# hybrid-VPP4DSO
# EMPFEHLUNGEN

HYBRID VPP4DSO

powered by klima+ energie fonds

# IMPRESSUM

**AutorInnen:** DI Ernst Meißner, Teresa Kallsperger MSc (Grazer Energieagentur GmbH)
Tara Esterl MSc MSc, DI Dr. Werner Friedl, Manuel Froschauer BSc, DI Roman Schwalbe, Johanna Spreitzhofer BSc (Austrian Institute of Technology GmbH)
DI Dr. Christoph Gutschi (cyberGRID GmbH & Co. KG)
DI Dr. Gregor Taljan (Energienetze Steiermark GmbH)
Ing. Mag. (FH) Gottfried Wipfler (Energie Steiermark Business GmbH)
DI Georg Lettner (TU Wien - Energy Economics Group)
DDI Jan W. Bleyl (Energetic Solutions)
DI Uršula Krisper (Elektro Ljubljana d.d.)

**Herausgeber:** Grazer Energieagentur Ges.m.b.H. | Kaiserfeldgasse 13, 8010 Graz |
Tel.: +43 316/811 848 | office@grazer-ea.at | www.grazer-ea.at

**Fotos:** Energienetze Steiermark GmbH (Titelseite)
alphaspirit (S.3), Maksim Kabakou (S. 5), wang song (S.7), Oleksiy Mark (S. 8), chinahbzyg (S.9), WDG Photo (S.11) / Shutterstock.com

**Juni 2017**

**http://www.hybridvpp4dso.eu**

Dieses Projekt (Nr. 843923) wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms "ENERGY MISSION AUSTRIA" durchgeführt. Abwicklungsstelle: Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG)

PEFC™
PEFC/06-39-22

**PEFC zertifiziert**

Dieses Produkt stammt aus nachhaltig bewirtschafteten Wäldern und kontrollierten Quellen

www.pefc.at

Auch wenn im Text nicht explizit ausgeschrieben, beziehen sich alle personenbezogenen Formulierungen auf weibliche und männliche Personen.

# DAS PROJEKT

**Das Forschungsprojekt hybrid-VPP4DSO** beschäftigte sich mit (aktiven) hybriden virtuellen Kraftwerken (hybrid-VPPs), die einerseits an den Strommärkten teilnehmen können und zusätzlich bei Bedarf den (Verteil-) Netzbetreiber aktiv unterstützen.

**Kerninhalte** des Projekts hybrid-VPP4DSO waren:

- Identifikation von kritischen Netzabschnitten & des Demand Response (DR) Potentials im Verteilernetz
- Entwicklung und Bewertung von Geschäftsmodellen für hybrid-VPPs
- Simulation des hybrid-VPP Betriebs im Verteilernetz
- Experimentelle Entwicklung von hybrid-VPP Algorithmen
- Technischer Proof-of-Concept in Laborumgebung

**Projektziele:**

1. Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen und der Verbrauch dieses Stromes sollen besser aufeinander abgestimmt werden, zum Beispiel durch Zu- oder Abschalten von Lasten und die Abstimmung von Nachfrage und Verfügbarkeit.
2. Das Elektrizitätssystem insgesamt soll weiter optimiert und stabilisiert werden.
3. Entwicklung neuer Geschäfts- und Dienstleistungsmodelle für hybride virtuelle Kraftwerke, die auch dem Stromkunden ökonomische Vorteile bringen.

Anhand der Forschungsergebnisse können Netzbetreiber ihre zukünftigen Maßnahmen und Investitionen besser planen und Energielieferanten können ihren Kunden zusätzliche Dienstleistungen anbieten. Auch für PolitikerInnen, die den Ausbau erneuerbarer Energien planen, sind die hybrid-VPP4DSO Informationen hilfreich.

Die Empfehlungen des Projekts werden auf den folgenden Seiten präsentiert.

# ALLGEMEINE RAHMENBEDINGUNGEN

Bei Vorhandensein von ausreichender Flexibilität kann ein hybrid-VPP zur **Verringerung von Spannungsbandproblemen** in kritischen Netzabschnitten beitragen und damit den Anschluss zusätzlicher Kunden und erneuerbarer Einspeiser oder eine Verschiebung eines erforderlichen Netzausbaus auf einen späteren Zeitpunkt ermöglichen. Da Über- bzw. Unterspannungen besonders am Ende von Abzweigen auftreten, ist es insbesondere dort sinnvoll, Flexibilitäten zur Verfügung zu haben.

Aufgrund des starken Anstiegs von Erneuerbaren Einspeisern im Stromnetz, des Anstiegs der Elektromobilität oder des verstärkten Einsatzes von Wärmepumpen wird **zukünftig die Rolle eines hybriden VPPs noch weiter an Bedeutung gewinnen,** da dadurch z.B. Kosten für den Netzausbau reduziert werden können. Durch die so entstehende höhere Volatilität in der Erzeugung und die zu erwartenden höheren Lastspitzen wird der Bedarf für Flexibilität steigen.

Derzeit gibt es viele Veränderungen am Regelenergiemarkt. Auf der einen Seite wurde eine Markttrennung zwischen Österreich und Deutschland beschlossen, die preistreibend wirken kann. Auf der anderen Seite wurde am 16. März 2017 die Richtlinie „Guideline on Electricity Balancing“ (GL EB) verabschiedet, die Kooperationen für Imbalance Netting und eine gemeinsame, länderübergreifende Beschaffung von Regelenergie vorschreibt, wodurch die Liquidität des Marktes erhöht werden soll. Dies könnte tendenziell zu Preissenkungen führen. Die mittel- und langfristige Preisentwicklung am österreichischen Regelenergiemarkt ist daher nur schwer abschätzbar.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ist die Vermarktung von Flexibilität an Day-Ahead und Intraday Märkten über ein hybrid-VPP in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar.

**Hochverfügbarkeit, Datenschutz und Datensicherheit sind wesentliche Faktoren beim Design der IKT-Architektur eines hybrid-VPPs**. Die Sicherheitsstandards beeinflussen die Kosten signifikant, was die erforderliche Menge an angeschlossenen Flexibilitäten zur Erreichung eines positiven Business Cases deutlich erhöht.

Nachfolgend sind mögliche Adaptierungen der Rahmenbedingungen zur Unterstützung der erfolgreichen Umsetzung von hybrid-VPPs sowie Chancen für die jeweiligen Zielgruppen als Empfehlung aus Sicht des Projektteams hybrid-VPP4DSO zusammengefasst. Diese sind unterteilt nach "regulatorischer Rahmen" und den jeweiligen Zielgruppen „Verteilernetzbetreiber“, „Energieversorger und Aggregatoren“ sowie „Industrie- und Gewerbekunden sowie Erzeugungsanlagen".

# REGULATORISCHER RAHMEN

**Schaffung von äquivalenten Voraussetzungen für netzdienliche Flexibilität im Vergleich zum Netzausbau:** Dazu ist eine Verringerung der Unsicherheiten bei den anrechenbaren Kosten für das VPP notwendig. Dies beinhaltet die Anrechenbarkeit von „smarten" Investitionsausgaben für Schaltinfrastruktur und Betriebskosten für den VPP-Betrieb in vergleichbarer Weise wie bei der Anrechenbarkeit der Netzkosten.

**Neue Output-Parameter für Netz-Benchmarking:** Wenn ein Smart Grid dazu beiträgt, die Produktivität des Netzes langfristig zu steigern, würde eine Reduktion der Netzhöchstlast derzeit den Output-Parameter für die Anreizregulierung schwächen und damit einen negativen Effekt beim Benchmarking schaffen. Es müssen daher Lösungen in Richtung eines neuen Output-Parameters anstelle der Netzhöchstlast geschaffen werden.

**Anreize für die Nutzung von Synergien. Es kann gute Synergien geben, wenn ein Verteilernetzbetreiber das VPP betreiben darf:** Wenn ein Verteilernetzbetreiber das VPP betreiben darf, könnten Synergieeffekte genutzt und damit eine Kostenreduktion erzielt werden (z.B. Nutzung Kommunikationsinfrastruktur, Netzleittechnik inkl. Betriebspersonal, …). Es soll geprüft und erlaubt werden, dass Verteilernetzbetreiber Schaltinfrastruktur für hybrid-VPPs als Dienstleistung für Marktteilnehmer betreiben und anbieten dürfen. Insbesondere die Kostenteilung und -anerkennung für die markt- sowie netzdienliche Nutzung gilt es zu klären.

**Anreize für Standardisierung/ Harmonisierung von Kommunikations- sowie Schaltinfrastruktur:** Dadurch wird die Wechselmöglichkeit von Kunden ermöglicht bzw. vereinfacht und die Kosten bei einem Wechsel können verringert werden. Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass Innovationen weiterhin möglich sind.

**Schaffung von entsprechenden Voraussetzungen für die Rolle des Verteilernetzbetreibers als neutralen Market Facilitator:** Die Rolle des Verteilernetzbetreibers sollte in Richtung eines neutralen Market Facilitators weiterentwickelt werden. Diese könnte auch die diskriminierungsfreie Bereitstellung von VPP-Infrastruktur für die Marktteilnehmer beinhalten, wie es in Slowenien bereits realisiert wurde. Die im Entwurf zum sogenannten "Winterpaket"[1] geplante Möglichkeit der Kunden zum kurzfristigen Wechsel des Flexibilitätsvermarkters würde dadurch sehr unterstützt werden.

---

1 EC, 2017. Directive of the European Parliament and of the council on common rules for the internal market in electricity, COM(2016) 864 final/2, 2016/0380 (COD); online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_864.pdf; download am 01.06.2017

# CHANCEN FÜR VERTEILERNETZBETREIBER

Es sollte bei künftigen Netzausbauplanungen geprüft werden, ob ein virtuelles Kraftwerk zur Beeinflussung des Kundenverhaltens den Netzbetrieb unterstützen kann. Dies könnte auch die Einbeziehung einiger von Marktakteuren angebotener Flexibilitäten beinhalten. Dadurch könnte unter gewissen Voraussetzungen eine Effizienzsteigerung erzielt werden.

Ein hybrid-VPP könnte Verteilernetzbetreiber vor allem während „kurzzeitigen Spitzenzeiten" unterstützen, wie sie beispielsweise bei volatilen Einspeisern wie PV- und Windenergieanlagen und den damit eventuell auftretenden kurzzeitigen Überspannung auftreten können.

**Verteilernetzbetreiber als Market-Facilitator:** Die Rolle des Verteilernetzbetreibers als Market-Facilitator z.B. durch Bereitstellung der Kommunikationsinfrastruktur zu ihren Kunden sowie Mess-, Aggregations- und Schaltdienstleistungen für Aggregatoren/ Flexibilitätsvermarkter bietet folgende Vorteile:

- Verteilernetzbetreiber können damit sowohl Aggregatoren/Vermarktern als auch ihren Netzkunden **innovative Dienstleistungen anbieten und zugleich Synergieeffekte nutzen**. Durch den Einsatz der neuen Zählergeneration (Smart Meter) inkl. Kommunikations- und Datenmanagement-Infrastruktur ist es möglich, entsprechende Kostenvorteile zu nutzen. Es kann der Aufbau einer Parallelinfrastruktur (VPP Betreiber parallel zu Netzbetreiber) für Kommunikation und Fernschaltung vermieden werden, da die erforderliche hohe Datenverfügbarkeit sichergestellt werden kann. Die Verteilernetzbetreiber sollten dafür im Smart-Meter Roll-out berücksichtigen, dass die Nachrüstung der Kundenschnittstelle des Smart Meters möglich ist und die Zähler mit Zustimmung des Kunden die erforderlichen Daten (Leistungsmessung!) auch in Intervallen geringer als 15 min (z.B.: 60 s, 2 s) liefern können, und die Kommunikationswege dafür geeignet sind (Bandbreite, Latenzzeit). Eine Zählervariante sollte Schaltkontakte bereitstellen können.

- Mittelfristig sollte der Verteilernetzbetreiber einen **zentralen Daten-Hub für alle berechtigten Marktteilnehmer anbieten** können. Dies würde auch den kurzfristigen Wechsel der Kunden zu anderen Aggregatoren unterstützen, welcher im aktuellen Entwurf des sogenannten „Winterpakets" vorgesehen ist.

- Für den Verteilernetzbetreiber bietet sich damit der Vorteil des **Zugangs zu erweiterten Information über die Vorgänge im Netz** und die genauen Zustände der Flexibilitäten **vereint mit der Möglichkeit, selbst Schalthandlungen kontrollieren bzw. im Bedarfsfall vornehmen zu können**.

# CHANCEN FÜR ENERGIEVERSORGER UND AGGREGATOREN

**Erhöhte Kundenbindung durch neue Dienstleistungen für die Kunden mittels hybrid-VPP:** Bei Betrieb des hybrid-VPP durch den Energieversorger kann auch Betreibern von klein- und mittelgroßen Anlagen (z.B. Wasserkraftanlagen) eine Teilnahme am Regelenergiemarkt ermöglicht und damit den Kunden eine zusätzliche Dienstleistung angeboten werden. Dadurch kann die Kundenbindung verstärkt werden.

**Verbesserte Abschätzung des Ausgleichsenergiebedarfs möglich:** Das hybrid-VPP bietet dem Energieversorger einen besseren Überblick über die Kundenanlagen und ermöglicht durch die verbesserte Datenverfügbarkeit eine bessere Day-Ahead Vorhersage und in Folge eine Verringerung der benötigten Ausgleichsenergiemenge und zusätzlich Informationen in Echtzeit zur Abschätzung des kurzfristigen Ausgleichsenergiebedarfs.

**Teilnahme des hybrid-VPP am Regelenergiemarkt ist wirtschaftlich interessant:** Die Teilnahme des hybrid-VPP am Markt für Tertiärregelenergie ist unter den derzeitigen marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowohl für den Betreiber des hybrid-VPP als auch für die Anbieter von Flexibilitäten wirtschaftlich interessant. Die Nutzung von Preisunterschieden am Spotmarkt über ein hybrid-VPP ist unter den derzeitigen Marktbedingungen jedoch nicht wirtschaftlich darstellbar.

**Mindestgröße eines hybrid-VPP:** Ein hybrid-VPP sollte aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten Flexibilitäten von mindestens 15 MW mit Verfügbarkeiten größer ca. 65% vermarkten. Grundsätzlich verbessert sich die Wirtschaftlichkeit mit steigender Flexibilität (Leistung und Verfügbarkeit) je Anschlusspunkt.

**Sinnvolle Vertragsdauer für ein hybrid-VPP:** Eine sinnvolle Vertragsdauer aus Sicht des Aggregators sollte größer als 1 Jahr sein, eher in Richtung 2 Jahre. Längere Laufzeiten sind bei Kunden eher unerwünscht; bei kürzeren Laufzeiten fehlt die ausreichende Planbarkeit für den Verteilernetzbetreiber. Die im „Winterpaket“ angeführte, kurzfristige Wechselmöglichkeit der Kunden zu anderen Aggregatoren würde den Business Case eines hybrid-VPPs erschweren.

# CHANCEN FÜR INDUSTRIE- UND GEWERBE-KUNDEN SOWIE ERZEUGUNGSANLAGEN

**Vermiedene Anschlusskosten für Neukunden oder bei Erweiterungen:** Wenn die Einspeisung oder der Verbrauch über ein hybrid-VPP schaltbar ist, kann das zu einer Erleichterung oder Beschleunigung des Netzzugangs beitragen bzw. können in manchen Fällen günstigere Netzanschlusskosten erreicht werden.

**Zusatznutzen durch Visualisierung des Userverhaltens:** Das VPP ermöglicht einen sehr guten Überblick über das Userverhalten (auf Minutenbasis) und bietet somit einen Zusatznutzen für interessierte Unternehmen (z.B. durch Visualisierung des Potentials zur Reduktion von Lastspitzen kann das leistungsbezogene Netznutzungsentgelt optimiert werden, etc.).

**Wirtschaftlicher Nutzen für die Kunden durch vermiedene Netzausfälle durch hybrid-VPP:** Der wirtschaftliche Nutzen für die Kunden durch vermiedene Netzausfälle, verursacht durch Umwelteinflüsse oder angekündigte Wartungen durch den Einsatz eines hybrid-VPP kann beträchtlich sein.

**Bei folgenden Einspeisern ist Flexibilitätsnutzung besonders interessant:** Zuschaltung (positive Regelenergie) von BHKWs, Wasserkraft über Speicher, Notstromaggregaten, Gasturbinen, etc. oder Einspeisereduktion (negative Regelenergie) wenn kurzfristig zusätzlich mindestens 300 kW pro Standort und Schaltdauern von mindestens 4 h möglich sind. Die Einstellung auf einen externen Sollwert sollte innerhalb von max. 10 min möglich sein.

Anlagen mit laufender Ökostrom-Tarifförderung ist gemäß derzeitiger Gesetzeslage (Stand 04/2017) in Österreich keine Teilnahme am Regelenergiemarkt gestattet.

Windenergie ist nur bedingt geeignet da eine Lieferung von Regelleistung nicht garantiert werden kann; diese darf daher nur im Pool mit einer anderen Technologie als Ausfallsreserve am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

**Bei folgenden Lasten in Betrieben ist Flexibilitätsnutzung besonders interessant:** Produktionsab- und -zuschaltungen, wenn der Prozess präqualifizierbar ist (d.h. nur, wenn mit der Maßnahme/Schaltung eine konstante Leistung sichergestellt werden kann; Leistung/Last regelbar auf 3% Genauigkeit). Gut geeignet sind daher z.B. Elektrolyseprozesse, Elektrowärme, regelbare Wärmepumpen und Kältemaschinen, Ladestationen für Elektromobilität, etc. wenn idealerweise mindestens 300 kW pro Standort über einen Zeitraum von mindestens 4 h schaltbar sind. Die Einstellung auf den Sollwert sollte für den Tertiärregelenergiemarkt innerhalb von max. 10 min möglich sein.

**Die interessantesten Schaltzeiten sind aus heutiger Sicht:**

- Positive Regelenergie (Zuschaltung von Erzeugern, Abschaltung von Lasten): im Sommer werktags morgens 4 bis 8 Uhr und abends 16 bis 20 Uhr; im Winter vorwiegend abends 16 bis 20 Uhr
- Negative Regelenergie (Abschaltung von Erzeugern, Zuschaltung von Lasten): am gesamten Wochenende 0 bis 24 Uhr und wochentags von 0 bis 4 Uhr, zukünftig ev. auch 4 bis 8 Uhr

**Vorlaufzeit für den Abruf der Flexibilität:** je kürzer desto besser; idealerweise ≤10 min; Generell sind Flexibilitäten mit Vorlaufzeiten von 24 h und mehr aktuell kaum für eine gewinnbringende Vermarktung einsetzbar.

# PARTNER


**Tara Esterl**
Tara.Esterl@ait.ac.at

**Ernst Meißner**
meissner@grazer-ea.at

**Georg Lettner**
lettner@eeg.tuwien.ac.at

**Gottfried Wipfler**
gottfried.wipfler@e-steiermark.com

**Gregor Taljan**
gregor.taljan@e-netze.at

**Christoph Gutschi**
cg@cyber-grid.com

**Bojan Kumer**
bojan.kumer@elektro-energija.si

**Ursula Krisper**
Ursula.Krisper@elektro-ljubljana.si

**Jan W. Bleyl**
EnergeticSolutions@email.de



Dieses Projekt (Nr. 843923) wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGY MISSION AUSTRIA“ durchgeführt. Abwicklungsstelle: Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG)

HYBRID
VPP4DSO

powered by
klima+
energie
fonds