

	DIN EN IEC 63189-1 (VDE 0175-189-1)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE

ICS 27.100; 35.240.50

Einsprüche bis 2021-02-18

Entwurf

**Virtuelle Kraftwerke –
Teil 1: Architektur und funktionale Anforderungen
(IEC 8B/41/CD:2019);
Text Deutsch und Englisch**

Virtual Power Plants –
Part 1: Architecture and Functional Requirements
(IEC 8B/41/CD:2019);
Text in German and English

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2020-12-18 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 44 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser Norm ist ...

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 8B/41/CD:2019-07 "Virtual Power Plants – Part 1: Architecture and Functional Requirements" (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom IEC/SC 8B "Decentralized Electrical Energy Systems" der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und unterliegt dem Copyright der IEC . Das Dokument wurde den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf FprEN nur 6 Wochen beträgt, und dann keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine "JA/NEIN"-Entscheidung möglich ist, wobei eine "NEIN"-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium DKE/K 261 "Systemaspekte der elektrischen Energieversorgung" der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DKE (www.dke.de) und DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf ein Dokument ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils aktuellste Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe des Dokuments.

Der Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden deutschen Dokumenten ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. IEC ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Das Original-Dokument enthält Bilder in Farbe, die in der Papierversion in einer Graustufen-Darstellung wiedergegeben werden. Elektronische Versionen dieses Dokuments enthalten die Bilder in der originalen Farbdarstellung.

Inhalt

Seite

1	Anwendungsbereich.....	4
2	Normative Verweisungen	4
3	Begriffe	4
4	Anlagenkomponenten und -funktionen	5
4.1	Stromerzeugungseinheit	6
4.2	Stromnutzungseinheit	6
4.3	Stromspeicher	6
4.4	Mikronetz.....	6
4.5	Management- und Steuerungssystem (en: Management and Control System).....	6
5	Steuerungsmodus	7
5.1	Zentralsteuerungsmodus	7
5.2	Dezentraler Steuerungsmodus	7
6	Funktionale Anforderungen.....	9
6.1	Statusüberwachung und -kommunikation.....	9
6.2	Vorhersage und Optimierung von Betriebsfunktionen	11
6.3	Transaktionsfunktion des Elektrizitätsmarktes.....	16

Bilder

Bild 4-1	— Schema der VPP-Anlagenzusammenstellung	5
Bild 5-1	— Architektur des zentralen Steuerungsmodus	7
Bild 5-2	— Architektur des dezentralen Steuerungsmodus	8
Bild 6-1	— Visuelle Darstellung des typischen Daten- und Informationsflusses des VPPs.....	10
Bild 6-2	— VPP ist am Betriebsprozess des Strommarktes beteiligt	16

Virtuelle Kraftwerke – Teil 1: Architektur und funktionale Anforderungen

1 Anwendungsbereich

Diese Norm umfasst Begriffe, Systemzusammenstellungen und Steuerungsmodi virtueller Kraftwerke (VPPs). In diesem Dokument werden die funktionalen Anforderungen an VPPs bestimmt, z. B. folgende: Stromerzeugungsprognose, Lastprognose, Erzeugungs- und Verbrauchsplanung, Steuerung und Management von Energiespeichereinrichtungen und -lasten, koordinierte Optimierung dezentraler Energiequellen, Statusüberwachungen und -kommunikation, Datensammlung und -auswertung, Markttransaktion.

Diese Norm gilt für VPPs, die aus dezentralen Energiequellen und -lasten bestehen. Darin sind Entwurf und Entwicklung der VPPs festgelegt.

2 Normative Verweisungen

IEC TS 62898-2, *Ed. 1.0: Microgrids - Guidelines for Microgrid Operation*

IEC TS 62786:2017, *Distributed Energy Resources Connection with the Grid*

IEC 61970, *Ed. 3.0: Energy Management System Application Program Interface*

IEC 61131-3, *Programmable controllers - Part 3: Programming languages*

IEC 61850, *Communication networks and systems for power utility automation*

IEC 60780-5-101, *Telecontrol equipment and systems - Part 5-101: Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks*

IEC 60780-5-104, *Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60780-5-101 using standard transport profiles*

3 Begriffe

3.1

Virtuelles Kraftwerk (en: Virtual Power Plant, VPP)

Gruppe dezentraler Energiequellen, die gemeinsam als steuerbare Einheit arbeiten

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein virtuelles Kraftwerk kann am Elektrizitätsmarkt oder an Aggregat-Hilfsdiensten beteiligt werden.

Anmerkung 2 zum Begriff: Ein virtuelles Kraftwerk bestehend aus dezentralen Energiequellen und beeinflussbaren Lasten, die sich nicht notwendigerweise in demselben geographischen Gebiet befinden.

[QUELLE: IEV 617-04-20]

3.2

Verteilte Energieressource (en: Distributed Energy Resource, DER)

Generatoren, einschließlich Lasten mit einer Erzeugungsbetriebsart (wie etwa elektrische Energiespeichersysteme), die mit einem Nieder- oder Mittelspannungsnetzwerk verbunden sind, einschließlich ihrer Nebenanlagen, Schutzeinrichtungen und Anschlüsse

[QUELLE: IEV 617-04-20]

3.3

Verteilte Energieerzeugung (en: Distributed generation, DG)

Erzeugung elektrischer Energie durch mehrere Quellen, die an das Nieder- oder Mittelspannungsnetzwerk angeschlossen sind

[QUELLE: IEV 617-04-09]

3.4

Elektrischer Energiespeicher (EES-Systeme)

Installation, die elektrische Energie aufnehmen, speichern und für eine bestimmte Zeitspanne abgeben kann, wobei Energieumwandlungsprozesse einbezogen werden können

[QUELLE: IEC TS 62898-2 Ausgabe: 1.0]

3.5

Energiespeichersystem (en: Energy Storage System)

Ein Energiespeichersystem kann elektrische Energie für begrenzte Zeit speichern und abgeben. Die elektrische Energie kann in Form von mechanischer, chemischer oder elektromagnetischer Energie und durch Phasenübergänge gespeichert werden

3.6

Beeinflussbare Lasten

Last bestimmter Verbraucher, die auf Anforderung des Distributionsversorgungsvorhabens entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen für eine begrenzte Dauer erhöht oder reduziert werden muss

Anmerkung 1 zum Begriff: Die beeinflussbare Last kann entsprechend der Anforderung des Distributionsversorgungsvorhabens sowohl erhöht als auch reduziert werden.

[QUELLE: IEV 603-04-42, geändert (1986)]

3.7

Verbrauchsmanagement (en: Demand Side Management, DSM)

Prozess zur Beeinflussung der Größe von Nutzungsmustern von durch Endabnehmer verbrauchter elektrischer Energie

[QUELLE: IEV 617-04-15]

3.8

Lastmanagement (en: Demand Response)

Handlung resultierend aus dem Management des Strombedarfs in Abhängigkeit von den Versorgungsbedingungen

[QUELLE: IEV 617-04-16 (2011)]

4 Anlagenkomponenten und -funktionen

Das VPP setzt sich aus festen Einheiten zusammen, wie Stromerzeugungseinheiten, Stromnutzungseinheiten und Stromspeichern und bildet zusammen mit dem VPP-Management- und Steuerungssystem ein VPP-System. Die Stromerzeugungseinheit, die Stromnutzungseinheit und der Stromspeicher im VPP-System übernehmen Schnittstellenprotokolle wie z. B. OPC und IEC. Anhand des Kommunikationsmediums, z. B. Lichtwellenleiter, Kabel und Funk, kann das VPP-Management- und Steuerungssystem mit unterschiedlichen Einheiten zur Umsetzung eines einheitlichen Managements und einer einheitlichen Steuerung der Planung zusammenwirken. Das VPP-Management- und Steuerungssystem verfügt über eine Echtzeit-Kommunikationsschnittstelle für das Zusammenspiel mit dem TSO für Netzdienstleistungen und dem DSO für Netzautomatisierungssysteme. Das VPP-Steuerungssystem bietet externe Schnittstellen und kann mit dem TSO und Energiemanagement/ der Handelsplattform zur Implementierung der externen Informationszugangsfreigabe, des Planungsmanagements und Börsenhandels zusammenwirken. Bild 4-1 zeigt die VPP-Anlagenkomponenten.

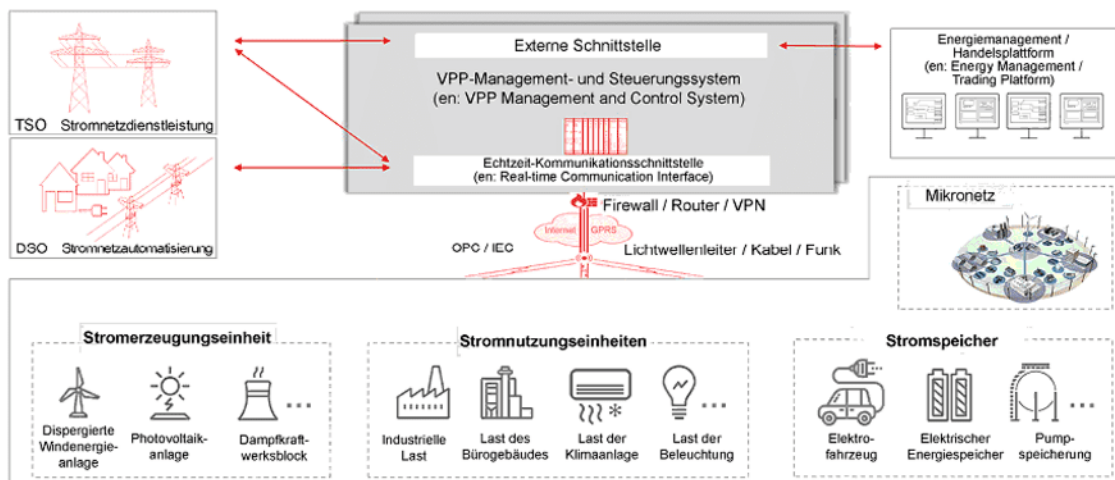


Bild 4-1 — Schema der VPP-Anlagenzusammenstellung

4.1 Stromerzeugungseinheit

Die Stromerzeugungseinheit des VPP-Systems beinhaltet dispergierte Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Dampfkraftwerksblöcke, solarthermische Aggregate und andere Einheiten, die aktive Wirkleistung erzeugen können. Zum Hochladen des Informationsstatus der Stromerzeugungseinheit und zum Reagieren auf den Steuerbefehl zur Stromerzeugung des VPP-Management- und Steuerungssystems wirken die Stromerzeugungseinheit und das VPP-Management- und Steuerungssystem zusammen. Die Stromerzeugungseinheit selbst darf über eine Vorhersagefunktion zur Stromerzeugung oder einen durch die obere Schicht des VPP-Management- und Steuerungssystems bereitgestellten Vorhersagefunktionsdienst zur Stromerzeugung verfügen. Die Stromerzeugungseinheit sollte am Börsenhandel des Energiemanagements / der Handelsplattform^{N1} teilnehmen können.

4.2 Stromnutzungseinheit

Die Stromnutzungseinheit des VPP-Systems beinhaltet die industrielle Last, Last des Bürogebäudes, Last der Klimaanlage, Last der Beleuchtung und andere unterbrechbare Lasten usw., die hauptsächlich aktive Wirkleistung verbrauchen. Die Ladungseinheit tauscht Informationen mit dem VPP-Management- und Steuerungssystem aus, lädt den Informationsstatus der Energieversorgungseinrichtung hoch und reagiert auf den Befehl zum Energiebedarf des VPP-Management- und Steuerungssystems. Die Energieversorgungseinrichtung selbst kann über die Vorhersagefunktion zur Stromlast oder den durch die obere Schicht des VPP-Management- und Steuerungssystems bereitgestellten Vorhersagefunktionsdienst zur Stromlast verfügen. Die Energieversorgungseinrichtung sollte am Börsenhandel des Energiemanagements / der Handelsplattform teilnehmen können.

4.3 Stromspeicher

Der Energiespeicher des VPP-Systems umfasst Elektrofahrzeuge, elektrische Energiespeicher, Pumpspeicherung und andere Einheiten. Er ist in der Lage, mit dem Stromnetz in zwei Richtungen zu interagieren und kann Strom abgeben oder verbrauchen. Zum Hochladen des Informationsstatus des Energiespeichers und zum Reagieren auf den Steuerbefehl zum Laden und Entladen durch das VPP-Management- und Steuerungssystem wirken der Energiespeicher und das VPP-Management- und Steuerungssystem zusammen. Eine Steuerungsstrategie für einen verbesserten Betrieb kann vom Energiespeicher selbst erzeugt oder von der oberen Schicht des VPP-Management- und Steuerungssystems zur Verfügung gestellt werden. Der Energiespeicher sollte am Börsenhandel des Energiemanagements / der Handelsplattform teilnehmen können.

4.4 Mikronetz

Das Mikronetz ist ein kleines Stromverteilungsnetz, das aus einer verteilten Stromversorgung, einer Energiespeichereinrichtung, einer Energieumwandlungseinrichtung, einer Last sowie einer Überwachungs- und Schutzeinrichtung besteht. Es dient der flexiblen und effizienten Anwendung von verteiltem Strom. Das Mikronetz kann eine Stromerzeugungseinheit, eine Stromnutzungseinheit, einen Stromspeicher usw. beinhalten. Gleichzeitig kann es zur Umsetzung der Transaktion und Steuerung unterschiedlicher Einheiten im Mikronetz mit dem VPP-Management- und Steuerungssystem zusammenwirken.

4.5 Management- und Steuerungssystem (en: Management and Control System)

Das VPP-Management- und Steuerungssystem setzt das Dispatch-Management und die Steuerung unterschiedlicher VPP-Einheiten um, wie z. B. Stromerzeugungseinheiten, Stromnutzungseinheiten und Stromspeicher, wobei das VPP ordnungsgemäß am Börsenhandel beteiligt ist. Nach den verschiedenen Steuerungsmethoden kann das VPP-Management- und Steuerungssystem in den zentralen und dezentralen Steuerungsmodus unterteilt werden. Der Zentralsteuerungsmodus ist allgemein bei kleineren und zentraler steuerbaren Aggregationen von Ressourcen anwendbar, z. B. bei verteilten Ressourcen, auf die an demselben Rasterpunkt zugegriffen wird. Der dezentralisierte Steuerungs-Modus eignet sich für großflächige, elektrische oder geographisch verteilte Gebiete zur Steuerung der Ressourcenbündelung.

^{N1} Nationale Fußnote: Im englischen Original liegt ein Schreibfehler vor. Dort wurde „training platform“ statt „trading platform“ verwendet

5 Steuerungsmodus

5.1 Zentralsteuerungsmodus

Im Zentralsteuerungsmodus analysiert und berechnet das Zentrale Steuerungssystem (en: Central Control System, CCS) die optimale Dispatch- und Steuerungsstrategie entsprechend der vorgegebenen Optimierungsziele und -einschränkungen. Außerdem steuert und plant es direkt die Fernen Endeinrichtungen (en: Remote Terminal Units, RTUs). Ferne Endeinrichtungen sammeln Informationen zu Arbeitsbedingungen von gesteuerten Komponenten in Echtzeit, erhalten Steuerungsanweisungen des CCS, führen Echtzeit-Steuerungen geregelter Komponenten durch und reagieren auf Veränderungen des Stromnetzes.

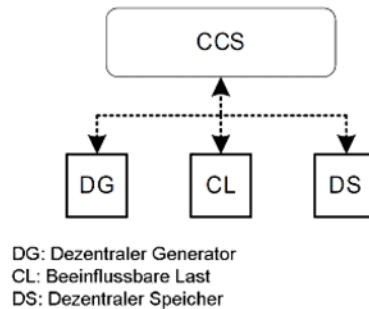


Bild 5-1 — Architektur des zentralen Steuerungsmodus

5.1.1 Dispatch- und Steuerungsarchitektur

Im Zentralsteuerungsmodus werden jegliche Mess-, Zustands- und Steuerungsgrößen von der Endeinrichtung gesammelt und direkt in das SCADA System der VPP-Master-Station hochgeladen. Die VPP-Master-Station analysiert und berechnet die optimale Dispatch- und Steuerungsstrategie entsprechend der vorgegebenen Optimierungsziele und -einschränkungen und teilt sie der für die Implementierung zuständigen Endeinrichtung zu.

In diesem Abschnitt müssen die folgenden Inhalte genormt und empfohlen werden:

- 1) der Typ und die Frequenz von durch die RTU gesammelten Informationen
- 2) empfohlene(r) Fehlertoleranz und Synchronisationsmechanismus, z. B. ein Mechanismus für den Fall, dass eine oder mehrere Komponente(n) nicht oder falsch reagiert/reagieren

5.1.2 Kommunikationssystem

Bei der Wahl des Kommunikationssystems sollten folgende Aspekte betrachtet werden:

- 1) Kommunikationsqualität des Kommunikationsnetzwerkes
- 2) Kommunikationstechnologie und -Protokolle für Kommunikationsnetze
- 3) Anforderungen an die Zugriffsrate bei unterschiedlichen Steuerungsszenarien

Die Wahl des geeigneten Protokolls hängt von den Anforderungen der Eigentümer ab. Die Anforderungen bestehen u. a. aus dem Maß an Zuverlässigkeit und Sicherheit, dem Datenpfad, den Prozessen, den Kosten, dem Datenschutz und der Systemumgebung.

5.1.3 Anwendungsszenario

Entsprechend den Merkmalen des Zentralsteuerungsmodus sollten die zutreffenden Szenarien unter den Gesichtspunkten der Berechnungsgeschwindigkeit, optimalen Konfiguration und Wirtschaftlichkeit genormt und empfohlen werden.

5.2 Dezentraler Steuerungsmodus

Im dezentralen Steuerungsmodus koordinieren das Steuerungssystem (Control Management System, CMS) und das lokale Steuerungszentrum (Local Control Center, LCC) die Steuerung und den Dispatch der RTUs. Darunter kann der dezentrale Steuerungsmodus, entsprechend der unterschiedlichen Arbeitsdivisionen zwischen CMS und LCC, in auf dezentraler Steuerung basierende zentrale und lokale Bewertungen unterteilt werden. Erstere wird vom CMS berechnet und vom LCC implementiert. Letztere wird vom LCC berechnet und implementiert; das CMS wird lediglich als Datenaustausch- und Datenmanagementsystem für Preisinformationen zu interaktiver Elektrizität, meteorologischen Informationen usw. eingesetzt und es zerlegt und verteilt das Einspeisen ins Stromnetz und die Anforderung des Strommarktes an das LCC.

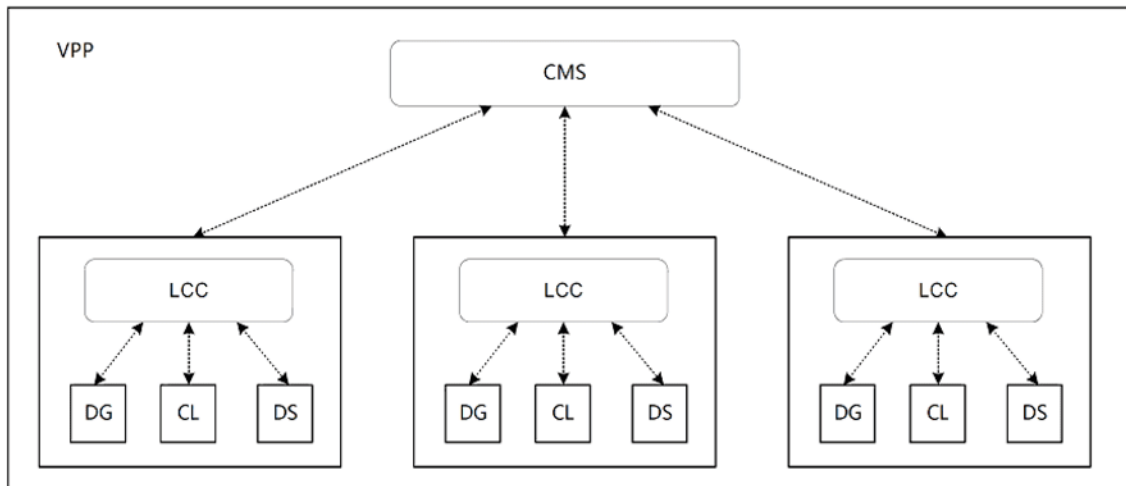


Bild 5-2 — Architektur des dezentralen Steuerungsmodus

5.2.1 Dezentrale Steuerung - Zentrale Begutachtung

1) Dispatch- und Steuerungsarchitektur

Im dezentralen Steuerungsmodus werden der Dispatch und die Steuerung gemeinsam von LCCs und CCSs durchgeführt. Darunter werden LCCs steuerbare Komponenten auf Grundlage von elektrischen und geografischen Standorten oder der Energieart in VPP-Einheiten zusammenfassen und den Dispatch und die Steuerung von CCSs akzeptieren. In diesem Teil des Inhalts muss daher folgender Inhalt genormt und empfohlen werden:

- die Dispatch- und Steuerungspriorität von LCCs und CCSs in unterschiedlichen steuerbaren Aggregationsmodi von Ressourcen. Beispielsweise für den auf der Energieart basierenden Aggregationsmodus, wenn die steuerbaren Komponenten derselben Speiseleitung und unterschiedliche Energiearten geplant und gesteuert werden müssen, werden sie von den CCSs (direkt) oder den LCCs gesteuert.
- Die Dispatch- und Steuerungsbegrenzung von LCCs und CCSs. Z. B. ob steuerbare Ressourcen in der von LCCs gesteuerten VPP-Einheit für die CCSs transparent sein sollten. Ist dies der Fall, so muss das CCS präzise Planungsbefehle zum Dispatchen geografisch oder elektrisch miteinander verbundener Komponenten in unterschiedlichen VPP-Einheiten versenden.
- Funktionale Unterteilung des LCC und CCS.
- Empfehlen folgender Fehlertoleranz- und Synchronisationsmechanismen:
 Ausfall eines oder mehrerer LCCs aufgrund verzögerter Kommunikation oder eines Systemausfalls;
 die LCCs können die Ausführung von Dispatch- und Steuerungsanweisungen des CCS weder vornehmen noch verzögern;
 eine oder mehrere Komponente(n) innerhalb einer VPP-Einheit antwortet bzw. antworten nicht oder nicht richtig.

2) Kommunikationssystem

In diesem Abschnitt muss das Kommunikationssystem nach den Anwendungen dieses Steuerungsmodus genormt und empfohlen werden, vor allem nach:

- Kommunikationsqualität des Kommunikationsnetzwerkes
- Kommunikationstechnologie und -Protokollen für Kommunikationsnetze
- Anforderungen an die Zugriffsrate bei unterschiedlichen Steuerungsszenarien

3) Anwendungsszenario

Entsprechend den Merkmalen des dezentralen Steuerungsmodus sollten die zutreffenden Szenarien unter den Gesichtspunkten der Berechnungsgeschwindigkeit, optimalen Konfiguration und Wirtschaftlichkeit genormt und empfohlen werden.

Der Aggregationsmodus steuerbarer Komponenten muss nach den folgenden Kriterien genormt und empfohlen werden: Größe, Art und Kapazität steuerbarer Ressourcen, Leistungsaufnahmegrundsätze,

Stromerzeugungskosten und derzeitige Strommarktsituation in der Region, Leistungsaufnahmemerkmale der Last, steuerbare Lastflexibilität und Stromnetzstruktur.

5.2.2 Dezentrale Steuerung - Lokale Begutachtung

1) Dispatch- und Steuerungsarchitektur

Die CCSs dienen nur als Datenaustausch- und Datenverarbeitungszentren zum Austausch von Preis- und Wetterinformationen usw. und dazu, Einspeisungen ins Stromnetz oder Strommarktanforderungen an jede(r) VPP-Einheit abzubauen und zu verteilen. Das LCC ist für das Dispatchen und Steuern der VPP-Einheiten verantwortlich, damit der optimale Betrieb des lokalen Stromnetzes sichergestellt ist.

Daher kann die Dispatch- und Steuerungsarchitektur innerhalb der VPP-Einheiten auf den Zentralsteuerungsmodus der VPP-Steuerungsarchitektur übertragen werden. Zudem müssen Fehlertoleranz- und Synchronisationsmechanismen empfohlen werden, vor allem in folgenden Fällen:

- a) Ausfall eines oder mehrerer LCCs aufgrund verzögerter Kommunikation oder eines Systemausfalls;
- b) die LCCs können die Ausführung von Anweisungen zur Planungssteuerung von dem CCS weder vornehmen noch verzögern;
- c) eine oder mehrere Komponente(n) innerhalb einer VPP-Einheit antwortet bzw. antworten nicht oder nicht richtig.

2) Kommunikationssystem

In diesem Abschnitt muss das Kommunikationssystem nach der Anwendung des Steuerungsmodus genormt und empfohlen werden, vor allem nach:

- a) Kommunikationsqualität des Kommunikationsnetzwerkes
- b) Kommunikationstechnologie und -Protokollen für Kommunikationsnetze
- c) Anforderungen an die Zugriffsrate bei unterschiedlichen Steuerungsszenarien

3) Anwendungsszenario

Entsprechend den Merkmalen des Steuerungsmodus sollten die zutreffenden Szenarien unter den Gesichtspunkten der Berechnungsgeschwindigkeit, optimalen Konfiguration und Wirtschaftlichkeit genormt und empfohlen werden.

6 Funktionale Anforderungen

6.1 Statusüberwachung und -kommunikation

Ein VPP muss über Funktionen zur Statusüberwachung und -kommunikation verfügen, um die Daten- und Informationssammlung der DERs und den Steuerbefehlsaustausch zwischen der zentralen Plattform des VPP und den DERs zu erfüllen.

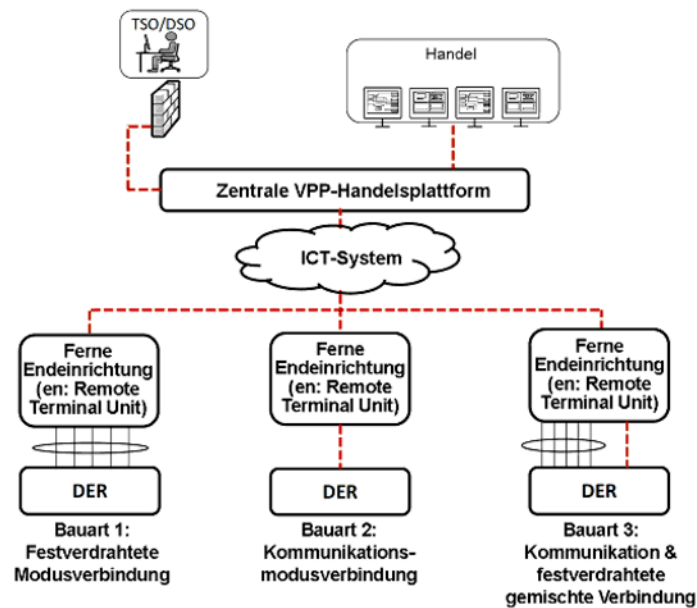


Bild 6-1 — Visuelle Darstellung des typischen Daten- und Informationsflusses des VPPs

6.1.1 Statusüberwachung

Bei der Verbindung mehrerer DER und Lasten mit einem VPP-System sollte ein RTU-Gerät zur Erfüllung der Statusüberwachungsfunktionen, einschließlich Datensammlung und -verarbeitung sowie Steuerfunktionen aufgestellt werden.

Im Folgenden sind die allgemeinen funktionalen Anforderungen einer RTU aufgeführt:

Die RTU sollte über Funktionen der Datensammlung und -steuerung an die verbundenen DERs verfügen. Der Datentyp und die Datengenauigkeit, die gesammelt werden müssen, sollten den Anforderungen unterschiedlicher Datenanalysefunktionen entsprechen.

- 1) Die RTU sollte Daten aus der Ferne an die zentrale Plattform oder Unterplattform des VPP senden und Steuer- oder Sollwertbefehle von der zentralen Plattform oder Unterplattform des VPP aus der Ferne erhalten können.
- 2) Die RTU darf die Funktion der speicherprogrammierbaren Steuerung (Programmable Logic Controller, PLC) übernehmen und kann flexible Steuerungsabläufe für verschiedene DER-Arten verarbeiten.
- 3) Die RTU sollte die in Abschnitt 6.1.2 erläuterten Schnittstellen- und Kommunikationsfunktionen besitzen.
- 4) Die RTU sollte eine Funktion zur Zeitsynchronisation aufweisen.
- 5) Die RTU darf eine Mensch-Maschine-Schnittstelle (HMI) haben.
- 6) Die RTU sollte Selbstüberprüfungs- und Diagnosefunktionen durchführen können.

6.1.2 Kommunikation und Schnittstellenspezifikation

Kommunikation zwischen VPP-Plattform und RTU, RTU und DER, VPP-Plattform und externem Systembetreiber sowie VPP-Plattform und Handelsplattform ist erforderlich. Das Kommunikationsschema kann nach tatsächlichen technischen Bedingungen ausgewählt werden und üblicherweise können folgende drei Methoden angewendet werden: Träger, Lichtwellenleiter und Funk.

Kommunikation über Träger und Lichtwellenleiter sollte in Übereinstimmung mit folgenden Normen stattfinden: IEC 61850, IEC 60780-5-101/104, DNP3.0 und anderen geeigneten IEC-Normenreihen.

Kabellose Übertragungseinrichtungen zur Funkkommunikation sollten leistungsspezifische Pegel nutzen. Die elektromagnetische Verträglichkeit (en: Electrical Magnetic Compatibility, EMC) sollte mit der Normenreihe IEC 61000 übereinstimmen. Die Betriebstemperatur sollte für die Einrichtung angemessene Werte aufweisen. Die Energieversorgung wird durch 12-48 VDC angetrieben und der Schutzpegel liegt bei IP30. Die kabellose Übertragungseinrichtung sollte über die Routing- und Firewall-Funktion verfügen. Der Kanal sollte mit 4G/3G/2G kompatibel sein. Beim Arbeiten im 4G-Kanal kann höchstens eine Bandbreite von 100 Mbit/s erreicht werden.

In der Praxis sind in Bezug auf Datensicherheit sichere Kommunikationsgeräte, Einwegkommunikationsgeräte, VPN-Links usw. notwendig. Unter Betrachtung von Faktoren der Kommunikationszuverlässigkeit sollten redundante Kommunikationsmethoden unterschiedlicher physischer Verbindungen übernommen werden.

VPPs sollten eine der folgenden besitzen: RS232, RS485, Ethernet 100 Mbit/s, Kommunikationsschnittstelle zum Lichtwellenleiter.

6.1.3 Funktionale Anforderungen der Datenanalyse

Die VPP-Statusüberwachung und -Datensammlung müssen das VPP beim Erreichen der folgenden Funktionen unterstützen.

Die Funktion zur Datenspeicherung sollte eine historische und eine Prozessdatenbank umfassen.

Die Registrierungsfunktion sollte die Registrierung und das Management der DER unterstützen.

Für weitere Informationen zur Vorhersagefunktion siehe Abschnitt 6.2.

Die optimale Dispatch-Funktion sollte eine schnelle Optimierungsrechnung (in Sekunden) unterstützen, damit die Anforderungen an das VPP zur Teilnahme an Hilfsdiensten und im Strom-Spotmarkt erfüllt werden.

Für weitere Informationen zur Handelsfunktion siehe [Abschnitt 6.3](#).

Die Abrechnungsfunktion sollte die Abrechnung der DER im VPP unterstützen.

Die Diagnosefunktion sollte den Betriebszustand und die Verfügbarkeit der DERs im VPP auswerten.

6.2 Vorhersage und Optimierung von Betriebsfunktionen

6.2.1 Stromerzeugungsprognose

1) Objektive Anforderungen können Folgendes umfassen:

- a) Die Stromerzeugung in VPPs beinhaltet Kraftwerke mit traditioneller Energiegewinnung und mit der aus erneuerbaren Energien (z. B. Photovoltaik-Kraftwerke, Windkraftwerke, KWK und Stromerzeugung aus Biomasse).
- b) Die Zeitskala der Stromerzeugungsprognose umfasst sehr kurzfristige und kurzfristige Vorhersagen.
- c) Die Horizontskala der Stromerzeugungsprognose sollte durch die Optimierung verändert werden. Bei der kleinsten Einheit muss es sich um eine bezeichnete Erzeugungseinheit in VPPs handeln.

2) Datenvorbereitung

a) Tatsächliche Leistungsdaten

Alle tatsächlichen Leistungsdaten von Photovoltaikanlagen oder Windkraftwerken, die weniger als ein Jahr in Betrieb sind, sollten ab Inbetriebnahme gesammelt werden.

b) Kraftwerkinformationen

Einschließlich aber nicht begrenzt auf Position, Kapazität, Einheitentyp, Nabenhöhe, gewöhnlicher Erzeugungstatus, Einschränkungstatus, Betriebsbereitschaft, Nichtverfügbarkeitszustand aufgrund eigener Gründe.

c) Für Windkraftwerke sollten Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Lufttemperatur und atmosphärischer Druck in einer Höhe von 10 m, 70 m und darüber für mindestens ein Jahr gesammelt werden.

d) Für Photovoltaikanlagen sollten die horizontale Globalstrahlung, Direktnormalstrahlung und Sonnenstunden für mindestens ein Jahr gesammelt werden.

e) Topographische Daten sollten gesammelt werden.

3) Datenauswertung und -Verarbeitung

a) Alle Daten sollten automatisch gesammelt und können manuell hinzugefügt werden.

b) Daten von Windkraftwerken und Prognosesystemen zur Photovoltaikkraft sollten über zuverlässige Funk- oder Faserübertragung übermittelt werden.

c) Vor ihrer Speicherung in der Datenbank sollten alle Daten auf Vollständigkeit und Rationalität geprüft werden, wobei fehlende oder unregelmäßige Daten ergänzt und korrigiert werden sollten.

4) Mehrskalige Vorhersage

Unter Berücksichtigung des Klimas und historisierter Daten des Windkraftwerks, der Photovoltaikanlage oder des dezentralen Kraftwerks sollte die geeignete Methode zur Konstruktion eines spezifischen Modells zur Stromerzeugungsprognose verwendet werden. Entsprechend der vorhersehbaren Zeitskala und den spezifischen Anforderungen einer praktischen Anwendung sollte eine Ensemble-Methode angewendet werden, um eine optimale Vorhersagestrategie zu erhalten.

6.2.2 Lastprognose

Lasten im VPP-System müssen an der optimalen Planung des Systems beteiligt sein. Daher kann die Lastprognose bei der Planung des Stromnetzes nach unterschiedlichen Graden der Lastbeteiligung in drei Kategorien unterteilt werden: Grundlast, nicht vollständig regulierte Last und vollständig einstellbare Last; dies erleichtert die Schaffung eines optimalen Planungsmodells des virtuellen Kraftwerks.

- 1) Die Grundlast ist die traditionelle Last mit einem relativ konstanten Verbrauch und die Hauptkomponente der aktuellen Last des Verteilernetzes.
- 2) Die nicht vollständig regulierte Last ist die Last, die nicht vollständig auf die Netzeinspeisung reagieren, aber dem Führungsmechanismus, z. B. dem zeiteingeteilten, mehrstufigen Strompreis folgen kann, um so ihren Stromverbrauch anzupassen.
- 3) Vollständig einstellbare Lasten sind hauptsächlich unterbrechbare Lasten und werden gewöhnlicherweise durch von dem Stromversorgungsunternehmen und dem Betreiber unterzeichnete wirtschaftliche Verträge (Vereinbarungen) festgelegt. Bei Höchstständen und Notfällen im System sind Betreiber vertraglich zur Unterbrechung und Verringerung der Lasten verpflichtet.

Tritt eine der folgenden Situationen ein, sollte die Last als ununterbrechbare Last betrachtet werden:

- a) Hohe Verletzungsgefahr im Fall einer Stromunterbrechung.
- b) Mögliche schwere wirtschaftliche Verluste im Fall einer Stromunterbrechung.
- c) Beeinträchtigung der gewöhnlichen Arbeit von wesentlichen Stromverbrauchern im Fall einer Stromunterbrechung.

Die vollständig beeinflussbare Last kann während der Leistungsspitze oder eines Notfalls im VPP-System vom System unterbrochen werden. Im Vergleich zu anderen Lastenarten verfügt die beeinflussbare Last über eine stärkere Systemreaktion und kann nach der Unterbrechung dieser Lastenart eine gewisse Kostenentschädigung durch das System erhalten. Die Stromlast, z. B. Klimageräte gehören zur vollständig beeinflussbaren Last. Im optimalen Planungsmodell des VPP ist die vollständig einstellbare Last eine effektiv einstellbare Ressource. Unterbricht der Energieversorger die Stromzufuhr an das Stromnetz, so muss der Energieversorger für einen gewissen wirtschaftlichen Ausgleich sorgen.

Wichtig ist, dass die Lastcharakteristiken von Elektrofahrzeugen bei einer entstehenden Last eng mit dem Ladungsmodus verbunden sind. Langsam, gewöhnlich oder schnell aufladbare Elektrofahrzeuge können an der Stromnetzplanung beteiligt sein, indem sie auf den mehrstufigen Elektrizitätspreis reagieren. Derartige Lasten sind unvollständig regulierte Lasten. Durch den Austausch von Akkus in Akkuwechselstationen aufgeladene Elektrofahrzeuge können durch die Akkuwechselstation an der Einspeisung ins Stromnetzes beteiligt sein. Derartige Lasten sind vollständig beeinflussbare Lasten.

Die Methode zur Lastprognose besteht aus zwei Arten: traditionelle Prognosemethoden und Prognosemethoden unter Einsatz von künstlicher Intelligenz.

- a) Traditionelle Methoden beruhen hauptsächlich auf sich veränderndem Recht von Objekten sowie der allgemeinen Analyse und Zählung der historisierten Daten vor der Berechnung, weshalb die Berechnungsmenge gering und die Geschwindigkeit hoch ist.
- b) Prognosemethoden unter Einsatz von künstlicher Intelligenz berücksichtigen den Einfluss unterschiedlicher ungewisser Faktoren auf die Vorhersage, die genauer als die traditionelle Vorhersage ist.

In der Lastprognose müssen folgende Einflussfaktoren in Betracht gezogen werden:

- a) Wirtschaftliche Faktoren: Wirtschaftliche Faktoren beeinflussen die Lastgröße.
- b) Zeitkonstanten: Der Betriebspunkt an Wochenenden liegt gewöhnlich unter dem an Arbeitstagen. An Feiertagen geht die Lastamplitude entscheidend zurück und die Lastganglinie verzeichnet eindeutige Veränderungen. Außerdem gibt es deutliche saisonale Unterschiede.

- c) Meteorologische Faktoren: Der Haupteinflussfaktor auf die Kurzzeitbelastung ist die Temperatur. Luftfeuchte, Wolken, Niederschlag, und Komfortanspruch können die Last auch beeinträchtigen, vor allem im Sommer.
- d) Andere Faktoren: Es gibt viele weitere Faktoren, die sich auf die Genauigkeit der Lastprognose auswirken können, z. B. Änderungen des Verbrauchsverhaltens großer Stromverbraucher. Änderungen des Strompreises können auch Einfluss auf die Lastanforderung haben.

Statistische Analyse der aktuellen Lastbedingung in den Bereichen Planung, Umbau oder Expansion des VPP, einschließlich:

- a) Arten der Hauptleistungslast.
- b) Lastspitzenanforderung.
- c) Typische tägliche Lastganglinien jeden Monat.

Prognose der Lastanforderung in der Planungsperiode entsprechend den historisierten Lastdaten und der gesamten Programmierungsanforderung der Leistungsentwicklung innerhalb des Abdeckungsbereichs des VPP, einschließlich:

- a) des Wachstumstrends der Lastspitze;
- b) Arten und Pegel zusätzlicher Lasten;
- c) der gesamten jährlichen Prognosedaten zur Lastanforderung;
- d) die typische tägliche Lastanforderungsprognose (mit Daten in stündlichen Intervallen);
- e) dynamische Prognosedaten zu Lastcharakteristiken, z. B. bei Motoren (mit minütlichen oder sekundlichen Pegeldaten).

6.2.3 Optimierung und Koordination des Portfolios

Mithilfe fortgeschrittener Informations- und Kommunikationstechnik und -Software kann das virtuelle Kraftwerk den Betrieb und die Arbeit als unabhängiges spezielles Kraftwerk ausüben, das Bedienelemente verbindet und die Arbeit von dezentralen Aggregaten, beeinflussbaren Lasten, Energiespeichersystemen und Elektrofahrzeugen darstellt. Als neuartiger Typ der verteilten Leistungsmanagementmethode integriert das virtuelle Kraftwerk verschiedene Arten dezentraler Generatoren mit feinen Steuerungs- und Energiemanagementmethoden, packt mehrere kleine Stromversorgungen zusammen und produziert stabile(n) Strom, Hitze und andere Arten von Energie. Das höchste Steuerungsziel ist die Maximierung des VPP mit eigenen Einnahmen und die Minimierung des Risikoergebnisses bei den Output-Schwankungen.

- 1) Die kombinatorische Optimierung und Kapazitätskonfiguration des virtuellen Kraftwerks.

Der Rücksprung des aus mehreren erneuerbaren dezentralen Generatoren bestehenden virtuellen Kraftwerks ist aufgrund der Unsicherheit erneuerbarer Energien, wie Wind, Sonnenstrahlung und Wasser usw. flüchtig; daher ist die Kapazitätskonfiguration des virtuellen Kraftwerks der Schlüssel zur Maximierung des Portfolionutzens.

Ausgehend von durch die Erzeugung erneuerbarer Energie verursachten Backup-Kosten und Vertragsstrafen wegen Abweichung kann die Kapazitätskonfiguration des virtuellen Kraftwerks die Erwartungen und Risiken von Kapitalerträgen besser abwägen; zudem bestätigt sie die Grundlagen der quantitativen Analyse über die Auswirkungen auf das Konfigurationsergebnis zur Energieversorgung des VPP bezüglich Elektrizitätspreis, Risikopräferenz, Mindestpreis, Vorhersagegenauigkeit zum Output erneuerbarer Energien und anderer verbundener Faktoren. Dies liefert eine neue Idee zur Kapazitätskonfiguration des virtuellen Kraftwerks, das aus vielfachen Generatoren mit ungewissem Output zusammengesetzt ist.

Für die Kapazitätskonfiguration des virtuellen Kraftwerks gibt es mehrere Optionen:

- a) Die Kapazitätskonfiguration in einem einzelnen Zeitabschnitt.

Der Zeitabschnitt kann eine Stunde, einen Monat, ein Jahr oder eine andere Zeitskala umfassen. Bei der optimierten Kapazitätszuweisung eines einzelnen Zeitabschnitts müssen die Investitionskosten je Einheit der Stromversorgungskapazität und die Rendite der Kapazität der Stromerzeugungseinheit, Risikovarianzen in Anbetracht von Unsicherheit und anderen verbundenen Faktoren berücksichtigen.

- b) Die Kapazitätskonfiguration angesichts der Vertragsstrafe wegen Abweichung des Output.

Der Ertrag des virtuellen Kraftwerks umfasst die Einnahmen durch den aktuellen Output des dezentralen Generators, die durch den von der Regierung zugelassenen Elektrizitätspreis geregelt sind, und die Einnahmen aus thermischer Leistung. Die Planungskosten der Systemrichtungsänderung, die in gesamter Abweichung vom Output der erneuerbaren Energien resultieren, sollten abgezogen werden. Außerdem muss der Einfluss der durch die Abweichung verursachten Einheitenstrafe berücksichtigt werden. Im Gegenzug muss das optimale Verhältnis der gesamten Zuweisung von riskanten Anlagen erlangt werden.

- c) Die Kapazitätskonfiguration in einem Multi-Zeitabschnitt.

In einem Multi-Zeitabschnitt wird die komplementäre Wirkung der Multi-Energie-Stromerzeugung in virtuellen Kraftwerken reflektiert. Das verbesserte Zuweisungsverhältnis kann unter Berücksichtigung der Kapazitätskonfiguration für längere Zeit von der Portfoliostrategie abgeleitet werden.

- 2) Portfolio-Optimierung und -Kollaboration des Virtuellen Kraftwerks.

Die Kombinationsoptimierung und -Koordination des virtuellen Kraftwerks verweist auf die Integration und Verpackung dezentraler Generatoren und beeinflussbarer Lasten mit Methoden für Feinregelung und Energiemanagement. Der Output wird durch die gegenseitige Ergänzung mehrerer Stromversorgungen und der im Multi-Zeitraum koordinierten Planungsmethode gesteuert, wodurch die Normen zur Teilnahme an Elektrizitätsmarkttransaktionen erfüllt werden, was bedeutet, dass eine Stromliefervereinbarung wie bei einer konventionellen Einheit unterzeichnet werden kann.

Unterschiedliche Steuerungsarchitekturen, Betriebsarten, Markt- und andere Faktoren haben direkte Auswirkungen auf die Ergebnisse der Portfolio-Optimierung und -Kollaboration des Virtuellen Kraftwerks.

Aus Sicht des Steuerungsbereichs kann die Portfolio-Optimierung und -Kollaboration des Virtuellen Kraftwerks in die Portfolio-Optimierung und -Kollaboration von intern steuerbaren Einheiten und die Portfolio-Optimierung und -Kollaboration von Markttransaktionen unterteilt werden.

- a) Die Portfolio-Optimierung von intern steuerbaren Einheiten des virtuellen Kraftwerks

Der Output dezentraler Generatoren ist zufällig, schwankend, zeitweilig aussetzend, z. B. bei Windkraft, Photovoltaik usw., weshalb eine genaue Vorhersage schwierig ist. Dennoch ergänzen sich unterschiedliche Arten der verteilten Stromversorgungen in Raumzeit, d. h. die jeweiligen Ungewissheiten der Kombinationen aus verteiltem Strom können effektiv verringert werden.

Die Portfolio-Optimierung von intern steuerbaren Einheiten des virtuellen Kraftwerks betrifft die effiziente Aggregation mehrerer Stromerzeugungseinheiten im VPP durch Algorithmen wie kombinatorische Optimierung, entsprechend unterschiedlicher Optimierungsziele, z. B. die höchste Verbrauchsrate an erneuerbaren Energien, die höchste Zuverlässigkeit bei der Stromversorgung usw., und die kooperative Planung durch Energiespeicherung, Elektrofahrzeuge und unterbrechbare Last, um die mehrere Ziele verfolgende Optimierungsplanung im virtuellen Kraftwerk zu verwirklichen.

Umfasst das virtuelle Kraftwerk andere Arten von Energieressourcen als Elektrizität, z. B. KWK (Kraft-Wärme-Kopplung), Erdwärmepumpe usw., sollte der umfassende Energiebedarf im Steuerungsbereich des virtuellen Kraftwerks sorgfältig betrachtet werden, d. h. die im virtuellen Kraftwerk verteilte Energie wird vollständig genutzt und die Optimierung und Koordination verschiedenster Energieformen innerhalb des virtuellen Kraftwerks wird umgesetzt.

- b) Die Portfolio-Optimierung und -Kollaboration der Beteiligung des virtuellen Kraftwerks an Markttransaktionen

Die Portfolio-Optimierung und -Kollaboration der Beteiligung an Markttransaktionen bezieht sich auf die flexible und dynamische Kombination dezentraler Energiequellen durch das virtuelle Kraftwerk, mit dem Ziel der Ertragsmaximierung und der Übernahme eines Kombinationsalgorithmus oder einer Spieltheorie je nach Transaktionsart, z. B. Elektrizität, Wärme, Hilfsdienste usw. Die Echtzeit und Flexibilität dynamischer Kombination können die Kosten von Echtzeitbilanzen von Energienetzwerken und die durch Vorhersagefehler zu Ausfallzeiten, Lastausgang und Output erneuerbarer Energie verursachten Verzerrungen verringern.

6.2.4 Entwicklung des Kraftwerkseinsatzplans

Die Beteiligung des VPP am Lastmanagement kann folgende Schritte umfassen:

- 1) Lastprognose für den nächsten Tag und Schätzung der Reaktionsfähigkeit und Kosten.