczas większych przerw w pracy. Ponadto różni się wyraźnie od pór roku.
 - **Czynniki meteorologiczne:** temperatura jest głównym czynnikiem wpływającym na krótkotrwałe obciążenie. Wilgotność, zachmurzenie, opady deszczu i wymagania dotyczące komfortu mogą również wpływać na obciążenie, zwłaszcza latem.
 - **Inne czynniki:** istnieje wiele innych czynników, które mogą wpływać na dokładność prognozowania obciążenia, takich jak zmiany wzorca zużycia dużych odbiorców

energii elektrycznej. Wahania cen energii elektrycznej mogą również wpływać na zapotrzebowanie na obciążenie.

2.1.2 Planowanie wytwarzania i zużycia

- System zarządzania energią powinien umożliwiać planowanie wytwarzania energii przez różne jednostki generujące w zależności od prognozowanego obciążenia i dostępności źródeł energii odnawialnej.
- Wymaga się elastycznych mechanizmów planowania, które uwzględniają zmienne warunki rynkowe, ceny energii oraz ograniczenia związane z emisjami gazów cieplarnianych.
- Podejmowanie decyzji powinno się odbywać w sposób automatyczny bez ingerencji człowieka wsparte technologiami sztucznej inteligencji i nauczania maszynowego.
- W przypadku zmiany topologii wirtualnej elektrowni, należy uwzględnić następujące czynniki w odniesieniu do obciążenia w obszarze planowania, przebudowy lub rozbudowy wirtualnej elektrowni, w tym:
 - Rodzaje głównego obciążenia zasilania.
 - Szczytowe zapotrzebowanie na obciążenie.
 - Typowe dzienne krzywe obciążenia w każdym miesiącu.
- VMS powinien prognozować zapotrzebowania na obciążenie w okresie planowania, zgodnie z historycznymi danymi obciążenia i całkowitym zapotrzebowaniem na programowanie rozwoju energetyki w obszarze objętym wirtualną elektrownią, w tym:
 - Trend wzrostowy obciążenia szczytowego.
 - Rodzaje i poziomy dodatkowego obciążenia.
 - Łączne dane prognozowania rocznego zapotrzebowania na obciążenie. Typowa dzienna prognoza zapotrzebowania na obciążenie (z danymi dotyczącymi interwałów godzinowych).
- Przykład planowania i zasada działania algorytmu wykonującego czynności predykcyjne.

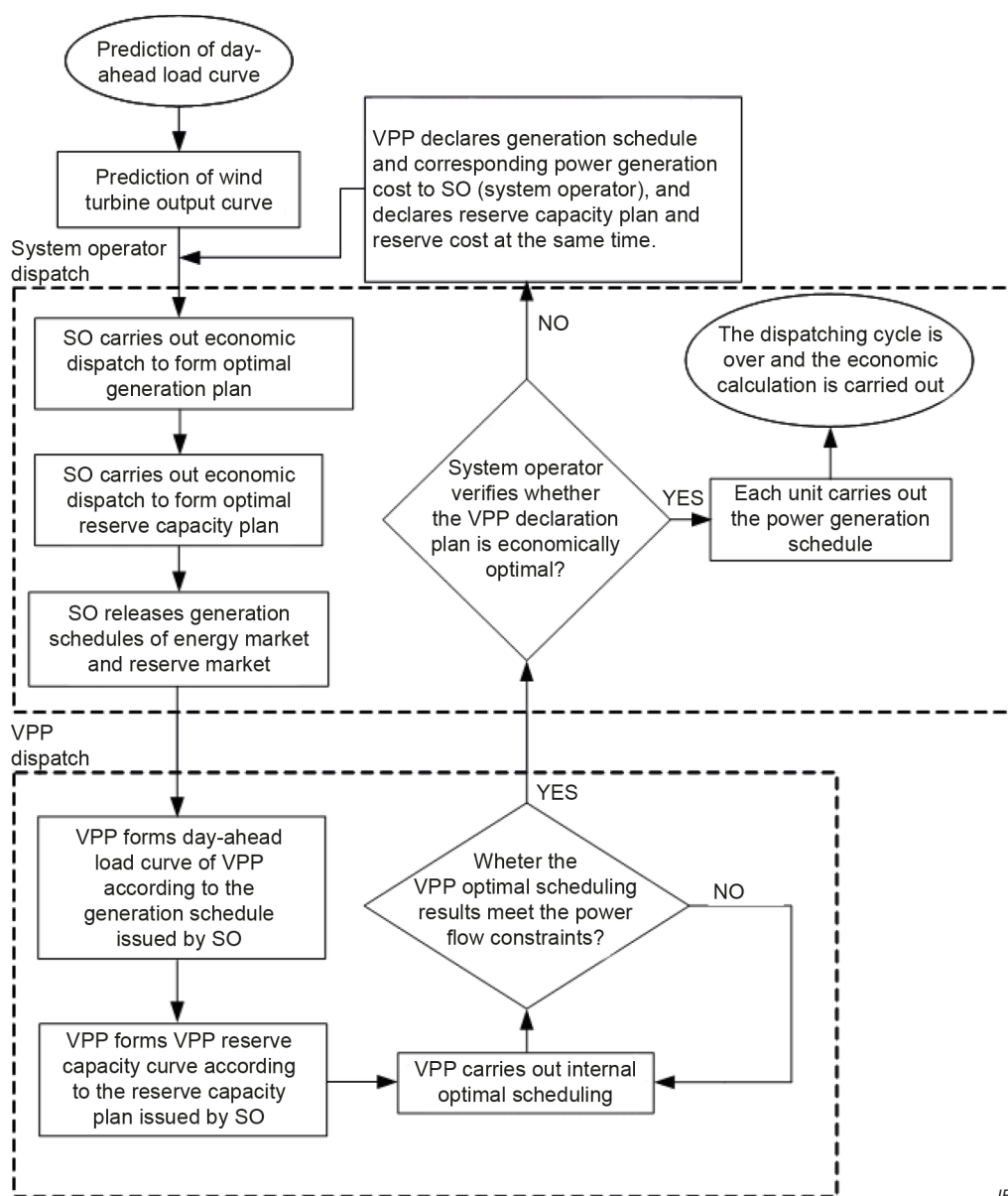
VPP, który uczestniczy w procesie operacji dnia następnego rynku energii elektrycznej, podsumowano na rysunku 4, a proces działania rynku krótkoterminowego jest podobny do procesu operacji dnia następnego. Wirtualna elektrownia może osiągnąć regulację szczytowego obciążenia systemu elektroenergetycznego poprzez rynek dnia następnego lub plan dobowy. Udział VPP w operacji dnia następnego może obejmować następujące kroki:

- 1) Przewiduj obciążenie następnego dnia i oszacuj zdolność reagowania i koszt. Udział w przetargach na rynku energii elektrycznej w oparciu o przewidywane i szacowane wyniki.
- 2) Zwolnij użytkownikowi czas odciążenia i ilość do zmniejszenia, zgodnie z rezerwą obciążenia lub planem redukcji uzyskanym z przetargu na rynku energii elektrycznej.
- 3) Użytkownik przeprowadza licytację po stronie popytowej w oparciu o własny koszt strat obciążenia.
- 4) Rozwiązano optymalizacyjny model decyzyjny oparty na licytacji po stronie popytu i komplementacji wieloenergetycznej, uzyskuje się wielkość odciążenia użytkownika i wielkość wzrostu wydajności, a instrukcja dyspozytorska jest wysyłana do użytkownika.
- 5) Optymalny proces planowania programu VPP.

Oświadczenie: Przed zakończeniem transakcji na rynku energii centrum operacyjno-dyspozytorskie VPP zadeklaruje operatorowi systemu (SO) informacje przetargowe z dnia D+1 zgodnie z własną charakterystyką ekonomiczną, która obejmuje głównie całkowitą deklarowaną zdolność wytwarzania energii elektrycznej przez VPP i odpowiadającą jej krzywą kosztów wytwarzania energii. Na końcu każdego cyklu dyspozytorskiego, operator systemu oceni rzeczywistą produkcję energii i sprawność wytwarzania energii przez nowe jednostki energetyczne i odpowiednio wykaże zjawisko zaniku wiatru

i światła. Gdy VPP deklaruje się na rynku rezerwowym, musi nie tylko dotrzymać górnego limitu jednostkowej mocy, ale także może zoptymalizować wewnętrzny plan wytwarzania energii poprzez rozsądną alokację mocy rezerwowych jednostek i ekonomicznie zrekompensować jednostkę, której produkcja energii jest zmniejszona zgodnie z jej udziałem w rezerwie mocy.

Rysunek 1 - VPP uczestniczy w procesie funkcjonowania rynku energii elektrycznej na rynku dnia następnego



IEC

Źródło: IEC TS 63189-1, 2023-09

Proces planowania: Przed wykonaniem dyspozytorni SO należy przewidzieć rozkład obciążenia systemu w ciągu następnej doby oraz moc nowych elektrowni energetycznych. Jednocześnie krzywa kosztowa generowania kosztu i mocy rezerwowej VPP jest równoważna dla agregatu prądotwórczego, który jest zastępowany przez model dyspozytorski SO do analizy optymalizacyjnej. Dyspozycja ekonomiczna SO przyjmuje minimalizację kosztów wytwarzania jako funkcję obiektywną. Musi spełniać ograniczenia związane z bilansem mocy, mocą jednostek wytwórczych i szybkością

wznoszenia, pojemnością urządzeń do magazynowania energii oraz szybkością ładowania i rozładowywania, przepływem mocy i napięciem wężła. Koszty w ekonomicznej dyspozycji SO można podzielić na jednostkowy koszt wytworzenia, koszt wytworzenia nowej energii (w tym koszt własnej generacji i koszt kary za rezygnację z wiatru i światła), koszt operacji magazynowania energii i koszt rezerwy mocy.

2.1.3 Sterowanie i zarządzanie urządzeniami i obciążeniami magazynów energii

- System HoP za wykorzystaniem LCU powinien umożliwiać sterowanie i zarządzanie urządzeniami włączającymi się do sieci w zależności od potrzeb, w tym źródłami wytwórczymi, magazynami energii i obciążeniami.
- Wymaga się dynamicznego optymalizowania pracy urządzeń magazynowania energii w zależności od zmian w cenach energii na rynku, prognozowanego obciążenia oraz dostępności energii odnawialnej.
- System powinien umożliwiać monitorowanie stanu urządzeń oraz diagnozowanie i usuwanie awarii w czasie rzeczywistym, aby zapewnić niezawodność i ciągłość dostaw energii.
- Sterowanie i zarządzanie energią powinno odbywać się w sposób automatyczny oraz ręczny.
- Wsparcie przy pomocy AI oraz ML, a w przypadku sterowania manualnego z wykorzystaniem aplikacji webowej w zależności od uprawnień użytkownika.
- Rodzaj i dokładność danych, które mają być gromadzone, powinny spełniać wymagania różnych funkcji analizy danych. Na przykład w przypadku funkcji uczestnictwa w handlu energią elektryczną dane, które mają być gromadzone, obejmują moc czynną, stan włączenia/wyłączenia, koszt itp. Okres próbkowania zależy od wymagań różnych platform transakcyjnych, np. co 5 minut lub 15 minut. W przypadku funkcji regulacji lub rezerwy częstotliwości gromadzone dane obejmują moc czynną, stan włączenia/wyłączenia, koszt itp. Okres próbkowania zależy od wymagań działania systemu, np. co minutę w celu regulacji częstotliwości wtórnej.
- Sterownik LCU może posiadać funkcje szyfrowania w celu ochrony prywatności danych, np. cyberbezpieczeństwo zgodnie z IEC 62351-3, IEC 62351-5 itp.

2.1.4 Ciągła optymalizacja rozproszonych zasobów energetycznych

- System HoP powinna umożliwiać agregację i optymalizację zasobów rozproszonych, takich jak generatory rozproszone i obciążenia kontrolowalne, w celu zapewnienia stabilności dostaw energii oraz udziału w rynku energii.
- Optymalizacja wewnątrz systemu HoP powinna uwzględniać zarówno optymalizację jednostek wewnętrznych, jak i uczestnictwo w transakcjach rynkowych.
- Funkcje agregacji powinny obejmować konfigurację pojemności oraz metodę regulacji, aby dostosować wyniki do oczekiwań rynkowych.

2.1.5 Monitorowanie stanu i komunikacja

- System HoP powinna umożliwiać monitorowanie statusu i zbieranie danych z różnych zasobów rozproszonych energii (DER) oraz obciążeń kontrolowalnych, jak m.in. ładowarki EV.
- Lokalny sterownik jednostki (LCU) powinien być odpowiedzialny za funkcje monitorowania statusu, zbierania i przetwarzania danych, komunikacji oraz kontroli.
- LCU powinien być zdolny do zbierania danych zgodnie z wymaganiami różnych funkcji analitycznych, takich jak handel energią elektryczną i regulacja częstotliwości.
- LCU powinien umożliwiać zdalne przesyłanie danych do platformy VPP oraz otrzymywanie poleceń sterowania zdalnego.
- LCU powinien zapewniać funkcję synchronizacji czasu oraz samodiagnostyki.

- LCU powinien być zdolny do komunikacji zarówno z DER/obciążeniami kontrolowalnymi, jak i z zarządzaniem systemem wirtualnego, tj. system HoP
- Wymagane interfejsy komunikacyjne obejmują RS232, RS485, Ethernet, światłowód oraz interfejsy komunikacyjne bezprzewodowe.
 - Schemat komunikacji nośnej i światłowodowej powinien być zgodny z dowolnym standardem serii IEC 61850, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, DNP3.0 i innymi odpowiednimi seriami IEC, OpenADR, OPC, Modbus, MQTT itp.
 - Schemat komunikacji bezprzewodowej powinien być zgodny z odpowiednimi standardami EMC (elektromagnetycznej kompatybilności) IEC 61000 i zapewniać wysoką dostępność kanału. Temperatura pracy, napięcie zasilania i poziom ochrony powinny być wartościami odpowiednimi dla sprzętu. Sprzęt do transmisji bezprzewodowej powinien pełnić funkcję routera i zapory. Kanał powinien być kompatybilny z 5G/4G/3G/GPRS.
- Wymiana danych powinna spełniać określone normy kryptograficzne zapewniające bezpieczną komunikację i przepływ danych pomiędzy środowiskami zgodnie z obowiązującymi standardami, np. IEC 62351-3, IEC 62351-5.
- LCU musi mieć łączność z DER/odbiornikami sterowalnymi i VMS. Schemat komunikacji można dobrać zgodnie z rzeczywistymi warunkami inżynierskimi.
- W praktycznym zastosowaniu, w zakresie bezpieczeństwa informacji, niezbędne są bezpieczne urządzenia komunikacyjne, urządzenia do komunikacji jednokierunkowej, łącza VPN itp. Biorąc pod uwagę niezawodność schematu komunikacji, należy przyjąć redundantne metody komunikacji.

2.1.6 Gromadzenie i analiza danych

System HoP powinien umożliwiać monitorowanie statusu i zbieranie danych, które wspierają funkcje takie jak przechowywanie danych historycznych, rejestracja jednostek, rozliczanie energii oraz diagnoza stanu operacyjnego jednostek DER. Wszystkie dane powinny być zbierane automatycznie, a więcej danych można dodać ręcznie

Funkcje analizy danych powinny obejmować zarówno bazę danych historycznych, jak i bazę danych procesowych.

Rzeczywiste dane dotyczące mocy są niezbędne, ale niewystarczające do prognozowania wytwarzania energii, co jest również niezbędne dla matematycznego modelu prognozowania niepewności. Wszystkie rzeczywiste dane dotyczące mocy elektrowni fotowoltaicznych, farm wiatrowych lub wytwarzania energii na biomasę w okresie nie krótszym niż jeden rok od uruchomienia powinny być gromadzone od momentu uruchomienia.

Informacje o jednostkach wytwórczych Informacje o jednostce wytwórczej obejmują typ jednostki, moc jednostki, normalny stan wytwarzania, stan ograniczenia, stan gotowości.

W przypadku elektrowni fotowoltaicznych należy zbierać dane o globalnym promieniowaniu poziomym, bezpośrednim promieniowaniu normalnym, temperaturze otoczenia i czasie nasłonecznienia przez co najmniej jeden rok.

Należy zebrać dane topograficzne.

Dane z farm wiatrowych i systemu prognozowania mocy fotowoltaicznej powinny być przesyłane za pomocą niezawodnej transmisji bezprzewodowej lub światłowodowej.

Wszystkie dane powinny zostać przetestowane pod kątem integralności i racjonalności przed zapisaniem w bazie danych, a wszelkie brakujące lub nieprawidłowe dane powinny zostać uzupełnione i poprawione, a także powinny być używane pliki dziennika do rejestrowania operacji na tych nieprawidłowych danych.

Transakcje rynkowe:

System HoP powinien być zdolny do udziału w transakcjach na rynku energii elektrycznej oraz usług pomocniczych.

System HoP powinien być zdolny do składania ofert na centrum handlu energią, uwzględniając wymagania lokalnych regulacji rynkowych oraz własne koszty generacji i koszty świadczonych usług.

Funkcje platformy wynikające z uwarunkowań lokalnego środowiska wdrożenia

Przepisy lokalne, model rynku energii elektrycznej i odpowiadający mu sposób organizacji krajowego rynku jest związany z wykorzystaniem sterowalnych DER'ów, która mają wpływ na zarządzanie, kontrolę i funkcjonowanie mikrosieci.

Ponieważ elektrownia wirtualna VPP jest klastrem rozproszonych instalacji przetwarzających energię, które są zagregowane i wykorzystują dodatkowe systemy do osiągnięcia swoich celów (np. regionalne prognozowanie, systemy zarządzania energią specyficzne dla danego miejsca, SCADA i inne systemy łączności, lokalne uwarunkowania) mają istotny wpływ na zakres funkcjonalności realizowanych w wirtualnej elektrowni. Poniżej znajduje się opis usług pomocniczych udostępnionych przez PGE oraz polskie prawo energetyczne. Usługi zdefiniowane dla rynku polskiego:

2.1.7 Regulacja częstotliwości

Ze względu na rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz rozwój odnawialnych źródeł energii, które mogą wprowadzać niestabilność do systemu.

elektroenergetycznego funkcjonalność jest i będzie w Polsce potrzebna, uczestnictwo w regulacji częstotliwości może przynieść korzyści zarówno operatorom systemów, jak i uczestniczącym podmiotom. Realizacja sprowadza się do zmiany obciążenia lub generacji podmiotu na wezwanie operatora lub w sposób automatyczny (na podstawie wartości częstotliwości w systemie), aby zrównoważyć dostępną w systemie energię z jej poborem (zbilansować moc czynną).

2.1.7.1 W ramach mechanizmu Rynku Mocy

Usługa redukcji zapotrzebowania mocy na polecenie jest znana jako DSR (ang. Demand Side Response). W tym przypadku odbiorcy są wykonawcami usługi. Warunkiem koniecznym aby świadczyć usługę bilansowania mocy należy uzyskać certyfikat ORed, który jest wydawany przez operatora systemu. Certyfikat ten potwierdza zdolność podmiotu do reagowania na sygnały operatora systemu. Warunkiem pozyskiwania korzyści ze świadczenia usługi DSR jest aktywowanie certyfikatu (tj. przesłanie odpowiednie zgód i oświadczeń do właściwego operatora) i decyzja o przystąpieniu do programów DSR samodzielnie lub za pośrednictwem innego podmiotu.

2.1.7.2 W ramach Rynku Bilansującego

W Rynku Bilansującym aktywnie mogą uczestniczyć „Sterowane Odbiory” (SO) o mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 1 MW; agregaty SO o sumarycznej mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 1 MW. Warunkiem koniecznym do aktywnego udziału w Rynku Bilansującym Jednostki Grafikowej reprezentującej SO jest zdolność do otrzymywania poleceń redukcji względem obciążenia referencyjnego i ich realizacji oraz odwzorowanie w systemie SCADA OSP. W celu aktywnego udziału Jednostki Grafikowej w Rynku Bilansującym niezbędne jest posiadanie systemów sterowania i wymiany informacji ruchowej z OSP WIRE oraz SCADA.

2.1.7.3 Interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (IZP)

Zgodnie z Komunikatem PSE S.A. z 21 grudnia 2023 r. w sprawie decyzji Prezesa URE dot. zatwierdzenia Zmian nr 10/2023 WDB do katalogu usług systemowych w ramach usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej wprowadzono nową usługę: interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (IZP). IZP polega na prawie do oferowania zwiększenia obciążenia i zobowiązaniu do wykonania zwiększenia obciążenia w wielkości zaoferowanej, jednakże bez wynagrodzenia za gotowość do świadczenia tej usługi. Celem wprowadzenia usługi IZP jako nowego

narzędzia możliwego do wykorzystania przez OSP w sytuacji nadpodaży generacji energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest zapewnienie OSP dostępu do szybkiej rezerwy interwencyjnej w zakresie zwiększenia wielkości mocy pobieranej przez odbiorców. Wskazano, że certyfikacja ORed na dotychczasowych zasadach będzie realizowana na potrzeby świadczenia obu usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej, tj. jak do tej pory na potrzeby interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (IRP) oraz na potrzeby nowej usługi IZP.

2.1.7.4 Wytwórcy jako wykonawcy

W ramach regulacji wtórnej i trójnej poprzez mechanizm Rynku Bilansującego elektrownie OZE (np. turbiny i farmy wiatrowe) są w stanie prewencyjnie zaniżyć moc oddawaną do sieci i następnie uczestniczyć, składając oferty na zwiększenie lub zmniejszenie generacji. Wiąże się to jednak z produkcją utraconą i jej kosztami. W odróżnieniu od JWCD, nie można mówić o planowaniu pracy na dobę następną, świadczenie rezerwy wtórnej wymagałoby więc utrzymywanie stałego odstępu pomiędzy mocą możliwą do osiągnięcia i mocą oddawaną do sieci (zgodnie z wymogami IRIESP 5% Pn). JWCD otrzymują bazowy punkt pracy (BPP) z systemu SOWE administrowanego przez OSP, natomiast elektrownie wiatrowe musiałyby bazowy punkt pracy określać samodzielnie na podstawie pomiarów meteorologicznych oraz korygować BPP w oparciu o sygnał regulacyjny otrzymywany od OSP.

Kodeks sieci NC RfG w zakresie przyłączania modułów wytwarzania (PV) wprowadza konieczność pracy modułów w określonych zakresach częstotliwości przez zdefiniowany czas, w tym zdolność do pracy przy zmianach do 2 Hz/s. Wymagany jest również tryb LFSM-O (Limited Frequency Sensitive Mode Overfrequency), gdzie generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na określony wzrost częstotliwości systemu.

Zastosowanie magazynów energii zwiększa elastyczność układu i poprzez zastosowanie regulatorów falowników emulujących odpowiednią charakterystykę regulacji (inercja wirtualna, charakterystyka statyczna, współpraca z ARCM) i umożliwi realizację usługi regulacji częstotliwości.

2.1.8 Taryfy dynamiczne

Zgodnie z Regulaminem obrotu TGE Stronami transakcji zawieranych na Rynku Towarów Giełdowych (który składa się z Rynku Dnia Następnego i Bieżącego oraz Rynku Terminowego Towarowego), których przedmiotem jest energia elektryczna, mogą przedsiębiorstwa energetyczne oraz będący osobami prawnymi odbiorcy uprawnieni do zmiany sprzedawcy, pod warunkiem uzyskania odpowiedniej koncesji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne (par. 13) i zawarły z Giełdą umowę o członkostwo, można sprzedawać i kupować energię elektryczną o minimalnym wolumenie 0,1 MWh.

TGE prowadzi RDB w formie Europejskiego Rynku Dnia Bieżącego SIDC, który łączy 21 krajów i umożliwia transgraniczny handel energią elektryczną na terenie UE, handel odbywa się w formie notowań ciągłych 24h, notowane są instrumenty z dostawą w kolejnym dniu, których notowania rozpoczynają się o 14:00w dniu poprzedzającym dostawę i wygasają z rynku na 1 godzinę przed realizacją dostawy.

Obecnie w Polsce nie ma mechanizmów giełdowych cen czasu rzeczywistego.

Możliwe jest korzystanie z cen giełdowych energii poprzez pośredników, agregujących pozycje i oferujących własne taryfy oparte na indeksach TGE (oferty giełdowe sprzedawcy).

Handel energią na giełdzie EEX wymaga analiz opłacalności (kwestia wolumenu i opłat przesyłowych, problem aukcji dostępności zdolności przesyłowych transgranicznych).

2.1.9 Taryfy mocy

W Polsce od 2017 r. funkcjonuje rynek mocy, wybór jednostek rynku mocy, z którymi Operator zawiera kontrakty na rynku mocy odbywa się w drodze aukcji typu holenderskiego. Aukcja kończy się w rundzie, w której pozostały wolumen oferowanej mocy zrówna się z zapotrzebowaniem na moc w danej aukcji ogłoszonym w rozporządzeniu ministra właściwego ds. energii. W ramach rynku mocy

organizowane są przetargi na redukcję zapotrzebowania (tzw. megawaty), co jest formą mechanizmu DSR. Minimalny wolumen redukcji to 1 MW, w celu udziału mniejszych jednostek w tym mechanizmie można korzystać z pośredników – firm agregatorów.

W składowej opłacie za świadczenie usługi dystrybucji dla odbiorcy zasilanego z danego poziomu napięć są dwa składniki zależne od wielkości mocy umownej, czyli mocy czynnej pobieranej lub wprowadzanej do sieci, określonej w umowie o świadczenie usług przesyłowych i dystrybucyjnych lub w umowie o sprzedaż energii zawartej z użytkownikiem. Im moc umowna jest wyższa, tym wyższa opłata miesięczna, można ustalić w umowie jej wielkość, z tym że za jej przekroczenie w okresie rozliczeniowym naliczana jest kara w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną, albo (w przypadku gdy licznik nie rejestruje 10 wartości przekroczeń, tylko np. jedno największe) dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną zarejestrowanej w okresie rozliczeniowym. Wielkość mocy umownej jest niezależna (powinna być mniejsza) od mocy przyłączeniowej instalacji.

Należy rozważyć model taryfy dynamicznej, oferowanej przez dostawców od sierpnia br. (po doświadczeniach od ich wprowadzenia), model umożliwiający udział bezpośredni lub pośredni w giełdowym rynku dnia bieżącego oraz rynku dnia następnego. Do wewnętrznych rozliczeń między podmiotami należy wprowadzić model taryf czasu rzeczywistego z krótszym niż doba czasem wyprzedzenia ich ustalania.

2.1.10 CRM (customer relationship management):

Usługa CRM umożliwia m.in.:

- Udostępnianie danych o profilu produkcji energii, zużycia energii, profilu magazynowania i kosztów bilansowania w cyklu 15 minut.
- Rozliczenia z klientem w zakresie kosztów energii oraz opcjonalny udział w programach usług pomocniczych.
- Określanie pożądanych zmian w zakresie budowy lub rozbudowy źródeł OZE, magazynu energii oraz nowych kosztów zakupu energii.
- Automatyzacja procesu rozliczeń z uczestnikami klastra, włączając w to obsługę dokumentów księgowych i statusu płatności.
- Gromadzenie i przechowywanie danych uczestników klastra, włączając w to profile, historię transakcji, preferencje, kontaktowe informacje.
- Możliwość segmentacji uczestników na podstawie różnych kryteriów, takich jak lokalizacja, typ, potrzeby itp.
- Automatyzacja procesu komunikacji z uczestnikami klastra poprzez system powiadomień, automatyczne odpowiedzi e-mailowe, przypomnienia o kontaktach itp.
- Analiza danych i zachowań uczestników. Generowanie raportów i wskaźników wydajności.
- Możliwość dostosowania systemu CRM do indywidualnych potrzeb i specyfiki klastra.
- Personalizacja interfejsu użytkownika, formularzy, raportów itp. zgodnie z wymaganiami użytkowników.
- Zapewnienie bezpieczeństwa danych klientów, w tym zapobieganie nieautoryzowanemu dostępowi, szyfrowanie danych, audyt dostępu itp.
- Zapewnienie zgodności z przepisami prawnymi dotyczącymi ochrony danych osobowych (GDPR, RODO itp.).

Agregacja to jedna z najważniejszych cech wirtualnych elektrowni. W przypadku wirtualnej elektrowni z wieloma rozproszonymi zasobami energetycznymi zmienność wyjściowa wielu rozproszonych źródeł energii jest wysoka ze względu na niepewność wyjściową wiatru/światła słonecznego, co wpływa na

jakość usług pomocniczych VPP dla sieci publicznej i utrudnia również spełnienie standardów obrotu na rynku energii elektrycznej. Dzięki zaawansowanej technologii i oprogramowaniu informacyjno-komunikacyjnemu sterowalne jednostki, takie jak rozproszone generatory, sterowane obciążenia, systemy magazynowania energii i mikrosieci, mogą być agregowane w celu zapewnienia bardziej stabilnej energii elektrycznej dla sieci publicznej, szybko reagujących usług pomocniczych i dołączenia do rynku energii..

Funkcja agregacji powinna ustanowić konfigurację i metodę regulacji zdolności przesyłowych, za pomocą której VMS może regulować moc wyjściową połączonych rozproszonych źródeł energii w celu dostosowania ich do wartości oczekiwanych.

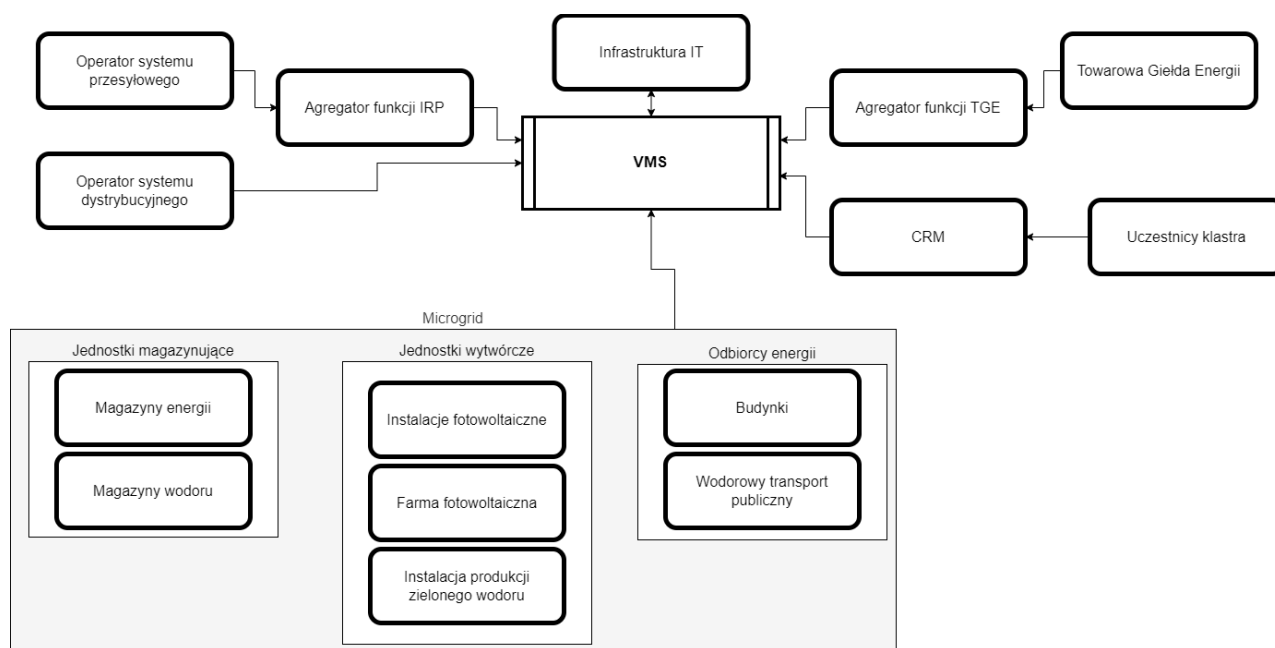
Funkcja agregacji powinna uwzględniać koszty tworzenia kopii zapasowych i kary za odstępstwa w odniesieniu do wkładu energii ze źródeł odnawialnych, aby lepiej wyważyć oczekiwania i ryzyko związane ze zwrotem z inwestycji oraz dokonać ilościowej analizy zatwierdzonej ceny energii elektrycznej, preferencji w zakresie ryzyka, ceny rezerwowej i energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

3. Architektura systemu

3.1. Wprowadzenie

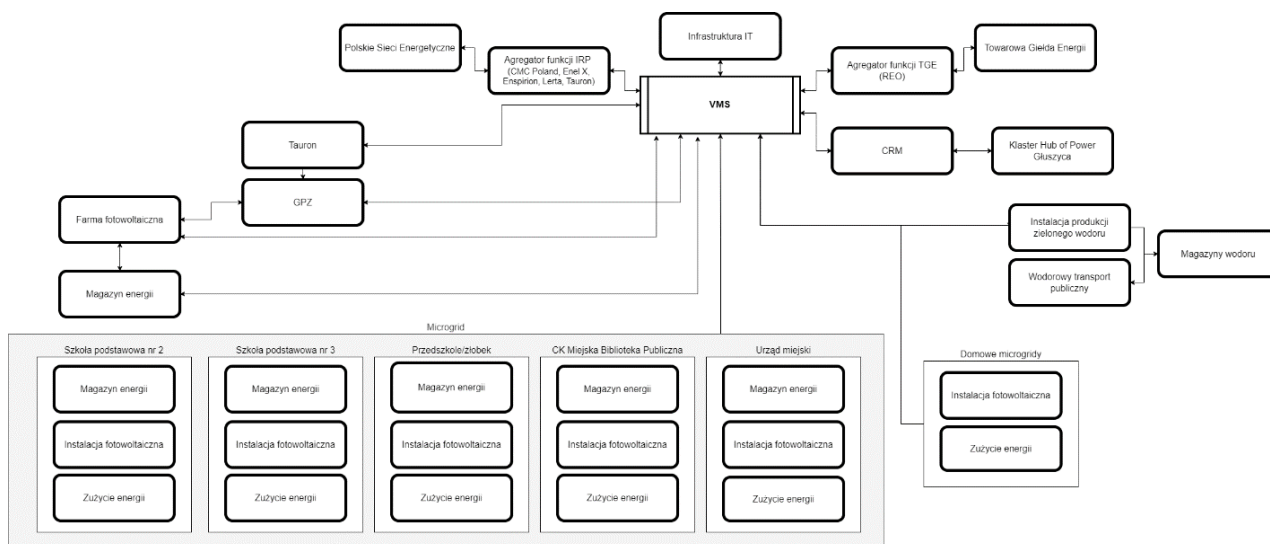
Typowa wirtualna elektrownia może zawierać wiele poziomów, wśród których poziom podrzędny może być traktowany jako zintegrowana część wyższego poziomu, a VPP może być również utworzony przez pewną liczbę VPP.

Rysunek 2: Diagram VPP Ogólny



Źródło: Opracowanie własne.

Rysunek 3: Diagram VPP Głuszyca



Źródło: Opracowanie własne.

Wyjaśnienie do rysunku 3 na podstawie opisu Klastra Hub of Power Głuszyca

- 1) W ramach projektu zrealizowanie inwestycji OZE które dostarczą 100% energii (ok 15.000 MWh rocznie) na potrzeby miasta (dwie szkoły podstawowe, przedszkole, dwa baseny, ośrodek kultury, urząd miejski, oświetlenie uliczne) oraz dla grupy ubogich mieszkańców w ramach zasobu mieszkań gminnych. Powstanie farma PV o mocy 1,3 MW w sąsiedztwie GPZ.
- 2) Zbudowane systemu magazynów energii stabilizujących sieć i umożliwiających zrealizowanie celu dostawy 100% energii z OZE w ramach uczestników klastra oraz poprawę funkcjonowania obecnie już działających instalacji OZE. Magazyny energii powstają jako część systemu z istniejącymi źródłami PV lub nowymi źródłami PV w ramach projektu w lokalizacjach:
 - a) Przy GPZ, jako część instalacji PV opisanej powyżej, parametry 3 MW / 6 MWh
 - b) W ramach mikrosieci danych budynków gdzie występują punkty poboru energii oraz punkty produkcji energii OZE:
 - i) Szkoła Podstawowa nr 2: instalacja istniejąca PV 16 kWp, Nowy BESS: 20 KWh
 - ii) Szkoła Podstawowa nr 3 – instalacja istniejąca PV 30 kWp, Nowy BESS: 20 KWh
 - iii) Przedszkole/ Żłobek: instalacja istniejąca PV 10 kWp, Nowy BESS: 10 kWh.
 - iv) Centrum Kultury Miejska Biblioteka Publiczna: instalacja istniejąca PV 30 kWh. Nowy BESS: 20 KWh
 - v) Urząd Miejski: instalacja istniejąca PV 20 kWh. Nowy BESS: 20 kWh.

Podsumowanie: nowe małe BESS (magazyny energii) ok 90 kWh. (symbol wydatku I.3).

- 3) Instalacja systemu produkcji zielonego wodoru do celów jego dostawy dla zeroemisyjnego transportu publicznego (dla przyszłego wodorowego autobusu w Głuszycy lub dla autobusów wodorowych zakupionych przez Wałbrzych – miasto w ramach tego samego powiatu). Dostawa technologii wodorowej: DACPOL, producent HyFrame® S43, Modular Fuel Cell System up to 37.4 kW (symbol wydatku I.1)
- 4) Uruchomienie systemu mikrosieci w ramach budynków członków klastra, który będzie obejmował:
 - a) inteligentne liczniki na istniejących punktach poboru energii (liczniki OSD, dodatkowe punkty pomiaru na danych systemach – jak np. w ramach basenów: systemach utrzymania ciepła powietrza, ciepła wody i jakości wody) i jej lokalnej produkcji (instalacje fotowoltaiczne),
 - b) Systemy małych magazynów energii, stabilizujących profil produkcji i konsumpcji energii, obniżający koszty bilansowania energii poza mikrosieciami jak również przenoszący cykl wprowadzenia energii z źródeł OZE do sieci w okresach niskiego zapotrzebowania na energię przez budynki,
 - c) Współpracę z systemem dużego magazynu energii, farmy fotowoltaicznej oraz wiatrowej realizowanej w ramach wydatku.
- 5) Uruchomienie systemu zarządzającego VPP, obejmującą funkcjonalności
 - a) Funkcja monitorowanie i optymalizację mikrosieci: danych budynków gdzie występują punkty odbioru energii, produkcji energii, magazynowania energii pod względem autokonsumpcji zielonej energii, optymalizacji kosztów dostaw energii z poza mikrosieci oraz wydajności mikrosieci z zakresu świadczenia usług pomocniczych (jak redukcji mocy, bilansowania mocy, nowej usługi IZP - ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców.
 - b) Funkcja wspomagające zarządzanie elementami lokalnego systemu energetycznego w obszarze redukcji częstotliwości, realizowanej w formie regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej oraz system spełniający wymogi funkcjonowania w ramach Rynku Bilansującego i DSR.
 - c) Funkcja redukcja kosztów mocy - funkcje strażnika opłaty za przekroczenie mocy umownej, w ramach DSR gratyfikacja za ograniczanie zużycia na żądanie - Interwencyjna Redukcja Poboru IRP (funkcja realizowana poprzez agregatorów: CMC Poland, Enel X, Enspirion, Lerta, Tauron).
 - d) Funkcja systemu w zakresie bilansowania energii (sprzedaży czasowych nadwyżek energii, zakupu czasowo występujących niedoborów energii na podstawie systemów predykcyjnych

uczących się w oparciu o profil klastra, poszczególnych mikrosieci, oparte o:

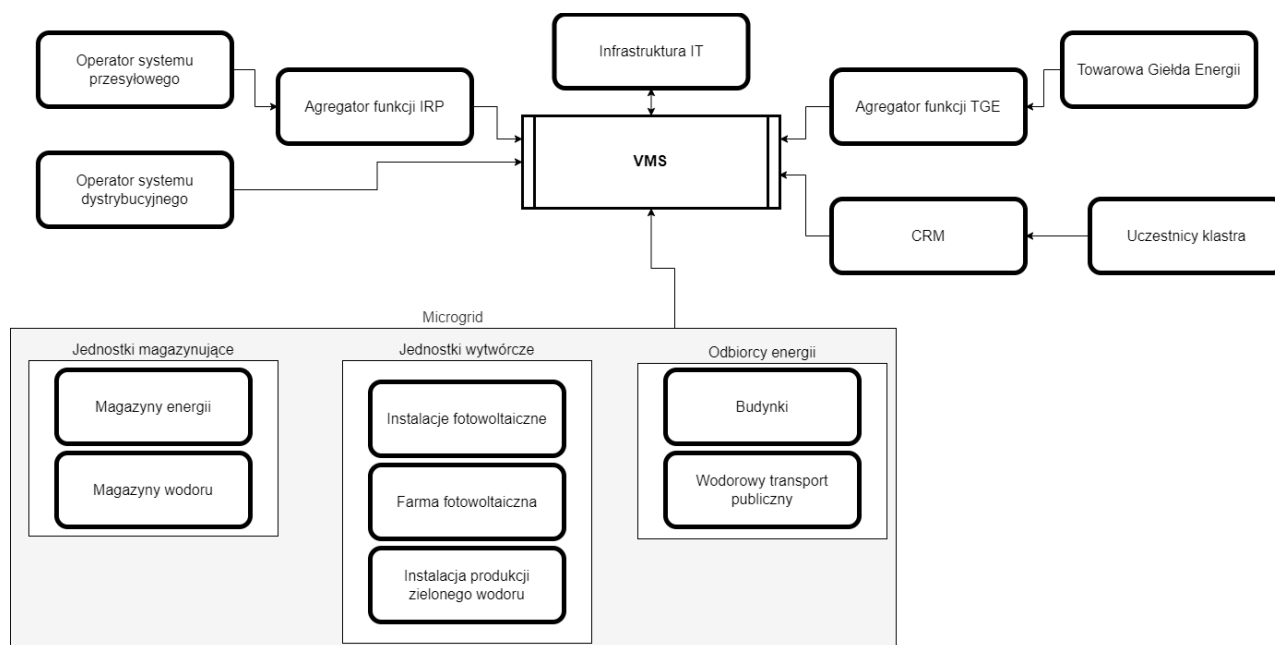
- i) Taryf krajowych dynamicznych (wprowadzonych od 24.08.'24)
- ii) Taryf Rynku Dnia Następnego i Bieżącego oraz Rynku Terminowego Towarowego TGE, za pośrednictwem pośrednika, agregującego Taryfy TGE.
- e) Funkcja oferowania usługi dostaw energii i zarządzania domowymi mikrosieciami dla osób które uczestniczyły w dwóch programach parasolowych instalacji przez urząd 296 kWp w ramach 87 instalacji fotowoltaicznych na terenie domów prywatnych. Dodatkowo szacuje się że ok 380 kWp zostało zainstalowanych w 130 instalacjach prywatnych w ramach kolejnych edycji programu „Mój Prąd”. System uwzględnia zmiany legislacyjne obowiązujące od 1 lipca 2024 r. wartość energii wprowadzonej do sieci będzie ustalana według ceny giełdowej godzinowej na rynkach dnia następnego.

Funkcja CRM (customer relationship management) – profil obsługi klienta.

4. Opis komponentów architektury rozwiązania

VPP może obejmować rozproszone źródła wytwórcze, magazyny i sterowane obciążenia rozmieszczone na określonym obszarze geograficznym z funkcją regulacji i sterowania. Podstawową częścią VPP jest wirtualny system zarządzania elektrownią VMS (W wirtualnej elektrowni komunikacja z źródłami wytwórczymi, sterowanymi obciążeniami, magazynami energii i mikrosieciami odbywa się w celu dostarczania danych operacyjnych i realizacji ujednoliconego zarządzania harmonogramem i kontroli. Medium komunikacyjne może być światłowodowe, kablowe lub bezprzewodowe, z protokołami OPC (Object Linking and Embedding for Process Control), IEC lub innymi. System API zapewnia komunikację z zewnętrznymi interfejsami i może współdziałać z operatorem systemu i platformą zarządzania energią/handlu energią.

Rysunek 4: Diagram VPP Ogólny



Źródło: Opracowanie własne.

4.1. Operator systemu przesyłowego (elektroenergetycznego)

Rodzaj przedsiębiorstwa energetycznego, które zajmuje się przesyłaniem energii elektrycznej i jest odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi. Działalność operatora systemu przesyłowego w Polsce reguluje ustawa Prawo energetyczne, a obecnie funkcję tę pełni spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne.

4.2. Operator system dystrybucyjnego

Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego, czyli OSD, to przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, jego eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej, a także niezbędną rozbudowę.

4.3. Agregator funkcji IRP

Przedsiębiorstwo zajmujące się pozyskiwaniem podmiotów, które mogą przeprowadzić redukcję poboru mocy. Agregator występuje w imieniu powyższych podmiotów w postępowaniach

przetargowych na świadczenie usługi IRP oraz w relacjach z OSP na etapie świadczenia usługi.

4.4. Infrastruktura IT

Całokształt rozwiązań sprzętowo-programowych i organizacyjnych stanowiących podstawę wdrożenia i eksploatacji zaawansowanych merytorycznie i technologicznie systemów informatycznych.

4.5. VMS

VMS realizuje zarządzanie i kontrolę różnych jednostek VPP, takich jak generatory, obciążenia i magazyny energii, przy czym VPP uczestniczy w obrocie rynkowym w uporządkowany sposób. VMS powinien obejmować systemy akwizycji danych i komunikacji w celu realizacji komunikacji danych i interakcji z różnymi systemami i jednostkami. Zgodnie z różnymi metodami sterowania, VMS może działać w trybie sterowania scentralizowanego lub zdecentralizowanego. Tryb sterowania scentralizowanego ma ogólne zastosowanie do mniejszych i bardziej scentralizowanych, sterowalnych agregacji zasobów, takich jak DER podłączony w tym samym punkcie siatki. Zdecentralizowany tryb sterowania jest bardziej odpowiedni dla agregacji zasobów sterowania obszarami o dużej skali, rozproszonych geograficznie.

4.6. Towarowa Giełda Energii

Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE) jest jedyną w Polsce giełdą towarową uprawnioną do prowadzenia rynku regulowanego na podstawie przepisów m.in. ustawy o giełdach towarowych. Jej celem jest umożliwienie producentom i sprzedawcom energii elektrycznej oraz gazowej skutecznego handlu i zabezpieczania ryzyka związanego z fluktuacjami cen na rynku energii.

4.7. Agregator funkcji TGE

Podmiot lub system, który pełni rolę pośrednika umożliwiając transakcje sprzedaży czasowych nadwyżek energii oraz zakupu czasowo występujących niedoborów energii. Jego głównym celem jest zapewnienie efektywnego zarządzania energią poprzez umożliwienie elastycznych transakcji energetycznych.

4.8. CRM

Element architektury systemu, który zajmuje się zarządzaniem relacjami z klientami oraz gromadzeniem, analizą i wykorzystaniem danych dotyczących interakcji z nimi.

4.9. Magazyn energii

Magazyny energii VPP mogą obejmować magazyny energii elektrycznej i inne jednostki, które mają możliwość interakcji z siecią energetyczną w dwóch kierunkach i mogą dostarczać lub zużywać energię. Magazyn energii współdziała z VMS, aby przesyłać informacje o stanie jednostek i reagować na polecenia sterowania ładowaniem i rozładowaniem VMS. Magazyny energii mogą pomóc górnej warstwie VMS w realizacji zoptymalizowanej strategii sterowania pracą.

4.10. Magazyn wodoru

Infrastruktura lub obiekt służący do przechowywania wodoru w postaci skroplonej (LH2), sprężonej (CH2) lub w innej formie.

4.11. Instalacja fotowoltaiczna

System składający się z paneli fotowoltaicznych, inwertera oraz niezbędnej infrastruktury, który przekształca energię świetlną na energię elektryczną.

4.12. Farma fotowoltaiczna

Duża instalacja składająca się z zestawu paneli fotowoltaicznych o dużej mocy, zdolna do gromadzenia energii słonecznej i przekształcania jej w energię elektryczną za pomocą modułów fotowoltaicznych.

4.13. Instalacja produkcji zielonego wodoru

Infrastruktura, która wykorzystuje odnawialne źródła energii do wytwarzania wodoru metodą elektrolizy wody. Zielony wodór jest produkowany poprzez rozkład wody na wodór i tlen za pomocą prądu elektrycznego pochodzącego z odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna lub wiatrowa.

4.14. Odbiorcy energii / Kontrolowane obciążenia

Kontrolowane obciążenia VPP mogą obejmować obciążenia przemysłowe, obciążenia budynków biurowych, klimatyzację, oświetlenie, pojazdy elektryczne i inne obciążenia. Sterowane obciążenia wymieniają informacje z VMS, przesyłają informacje o stanie i reagują na polecenie zapotrzebowania na moc VMS. Funkcję przewidywania obciążeń sterowalnych powinien zapewniać VMS górnej warstwy.

5. Tryb sterowania

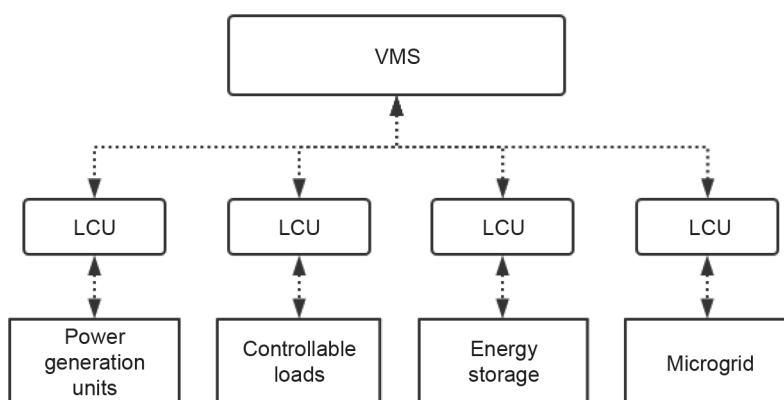
W niniejszej sekcji opisane są możliwości trybu sterowania w kontekście sterowania wirtualną elektrownią VPP. Zdefiniowane są dwa główne tryby sterowania: scentralizowany i zdecentralizowany, każdy z własnymi wariantami. Przedstawione są ogólne założenia, architektura dyspozytorska i kontrolna, system komunikacji oraz scenariusze zastosowań dla każdego z tych trybów. Docelowy tryb sterowania zostanie wybrany na dalszym etapie prac, wskazując na docelowy sposób działania i jego implementację zgodny z lokalnymi możliwościami architektury rozwiązania.

5.1. Scentralizowany tryb sterowania

5.1.1 Ogólne

W trybie sterowania scentralizowanego VMS określa cele optymalizacji zgodnie ze stanem sieci, a następnie bezpośrednio steruje i planuje LCU (lokalną jednostkę sterującą) zgodnie z analizą i obliczeniem optymalnej strategii planowania zgodnie z celami optymalizacji. LCU konwertuje stan operacyjny lub sygnał na format danych, który może być wysyłany kanałami komunikacyjnymi. Konwertuje również dane/informacje wysyłane z VMS na polecenia w celu realizacji funkcjonalnej kontroli zdalnego sprzętu. Zobacz rysunek 2.

Rysunek 5: Architektura trybu scentralizowanego sterowania



IEC

Źródło: IEC TS 63189-1, 2023-09

5.1.2 Architektura dyspozytorska i kontrolna

W trybie sterowania scentralizowanego wszystkie rodzaje zmiennych pomiarowych, zmiennych stanu i zmiennych sterujących są zbierane przez LCU i przesyłane bezpośrednio do VMS. VMS analizuje i oblicza optymalną strategię wysyłki i kontroli zgodnie z wyznaczonymi celami optymalizacji i wysyła polecenia dyspozytorskie do LCU. LCU przekazuje polecenie dyspozytorskie do systemów sterowania DER i kontrolowanego obciążenia w celu wdrożenia.

Przedział czasowy, w którym LCU przesyła dane do VMS, musi być odpowiedni dla rodzaju działalności, w której uczestniczy VPP. Gdy VPP uczestniczy w biznesie w czasie rzeczywistym, powinien być często przesyłany. Podczas gdy uczestniczysz w biznesie nie w czasie rzeczywistym, może być przesyłany rzadziej.

Gdy określony zasób regulowany nie działa z powodu awarii lub konserwacji, informacje o stanie offline muszą zostać przesłane do LCU. Następnie LCU przesyła informacje do VMS, a VMS ponownie

zoptymalizuje funkcję celu i określi wartości zadane innych regulowanych zasobów.

5.1.3 System komunikacji

Należy wdrożyć system łączności umożliwiający wymianę danych i informacji pomiędzy różnymi warstwami VPP, tj. DER i LCU, sterownym i LCU, LCU i VMS, VMS z operatorem systemu i rynkiem energii. System łączności powinien uwzględniać rzeczywiste warunki inżynierskie i umożliwiać konsekwentne korzystanie z wielu technologii i protokołów komunikacyjnych.

System łączności określa się następującymi parametrami technicznymi:

- Jakość sieci komunikacyjnej
- Technologie komunikacyjne i protokoły dla sieci komunikacyjnych
- Wymagania dotyczące szybkości dostępu dla różnych scenariuszy kontroli
- Model informacyjny
- Wymagania dotyczące bezpieczeństwa

Pierwsze cztery wymagania zostały szczegółowo opisane w punkcie 6.1, ustanowienie zdolności ochrony bezpieczeństwa należy rozpatrywać z punktu widzenia możliwości potencjalnego złośliwego atakującego, klęsk żywiołowych, innych zagrożeń zewnętrznych, wewnętrznych luk w zabezpieczeniach systemu i możliwości odzyskiwania danych po uszkodzeniu szkody. Plan ochrony obejmuje ochronę środowiska fizycznego, podział obszaru ochrony, ochronę terminali, kontrolę łączności, wybór sprzętu zabezpieczającego i systemu ochrony, politykę i proces ochrony itp.

5.1.4 Scenariusz zastosowania

Tryb sterowania centralnego jest odpowiedni dla jednego operatora do zbudowania małego VPP. Kontrolowane zasoby są nieliczne pod względem liczby, różnorodności i całkowitej ilości w niewielkim zakresie (na przykład przyległe obszary miejskie), które świadczą głównie usługi dla lokalnej sieci energetycznej lub użytkowników energii.

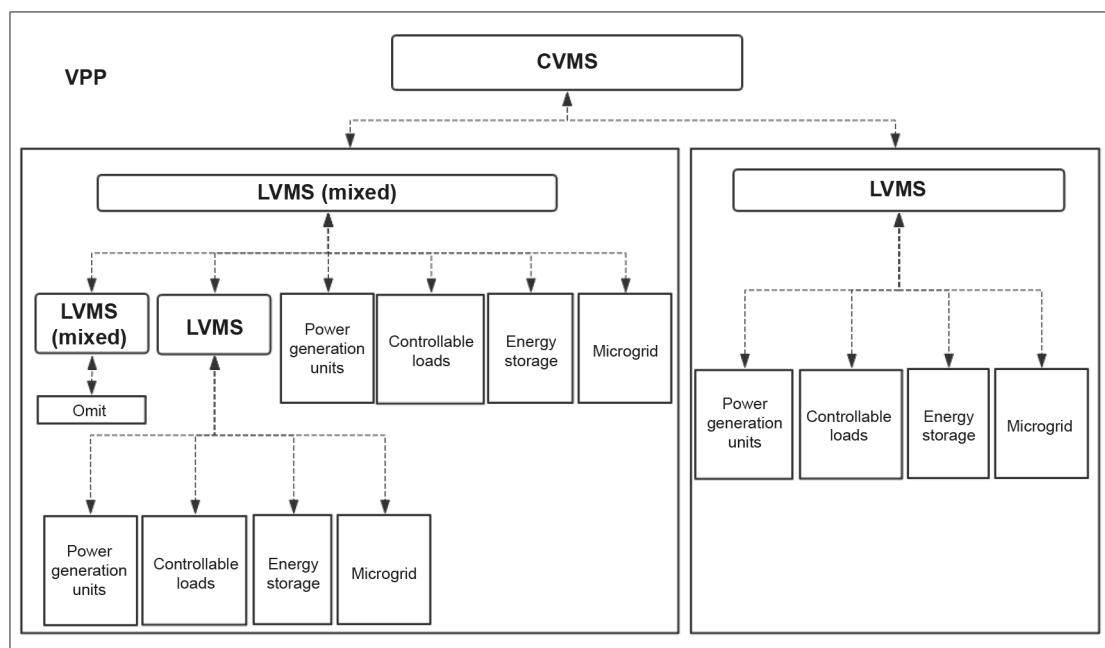
5.2. Zdecentralizowany tryb sterowania

5.2.1 Ogólne

W trybie sterowania zdecentralizowanego centralny system zarządzania VPP (CVMS) i lokalny system zarządzania VPP (LVMS) koordynują sterowanie i wysyłanie LCU. LVMS może również mieć zagnieżdżone LVMS niższego poziomu. Wśród nich, zgodnie z różnym podziałem funkcji między CVMS i LVMS, zdecentralizowany tryb sterowania można podzielić na zdecentralizowaną kontrolę - scentralizowaną ocenę i zdecentralizowaną kontrolę - ocenę lokalną. W zdecentralizowanej ocenie scentralizowanej kontroli obliczenia są wykonywane przez CVMS i wdrażane przez LVMS. W zdecentralizowanej ocenie lokalnej, obliczenia i implementacja są wykonywane przez LVMS, a CVMS jest używany wyłącznie jako system wymiany danych i zarządzania interaktywnymi informacjami o cenach energii elektrycznej, informacjami meteorologicznymi itp., a także rozkłada i dystrybuje dyspozycję sieci energetycznej lub zapotrzebowanie rynku energii do LVMS.

System łączności między CVMS a LVMS musi uwzględniać rzeczywiste warunki techniczne i umożliwiać spójne stosowanie wielu technologii i protokołów komunikacyjnych. Patrz rysunek 3.

Rysunek 6: Zdecentralizowana architektura trybu sterowania



Źródło: IEC TS 63189-1, 2023-09

W obu przypadkach odstęp czasu między wysłaniem danych LCU do LVMS zależy od potrzeb operatora sieci dystrybucyjnej i powinien być odpowiedni do rodzaju działalności, w której uczestniczy VPP. W obu przypadkach przedział czasu, w którym LCU przesyła dane do systemu LVMS, powinien być odpowiedni dla rodzaju działalności, w której uczestniczy VPP. Gdy VPP uczestniczy w transakcjach w czasie rzeczywistym, powinien być transmitowany często, podczas gdy w przypadku uczestnictwa w transakcjach w czasie innym niż rzeczywisty, może być transmitowany rzadziej. Patrz 6.1, aby zapoznać się ze szczegółowymi wymaganiami.

5.2.2 Zdecentralizowana kontrola – scentralizowana ocena

5.2.2.1 Architektura dyspozytorska i kontrolna

W zdecentralizowanym trybie sterowania dyspozytornia i kontrola są wykonywane wspólnie przez CVMS i LVMS. Między innymi LVMS będą agregować kontrolowane komponenty w oparciu o lokalizację elektryczną, ograniczenia operacyjne sieci, położenie geograficzne lub rodzaj energii w jednostki VPP oraz akceptować wysyłkę i kontrolę CVMS.

Ogólne rozważania dotyczące zdecentralizowanej architektury trybu sterowania obejmują:

- 1) priorytet dysponowania i kontroli MWiW i LVMS w różnych trybach agregacji zasobów, które można kontrolować. Na przykład w przypadku trybu agregacji opartego na rodzaju energii, gdy kontrolowane elementy tego samego zasilacza, ale różne rodzaje energii muszą być zaplanowane i kontrolowane, są one kontrolowane odpowiednio przez CVMS lub LVMS w zależności od ich rodzaju energii;
- 2) granica dyspozytorska i kontrolna CVMS i LVMS. Na przykład, czy kontrolowane zasoby w jednostce VPP kontrolanej przez LVMS powinny być przejrzyste dla CVMS. Jeśli tak, CVMS musi wysyłać dokładne polecenia harmonogramowania, aby wysłać geograficznie lub elektrycznie połączone komponenty w różnych jednostkach VPP;
- 3) podział funkcjonalny CVMS i LVMS;
- 4) zalecane mechanizmy odporności na awarie i synchronizacji, w tym:
 - a) Awaria jednego lub więcej systemów LVMS spowodowana opóźnioną komunikacją lub awarią systemu;

- b) LVMS nie mogą wykonywać ani opóźniać wykonywania instrukcji wysyłania i kontroli z CVMS;
- c) Co najmniej jeden składnik w jednostce VPP nie odpowiada lub nie odpowiada.
- d) Właściciel zasobu może z niego zrezygnować. Systemy VPP zapewniają, że wymagana elastyczność jest nadal dostępna.

W powyższym przypadku informacje o stanie offline należy przesłać do LCU, który prześle informacje do stacji głównej, która ponownie zoptymalizuje obliczenia i wybierze inne regulowane zasoby.

5.2.2.2 System komunikacji

Wymagania są takie same jak w ppkt 5.1.3.

5.2.2.3 Scenariusz zastosowania

Ten tryb sterowania jest odpowiedni dla pojedynczego operatora lub grupy operatorów VPP na dużym obszarze geograficznym (na przykład duże miasto lub aglomeracja) w celu zbudowania VPP na dużą skalę (kontrolowane zasoby są duże pod względem liczby, różnorodności i całkowitej ilości) i jest szczególnie odpowiedni do subregionalnego (w tym elektrycznego i geograficznego) lub sklasyfikowanego zarządzania zasobami. Takie VPP mogą obsługiwać sieć rozległą, sieć lokalną lub użytkowników energii.

5.2.3 Zdecentralizowana ocena lokalna kontroli

5.2.3.1 Architektura dyspozytorska i kontrolna

CVMS służą jedynie jako centra wymiany i przetwarzania danych, które są wykorzystywane do wymiany informacji o cenach, informacji o pogodzie itp., a także do dekompozycji i dystrybucji dyspozytorskiej sieci energetycznej lub zapotrzebowania rynku mocy do każdej jednostki VPP. LVMS jest odpowiedzialny za dyspozytornię i sterowanie jednostkami VPP w celu zapewnienia optymalnego działania lokalnej sieci energetycznej. Informacje o dysponowaniu dostarczone przez operatora sieci dystrybucyjnej są przetwarzane bezpośrednio przez LVMS.

W związku z tym architekturę dyspozytorską i kontrolną w jednostkach VPP można określić jako zdecentralizowany tryb sterowania architekturą sterowania VPP. Ponadto należy wziąć pod uwagę odporność na awarie i mechanizmy synchronizacji, w tym głównie:

- Awaria jednego lub więcej systemów LVMS spowodowana opóźnioną komunikacją lub awarią systemu;
- LVMS nie mogą wykonywać ani opóźniać wykonywania instrukcji kontroli harmonogramu z CVMS;
- Co najmniej jeden składnik w jednostce VPP nie odpowiada.

Właściciel zasobu może z niego zrezygnować. Systemy VPP zapewniają, że wymagana elastyczność jest nadal dostępna.

W powyższym przypadku informacje o stanie offline muszą zostać przesłane do LCU, który prześle informacje do stacji głównej, która ponownie zoptymalizuje obliczenia i zostanie zastąpiona innymi regulowanymi zasobami.

5.2.3.2 System komunikacji

Wymagania są takie same jak w ppkt 5.1.3.

5.2.4 Scenariusz zastosowania

Ten tryb sterowania jest odpowiedni dla sterowalnych zasobów na dużą skalę z różnymi typami DER, które mogą być kontrolowane przez różne LVMS. Dzięki współpracy między różnymi LVMS może świadczyć usługi dla sieci rozległej, sieci lokalnej lub użytkowników energii.

6. Załącznik A

(informacyjne)

Wymagania dotyczące specyfikacji usług pomocniczych

Czas odpowiedzi: czas opóźnienia od otrzymania instrukcji akcji do wykonania akcji w VPP.

- poziom 1 (reakcja w czasie rzeczywistym)
- poziom 2 (szybka reakcja)
- poziom 3 (powolna reakcja)

Współczynnik dostosowania: w przypadku VPP jest to stosunek maksymalnej mocy na minutę do wydajności serwisowej. (jednostka: %/min)

- poziom 1 (szybki)
- poziom 2 (średni)
- poziom 3 (wolny)

Dokładność regulacji: dla VPP stosunek rzeczywistej wartości odchylenia mocy wyjściowej do wydajności roboczej.

- poziom 1 (wysoka dokładność)
- poziom 2 (średnia dokładność)
- poziom 3 (niska dokładność)

Wydajność serwisowa: maksymalna wydajność VPP może być stale zwiększana lub zmniejszana zgodnie z ustaleniami zainteresowanych stron.

- poziom 1 (duża pojemność)
- poziom 2 (średnia pojemność)
- poziom 3 (mała pojemność)

Czas trwania usługi: czas, w którym program VPP może działać w ramach pojemności usługi.

- poziom 1 (długi)
- poziom 2 (średni)
- poziom 3 (krótki)

Dystrybucja zasobów: VPP zapewnia usługi pomocnicze dla systemu elektroenergetycznego w co najmniej jednej określonej lokalizacji.

Atrybut mocy: to znaczy, czy VPP świadczy usługi oparte na mocy czynnej (takie jak regulacja częstotliwości) lub usługi oparte na mocy biernej (takie jak sterowanie napięciem) w usługach pomocniczych.

Tabela A.1: Ogólne wymagania dotyczące specyfikacji usług pomocniczych uczestniczących w programie VPP

Indeks techniczny		Regulacja częstotliwości	Pojemność rezerwowa	Zarządzanie przeciążeniami	Kontrola napięcia
Czas reakcji	Poziom-1	≤ 20 s	≤ 1 min	≤ 1 min	≤ 20 s
	Poziom-2	20 s-1 min	1 min-1 godz.	1 min-1 godz.	20 s-1 min
	Poziom-3	1 min-5 min	> 1 h	> 1 h	1 min-5 min
Współczynnik korekty	Poziom-1	> 20 %/min	> 10 %/min	> 10 %/min	> 100 %/min
	Poziom-2	3 %-20 %/min	1 %-10 %/min	1 %-10 %/min	25 %-100 %/min
	Poziom-3	1 %-3 %/min	≤ 1 %/min	≤ 1 %/min	10%-25%/min
Dokładność regulacji	Poziom-1	$\leq 0,5$ %	$\leq 1,5$ %	$\leq 1,5$ %	≤ 3 %
	Poziom-2	0,5 %-1 %	1,5 %-10 %	1,5 %-10 %	3 %-7 %
	Poziom-3	1 %-1,5 %	> 10 %	> 10 %	7 %-10 %

Źródło: IEC TS 63189-1, 2023-09

UWAGA 1: s dla sekund, min dla minut, h dla godzin, d dla dni, m dla miesięcy, y dla lat.

UWAGA 2: "Czas reakcji wynosi 20 s-1 min" oznacza " $20 \text{ s} < \text{Czas reakcji} \leq 1 \text{ min}$ ", a "Czas reakcji wynosi 1-5 min" oznacza " $1 \text{ min} < \text{Czas reakcji} \leq 5 \text{ min}$ " itd.

UWAGA 3: Wskaźniki techniczne w dużym stopniu zależą od regionalnych zasad rynkowych i charakterystyki systemu elektroenergetycznego oraz że wartości są przykładami podanymi w celach ilustracyjnych.

7. Bibliografia

- *IEC 60870-5-101*, Telecontrol equipment and systems – Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks
- *IEC 60870-5-104*, Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles
- *IEC 61000 (all parts)*: Electromagnetic compatibility EMC
- *IEC 61850 (all parts)*, Communication networks and systems for power utility automation
IEC 62351-3, Power systems management and associated information exchange – Data and communications security – Part 3: Communication network and system security – Profiles including TCP/IP
IEC TS 62351-5, Power systems management and associated information exchange – Data and communications security – Part 5: Security for IEC 60870-5 and derivatives
- IEC 60050-603:1986, *Międzynarodowy słownik elektrotechniczny (IEV) – Część 603: Wytwarzanie, przesył i dystrybucja energii elektrycznej – Planowanie i zarządzanie systemami elektroenergetycznymi*
- IEC 60050-617:2009, *Międzynarodowe słownictwo elektrotechniczne (IEV) – Część 617: Organizacja/rynek energii elektrycznej*
- IEC 60050-617:2009/AMD3:2018 IEC 61850-7-420:2021, *Sieci i systemy komunikacyjne dla automatyki zakładów energetycznych – Część 7-420: Podstawowa struktura komunikacyjna – Węzły logiczne rozproszone źródła energii i automatyki dystrybucji*
- IEC 62933-1:2018, *Systemy magazynowania energii elektrycznej (EES) – Część 1: Słownictwo*
- Rozporządzenie Komisji UE 2016/1388 z dnia 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru NC DCC - Demand Connection Code z 18 sierpnia 2016 r.,
- Warunki Dotyczące Bilansowania na podstawie Rozporządzenia Komisji UE 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania
- Zgodnie z Komunikatem PSE S.A. z 21 grudnia 2023 r. w sprawie decyzji Prezesa URE dot. zatwierdzenia Zmian nr 10/2023 WDB do katalogu usług systemowych w ramach usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej wprowadzono nową usługę: interwencyjne ofertowe zwiększenie poboru mocy przez odbiorców (IZP)

8. Spis ilustracji

Rysunek 1 - VPP uczestniczy w procesie funkcjonowania rynku energii elektrycznej na rynku dnia następnego	8
Rysunek 2: Diagram VPP Ogólny	15
Rysunek 3: Diagram VPP Gluszyca	Błąd! Nie zdefiniowano zakładki.
Rysunek 5: Diagram VPP Ogólny	18
Rysunek 6: Architektura trybu scentralizowanego sterowania	21
Rysunek 7: Zdecentralizowana architektura trybu sterowania	23
Tabela A.1: Ogólne wymagania dotyczące specyfikacji usług pomocniczych uczestniczących w programie VPP	26