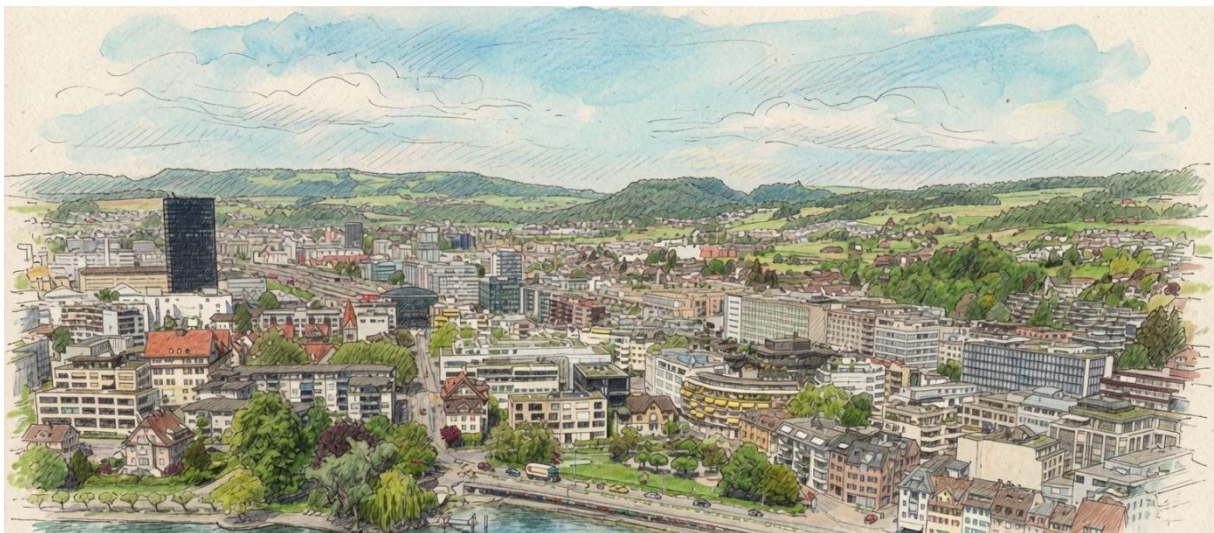


ANHANG
zum
ANTRAG DER ZUG ALLIANCE
zur Mitfinanzierung der Weiterentwicklung
des Virtuellen Kraftwerks Zug

22. Juni 2026



Inhalt

Projekt 1: Temporäre & zirkuläre Photovoltaikanlagen	3
Projekt 2: Netzdienliches Laden	11
Projekt 3: LEG 2.0.....	19
Projekt 4: Dynamische Tarife	23
Projekt 5: PV-Push.....	28
Projekt 6: Netzdienliche Batterien.....	33
Projekt 7: Flexibilitäten & Batteriespeicher in Grossarealen	41

Zweck dieses Dokuments

Die vorliegende Beilage gehört zum Hauptdokument *Antrag der ZUG ALLIANCE zur Mitfinanzierung der Weiterentwicklung des «Virtuellen Kraftwerks Zug»*. Während der Antrag selbst die sieben Projekte zusammenfassend darstellt, enthält das vorliegende Dokument deren detaillierte Auftragsbeschreibungen. Je nach Projekt werden dabei, in unterschiedlicher Tiefe, Aspekte wie Ziele, Vorgehen, Termine, Arbeitsgruppe und Kosten erläutert.

Projekt 1: Temporäre & zirkuläre Photovoltaikanlagen

Auftraggeber

- ZUG ALLIANCE

Projektleitung

- Tech Cluster Zug (Ässia Boukhatmi)

Ausgangslage

In der Schweiz werden Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) durch Pronovo unter der Voraussetzung gefördert, dass sie über einen Zeitraum von mindestens 20 Jahre betrieben werden. Diese langfristige Bindung kann insbesondere für Immobilienbesitzer mit geplanten baulichen Veränderungen (z.B.: Aufstockungen oder Umnutzungen) ein Hemmnis darstellen, wenn diese Massnahmen in einem Zeithorizont von weniger als 20 Jahren erfolgen. Erste Rückmeldungen aus der Praxis deuten darauf hin, dass dieses Spannungsfeld mit ein Grund dafür ist, weshalb ein Grossteil der Flachdächer in Zug bislang nicht mit PV-Panels belegt sind.

Erschwerend kommt hinzu, dass das Stromgesetz und deren Verordnungen mit hoher zeitlicher Kadenz angepasst werden. Mit der Einführung neuer Modelle wie der virtuellen ZEV (virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch) im Jahr 2025 und der virtuellen LEG (virtuelle, lokale Energiegemeinschaft) ab 2026, entstehen zusätzliche Möglichkeiten aber auch Unsicherheiten. Vielen Liegenschaftsbesitzern fehlen die entsprechenden fachlichen Grundlagen, um diese Entwicklungen einzuordnen, Potenziale zu erkennen und fundierte Entscheidungen aus wirtschaftlicher, technologischer und ökologischer Sicht zu treffen.

Ein verstärkter PV-Zubau wäre demgegenüber gleich doppelt relevant: Er trägt nicht nur dazu bei, die Dekarbonisierung zu beschleunigen, sondern stärkt zugleich die Resilienz der Energieversorgung der Schweiz. Aus dem Grund hatten wir vor über zwei Jahren das Projekt der «temporären PV-Anlagen» in der ZUG ALLIANCE ins Leben gerufen und erfolgreich umgesetzt, sodass aktuell ein Team der Firma Helion in Partnerschaft mit der ZUG ALLIANCE derartige Anlagen produziert, bereitstellt, vermarktet, vertreibt und bewirtschaftet, und bei Bedarf auch die entsprechende Anlagenfinanzierung gewährleistet.

Da dieses Projekt erfolgreich realisiert werden konnte, gehen wir im Rahmen des Projekts nun die nächste Herausforderung an: Denn der Umgang mit PV-Komponenten am Ende ihres Lebenszyklus stellt eine wachsende Herausforderung dar. In der Schweiz ist in den kommenden Jahrzehnten mit einem deutlichen Anstieg an PV-Abfallmengen zu rechnen – Schätzungen gehen im Jahr 2050 von bis zu 90'000 Tonnen Altmodulen aus¹. Da bestehende Recyclingprozesse derzeit nur begrenzt in der Lage sind, Materialien in gleichwertige Produktionskreisläufe

¹ Swiss PV Circle (SENS eRecycling / Swissolar / Berner Fachhochschule BFH), Projektabschluss 2025.
Publiziert via Swiss Recycle: [swissrecycle.ch](https://www.swissrecycle.ch)

zurückzuführen, entsteht ein zunehmender Handlungsdruck, alternative Nutzungsstrategien wie die Wiederverwendung systematisch zu erschliessen.

Aus diesem Grund strebt das vorliegende Projekt an, den Ansatz der “temporären” PV-Anlagen zu erweitern, um deren Weiternutzung als “zirkuläre” PV-Anlagen sicherzustellen. Dieser Ansatz basiert auf einer verbesserten Standardisierung, Skalierbarkeit und modulare Systembauweise. Durch den Einsatz einer mehrfach wiederverwendbaren Unterkonstruktion sowie klar definierten Rollen und Prozesse konnte die technische und organisatorische Umsetzbarkeit bereits nachgewiesen werden. Im nächsten Schritt gilt es nun, die Lösung breiter in der Praxis weiterzuentwickeln.

Ein zentraler Baustein für die Etablierung zirkulärer PV-Lösungen ist ein funktionierender Sekundärmarkt, der die systematische Rückführung, Bewertung und Wiederverwendung von Systemkomponenten ermöglicht. Derzeit fehlt eine solche Struktur weitgehend, sodass funktionsfähige Komponenten am Ende ihres Erstlebenszyklus überwiegend dem Recycling zugeführt werden, obwohl sie technisch noch einsatzfähig wären². Dies führt nicht nur zu einer ineffizienten Nutzung von Ressourcen, sondern verhindert auch, dass die in den Komponenten gebundene Energie möglichst lange im System erhalten bleibt.

Der folgende Auftrag hat nun zum Zweck, die temporäre PV-Lösung der ZUG ALLIANCE zu optimieren und die Möglichkeiten der ZUG ALLIANCE mit ihren Partnern im Bereich temporäre PV-Anlagen zu vermarkten. Zusätzlich soll ein Sekundärmarkt mit ihren Abnehmern evaluiert und im Falle einer ökonomischen Tragfähigkeit umgesetzt werden.

Ziele

Die ZUG ALLIANCE zielt darauf ab, den Ausbau von PV-Anlagen auf grossen Gebäudeflächen zu beschleunigen und die Wiederverwendung von funktionierenden Komponenten zu erhöhen. Dies soll durch folgende Massnahmen erreicht werden:

1. Etablierung der temporären PV-Lösung: Angebot des Plug-and-Play-Ansatzes für Flachdächer soll durch gemeinsame Kommunikation und Marketing-Massnahmen breit gestreut und damit weiter etabliert werden.
2. Aufbau und Bereitstellung eines “Second Use Ökosystems”: PV-Anlagen haben nach einer kurzen Betriebszeit von 5-12 Jahren teilweise noch nicht den finanziellen Break-even erreicht. Um die Zirkularität zu erhöhen, Abfälle zu reduzieren und graue Energien möglichst zu minimieren, wird ein Ökosystem für die Wiederverwendung von PV-Anlagen oder deren Einzelkomponenten aufgebaut und betrieben. Die konkrete Ausgestaltung wird wissenschaftlich begleitet.

Dabei werden insbesondere folgende Fragen geklärt:

- Besteht ein ausreichend grosser Markt für gebrauchte PV-Komponenten?

² IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS). *Preliminary Environmental and Financial Viability Analysis of Circular Economy Scenarios for Satisfying PV System Service Lifetime*. Task 12 Report, 2021. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/11/IEA_PVPS_T12_Preliminary-EnvEcon-Analysis-of-module-reuse_2021_report.pdf

- Welche Kundengruppen und Bedürfnisse existieren auf der Abnehmerseite?
 - Welche Anbieter könnten PV-Komponenten für die Wiederverwendung bereitstellen und unter welchen Bedingungen?
 - Welche Zahlungsbereitschaft besteht bei potenziellen Käufern?
 - Wie müsste ein Qualitätssicherungs- und Zertifizierungssystem gestaltet sein?
 - Welche logistischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sind zu beachten?
3. Bei positiven Ergebnissen aus einer ersten Analyse- und Konzeptphase soll in einem Folgeprojekt im nächsten Jahr ein entsprechendes wirtschaftlich tragfähiges Ökosystem realisiert werden. Die gewonnenen Erkenntnisse fliessen dabei direkt in die Entwicklung und Umsetzung eines funktionsfähigen Second Use Ökosystems ein.

Projekt-Ziele zusammengefasst:

- Ein Marktsystem für wiederverwendbare PV-Anlagen ist definiert.
- Qualitäts- und Prozessstandards sind festgelegt und mit den Stakeholdern validiert.
- Das Marktsystem ist vorbereitet für eine schweizweite Skalierung.

Weiteres Vorgehen

1. Bereitstellung einer zirkulären PV-Lösung: Spezifische Pilotprojekte für die Umsetzung der angestrebten Lösung stehen bereits im Kanton Zug zur Verfügung und wurden mit den Partnern Helion (Solarteure, Elektrische Anschlüsse, Optimierung Eigenverbrauch), WWZ (vZEV/REV) und Romande Energie (Contracting) realisiert.
2. Unterstützung in der Vermarktung des Anlagesystems: Die Projektleitung wird im Laufe des 2026 das Gespräch aufnehmen, um die Vermarktung entsprechend zu forcieren. Dabei sollen diverse Kanäle und Medien genutzt werden.
3. Evaluation und in der Folge ggf. Bereitstellung eines Second Use Ökosystems: Die Evaluation basiert auf einem strukturierten und wissenschaftlich begleiteten Vorgehen, bei dem folgende wesentlichen Schritte durchlaufen werden:
 - **Marktgrößenbestimmung:** Quantifizierung und Qualifizierung des verfügbaren Angebots und der potenziellen Nachfrage auf Basis wissenschaftlicher Publikationen und Fachartikel, sowie ersten Gesprächen mit Stakeholdern; Ableitung von Hypothesen
 - **Stakeholder-Interviews:** Gespräche mit potenziellen Kundengruppen und Anbietern von Second Use PV-Komponenten (Installateure, Fachplaner, Immobilienentwickler, Verbände und Vereine, Kenner von möglichen Exportmärkten wie z.B.: Ukraine oder Afrika); Validierung der Hypothesen
 - **Zahlungsbereitschaftsanalyse:** Ermittlung akzeptabler Preisniveaus unter Berücksichtigung von technischen, ökonomischen und ökologischen Attributen einzelner Pilot-Use-Cases.
 - **Geschäftsmodellentwicklung und Pilotkonzept:** Konzeption eines kommerziell tragfähigen Geschäftsmodells, gestützt durch einen digitalen Vermarktungsmechanismus.

Diese Evaluation wird aktuell getrieben von Andreas Bittig (Wirtschaftspartner) und Ässia Boukhatmi (Wissenschaftspartner).

Termine und Meilensteine

Q1-Q2 2025	Technische Lösung und Prozesse für Ziel «Lösung Temporäre & zirkuläre Photovoltaikanlagen» erarbeitet (erledigt)
Q3 2025	Erste Anlage installiert (Zug Estates AG, Rotkreuz) (erledigt)
Q2 2026	Zwei weitere Anlagen vertraglich abgeschlossen (erledigt)
Q2 2026	Analysephase: Untersuchung von Angebots- und Nachfrageseite
Q3 -Q4 2026	Konzeptphase: Entwicklung Pilotkonzept für Reuse Ökosystem Schweiz; Projektabschluss Dezember 2026
2027	Umsetzung Second Use Ökosystem

Nutzen für den Kanton Zug

Wir erwarten folgende Nutzen für den Kanton Zug:

- Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS) durch den Aufbau von zusätzlichen Kapazitäten erneuerbarer Energien:
 - EKS 6:** Mit (Auto-)Batterien Sonnenstrom speichern => mehr PV-Anlagen = mehr Möglichkeiten zur Batterieladung und damit Stärkung der Energieversorgung
 - EKS 7:** Resilienz der Energieversorgung stärken => mehr PV = mehr erneuerbare Energieversorgung
 - EKS 8:** Forschung und Innovation unterstützen dank wissenschaftlicher Begleitung durch Hochschulen
 - EKS 20:** Fahrzeuge auf fossilfreie Antriebe umstellen => mehr PV = mehr Kapazität für E-Fahrzeuge
- Im Jahr 2026 sinken die Strompreise in der Grundversorgung der WWZ für die Jahre 2026–2028 deutlich. Als wesentliche Gründe nennt die WWZ tiefere Beschaffungskosten sowie eine Vergleichszahlung der Alpiq aus einem aussergerichtliche beigelegten Rechtsstreit zum langfristigen Stromliefervertrag³. Aus diesem Grund werden PV-Anlagen in Zug wirtschaftlich weniger attraktiv, was auch den Zubau einschränken wird. Umso wichtiger ist die vorliegende Massnahme, die weitere Gebäudeflächen erschliesst, Lebenszyklen von Bestandsanlagen verlängert und damit das PV-Wachstum im Kanton stärkt.
- Durch eine ganzheitliche Betrachtung wird im Rahmen dieser Projekte nicht reine Produktionskapazität zugebaut, sondern der Eigenverbrauch aktiv gesteuert und Einspeisungen zu Spitzenzeiten und der damit verbundene Netzausbau limitiert.

³ **ee-news.ch:** Ein Rechtsstreit zwischen WWZ und Alpiq konnte im November 2024 mit einem Vergleich beigelegt werden. WWZ erhält von Alpiq eine einmalige Vergleichszahlung von 50 Millionen Franken, die auch den Stromkunden zugutekommt. → <https://www.ee-news.ch/de/erneuerbare/fachartikel/article/55050/wwz-legt-rechtsstreit-mit-alpiq-bei>

4. Durch das Angebot, die Eigenverbrauchsoptimierung und die intensive Kommunikation mit den Eigentümern der Liegenschaften erwarten wir eine nachhaltige Verbesserung des Wissens und damit verbundene Folgeprojekte. Dies soll zudem die Reputation und Investitionsbereitschaft für PV weiter stärken. Der Kanton Zug übernimmt gemeinsam mit der Wirtschaft eine Führungsposition in der Förderung, Entwicklung und Umsetzung innovativer Projekte für den Lebens- und Wirtschaftsraum. Dieses Projekt ist ein Vorzeigebispiel für Initiativen, die Energie- und Ressourceneffizienz stärken, die Kreislaufwirtschaft fördern und den Kanton Zug als Pionier im Bereich nachhaltiger Technologien positionieren.
5. Durch die Einbettung der Forschungsarbeit in die neu entstehende "Learning Factory" – einer Kooperation zwischen der Stadt Zug, dem Kanton, der Industrie und verschiedenen Forschungsinstituten – wird der Bildungsstandort Zug nachhaltig gestärkt. Diese Nähe zur Industrie ermöglicht praxisnahe Ausbildung und fördert den Wissenstransfer zwischen Forschung und Anwendung und erhöht die Attraktivität des Kantons und Stadt Zug weiter.
6. Durch die systematische Verknüpfung beteiligter Stakeholder auf Angebots- und Nachfrageseite kann das Netzwerk innerhalb der PV-Industrie, ausgehend vom Kanton Zug weiter gestärkt und die Zusammenarbeit für eine resiliente Energiewende weiter stabilisiert werden. Dies eröffnet weiter das Potenzial zur Erschliessung neuer Arbeitsplätze in der Solarbranche.

Innovationsbeitrag dieses Projekts

Das Projekt «Temporäre & zirkuläre Photovoltaikanlagen» weist einen hohen Innovationsgehalt auf, der sich in mehreren Dimensionen manifestiert:

Technologische Innovation:

- Entwicklung eines modularen Plug-and-Play-Systems für wiederverwendbare, temporäre PV-Installationen, das eine schnelle Montage und Demontage auf Flachdächern ermöglicht.
- Integration von standardisierten Schnittstellen für eine nahtlose Einbindung in bestehende Gebäudeenergiesysteme.

Geschäftsmodellinnovation

- Etablierung eines neuartigen Kreislaufwirtschaftsmodells für PV-Systemkomponenten in der Schweiz.
- Entwicklung eines wirtschaftlich tragfähigen Sekundärmarkts für gebrauchte, aber funktionstüchtige PV-Module mit transparentem Qualitätsnachweis.
- Schaffung neuer Wertschöpfungsketten durch Aufbereitung und Wiederverwendung von Anlagekomponenten.
- Stärkung der Zusammenarbeit beteiligter Stakeholder auf Angebots- und Nachfrageseite.

Ökologische Innovation

- Signifikante Reduktion der grauen Energie und CO₂-Emissionen durch verlängerte Nutzungsdauer der PV-Komponenten.

- Vermeidung von vorzeitigem Recycling funktionsfähiger Module und damit Schonung von Ressourcen.
- Beitrag zur Kreislaufwirtschaft durch systematische Wiederverwendung statt Entsorgung.

Regulatorische Innovation

- Erprobung neuer Ansätze im Umgang mit der 20-Jahre-Fördervoraussetzung von Pronovo.
- Entwicklung von "Best-Practice-Modellen" für temporäre Energieinstallationen, die als Blaupause für unterschiedliche Anbieter und Regionen dienen können.
- Erarbeitung von Empfehlungen für die Entwicklung eines Zertifizierungssystems für Second Use PV-Systemkomponenten
- Erarbeitung von Empfehlungen für künftige Anpassungen der Förderbedingungen.

Marktinnovation

- Erschliessung eines bisher ungenutzten Marktsegments: Liegenschaften mit kurz- bis mittelfristigen Transformationsplänen.
- Senkung der Einstiegshürden für PV-Investitionen durch reduziertes Risiko bei geplanter Umnutzung.
- Schaffung von Exportmöglichkeiten für Second Use Komponenten in aufstrebende Märkte; ggf. Unterstützung von Entwicklungsprojekten.

Dieser Innovationsansatz positioniert den Kanton Zug als Vorreiter in der nachhaltigen Energiewirtschaft und schafft übertragbare Lösungen mit Potenzial zur nationalen und internationalen Skalierung.

Zusammensetzung der Arbeitsgruppe

Steuerungsausschuss	Andreas Bittig (TCZ), Roland Weippert (Amag), Martin Jöri (WWZ), Alex Beck (Siemens)
Auftraggeber	ZUG ALLIANCE (Für dieses Projekt verantwortlich: Andreas Bittig)
Projektleiter	Ässia Boukhatmi (Wissenschaftliche Mitarbeiterin)
Team	Mitarbeiter aus den Unternehmen Helion, WWZ, Solarify, Tech Cluster Zug, Multi Energy Zug

Kosten

Die Projektkosten belaufen sich auf rund 300'000 CHF. Dabei rechnen wir mit folgenden Kostenkomponenten:

Projektkosten Teil zirkuläre Photovoltaikanlagen 2027-2028

Rolle	Kernkompetenzen	Aufwand (Stunden)
Product Owner / PM	Planung, Stakeholder-Management, Marktplatz-Mechanik (zweiseitiger Markt)	250
Business & Requirements Analyst	Prozesse, Use Cases, PV-spezifische Datenfelder	80

Rolle	Kernkompetenzen	Aufwand (Stunden)
UX/UI Designer	Flows für Listing, Suche, Transaktion, Trust-Elemente	150
Backend Developer	Listings, User/Auth, Such-/Matching-Logik, Payments-Anbindung, Admin	400
Frontend Developer	Web-UI & Design, Filter/Suche, Listing-Erfassung	400
DevOps / Cloud	Hosting, CI/CD, Monitoring, Backups	80
QA / Test	Testkonzept, Transaktions- und Zahlungsflüsse, Regression	120
PV-Fachexperte	Modulattribute (Wp, Baujahr, Zelltyp, Degradation, IEC-Zertifikate), Zustands-/Grading-Standard	40
Recht / Compliance	Gewährleistung bei Gebrauchsgütern, AGB, DSGVO, Produktsicherheit, Haftung	40
Payments / Treuhand	Setup, Sicherstellen Konformitäten	30
Marketing / Growth	Liquiditäts-/Cold-Start-Problem, Verkäufer-Akquise, SEO	150
Sicherheit / Support	Moderation, Bewertungen, Support-Prozess	60
Total Stundenaufwand für Projekt zirkuläre Photovoltaikanlagen 2027-2028		1'800 Stunden
Total Kosten Zug Alliance		Kosten für ZUG ALLIANCE
Übernahme durch Kt. Zug		Entspricht rund 300 TCHF
		Davon Übernahme vom Kanton Zug von 50% = 150 TCHF

Davon wird der Kanton Zug um einen Beitrag von 150'000 CHF ersucht; die übrigen rund 150'000 CHF und allfällige Mehrkosten trägt die Wirtschaft.

Zusammenfassung und übergeordneter Nutzen für den Kanton Zug

Das Projekt «Temporäre & zirkuläre Photovoltaikanlagen» der ZUG ALLIANCE verbindet zwei zentrale Hebel der Energiewende: die Beschleunigung des PV-Zubaus auf grossen Gebäudeflächen und die konsequente Weiterverwendung funktionsfähiger PV-Komponenten.

Mit dem bereits erfolgreich etablierten Plug-and-Play-Ansatz für temporäre Anlagen und dem Aufbau eines Second-Use-Ökosystems mit Sekundärmarkt erschliesst das Projekt bisher ungenutzte Dachflächen, verlängert die Lebensdauer bestehender Anlagen und reduziert graue Energie sowie künftige Abfallmengen.

Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS): Das Projekt «Temporäre & zirkuläre Photovoltaikanlagen» unterstützt direkt die EKS und zählt auf die strategischen Ziele ein:

1. Mehr erneuerbare Energie und Resilienz: Der beschleunigte PV-Zubau auf bislang ungenutzten Flachdächern erhöht die lokale Produktion erneuerbarer Energie, schafft zusätzliche Kapazität für Batterieladung und E-Fahrzeuge und stärkt damit die Resilienz der Energieversorgung (EKS-6, EKS-7, EKS-20).
2. Sicherung des PV-Wachstums trotz sinkender Strompreise: Da PV-Anlagen durch die rückläufigen Strompreise in der Grundversorgung wirtschaftlich weniger attraktiv werden, sichert die Erschliessung zusätzlicher Gebäudeflächen und die Verlängerung der Lebenszyklen von Bestandsanlagen das weitere PV-Wachstum im Kanton.
3. Kreislaufwirtschaft und Ressourcenschonung: Durch die systematische Wiederverwendung funktionsfähiger Module statt vorzeitigem Recycling werden graue Energie und CO₂-Emissionen reduziert und der Kanton Zug als Pionier nachhaltiger Technologien und der Kreislaufwirtschaft positioniert.
4. Aktive Steuerung statt reinem Kapazitätsausbau: Durch die Eigenverbrauchsoptimierung wird nicht nur Produktionskapazität zugebaut, sondern der Eigenverbrauch aktiv gesteuert und der mit Einspeisespitzen verbundene Netzausbau begrenzt.
5. Wissens-, Bildungs- und Standortförderung: Die wissenschaftliche Begleitung und die Einbettung in die «Learning Factory» stärken den Bildungs- und Innovationsstandort Zug (EKS-8), fördern den Wissenstransfer, das Netzwerk der PV-Industrie und das Potenzial für neue Arbeitsplätze in der Solarbranche.

Projekt 2: Netzdienliches Laden

Auftraggeber

- Vorstand der ZUG ALLIANCE

Projektleitung

- AMAG

Einleitung

Der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen, die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie steigende Lastspitzen führen zu einer wachsenden Belastung der bestehenden Stromnetze. Klassischer Netzausbau mit zusätzlichen Leitungen und Trafostationen ist zwar möglich, verursacht jedoch hohe Investitionen und lange Umsetzungszeiten.

Die Batteriespeicher der immer grösser werdenden Elektroauto-Flotten bieten hier eine flexible und schnell wirksame Ergänzung, u.a. auch zu BESS (siehe entsprechenden Auftrag 6). Sie können Energie aufnehmen und abgeben und leisten damit einen direkten Beitrag zur Netzstabilisierung. Durch ihren Einsatz lassen sich Netzengpässe entschärfen, Kosten für den Netzausbau senken und erneuerbare Energien effizienter integrieren.

Ziel ist es, Erkenntnisse darüber zu gewinnen, wie Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz erhöht und die Umsetzung der kantonalen Energie- und Klimastrategie unterstützt werden können und damit der Kanton Zug «BiDi-Ready» wird.

Ziele

Vertiefung der Erkenntnisse der Initialphase «Netzdienliches Laden» und Klärung der folgenden Fragestellungen:

- Wie kann bidirektionales Laden im Kanton Zug system- oder netzdienlich eingesetzt werden und somit auch zur Verminderung des Netzausbaus beitragen?
- Welche Anforderungen müssen infrastrukturseitig (Ladepunkte, Fahrzeuge) gegeben sein?
- Wie kann Strom durch Fahrzeuge von A nach B transportiert werden (zu welchen Kosten und mit welcher Verrechnung)?
- Wie muss die Netzentgeltrückerstattung (oder weitere Anreizsysteme) für mobile Speicher gestaltet werden?
- Können für bidirektionales Laden Messgeräte in den Fahrzeugen eingesetzt werden, um zusätzliche Kosten zu vermeiden und Komplexität zu vermeiden (Zusammenarbeit mit der Automobilindustrie)?
- Was bedeuten unsere Erkenntnisse für das gesamte Energiesystem im Kanton Zug und wie fügt es sich in das virtuelle Kraftwerk Zug, insbesondere auch im Zusammenspiel mit den BESS, ein? Welche Empfehlungen unter der Perspektive «BiDi-Ready» können dem Kanton gegeben werden?

Eine wissenschaftliche Begleitung ist vorgesehen, um die Wirkung der fahrzeugbasierten Batteriespeicher auf Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Kostenentwicklung systematisch zu evaluieren.

Der Mehrwert liegt in einer stabilen, kosteneffizienten und zukunftsfähigen Energieversorgung für den Kanton Zug. Davon profitieren sowohl die Industrie als auch die Bevölkerung direkt – durch geringere Netzkosten und eine bessere Integration erneuerbarer Energien.

Damit unterstützt das Projekt die Stossrichtungen der kantonalen Energie- und Klimastrategie, insbesondere:

EKS-4: Strom und Wärme speichern – umfassende Förderung der Energiespeicherung,

EKS-5: Zukunftsfähige Stromnetze unterstützen – verstärktes kantonales Engagement in der Netzplanung,

EKS-6: Mit Autobatterien Sonnenstrom speichern: Unterstützung des Projektes «Netzdienliches Laden»,

EKS-7: Resilienz der Energieversorgung stärken – Unterstützung der Initiative,

EKS-8: Forschung und Innovation unterstützen – Aufbau von Know-how durch wissenschaftliche Begleitung und Pilotcharakter.

Die Standorte mit BiDi-fähigen Fahrzeugflotten der ZUG ALLIANCE-Mitglieder (Tech Cluster Zug / VZug (5 batteriebetriebene LKW), Cham Properties (Papieri Areal, 3 BEV), Kanton Zug (LBBZ, 2, BEV), AMAG Retail-Standort (6 BEV)) werden als Piloten zur Verfügung stehen. Siemens als Technologiepartner kann Steuerungs- und Automatisierungslösungen für den intelligenten Betrieb der mobilen und stationären Batteriespeicher einbringen.

Projekt-Ziele zusammengefasst:

- Die Fragen zur technischen Umsetzung und Abrechnung von Multi-Site bidirektionalem Laden sind geklärt.
- «Multi-Site BiDi» wurde im Pilotbetrieb validiert.
- Ein Produkt «Multi-Site BiDi» ist bereit für den schweizweiten Roll-Out.

Auftrag

1. **Multi-Site Bidirektionales Laden:** Eine Kritik, die immer wieder auftaucht, wenn es um das bidirektionale Laden geht, ist dass die Fahrzeuge tagsüber «am falschen Ort», also nicht zuhause stünden, um den Eigenverbrauch zu optimieren. Sind sie tagsüber aber am Arbeitsplatz an einer bidirektionalen Ladestation angehängt, können sie sich dort netzdienlich verhalten, dann überschüssigen Solarstrom nach Hause transportieren und dort in der Nacht für den Strombedarf zuhause entladen werden. Hier stellen sich interessante wirtschaftliche und technische Fragen zu Abrechnung und Steuerung, die so noch nicht pilotiert und entwickelt wurden, die der Technologie aber entscheidend zum Durchbruch verhelfen könnten.

2. **Bidirektionales Laden ohne Produktion in LEG:** Heute und in der frühen Phase von bidirektionalem Laden werden Speicher und bidirektionale Fahrzeuge immer im Zusammenhang mit PV-Anlagen eingesetzt. Wenn wir aber davon ausgehen, dass sich bidirektionales Laden längerfristig generell durchsetzen wird, werden wir auch viele bidirektionale Ladestationen in Gebäuden ohne Produktion vorfinden. Als erster Schritt könnte ein solcher Verbraucher der LEG der ZUG ALLIANCE teilnehmen und seine Speicherkapazität für die Optimierung der LEG einsetzen.
3. **Abwicklung der Netzentgeltrückerstattung für mobile Speicher:** Im Rahmen der Verordnung, die ab 2026 gelten wird, ist eine vereinfachte Übergangsregelung vorgesehen, welche den Fall Multi-Site Bidi nicht wirklich gut abbildet. Die längerfristige Lösung ist in einer Studie skizziert worden, aber noch nie in der Praxis getestet. Es geht dabei darum, dass für mobile Speicher alle Lade- und Entladevorgänge getrackt und miteinander abgeglichen werden, um die Rückerstattungsberechtigten Energiemengen zu ermitteln. Ein Praxistest, der in der Studie skizzierten Lösung, kann den Weg ebnen für eine Bidi-freundliche regulatorische Umsetzung.
4. **Machbarkeitsstudie Regulator-Readyness der Messgeräte in BiDi Fahrzeuge:** Als ein kritischer Punkt hat sich die Frage herauskristallisiert, wie die Messdaten in Fahrzeugen für die Ermittlung der rückerstattungsberechtigten Energiemengen genutzt werden dürfen. Es gibt dabei hohe regulatorische Anforderungen an die Messgeräte, die heute noch nicht erfüllt werden. Da es mit Semax, Ensor und L&G in Zug wichtige Zählerhersteller gibt und mit AMAG einen direkten Draht zum VW-Konzern, kann die ZUG ALLIANCE die Machbarkeit, die Stromzähler in Fahrzeuge zu integrieren, welche die hohen regulatorischen Anforderungen erfüllen, evaluieren.

Termine und Meilensteine

Der Terminplan und die Meilensteine richtet sich nach der folgenden Grafik:

Q1 / Q2 2026	Projektstart & Aufgabendetaillierung
Q3 / Q4 2026	Erarbeitung Erkenntnisse Multi-Site Bidirektionales Laden sowie Bidirektionales Laden ohne LEG, Spiegelung der Resultate, Synthese der Erkenntnisse
Q1 / Q2 2027	Erarbeitung der Arbeitshypothesen, Szenarien Entwicklung auf Basis der Studie betreffend Netzgeldrückerstattung, Diskussion und Konsequenzen für das Gesamtsystem
Q1 – Q2 2027	Definition und Anstossen der Machbarkeitsstudie Regulator-Readyness der Messgeräte in BiDi Fahrzeugen (Installations- sowie fahrzeugseitig), Auswertung und Empfehlung
Q1 / Q2 2028	Überprüfung der Resultate im Rahmen des Pilotbetriebs BESS, Harmonisierung und Empfehlungen, Projektende Juni 2028

Arbeitsgruppe

Vorsitz	Roland Weippert (Amag)
Kern-Team	Martin Jöri (WWZ) zur Abstimmung mit dem Projekt 6 «Netzdienliche Batterien», Matthias Küenzi (WWZ), Daniel Sieveking, Daniel Klauser (Helion), Standortverantwortliche Papieri, LBBZ, AMAG Retail-Standort, N.N. wissenschaftliche Begleitung

Rahmenbedingungen

Die Teilaufträge im Bereich Netzdienliches Laden stehen in enger Verbindung zu den weiteren Aufträgen der ZUG ALLIANCE im Bereich «Virtuelles Kraftwerk».

Die Qualität der Resultate wird von der Möglichkeit abhängen, Simulationsergebnisse mit der vorhandenen Realität (d.h. verfügbaren Infrastruktur und Speichermöglichkeiten) zu verifizieren.

Die Rapportierung der Projektfortschritte soll in geeigneter Form und mindestens alle vier Wochen zu Händen des Auftraggebers erfolgen.

Nötige Investitionen

Projekt	Aufwandsschätzung	Möglicher Beitrag Kanton Zug
Multi-Site Bidirektionales Laden		
- Projektdetaillierung	Je 10 Arbeitsstunden Amag / WWZ / Helion => 30 Stunden gesamt, entsprechend 6'000 CHF	50%
- Erarbeitung der Erkenntnisse	30 Arbeitsstunden Amag, 40 Arbeitsstunden WWZ, 50 Arbeitsstunden TechCluster/VZug, 80 Arbeitsstunden Helion => 200 Stunden gesamt, entsprechend 40'000 CHF Externe Kosten für Begleitung und Validierung: 10'000 CHF	50%
- Synthese der Erkenntnisse, Verfassen Abschlussbericht	30 Arbeitsstunden Amag / 10 Arbeitsstunden WWZ / 10 Arbeitsstunden Helion => 50 Stunden gesamt, entsprechend 10'000 CHF	50%
	66'000 CHF	33'000 CHF

Bidirektionales Laden ohne LEG		
- Projektdetaillierung	Je 5 Arbeitsstunden Amag / WWZ / Helion => 15 Stunden gesamt, entsprechend 3'000 CHF	50%
- Erarbeitung der Erkenntnisse	20 Arbeitsstunden Amag, 30 Arbeitsstunden WWZ, 40 Arbeitsstunden Helion => 90 Stunden gesamt, entsprechend 18'000 CHF Externe Kosten für Begleitung und Validierung: 10'000 CHF	50%
- Synthese der Erkenntnisse, Verfassen Abschlussbericht	10 Arbeitsstunden Amag / 10 Arbeitsstunden WWZ / 10 Arbeitsstunden Helion => 30 Stunden gesamt, entsprechend 6'000 CHF	50%
	37'000 CHF	18'500 CHF
Netzgeldrückerstattung		
- Projektdetaillierung	Je ca. 15 Arbeitsstunden Amag / WWZ / Helion => 45 Stunden, ca. 9'000 CHF	50%
- Erarbeitung der Erkenntnisse	30 Arbeitsstunden Amag, 60 Arbeitsstunden WWZ, 60 Arbeitsstunden Helion => 150 Stunden gesamt, entsprechend 30'000 CHF Externe Kosten Fachexperten für Begleitung und Validierung: 30'000 CHF	50%
- Synthese der Erkenntnisse, Verfassen Abschlussbericht	30 Arbeitsstunden Amag / 15 Arbeitsstunden WWZ / 15 Arbeitsstunden Helion => 60 Stunden gesamt, entsprechend 12'000 CHF	50%
	81'000 CHF	40'500 CHF
Regulator-Readiness Messgeräte		
- Projektdetaillierung	Je ca. 10 Arbeitsstunden Amag / WWZ / Helion => 30 Stunden, ca. 6'000 CHF	50%
- Erarbeitung der Erkenntnisse	60 Arbeitsstunden Amag, 30 Arbeitsstunden WWZ, 30 Arbeitsstunden Helion => 120 Stunden gesamt, entsprechend 24'000 CHF	50%

	Externe Kosten für Begleitung und Validierung: 30'000 CHF	
- Synthese der Erkenntnisse, Verfassen Abschlussbericht	10 Arbeitsstunden Amag / 10 Arbeitsstunden WWZ / 10 Arbeitsstunden Helion => 30 Stunden gesamt, entsprechend 6'000 CHF	50%
	66'000 CHF	33'000 CHF
Überprüfung der Erkenntnisse / Synchronisierung mit Pilotbetrieb BESS		
- Überprüfung der Resultate im Rahmen des Pilotbetriebs BESS, Harmonisierung und Empfehlungen	20 Arbeitsstunden Amag, 85 Arbeitsstunden WWZ, 20 Arbeitsstunden Helion => 125 Stunden gesamt, entsprechend 30'000 CHF Externe Kosten Validierung: 20'000 CHF	50%
	50'000 CHF	25'000 CHF
Kostenschätzung gesamt	300'000 CHF	
Beitrag Kanton Zug		150'000 CHF

Für dieses Projekt «Netzdienliches Laden» wird um eine finanzielle Unterstützung durch den Kanton Zug im Umfang von 150'000 CHF gebeten.

Zusammenfassung und übergeordneter Nutzen für den Kanton Zug

Das Projekt «Netzdienliches Laden» der ZUG ALLIANCE bietet praktische Antworten auf die zentralen Herausforderungen der Energiewende, nämlich den steigenden Strombedarf durch Elektromobilität und Wärmepumpen sowie die effiziente Nutzung, Speicherung und Integration erneuerbarer Energien. Es bietet eine innovative Alternative zum klassischen Netzausbau, indem es die Batterien von Elektrofahrzeugen als mobile Speicher nutzt, die netzdienlich eingesetzt werden können.

1. Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS): Das Projekt «Netzdienliches Laden» unterstützt direkt die EKS und zählt dort auf die strategischen Ziele EKS-4 bis 8 ein.
2. Vermeidung von Netzausbau und Kosteneinsparungen: Durch den gezielten Einsatz bidirektionaler Ladeinfrastruktur können Netzengpässe entschärft und Investitionen in neue Leitungen und Trafostationen reduziert werden. Dies führt zu langfristigen Einsparungen bei Netzkosten, von denen sowohl Industrie als auch Bevölkerung profitieren.

3. Effizientere Nutzung nachhaltig erzeugter Energie: Elektrofahrzeuge können überschüssigen Solarstrom aufnehmen, transportieren und zeitlich sowie örtlich optimiert wieder abgeben. Dies erhöht die Eigenverbrauchsquote und verbessert die Integration erneuerbarer Energien ins Gesamtsystem.
4. Erhöhung der Resilienz durch das Virtuelle Kraftwerk: Die Einbindung der mobilen Speicher in das Virtuelle Kraftwerk Zug stärkt die Versorgungssicherheit und macht das Energiesystem robuster gegenüber Lastspitzen und Störungen. Die Kombination mit stationären Speichern (BESS) schafft ein flexibles und skalierbares Energiemanagementsystem.
5. Innovationsförderung und regulatorische Vorbereitung: Das Projekt beinhaltet eine wissenschaftliche Begleitung zur Bewertung der Systemwirkungen. Es testet neue regulatorische Ansätze, z. B. zur Netzentgeltrückerstattung und zur Integration von Messgeräten in Fahrzeugen. Damit wird der Kanton Zug zum Pionierstandort für netzdienliches Laden und stärkt seine Position als Innovationsregion.
6. Die zu erwartenden Kosteneinsparungen im Projekt „Netzdienliches Laden“ ergeben sich aus mehreren ineinandergreifenden Faktoren, die sowohl kurzfristige als auch langfristige finanzielle Vorteile für den Kanton Zug und seine Akteure bieten. Die wichtigsten Aspekte sind konkret:
 - Vermeidung klassischer Netzausbaukosten: Der klassische Netzausbau (Leitungen, Trafostationen) ist teuer und zeitintensiv. Durch den Einsatz von fahrzeugbasierten Batteriespeichern können Lastspitzen abgefangen und Netzengpässe entschärft werden. Dies reduziert den Bedarf an physischem Netzausbau und spart mehrjährige Investitionen in Infrastruktur. Beispiel: Wenn Elektrofahrzeuge tagsüber am Arbeitsplatz geladen und nachts zuhause entladen werden, kann der Strom lokal und zeitlich optimiert genutzt werden – ohne dass zusätzliche Netzkapazitäten geschaffen werden müssen.
 - Optimierung der Nutzung erneuerbarer Energien: Überschüssiger Solarstrom kann mobil gespeichert und transportiert werden. Dadurch steigt der Eigenverbrauchsanteil, was wiederum die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen erhöht. Die bessere Integration von erneuerbarer Energie reduziert Kosten für externe Strombezug und Netzverluste.
 - Reduktion von Netzentgelten durch mobile Speicher: Ab 2026 ist eine Rückerstattung von Netzentgelten für mobile Speicher vorgesehen. Das Projekt entwickelt und testet ein Tracking- und Abrechnungssystem, das die Rückerstattung automatisiert und vereinfacht. Dies schafft finanzielle Anreize für Nutzer, ihre Fahrzeuge netzdienlich einzusetzen, und senkt die individuellen Energiekosten.
 - Synergien mit dem Virtuellen Kraftwerk: Die Kombination von mobilen und stationären Speichern im Virtuellen Kraftwerk Zug ermöglicht eine intelligente Steuerung des

Energieflusses. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung vorhandener Ressourcen, reduziert Spitzenlastkosten und verbessert die Planbarkeit der Energieversorgung.

- Wissenschaftlich begleitete Effizienzsteigerung: Die wissenschaftliche Evaluation stellt sicher, dass die Massnahmen tatsächlich zu Kostensenkungen führen. Die Erkenntnisse können in weitere kantonale Projekte übertragen werden und so Skaleneffekte erzeugen.

Projekt 3: LEG 2.0

Auftraggeber

- Vorstand der ZUG ALLIANCE

Projektleitung

- Siemens

Ziele

Ein Pilotprojekt für eine LEG soll in Zug umgesetzt werden, um die Bundes- und die kantonale Energiestrategie zu unterstützen. Erste Berechnungen zeigen, dass im Rahmen der aktuellen Regulierung ein wirtschaftlich selbsttragendes Business Modell kaum realisierbar ist. Deshalb gehen wir davon aus, dass die ZUG ALLIANCE eine LEG 2.0 als Sandbox-Projekt (ausserhalb der aktuellen Regulierung) in Rücksprache mit dem BFE (Bundesamt für Energie) aufbauen wird. Dies scheint v.a. dann attraktiv, wenn grössere Erzeuger und Verbraucher mit flexiblen Lasten involviert werden. Die Ergebnisse sollen helfen, die Schweizer Energiestrategie zu stärken. In einem ersten Schritt evaluieren wir die Möglichkeiten einer Teilnahme am LEG von einigen grossen Erzeugern und Verbrauchern. Falls sich Möglichkeiten ergeben, werden wir im Rahmen der existierenden Gesetzgebung zu einer Umsetzung schreiten.

Im Falle, dass die existierenden Gesetze und Verordnungen keinen wirtschaftlich sinnvollen Business Case ermöglichen, werden wir zusammen mit weiteren Akteuren (v.a. Politiker und Verbände/Interessensgemeinschaften) beim BFE auf eine Lösung einwirken, um den Rahmen der LEG zu erweitern. U.a. soll eine Möglichkeit gefunden werden, die NE 5 und NE 7 in einer LEG zu vereinen und so die Opportunitäten für Eigenverbrauch von PV-Strom durch grössere Verbraucher mit einem positiven Business Case in der nahen Umgebung mit Netzanschluss auf NE5 zu erweitern – vorausgesetzt die aktuelle parlamentarische Beratung löst diese Herausforderung nicht ohnehin. Dabei sollen dank der auf einem Areal mit grossen Verbrauchern auch die grossen Flexibilitäten (bspw. im Bereich E-Mobilität von PKW und LKW) netzdienlich genutzt werden und entsprechende Anreize geschaffen werden, auf naheliegenden Gebäuden nicht nur den Eigenverbrauch je Gebäude, sondern der Eigenverbrauch im Quartier zu optimieren.

Die Realisierung dieser Ziele soll in der Zuger Energie und Klimastrategie einen wesentlichen Beitrag leisten zu den Massnahmen EKS-5 (zukunftsfähige Stromnetze unterstützen), EKS-6 (mit Fahrzeugbatterien Sonnenstrom speichern) und EKS-7 (Resilienz der Energieversorgung stärken).

Projekt-Ziele zusammengefasst:

- Das Potenzial von LEG auf derselben Netzebene und über die Netzebenen 5 und 7 hinweg ist anhand einiger Beispiele im Kanton Zug evaluiert.

- Die Wirtschaftlichkeit für die Teilnehmer sowie das Potenzial zur Netzentlastung ist im Pilotbetrieb validiert.

Auftrag

Konzeptionell

1. Zusammenschluss in der LEG von ausgewählten, grossen Erzeugern und Verbrauchern. Voraussetzung ist, dass ein tragfähiger Business Case etabliert werden kann. Dabei werden Flexibilitäten mit einbezogen, soweit möglich.
2. Erwirken einer Lösung, welche die Erweiterung der LEG 2.0 auf andere Netzebenen und den erweiterten Einbezug von Flexibilitäten auf beiden Netzebenen, ermöglicht. Der Fokus ist eine Evolution der aktuellen LEG, um einen positiven Business Case zu gewährleisten oder Barrieren aufzeigen, die in der aktuellen LEG keinen vernünftigen Business Case zulassen.
3. Identifikation von interessierten, potenziellen Teilnehmern als NE5-Verbraucher im Perimeter von Siemens, Multi Energy Zug AG und Zugerland Verkehrsbetriebe (ZVB)
4. Konzept für den Einbezug von Flexibilitäten der LEG Teilnehmer mit aktiver Steuerung
5. Planung des Systems
6. Stakeholder Management aufsetzen (Regulator, Politik: Personen, die die Idee unterstützen)
7. Verifizierung des Designs mit dem BFE, politischen Stakeholdern

Umsetzung

1. Identifikation und Gewinnung weiterer LEG Teilnehmer
2. Bildung der LEG in den geeigneten Perimetern
3. Umsetzung des Systems

Termine und Meilensteine

Der Terminplan und die Meilensteine richtet sich nach der folgenden Grafik:

Q4 2025	Erfassen Datenbasis bei Partnern im Kanton Zug
Q1-Q2 2026	Gesetzes- und Verordnungsgrundlage aufbereiten, Gespräche mit Stakeholdern (BFE- und Akteure)
Q3-Q4 2026	Wirtschaftlichkeitsmodellierung
Q1-Q2 2027	Aufbau der LEG 2.0
Q3 2027	Inbetriebnahme LEG 2.0 und ab da Betriebsphase

Arbeitsgruppe

Vorsitz	Alexander Beck (Siemens)
---------	--------------------------

Kern-Team	Martin Jöri (WWZ), Robert Schürch (MEZ), Kevin Bucheli (MEZ), N.N. (Person mit Bezug zu Regulator, Politik)
-----------	---

Rahmenbedingungen

Ein Pilotprojekt soll bewusst genutzt werden, um die Bundes- und Kantonsenergiestrategie zu unterstützen in dem mit einem agilen Vorgehen die aktuelle LEG weiterentwickelt wird und die Ergebnisse helfen unser Schweizer Energienetz im Wettbewerb an die vorderste Front zu bringen.

Ist das Pilotprojekt aufgebaut sollen die Resultate ausgewertet werden und dem BFE und weiteren Ämtern zu Verfügung gestellt werden.

Nötige Investitionen

Projekt	Aufwand in Arbeitsstunden
Erfassung der Datenbasis bei den Partnern (Siemens, Multi Energy Zug AG, ZVB) und Identifikation interessierter, potenzieller Teilnehmer im Perimeter	80 Arbeitsstunden durch die Beteiligten
Aufbereitung der Gesetzes- und Verordnungsgrundlagen; juristische Abklärung des Sandbox-Ansatzes sowie der Zusammenführung der Netzebenen NE5 und NE7	120 Std.
Aufbau Stakeholder-Management und Abstimmung mit dem BFE: Gespräche mit Regulator, Politik und Verbänden sowie Verifizierung des Lösungsdesigns mit dem BFE und politischen Stakeholdern	160 Std.
Lösungsdesign LEG 2.0: Erweiterung der LEG auf weitere Netzebenen und Einbezug steuerbarer Flexibilitäten auf beiden Netzebenen	80 Std.
Wirtschaftlichkeitsmodellierung: Business-Case-Rechnung, Szenarien und Sensitivitäten; Validierung der Wirtschaftlichkeit für die Teilnehmer	80 Std.
Konzept für den Einbezug und die aktive Steuerung der Flexibilitäten der LEG-Teilnehmer	60 Std.
Detailplanung des Systems (Mess-, Steuer- und Abrechnungslogik)	60 Std.
Identifikation und Gewinnung weiterer LEG-Teilnehmer sowie Bildung der LEG in den geeigneten Perimetern	80 Std.
Total Aufwand in Arbeitsstunden	720 Std. (=120 TCHF)

Projekt	Aufwand in Arbeitsstunden
Technische Umsetzung, Integration und Inbetriebnahme des Systems LEG 2.0 inkl. Hardware (externe Kosten)	50 TCHF
Wissenschaftliche Begleitung, Auswertung des Pilotbetriebs und Aufbereitung der Ergebnisse für das BFE und weitere Ämter (Schlussbericht, ab Q3 2027)	100 TCHF
Total Aufwand für Projekt LEG 2.0	Rund 720 Std. (=120 TCHF) und 150 TCHF
Total Kosten Zug Alliance	Entspricht rund 270 TCHF
Übernahme durch Kt. Zug	Rund 50% der Kosten = 135 TCHF

Insgesamt wird für das Projekt LEG 2.0 eine finanzielle Unterstützung durch den Kanton Zug von 135 TCHF ersucht.

Zusammenfassung und übergeordneter Nutzen für den Kanton Zug

Das Projekt «LEG 2.0» der ZUG ALLIANCE adressiert eine zentrale Herausforderung der Energiewende: die lokale, netzdienliche Nutzung von dezentral erzeugtem PV-Strom durch den Zusammenschluss grösserer Erzeuger und Verbraucher. Als Pilotprojekt bzw. Sandbox erprobt es, wie sich eine Lokale Elektrizitätsgemeinschaft über die Netzebenen 5 und 7 hinweg wirtschaftlich tragfähig betreiben lässt, und schafft damit die Grundlage für eine spätere Skalierung über den Kanton hinaus.

Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS): Das Projekt «LEG 2.0» unterstützt direkt die EKS und zählt auf die strategischen Ziele EKS-5 bis EKS-7 ein:

1. Vermeidung von Netzausbau («Intelligenz statt Kupfer»): Durch die Optimierung des Eigenverbrauchs im Quartier und den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten werden Lastspitzen reduziert und der klassische Netzausbau minimiert. Davon profitieren langfristig Wirtschaft und Bevölkerung über tiefere Netzkosten.
2. Effizientere Nutzung erneuerbarer Energie: Der Zusammenschluss grösserer Erzeuger und Verbraucher erhöht den lokalen Eigenverbrauch von Solarstrom und verbessert die Integration erneuerbarer Energien ins Gesamtsystem.
3. Erhöhung der Resilienz (EKS-6 und EKS-7): Die Einbindung von Flexibilitäten – etwa aus der E-Mobilität von PKW und LKW – in das Virtuelle Kraftwerk Zug stärkt die Versorgungssicherheit und puffert das System gegenüber Lastspitzen.
4. Regulatorische Vorreiterrolle und Innovationsstandort (EKS-5): Zug könnte schweizweit der erste Kanton sein, der das Modell einer netzebenenübergreifenden Lokalen Elektrizitätsgemeinschaft (Netzebenen 5 und 7) realisiert. Die wissenschaftlich ausgewerteten Ergebnisse werden dem BFE und weiteren Ämtern zur Verfügung gestellt und positionieren den Kanton als Modellregion für zukunftsfähige Stromnetze.

Projekt 4: Dynamische Tarife

Auftraggeber

- Vorstand der ZUG ALLIANCE

Projektleitung

- WWZ

Ziele

Die Zielsetzungen in diesem Projekt liegen darin, die relevanten Einflussfaktoren für einen effektiven Nutzen dynamischer Stromtarife quantitativ herauszufinden. Dynamische Stromtarife existieren schon jetzt, doch die Frage nach dem Nutzen und der Akzeptanz sind noch unbeantwortet. Es gilt herauszufinden, welche Kundengruppe (Wohnungsmieter, EFH-Besitzer mit PV-Anlagen / E-Mobilität / Wärmepumpe / mit und ohne Energiesystem, Industriekunden) ab welchen monetären Anreizen eine Verhaltensänderung vollziehen. Damit geht dieses Projekt weit über die reine Einführung eines dynamischen Tarifes hinaus und kann sich als richtungsweisend für weitere Einführungen durch andere EVUs herausstellen. Die gezielten wissenschaftlich betreuten Hypothesen sollen in Arealen im WWZ-Versorgungsgebiet getestet werden. MEZ AG stellt sich dazu als Pilotkunde zur Verfügung. Weitere Areale der ZUG ALLIANCE Vereinsmitglieder werden ebenfalls angefragt.

Dynamische Tarife können bei den Verbrauchern Anreize schaffen, den Stromverbrauch temporär zu drosseln oder dank thermischen oder elektrischen Puffern zeitlich vorzuziehen. Für Prosumenten (Verbraucher mit eigener Stromerzeugung) können dynamische Stromtarife ebenfalls zu einer gewünschten Verhaltensänderung führen.

Ziel des Projekts ist es, die Netzbelastung durch Anreizsysteme und intelligente elektrische Nachfragekomponenten langfristig und systematisch zu senken, um damit den Netzausbau möglichst minimal zu planen und realisieren. Da die Adaption dynamischer Tarife Zeit und Kompetenz bei den Verbrauchern erfordert, soll ein Pilot an einem oder mehreren Standorten errichtet werden, wo entsprechende Kompetenzen und Energie Managementsysteme vorhanden sind. Damit wird der Proof-of-Concept erbracht und das Produkt kann dann auf weitere Areale/Kunden ausgedehnt werden.

Das Projekt unterstützt die kantonale Klima- und Energiestrategie in den Massnahmen EKS-4: Strom (und Wärme) speichern, EKS-5: Zukunftsfähige Stromnetze unterstützen, EKS-6: Mit Fahrzeugbatterien Sonnenstrom speichern (Einbindung von PKW- und LKW-Batterien) und EKS-7: Resilienz der Energieversorgung stärken.

Projekt-Ziele zusammengefasst:

- Die Auswirkungen verschiedener Tarifmodelle auf das Nutzerverhalten sind geklärt und in der Praxis validiert.

- Eine Empfehlung für die Einführung dynamischer Tarife zu Händen der Verteilnetzbetreiber liegt vor.

Auftrag

1. Bewertung des Potenzials anhand existierender Angebote von Mitbewerbern und unterschiedlicher Preismodelle
2. Analyse des Flexibilitätspotenzials der Verbraucher in Arealen wie dem ZEV der MEZ AG und weiteren interessierten Arealen
3. Bestimmung des geeigneten Preismodells und Aufstellen Hypothesen
4. Planung der Einführung inkl. MEZ-Datenanbindung für Pilotsetup
5. Umsetzung auf Pilotareal MEZ und weiteren Arealen
6. Auswertung und Beurteilung Hypothesen

Termine und Meilensteine

Der Terminplan und die Meilensteine richtet sich nach der folgenden Grafik:

Q1 2026	Wettbewerbsanalyse
Q2/Q3 2026	Analyse Flexibilitätspotenzial
Q4 2026	Preismodell und Hypothesen
Q1 2027	Planung Einführung und Datenanbindung
Q2 2027/Q1 2028	Umsetzung auf MEZ-Areal / weiteren Arealen
Q2 2028	Auswertung und Beurteilung Hypothesen

Arbeitsgruppe

Vorsitz	Martin Jöri (WWZ)
Kern-Team	Bharadwaj Narasimhan Produktentwickler (WWZ), Kevin Bucheli (MEZ), Robert Schürch (MEZ), N. N. zweites Areal, N.N. wissenschaftliche Begleitung

Rahmenbedingungen

Die Effekte, welche sich durch die dynamische Tarifierung ergeben, sind vom Preismodell des Vorlieferanten für Energie und Netz abhängig. Je nach Preisgestaltung dieser Elemente ergeben sich andere Optima.

Die Rapportierung der Projektfortschritte soll in geeigneter Form erfolgen und mindestens alle vier Wochen zu Händen des Auftraggebers.

Nötige Investitionen

Projekt	Aufwand	Möglicher Beitrag Kanton Zug
Bewertung des Potenzials anhand existierender Angebote von Mitbewerbern und unterschiedlicher Preismodelle	Auftragnehmer: WWZ: Ca. 120 Arbeitsstunden (ca. 22'000 CHF) 5'000 CHF für wissenschaftliche Begleitung	50% = 11'000 CHF 100% = 5'000 CHF
Analyse des Flexibilitätspotenzials der Verbraucher in Arealen wie dem ZEV der MEZ AG und weiteren Arealen	Auftragnehmer: MEZ: Ca. 80 Arbeitsstunden (ca. 15'000 CHF) Auftragnehmer zweites Areal: Ca. 80 Arbeitsstunden (ca. 15'000 CHF) Auftragnehmer WWZ: Ca. 80 Arbeitsstunden (ca. 15'000 CHF) 5'000 CHF für wissenschaftliche Begleitung	50% = 7'500 CHF 50% = 7'500 CHF 50% = 7'500 CHF 100% = 5'000 CHF
Bestimmung des geeigneten Preismodells	Auftragnehmer: (MEZ, zweites Areal und WWZ) Ca. 80 Arbeitsstunden (ca. 15'000 CHF), je 1/3: MEZ (5'000 CHF), 1/3: zweites Areal (5'000 CHF), 1/3: WWZ (5'000 CHF) 10'000 CHF für wissenschaftliche Begleitung:	50% = 7'500 CHF 100% = 10'000 CHF
Einführung auf Areal 1 inkl. MEZ-Datenanbindung für Pilotsetup	Auftragnehmer: MEZ und WWZ: ca. 240 Arbeitsstunden durch MEZ und WWZ (ca. 44'000 CHF): MEZ (22'000 CHF), WWZ (22'000 CHF)	50% = 22'000 CHF
Einführung auf Areal 2 inkl. Areal-Datenanbindung für Pilotsetup	Auftragnehmer: zweites Areal und WWZ: ca. 240 Arbeitsstunden durch zweites Areal und WWZ (ca. 44'000 CHF): Zweites Areal (22'000 CHF), WWZ (22'000 CHF)	50% = 22'000 CHF
Umsetzung auf Pilotareal 1: MEZ	Auftragnehmer: MEZ und WWZ: ca. 190 Arbeitsstunden durch MEZ und WWZ (ca. 35'000 CHF) 3/4: MEZ (26'250 CHF), 1/4: WWZ (8'750 CHF)	50% = 17'500 CHF
Umsetzung auf Pilotareal 2: zweites Areal	Auftragnehmer: zweites Areal und WWZ: ca. 190 Arbeitsstunden durch zweites Areal und WWZ (ca. 35'000 CHF) 3/4: zweites Areal (26'250 CHF), 1/4: WWZ (8'750 CHF)	50% = 17'500 CHF
	WWZ: ca. 164 Arbeitsstunden (ca. 30'000 CHF)	0% = 0 CHF

Projekt	Aufwand	Möglicher Beitrag Kanton Zug
	10'000 CHF für wissenschaftliche Begleitung	100% = 10'000 CHF
TOTAL Gesamtaufwand	300'000 CHF	150'000 CHF

Für dieses Projekt wird um eine finanzielle Unterstützung durch den Kanton Zug im Umfang von 150'000 CHF gebeten.

Zusammenfassung und übergeordneter Nutzen für den Kanton Zug

Das Projekt «Dynamische Stromtarife» der ZUG ALLIANCE liefert eine konkrete Pilotanwendung auf eine der zentralen Herausforderungen der Energiewende, dem idealen Zusammenspiel zwischen stochastisch erzeugter dezentraler erneuerbarer Energie und dem generellen Energiekonsum. Es bietet eine innovative Alternative zum klassischen Stromtarifmodell, indem die traditionell vorhanden Tages- und Nachtarifen in eine optimale Abstimmung des Stromkonsum ohne Konsumeinbussen oder Limitierungen angestrebt wird.

Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS): Das Projekt «Dynamische Stromtarife» unterstützt direkt die EKS und zählt dort auf die strategischen Ziele EKS-4 bis 7 ein:

1. Vermeidung von Netzausbau und Kosteneinsparungen: Durch die Verhaltensänderung der Stromkonsumenten können Netzengpässe entschärft und Investitionen in neue Leitungen und Trafostationen reduziert werden. Dies führt zu langfristigen Einsparungen bei Netzkosten, von denen sowohl Industrie als auch Bevölkerung profitieren.
2. Effizientere Nutzung nachhaltig erzeugter Energie: Stromkonsumenten mit idealem Anreiz zum Konsum von überschüssigen Solarstrom erhöhen den Eigenverbrauch von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Dies erhöht die Profitabilität der Anlagen und verbessert die Integration erneuerbarer Energien ins Gesamtsystem.
3. Erhöhung der Resilienz durch das Virtuelle Kraftwerk: Die Einbindung der dynamischen Stromtarife in das Virtuelle Kraftwerk Zug stärkt die Versorgungssicherheit und puffert das Energiesystem gegenüber Lastspitzen und Störungen.
4. Innovationsförderung und regulatorische Vorbereitung: Das Projekt beinhaltet eine wissenschaftliche Begleitung zur Bewertung der Systemwirkungen. Es begleitet die aufgestellten Hypothesen und überprüft die angewandten dynamischen Stromtarife auf Wirksamkeit und Verhaltensänderungen. Damit wird der Kanton Zug zum attraktiven Standort für dynamische Stromtarifizierung und stärkt seine Position als Innovationsregion.
5. Die zu erwartenden Kosteneinsparungen im Projekt „Dynamische Stromtarife“ ergeben sich aus mehreren ineinandergreifenden Faktoren, die sowohl kurzfristige als auch

langfristige finanzielle Vorteile für den Kanton Zug und seine Akteure bieten. Die wichtigsten Aspekte sind konkret:

- Vermeidung klassischer Netzausbaukosten: Der klassische Netzausbau (Leitungen, Trafostationen) ist teuer und zeitintensiv. Durch die Einführung von dynamischen Stromtarifen und der zu erzielenden Stromkonsumverhaltensänderung können Lastspitzen abgefangen und Netzengpässe entschärft werden. Dies reduziert den Bedarf an physischem Netzausbau und spart mehrjährige Investitionen in Infrastruktur. Beispiel: Wenn Stromkonsumenten ihre Hauptlast des Energiekonsums während den PV-Produktionsstunden erzeugen, dann wird die Netzbelastung einer nicht notwendigen Stromrückspeisung reduziert – ohne dass zusätzliche Netzkapazitäten geschaffen werden müssen.
- Optimierung der Nutzung erneuerbarer Energien: Überschüssiger Solarstrom wird lokal und zeitgleich konsumiert. Dadurch steigt der Eigenverbrauchsanteil, was wiederum die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen erhöht. Die bessere Integration von erneuerbarer Energie reduziert Kosten für externe Strombezug und Netzverluste.
- Synergien mit dem Virtuellen Kraftwerk: Die Kombination von Strom-Eigenproduktion und idealem Stromkonsum im Virtuellen Kraftwerk Zug ermöglicht eine intelligente Steuerung des Energieflusses. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung vorhandener Ressourcen, reduziert Spitzenlastkosten und verbessert die Planbarkeit der Energieversorgung.
- Wissenschaftlich begleitete Effizienzsteigerung: Die wissenschaftliche Evaluation stellt sicher, dass die Massnahmen tatsächlich zu Kostensenkungen führen. Die Erkenntnisse können in weitere kantonale Projekte übertragen werden und so Skaleneffekte erzeugen.

Projekt 5: PV-Push

Auftraggeber

- Vorstand der ZUG ALLIANCE

Projektleitung

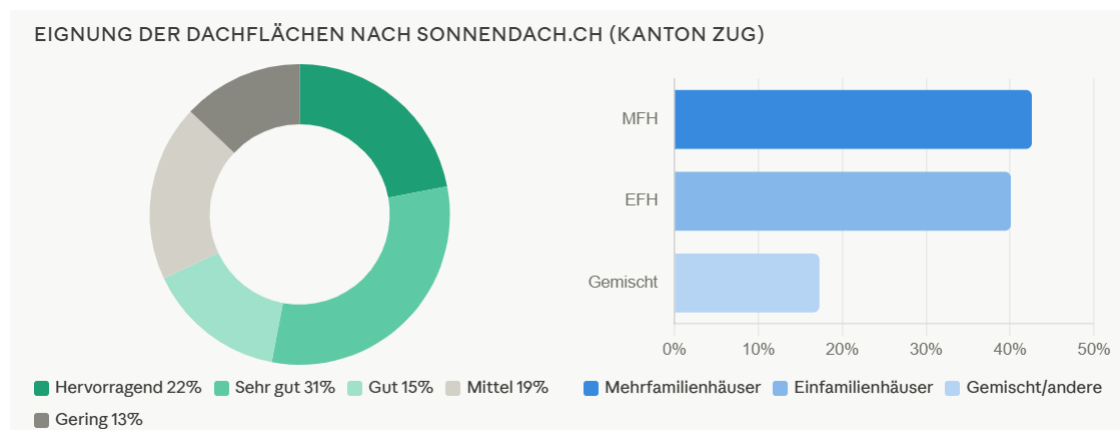
- WWZ

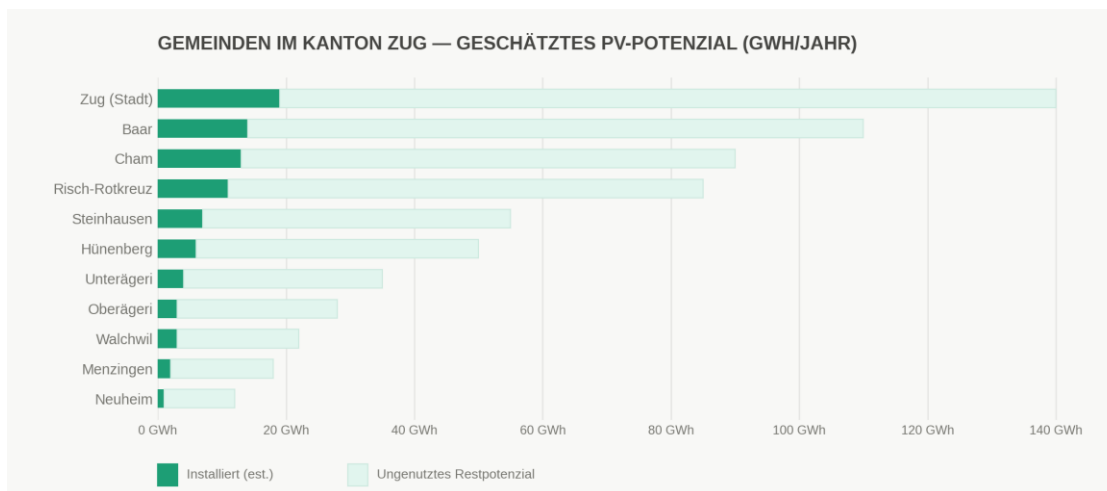
Ziele

Das Ziel in diesem Projekt ist die Steigerung der PV-Eigenproduktion im Kanton Zug an sinnvollen Standorten. Die Nutzung der aktuellen und künftigen PV-Vermarktungsmöglichkeiten soll dazu beitragen, dieses Ziel zu erreichen. Der innovative Ansatz liegt in der Etablierung einer intuitiv zugänglichen Art und in der Vereinfachung komplexer technischer Lösungen. Das Kundenverhalten soll dabei in der Projektarbeit im Fokus stehen

Konkret sollen die bestehenden Angebote zu einer Übersichts-App bzw. -Webseite weiterentwickelt werden, die Immobilienbesitzern ermöglicht, attraktive Quartiere für PV-Anlagen zu identifizieren sowie geeignete ZEVs, LEGs oder REVs in der Umgebung für einen Zusammenschluss zu finden.

Aus einem Potenzial von 16'200 Gebäude mit Wohnnutzung und nicht erfassten Gewerbe- und Industriegebäude im Kanton Zug sind laut Pronovo im Jahr 2025 ca. 3'000 Gebäude schon mit PV-Anlagen ausgestattet. Somit ergibt sich unter Berücksichtigung einer nötigen guten Sonneneinstrahlung ein totales Ausbaupotenzial von ca. 11'000 – 16'000 geeigneter Objekte (inkl. Gewerbe). Zudem existiert ein grob abgeschätztes Potenzial von einer PV-Rückspeisung von ca. 50 GWh pro Jahr (2025), welches besser einzusetzen bzw. vermarktet werden kann.





Eine Website mit einer einfachen Erklärung und Berechnung kann den Immobilienbesitzern helfen, zu verstehen, welche Rentabilität eine eigene PV-Anlage bringt. Gleichzeitig kann der Strom-Prosument Informationen zu möglichen Abrechnungsmodellen finden und sowie gleich Kontakt zu einem entsprechenden Ansprechpartner knüpfen. Dies gilt sowohl auf Seiten Abrechnung (vREV/LEG WWZ) wie auch auf Seiten der PV-Installation und Contracting (bei Bedarf).

Die Lösung ist pragmatisch realisierbar und damit eine tiefhängende Opportunität. Doch Einfachheit für den Kunden ist vor allem bei technisch komplexen Bereichen äusserst anspruchsvoll.

Das Projekt unterstützt die kantonale Klima- und Energiestrategie in den Massnahmen EKS-3 (Planungsgrundlagen Erneuerbare Energie schaffen) und EKS-5: Zukunftsfähige Stromnetze unterstützen.

Projekt-Ziele zusammengefasst:

- Es existiert eine Softwarelösung, welche eine durchgängige Kundenführung zur Planung einer PV-Anlage und/oder Realisierung eines vZEV oder einer LEG gewährleistet.
- Die Auswirkungen auf den PV-Ausbau sind quantifiziert.

Auftrag

1. Prüfen der Datenverfügbarkeit innerhalb WWZ
2. Rücksprache mit Empa zur Modellierung
3. Wirtschaftlichkeitsmodellierung anhand generischen Datums
4. Vergleich zwischen Modellresultat und realen Messwerten an einzelnen virtuellen Clustern
5. Prüfen der Opportunitäten / Kanäle im Web und App nach Entscheid Realisierung ZUG ALLIANCE oder WWZ
6. Realisierung App-/Weblösung in enger Zusammenarbeit mit relevanten Kundengruppen

Termine und Meilensteine

Der Terminplan und die Meilensteine richtet sich nach der folgenden Grafik:

Q4 2025	Check Datenverfügbarkeit
Q1 2026	Modellabsprache EMPA
Q2 2026	Wirtschaftlichkeitsmodellierung EMPA
Q3 2026	Vergleich zwischen Modellresultaten und realen Messwerten
Q4 2026	Prüfen der Opportunitäten / Kanäle im Web und App
HJ 2027	Realisierung App- / Weblösung

Arbeitsgruppe

Vorsitz	Martin Jöri (WWZ)
Kern-Team	Dimitri Omlin Produktmanager (WWZ), N.N. wissenschaftliche Begleitung, tbd

Rahmenbedingungen

Die Rapportierung der Projektfortschritte soll in geeigneter Form erfolgen und mindestens alle vier Wochen zu Händen des Auftraggebers.

Nötige Investitionen

Projekt	Aufwand	Möglicher Beitrag Kanton Zug
Prüfung der Datenverfügbarkeit innerhalb WWZ und Erarbeitung der Datengrundlage	Auftragnehmer: WWZ: ca. 55 Arbeitsstunden (ca. 10'000 CHF)	50% = 5'000 CHF
Wirtschaftlichkeitsmodellierung anhand generischer Daten	Auftragnehmer: EMPA 50'000 CHF	Übernahme durch Kanton Zug bereits erfolgt in der Initialphase. Kein Beitrag im Rahmen dieses Antrags notwendig.
Vergleich zwischen Modellresultat und realen Messwerten an einzelnen virtuellen Clustern und Ableiten ideale Vermarktungslösung	Auftragnehmer: WWZ ca. 80 Arbeitsstunden (ca. 14'000 CHF)	50% = 7'000 CHF

	Wissenschaftliche Begleitung: 90'000 CHF	50% = 45'000 CHF
Prüfen der Opportunitäten / Kanäle im Web und App für Vermarktungslösung	Auftragnehmer: WWZ: ca.55 Arbeitsstunden durch WWZ (ca. 10'000 CHF)	50% = 5'000 CHF
Aufbau MVP in direkter Zusammenarbeit mit möglichen / relevanten Kundengruppen	Auftragnehmer WWZ: ca. 200 Arbeitsstunden (36'700 CHF)	50% = 18'000 CHF
Realisierung App-/Weblösung (Entscheid dazu muss vorher gefällt werden)	Auftragnehmer: externe Softwarefirma und WWZ Ca. 240'000 CHF WWZ: 25% (60'000 CHF) Externe Softwarefirma 75% (180'000 CHF)	50% = 120'000 CHF
TOTAL	400'000 CHF	200'000 CHF

Für dieses Projekt wird um eine finanzielle Unterstützung durch den Kanton Zug im Umfang von 200'000 CHF gebeten.

Zusammenfassung und übergeordneter Nutzen für den Kanton Zug

Das Projekt «PV-Push» der ZUG ALLIANCE liefert eine konkrete Umsetzungsmassnahme bzw. Unterstützung auf eine zentrale Herausforderung der Energiewende, dem idealen Ausbau von lokaler dezentraler erneuerbarer Energie. Es bietet eine einfach verständliche und auf kommerziellen Standpunkten gestützte Entscheidungs- und Investitionsgrundlage für den idealen Ausbau an lokaler erneuerbarer PV-Energie im Kantonsgebiet Zug.

Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS): Das Projekt «PV-Push» unterstützt direkt die EKS und zählt dort auf die strategischen Ziele EKS-3 und 5 ein:

1. Effizientere Nutzung nachhaltig erzeugter Energie: Stromproduzenten können ihren produzierten PV-Strom kommerziell lukrativer vermarkten und ihre Rendite somit steigern. Für neue PV-Projekte erhöhen sich die Realisierungschancen dank besserer Vermarktungsmöglichkeiten und vereinfachtem Informationszugang und -umsetzung wegen dem Projekt «PV-Push». Dies führt dazu, dass der Zubau von lokaler erneuerbarer Stromproduktion im Kanton Zug beschleunigt bzw. weiter ausgebaut wird. Im Weiteren wird der PV-Ausbau vermehrt an Orten mit höherer Energiedichte erfolgen und somit Netzverstärkungsmassnahmen und damit einhergehenden Stromnetzkostensteigerungen reduzieren.
2. Erhöhung der Resilienz durch das Virtuelle Kraftwerk: Die Einbindung der idealen PV-Ausbaupotenziale in das Virtuelle Kraftwerk Zug stärkt die Versorgungssicherheit und puffert das Energiesystem gegenüber Lastspitzen und Störungen.
3. Innovationsförderung und regulatorische Vorbereitung: Das Projekt beinhaltet eine wissenschaftliche Begleitung zur Bewertung der Systemwirkungen. Damit können

wissenschaftliche generische Modelle und messdatenbasierte Analysen verglichen und plausibilisiert werden. So wird der Kanton Zug zum attraktiven Standort für den PV-Solarausbau und stärkt seine Position als Innovationsregion.

4. Die zu erwartenden Kosteneinsparungen im Projekt « PV-Push» ergeben sich aus mehreren ineinandergreifenden Faktoren, die sowohl kurzfristige als auch langfristige finanzielle Vorteile für den Kanton Zug und seine Akteure bieten. Die wichtigsten Aspekte sind konkret:
 - Vermeidung klassischer Netzausbaukosten: Der klassische Netzausbau (Leitungen, Trafostationen) ist teuer und zeitintensiv. Der PV- Ausbau wird mit diesem Projekt verstärkt dort erfolgen, wo ein hoher Eigenverbrauch möglich ist, und ein Netzausbau verhindert werden kann. Dies kommt dem PV-Investor und den Stromkonsumenten als Abnehmer zugute, da die Immobilienbesitzer weniger Anschlusskosten für den zusätzlich nötigen Stromnetzanschluss bezahlen müssen.
 - Optimierung der Nutzung erneuerbarer Energien: Überschüssiger Solarstrom wird lokal und zeitgleich innerhalb des virtuellen Verbundes konsumiert. Dadurch steigt der Eigenverbrauchsanteil, was wiederum die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen erhöht. Die bessere Integration von erneuerbarer Energie reduziert Kosten für externe Strombezug und Netzverluste.
 - Synergien mit dem Virtuellen Kraftwerk: Die Kombination von Strom-Eigenproduktion und idealem Stromkonsum im Virtuellen Kraftwerk Zug ermöglicht eine intelligente Steuerung des Energieflusses. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung vorhandener Ressourcen, reduziert Spitzenlastkosten und verbessert die Planbarkeit der Energieversorgung.
 - Wissenschaftlich begleitete Effizienzsteigerung: Die wissenschaftliche Evaluation durch EMPA und andere Partner stellt sicher, dass die Massnahmen tatsächlich zu Kostensenkungen führen. Die Erkenntnisse können in weitere kantonale Projekte übertragen werden und so Skaleneffekte erzeugen.

Projekt 6: Netzdienliche Batterien

Auftraggeber

- Vorstand der ZUG ALLIANCE

Projektleitung

- WWZ

Einleitung

Der Ausbau von Photovoltaik-Anlagen, die zunehmende Elektrifizierung von Mobilität und Wärme sowie steigende Lastspitzen führen zu einer wachsenden Belastung der bestehenden Stromnetze. Ein klassischer Netzausbau mit zusätzlichen Leitungen und Trafostationen ist zwar möglich, verursacht jedoch hohe Investitionen und lange Umsetzungszeiten.

Batteriespeicher (BESS: Battery Energy Storage System) bieten hier eine flexible und schnell wirksame Alternative. Sie können Energie aufnehmen und abgeben und leisten damit einen direkten Beitrag zur Netzstabilisierung. Durch ihren Einsatz lassen sich Netzengpässe entschärfen, Kosten für den Netzausbau senken und erneuerbare Energien effizienter integrieren.

Die Studie ist daher wichtig, um den praktischen Nutzen von BESS als netzdienliche Infrastruktur im Kanton Zug zu prüfen. Ziel ist es, Erkenntnisse darüber zu gewinnen, wie Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz erhöht und die Umsetzung der kantonalen Energie- und Klimastrategie unterstützt werden können.

Ziele

In dieser Pilotstudie soll das Potenzial und die Umsetzungsmöglichkeiten von BESS im Kanton Zug untersucht werden. Ziel ist es, zu prüfen, ob BESS in Kombination mit Photovoltaik nicht nur eine kosteneffiziente Alternative zum klassischen Netzausbau darstellen, sondern auch zusätzliche Vorteile für das Netz und die Bevölkerung bringen.

Die zentralen Ziele sind:

1. Netzdienlicher Einsatz: Reduktion von Netzengpässen, Bereitstellung von Leistung in Spitzenlastzeiten und Verbesserung der Versorgungssicherheit.
2. Integration erneuerbarer Energien: Speicherung und zeitversetzte Nutzung von PV-Überschüssen sowie Vermeidung von Rückspeisungen.
3. Kostensenkung: Minimierung des Kostenanstiegs durch geringeren/verzögerten Netzausbau und Reduktion der Blindleistungskompensation vorgelagerter Netze.
4. Resilienz Steigerung: Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Spannungshaltung, Frequenzstabilisierung.

5. Wissenstransfer und Innovation: Praktische Erfahrungen im Einsatz von BESS als netzdienliche Infrastruktur sammeln und ein Modell für weitere Regionen schaffen.

Die Hypothese dieser Pilotstudie lautet, dass durch den gezielten Einsatz von BESS in Kombination mit Photovoltaikanlagen tiefere Stromnetzkosten erzielt werden können, und gleichzeitig ein wesentlicher Beitrag zur Netzdienlichkeit geleistet wird.

Untersucht wird insbesondere, ob ein BESS durch

- Lastspitzenkappung (Peak Shaving),
- Integration und Zwischenspeicherung von PV-Energie,
- Vermeidung von Rückspeisungen,
- Spannungs- und Frequenzstabilisierung,
- Blindleistungskompensation.

eine kosteneffiziente Alternative oder Ergänzung zum klassischen Netzausbau darstellen kann.

Eine wissenschaftliche Begleitung ist vorgesehen, um die Wirkung der BESS auf Netzstabilität, Versorgungssicherheit und Kostenentwicklung systematisch zu evaluieren.

Der Mehrwert liegt in einer stabilen, kosteneffizienten und zukunftsfähigen Energieversorgung für den Kanton Zug. Davon profitieren sowohl die Industrie als auch die Bevölkerung direkt – durch geringere Netzkosten und eine bessere Integration erneuerbarer Energien.

Damit unterstützt das Projekt die Stossrichtungen der kantonalen Energie- und Klimastrategie, insbesondere:

EKS-4: Strom und Wärme speichern – umfassende Förderung der Energiespeicherung

EKS-5: Zukunftsfähige Stromnetze unterstützen – verstärktes kantonales Engagement in der Netzplanung

EKS-7: Resilienz der Energieversorgung stärken – Unterstützung der Initiative

EKS-8: Forschung und Innovation unterstützen – Aufbau von Know-how durch wissenschaftliche Begleitung und Pilotcharakter

Die Areale der ZUG ALLIANCE-Mitglieder (Siemens, Tech Cluster Zug, Cham Properties, Zug Estates, Stadt Zug, VBZ, WWZ) können ihre Standorte als Pilotflächen zur Verfügung stellen. Siemens als Technologiepartner kann Steuerungs- und Automatisierungslösungen für den intelligenten Betrieb der BESS einbringen.

Projekt-Ziele zusammengefasst:

- Die Einsparungen beim Netzausbau durch den netzdienlichen Betrieb eines BESS sind quantifiziert.
- Die Modellrechnungen sind durch den Betrieb des BESS in der Praxis validiert.

Auftrag

1. Suche nach dem geeigneten Standort in den Arealen der ZUG ALLIANCE-Mitglieder (Siemens, Tech Cluster Zug, Cham Properties, Zug Estates, Stadt Zug, VBZ).
→ Ziel: Identifikation von möglichen Standorten mit grossen PV-Anlagen und BESS-Möglichkeiten.
2. Analyse geeigneter Standorte im WWZ-Verteilnetzgebiet
In Energiezentralen und Unterwerke, bei denen eine netzdienliche Integration von BESS möglich ist.
 - Analyse der möglichen Netzengpässe im WWZ-Verteilnetzbetrieb
 - Detailanalyse & Auswahl
 - Prüfung der Standorte hinsichtlich Netzdienlichkeit (Lastspitzenkappung, PV-Integration, Spannungs-/Frequenzstabilisierung).→ Entscheidung über den besten Standort für das Pilotprojekt.
3. Ausarbeitung wissenschaftliche Hypothese
 - In Zusammenarbeit mit wissenschaftlicher Begleitung und ZUG ALLIANCE.
 - Erarbeitung von Steuerungs- und Automatisierungslösungen
4. Realisierungsentscheid und Umsetzung der BESS-Projekte
 - Freigabeprozess für die Hardwarekosten inkl. Aufzeigen des öffentlichen Nutzens
 - Installation und Inbetriebnahme der Anlagen in Kombination mit PV-Integration und Steuerungssystemen.
5. Operativer Betrieb und Test der Hypothesen über mehrere Jahre (mind. bis 2031)
 - Laufender Betrieb der Pilotanlage durch wissenschaftliche Begleitung, Siemens und beteiligte Areale.
6. Auswertung und Resultatpräsentation
 - Systematische Analyse und Präsentation der Resultate durch wissenschaftliche Begleitung, Siemens und die beteiligten Areale.
7. Abstimmung zur Weiterverwendung der BESS nach der Pilotphase
 - Entscheidung über die zukünftige Nutzung und mögliche Skalierung

Termine und Meilensteine

Der Terminplan und die Meilensteine richtet sich nach der folgenden Grafik:

Q1/Q2 2026	Projektstart & Standortanalyse
Q3/Q4 2026	Shortlist & Hypothesenentwicklung
ab Q4 2026	Start Projektierung, Realisierungsentscheid & ESTI-Bewilligungsverfahren
Q1 2027 bis Q1 2028	Bewilligungs- & Bauphase (mind. 1.5 Jahre)
Q2 2028	Inbetriebnahme und Beginn Pilotbetrieb
Q2 2028 - 2031	Betriebsphase der Pilotanlage mit laufenden Erkenntnissen
Q4 2031	Auswertung & Resultatpräsentation

Arbeitsgruppe

Vorsitz	Martin Jöri (WWZ)
Kern-Team	Bodo Hildebrandt Stromnetzbetreiber (WWZ), N.N: Vertreter eines geeigneten Areal (offen), N.N. Steuerung PV-Lastabwurf (Siemens), N.N. wissenschaftliche Begleitung

Rahmenbedingungen

Die möglichen Ergebnisse und Investitionen hängen davon ab, wo und wie viele geeignete Standorte gefunden werden können und welche Dimensionen vom BESS möglich sind.

Die Rapportierung der Projektfortschritte soll in geeigneter Form erfolgen und mindestens alle vier Wochen zu Händen des Auftraggebers.

Nötige Investitionen

Projekt	Aufwand	Möglicher Beitrag Kanton Zug
Netzengpassanalyse und Analyse von geeigneten Standorten im WWZ Verteilnetzgebiet für mögliche Standorten für BESS und PV-Lastabwurfmöglichkeiten	Auftragnehmer: WWZ: ca. 160 Arbeitsstunden (ca. 30'000 CHF)	50% = 15'000 CHF
Suche nach geeigneten Standorten für BESS inkl. grosser PV-Anlagen in den Arealen der ZUG ALLIANCE Mitglieder (Siemens, Tech Cluster Zug, Cham Properties, Zug Estates, Stadt Zug, VBZ)	Auftragnehmer: Siemens, Tech Cluster Zug, Cham Properties, Zug Estates, Stadt Zug, VBZ: Ca. 20 Arbeitsstunden pro ZUG	50% = 11'100 CHF

	ALLIANCE Partner (ca. 22'200 CHF bei 6 Standortchecks) Externe Kosten für externe Ingenieurleistungen ~ 6'000 CHF pro Standort (ca. 36'000 CHF)	50% = 18'000 CHF
Matching der Resultate aus Standortanalysen und Bestimmung möglicher Standorte (Longlist)	Auftragnehmer: WWZ und mögliche Standort-Partner (Ca. 150 Arbeitsstunden für Abstimmungen und Analyse durch ZUG ALLIANCE Mitglieder): ca. 28'000 CHF: ¼ ZUG ALLIANCE Mitglieder, ¾ WWZ	50% = 14'000 CHF
Detailanalyse, Shortlist und Entscheid bester Standort	Auftragnehmer: WWZ und mögliche Standort-Partner (Ca. 20 Arbeitsstunden für Entscheidung durch ZUG ALLIANCE Mitglieder (ca. 4'000 CHF) Ca. 20'000 CHF für externe Ingenieurleistungen	50% = 2'000 CHF 50% = 10'000 CHF
Ausarbeitung wissenschaftliche Hypothese	Wissenschaftliche Begleitung 20'000 CHF	100% = 20'000 CHF
Erarbeitung Steuerungsmöglichkeiten für den PV-Lastgangabwurf	Auftragnehmer: Siemens und WWZ: Ca. 75 Arbeitsstunden für WWZ und Siemens (ca. 14'000 CHF) ½ Siemens, ½ WWZ	50% = 7'000 CHF
Umsetzung BESS-Projekt(e) und Anbindung PV-Lastgangabwurf	Auftragnehmer: WWZ für Projektleitung BESS, Siemens für Systemsteuerung, Partner für beteiligtes Areal: ca.	50% = 32'000 CHF

	350 Arbeitsstunden 64'000 CHF. Anteil WWZ: 60%, Anteil Siemens: 20%, Anteil Partner für beteiligtes Areal: 20%) Investitionen: 1'000'000 CHF pro MW BESS inkl. Steuerung und Kommunikationsanbindung Bei 2 MW = 2'000'000 CHF	100% = 2'000'000 CHF bei 2 MW BESS Anlage
Operativer Betrieb und Testen der Hypothesen	Auftragnehmer Betrieb: WWZ und Siemens: 66'000 CHF pro Jahr ergibt auf 3 Jahre 200'000 CHF (50% für WWZ, 50% für Siemens Wissenschaftliche Begleitung: 10'000 CHF)	50% = 100'000 CHF 100% = 10'000 CHF
Auswertung und Resultatpräsentation	Auftragnehmer: WWZ, Siemens, Standortpartner) Ca. 55 Arbeitsstunden (ca. 10'000 CHF) Wissenschaftliche Begleitung: ca. 10'000 CHF	50% = 5'000 CHF 100% = 10'000 CHF
Abstimmung Weiterverwendung der BESS nach der Pilotphase (alle)	Ca. 55 Arbeitsstunden (ca. 10'000 CHF)	50% = 5'000 CHF
Total	2'490 TCHF	2'250 TCHF

Für dieses Projekt wird um eine finanzielle Unterstützung durch den Kanton Zug im Umfang von 2'250'000 CHF gebeten. Dabei wird der grösste Teil des Geldes für den Einkauf und die Installation eines Gross-Batteriespeichers genutzt werden. Da dieser ausschliesslich zum Nutzen der Öffentlichkeit eingesetzt wird, beantragen wir konsequenterweise eine Finanzierung dieser Kosten durch den Kanton Zug.

Zusammenfassung und übergeordneter Nutzen für den Kanton Zug

Das Projekt « BESS für tiefere Netzkosten » der ZUG ALLIANCE liefert eine konkrete Pilotanwendung auf eine der zentralen Herausforderungen der Energiewende, dem bestmöglichen Einsatz von finanziellen Mittel im Stromnetzausbau. Es bietet eine innovative Alternative zum klassischen Stromnetzausbau über Kabel und Trafostationen, indem ein BESS intelligent in das bestehende Stromnetz eingebunden und ideal für Stromzwischenlagerung, Stromtransport und Blindleistungskompensation eingesetzt werden kann.

Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS): Das Projekt «BESS für tiefere Netzkosten» unterstützt direkt die EKS und zählt dort auf die strategischen Ziele EKS-4&5,7&8 ein:

1. Vermeidung von Netzausbau und Kosteneinsparungen: Durch die Integration von BESS im Stromnetzausbau können Netzengpässe entschärft und Investitionen in neue Leitungen und Trafostationen reduziert werden. Ein BESS kann zudem Blindleistung kompensieren. Dies erzeugt ein tieferes Netzentgelt für die gesamte Bevölkerung aufgrund reduzierten Blindleistungskosten. Dies führt zu langfristigen Einsparungen bei Netzkosten, von denen sowohl Industrie als auch Bevölkerung profitieren.
2. Effizientere Nutzung nachhaltig erzeugter Energie: Stromproduzenten mit überschüssigen Solarstrom können dank eines BESS ihren Eigenverbrauch von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen erhöhen. Dies erhöht die Profitabilität der Anlagen und verbessert die Integration erneuerbarer Energien ins Gesamtsystem. PV-Anschlusskunden profitieren dank tieferen Anschlusskosten beim PV-Ausbau: Anstelle hohe Einzelinvestitionen für Netzausbau (wegen PV-Einspeisung) kann ein BESS mit tieferen Investitionen eingesetzt werden.
3. Erhöhung der Resilienz durch das Virtuelle Kraftwerk: Die Einbindung von BESS in das Virtuelle Kraftwerk Zug stärkt die Versorgungssicherheit und puffert das Energiesystem gegenüber Lastspitzen, Blindleistungen und Störungen.
4. Innovationsförderung und regulatorische Vorbereitung: Das Projekt beinhaltet eine wissenschaftliche Begleitung zur Bewertung der Systemwirkungen. Es begleitet die aufgestellten Hypothesen und überprüft die Kosteneinsparungen aufgrund der BESS-Alternative. Damit wird der Kanton Zug zum attraktiven Standort für innovative Netzausbaulösungen und stärkt seine Position als Innovationsregion.
5. Die zu erwartenden Kosteneinsparungen im Projekt „BESS für tiefere Netzkosten“ ergeben sich aus mehreren ineinandergreifenden Faktoren, die sowohl kurzfristige als auch langfristige finanzielle Vorteile für den Kanton Zug und seine Akteure bieten. Die wichtigsten Aspekte sind konkret:

- Vermeidung klassischer Netzausbaukosten: Der klassische Netzausbau (Leitungen, Trafostationen) ist teuer und zeitintensiv. Durch die Einführung von BESS können

Lastspitzen abgefangen und Netzengpässe entschärft werden. Dies reduziert den Bedarf an physischem Netzausbau und spart mehrjährige Investitionen in Infrastruktur.

- Optimierung der Nutzung erneuerbarer Energien: Überschüssiger Solarstrom wird mit einem BESS lokal und dank Speicherung verstärkt lokal konsumiert. Dadurch steigt der Eigenverbrauchsanteil, was wiederum die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen erhöht. Die bessere Integration von erneuerbarer Energie reduziert Kosten für externe Strombezug und Netzverluste.
- Synergien mit dem Virtuellen Kraftwerk: Die Kombination von Strom-Eigenproduktion und idealem Stromnetzausbau im Virtuellen Kraftwerk Zug ermöglicht eine intelligente Steuerung des Energieflusses. Dies führt zu einer effizienteren Nutzung vorhandener Ressourcen, reduziert Spitzenlastkosten und verbessert die Planbarkeit der Energieversorgung.
- Wissenschaftlich begleitete Effizienzsteigerung: Die wissenschaftliche Evaluation durch eine wissenschaftliche Begleitung stellt sicher, dass die Massnahmen tatsächlich zu Kostensenkungen führen. Die Erkenntnisse können in weitere kantonale Projekte übertragen werden und so Skaleneffekte erzeugen.

Projekt 7: Flexibilitäten & Batteriespeicher in Grossarealen

Auftraggeber

- ZUG ALLIANCE

Projektleitung

- Tech Cluster Zug

Ziele

Die Ziele dieses Projektauftrags können in drei Themenbereiche gegliedert werden:

1. Grossbatteriespeicher zur Optimierung eines Industrieareals
 - Konzeption, Evaluation, Planung und Installation eines Grossbatteriespeicher auf dem Areal des Tech Clusters Zug mit unterschiedlichen Nutzungsprofilen für unterschiedliche Industrie- und Dienstleistungsanbieter.
 - Einbindung des Grossbatteriespeichers in das Energie-Managementsystem der Multi Energy Zug AG (MEZ), einem Joint-Venture des Tech Cluster Zug und der WWZ. Damit soll gemäss der gewählten Zielfunktion (Regelenergie, kurzfristige Energienachfrage, Brechen von Spitzenlasten, Optimierung des Verbrauchs von stochastisch produzierten Energien möglichst ohne Netzbelastung, netzdienliches Verhalten bei Netzspitzen der WWZ, etc.) der Grossbatteriespeicher optimal betreiben werden können.
2. Nutzung der weiteren Flexibilitäten zur ganzheitlichen Optimierung – Grosswärmepumpen, Gebäude, Ladesystem LKW, Flexibilitäten
 - Schaffung eines Betriebskonzepts für den Einsatz der Grosswärmepumpen in den Energiezentralen als Flexibilitäten gemäss der gewählten Zielfunktion und Umsetzung des Konzepts im Energiemanagementsystem.
 - Schaffung eines Betriebskonzepts der Flexibilität aus der Trägheit der Gebäude und Umsetzung im Energie-Managementsystem.
 - Einbindung des Ladesystems der E-Mobilitäts-LKW-Flotte der V-ZUG in das Energie-Managementsystem.
3. Berücksichtigung der variablen/dynamischen Preissignale vom Verteilnetzbetreiber WWZ zur Entlastung des vorliegenden Stromnetzes (siehe Projekt 4)
4. Speicherung der PV-Produktion bei Strom-Netzausfall auf dem Areal
 - Ausrüstung von dezidierten Gebäuden/Anlagen mit lokalen Batteriespeichern, um im Falle eines Black-Outs die PV-Produktion speichern zu können.
 - Installation einer Notstromversorgung in dezidierten Gebäuden (Teilmenge der obigen) auf Basis der dort installierten PV-Anlage und dezentralen Batteriespeicher.

Projekt-Ziele zusammengefasst:

- Ein Batteriespeicher in Form eines Schwarm-Speichers ist am Standort MEZ realisiert.
- Der Speicher und weitere Flexibilitäten sind ins Energiemanagementsystem eingebunden.
- Das System optimiert die Energieflüsse innerhalb des Areals und verhält sich aufgrund dynamischer Tarife netzdienlich.

Auftrag

Grossbatteriespeicher

Erarbeitung eines Geschäftsmodells mit den möglichen Einsatzmöglichkeiten des Grossspeichers. Insbesondere sollen folgende Einsatzmöglichkeiten bewertet werden:

- Regelenergie (Primär, Sekundär, Tertiär). Welche Einsatzart kann mit dem Grossspeicher bestritten werden und welche lohnt sich am besten?
- Peak-Shaving der Leistungspreise für den ZEV der MEZ
- Vermeidung von Ausgleichenergie
- Optimierung auf Basis kurzfristiger Energiemärkte
- Optimierung von Eigenverbrauch
- Vermarktung der Flexibilität an den Verteilnetzbetreiber (WWZ)
- Festlegung der Einsatzmöglichkeiten, die genutzt werden sollen
- Dimensionierung der Batterie
- Festlegung des geeigneten Standorts auf dem Areal
- Erarbeiten des Pflichtenhefts
- Ausschreibung
- Lieferantenentscheid
- Erarbeiten des Bauprojekts
- Errichten des Speichers, Einbindung in das elektrische Netz und in das Energiemanagementsystem
- Aufbau der Businesslogik im EMS zur wahlweisen Optimierung der Zielfunktion.
- Betriebsübergabe

Speicherung PV-Produktion bei Stromausfall auf dem Areal

- Identifikation von Objekten, in denen ein dezentraler Stromspeicher zur Aufnahme der Stromproduktion bei einem Black-Out eingebaut werden kann. Das sind einerseits geplante Bauten und andererseits bestehende Bauten.
- Evaluation von geeigneten Systemen
- Dimensionierung der Systeme pro identifiziertes Objekt
- Beschaffung und Installation der Systeme für bestehende identifizierte Bauten oder für projektierte Bauten, welche in naher Zukunft errichtet werden
- Identifikation von Objekten, welche sich für eine Notstromversorgung eignen (Bestandsbauten oder zukünftige Objekte)
- Evaluation von Systemen für die Notstromversorgung auf Basis von PV-Anlagen mit Batteriespeicher

- Dimensionierung und Planung des Systems für die identifizierten Objekte
- Beschaffung und Einbau der Systeme
- Integration der Systeme in das EMS
- Betriebsübergabe

Nutzung der weiteren Flexibilitäten

- Bestimmung des Flexibilitätspotenzials der Grosswärmepumpen und Bewertung desselben in Bezug auf die verschiedenen Märkte (Regelenergie, kurzfristige Strommärkte, Flexibilitätsmarkt)
- Analyse der Studie von Siemens betreffend des Speicherpotenzials der Gebäude (Pilot Mistral) und Abschätzung des Potenzials des gesamten relevanten Gebäudeparks
- Bewertung dieses zusätzlichen Potenzials
- Analyse des Flexibilitätspotenzials des LKW-Ladesystems und Bewertung desselben
- Umsetzung der lohnenden Potenziale im Energiemanagementsystem

Termine und Meilensteine

Die Termine und Meilensteine sind aus untenstehendem Terminplan ersichtlich.

Grossspeicher

Q3 2026	Businessmodell und Einsatzkonzept
Q4/Q1 2026/27	Dimensionierung und Standortevaluation
Q2/Q3 2027	Pflichtenheft, Ausschreibung & Evaluation
Q4/Q1 2026/27	Planung (Bauprojekt)
Q3/Q4 2027	Umsetzung und Einbindung EMS

Speicherung PV-Produktion

Q3/Q4 2026	Identifikation Objekte
Q1 2027	Evaluation & Dimensionierung
Q2 2027 / Q2 2028	Beschaffung & Einbau der Systeme in bestehende Bauten und aktuelle Projekte, parallel dazu Identifikation Objekte Notstrom, Evaluation & Dimensionierung Notstrom, Beschaffung & Einbau der Systeme für Notstrombetrieb

Nutzung weitere Flexibilitäten

Q3/Q4 2026	Bewertung Flexibilitäten Grosswärmepumpen
Q1/Q3 2027	Analyse Potenzial Gebäude als Wärmespeicher und E-Mobilität LKWs
Ab Q4 2027	Umsetzung

Zusammensetzung der Arbeitsgruppe

Steuerungsorgan	ZUG ALLIANCE
Vorsitz	Robert Schürch (MEZ)
Team	Kevin Bucheli (MEZ), Roland Schwarzentruher (WWZ) und/oder Martin Jöri (WWZ)
Fallweise	Christoph Graf (TCZ), Peter Grossenbacher (V-ZUG)
Optional	Heinz Buhofer, Walter Steinmann

Nutzen für den Kanton Zug

Wir erwarten folgende Nutzen für den Kanton Zug:

Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS) durch den Aufbau von zusätzlichen Speicher-Kapazitäten erneuerbarer Energien:

EKS 4: Strom und Wärme speichern

EKS 6: Mit (Auto-)Batterien Sonnenstrom speichern

EKS 7: Resilienz der Energieversorgung stärken

EKS 8: Forschung und Innovation unterstützen dank wissenschaftlicher Begleitung durch Hochschulen

Kosten

Die Gesamtkosten für das Projekt inkl. Steuerung, Einbindung und Management werden rund 530 TCHF betragen. Hinzu kommen die CAPEX Investitionen für den eigentlichen Batteriespeicher, der rund 750 TCHF betragen wird.

Für dieses Projekt wird um eine finanzielle Unterstützung durch den Kanton Zug im Umfang von 300 TCHF gebeten, dies ist weit weniger als die Hälfte der Gesamtkosten für dieses Projekt.

Projektkosten Teil Flexibilitäten & Batteriespeicher in Grossarealen 2027-2028 inkl. Betriebsphase

Ziel / Auftrag	Kurzbeschreibung	Aufwand (Stunden)
Projektleitung & Partnermanagement	Gesamtsteuerung, Stakeholder- und Partnermanagement, Koordination der Arbeitsgruppe	480
Grossbatteriespeicher – Konzept & Dimensionierung	Geschäftsmodell, Bewertung der Einsatzmöglichkeiten (Regelenergie, Peak-Shaving, Spotmarkt, Eigenverbrauch, Netzdienlichkeit), Dimensionierung und Standortwahl	80
Grossbatteriespeicher – Beschaffung & Errichtung	Pflichtenheft, Ausschreibung, Lieferantenentscheid, Bauprojekt und elektrische Einbindung	80

Ziel / Auftrag	Kurzbeschreibung	Aufwand (Stunden)
EMS-Integration & netzdienlicher Betrieb	Einbindung ins Energiemanagementsystem der MEZ, Optimierungs-/Businesslogik, netzdienlicher Betrieb über dynamische Tarife (vgl. Projekt 4)	120
Weitere Flexibilitäten (Wärmepumpen, Gebäude, LKW)	Erschliessung der Flexibilitäten aus Grosswärmepumpen, Gebäudetragheit und LKW-Ladesystem inkl. Umsetzung im EMS	200
Speicherung PV-Produktion & Notstrom	Identifikation und Ausrüstung dezidierter Objekte mit lokalen Speichern und PV-basierter Notstromversorgung bei Netzausfall	160
Recht, Security & Qualitätssicherung	Netzanschluss/Marktregularien, Datenschutz (DSG), IT-/OT-Security, Testkonzept und Regression	80
Inbetriebnahme, Betrieb & Support	Tests vor Ort, Betriebsübergabe, Monitoring und Störungsmanagement	120
Betrieb p.a. inkl. Support und wissenschaftlicher Begleitung	Betrieb des Flexibilitätsparks mit mehrfachen Iterationen und Optimierungsrunden	400 (*3 Jahre, 2029 -2031)
Total Stundenaufwand für Projekt Flexibilitäten & Batteriespeicher in Grossarealen 2027-2028 inkl. Betrieb bis Ende 2031		2'520 Stunden (=430 TCHF)
Wissenschaftliche Unterstützung durch Hochschule/EMPA	Wissenschaftliche Gesamtbetreuung über alle Phasen Total	100 TCHF
<i>CAPEX Batteriespeicher</i>		<i>Rund 750 TCHF</i>
Total Kosten Zug Alliance (OPEX + CAPEX)		Entspricht 1'280 TCHF (430+100+750 TCHF)
Übernahme durch Kt. Zug		300 TCHF und damit rund 25% der Gesamtkosten für Anteil Netzdienlichkeit und öffentlichen Nutzen

Zusammenfassung und übergeordneter Nutzen für den Kanton Zug

Das Projekt «Flexibilitäten & Batteriespeicher in Grossarealen» der ZUG ALLIANCE erschliesst die Flexibilitäten eines grossen Industriareals und macht sie für das Gesamtsystem nutzbar.

Ein Grossbatteriespeicher in Form eines Schwarm-Speichers wird zusammen mit weiteren Flexibilitäten – Grosswärmepumpen, der thermischen Trägheit der Gebäude und dem Ladesystem der E-LKW-Flotte – in das Energiemanagementsystem der Multi Energy Zug AG eingebunden. Gesteuert über dynamische Preissignale optimiert das System die Energieflüsse innerhalb des Areals des TCZ und verhält sich netzdienlich.

Unterstützung der Kantonalen Energie- und Klimastrategie (EKS): Das Projekt «Flexibilitäten & Batteriespeicher in Grossarealen» unterstützt direkt die EKS und zählt auf die strategischen Ziele EKS-4, EKS-6, EKS-7 und EKS-8 ein:

1. Strom und Wärme speichern, Lastspitzen brechen: Der Batteriespeicher speichert Energie, bricht Spitzenlasten und optimiert den Eigenverbrauch des Areals.
2. Netzdienlicher Betrieb über dynamische Tarife: Durch die Berücksichtigung der variablen Preissignale des Verteilnetzbetreibers WWZ sowie die Vermarktung von Regelenergie und Flexibilität verhält sich das System netzdienlich und reduziert die Belastung des Stromnetzes bei Netzspitzen.
3. Höhere Resilienz und Versorgungssicherheit: Die Ausrüstung dezidierter Gebäude mit lokalen Batteriespeichern und einer PV-basierten Notstromversorgung ermöglicht die Speicherung der PV-Produktion bei einem Black-Out und stärkt die Resilienz der Energieversorgung.
4. Ganzheitliche Nutzung vorhandener Flexibilitäten: Die Einbindung von Grosswärmepumpen, Gebäudeträgheit und LKW-Ladesystem in ein gemeinsames Energiemanagementsystem hebt bestehende Flexibilitätspotenziale, ohne dass zusätzliche Infrastruktur errichtet werden muss.
5. Innovation und Wissenstransfer: Als Teil des Virtuellen Kraftwerks Zug und mit wissenschaftlicher Begleitung schafft das Projekt übertragbare Erkenntnisse für weitere Areale und stärkt die Position des Kantons als Innovationsstandort.