

# Publizierbarer Zwischenbericht/Endbericht

Gilt für das Programm „Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik“

## A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
<b>Projekttitle:</b>	Power2go-4mengroup
<b>Adresse:</b>	Ramsau 160, 6284 Ramsau im Zillertal
<b>Programm:</b>	Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik
<b>Projektdauer:</b>	01.01.2024 bis 31.12.2025
<b>FörderwerberIn:</b>	4mengroup GmbH
<b>Geschäftszahl:</b>	KC472934
<b>Kontaktperson Name:</b>	Karl-Heinz Schiestl (Bauherr) // DI Peter Teuschel (Projektleiter)
<b>Kontaktperson Adresse:</b>	Ramsau 160; 6284 Ramsau im Zillertal // Perlmooserstraße 22; 6322 Kirchbichl
<b>Kontaktperson Telefon:</b>	+43 664 78170170 / +43 676 83685200
<b>Kontaktperson E-Mail:</b>	<a href="mailto:Office@immo-world.at">Office@immo-world.at</a> / p.teuschel@ptm.energy
<b>Projekt-Umsetzungspartner (inkl. Bundesland):</b>	PTM GmbH, Kirchbichl (Tirol)
<b>Projektwebseite:</b>	<a href="http://www.power2go-4mengroup.at">www.power2go-4mengroup.at</a>
<b>Schlagwörter:</b>	Photovoltaik, Batteriespeicher, Schnellladen, Peak Shaving, Netzdienlichkeit, Energiemanagement
<b>Projektgesamtkosten:</b>	1.260.000 €
<b>Fördersumme:</b>	218.677 €
<b>Anlagenleistung (inkl. ev. Speicherkapazität):</b>	130 kW <sub>p</sub> (1.000 kWh geplant)
<b>Erstellt am:</b>	13.04.2025

## B) Projektübersicht

### 1 Kurzzusammenfassung

(max. 1 Seite)

*Kurze Darstellung des Projekts, Zusammenfassung des Muster- und Leuchtturmcharakters und Besonderheiten des Projekts*

Das Projekt „Power2go-4mengroup“ realisiert am Standort Ramsau im Zillertal einen innovativen Ladepark für Elektrofahrzeuge, der durch einen intelligenten Energiemix betrieben wird. Im Fokus steht nicht die vollständige Energieautarkie, sondern eine effiziente Kombination aus lokaler Photovoltaikerzeugung, stationären Batteriespeichern und Netzanbindung. Ziel ist es, den Eigenverbrauchsanteil zu maximieren, Netzspitzen durch „Peak Shaving“ zu glätten und trotz begrenzter Netzanschlussleistung hohe Ladeleistungen zu ermöglichen – ein netzdienlicher und zukunftsweisender Beitrag zur nachhaltigen Elektromobilitätsinfrastruktur im ländlichen Raum.

**Projektinhalt und Besonderheiten:**

Der Ladepark umfasst acht Ladepunkte, darunter mehrere Schnellladeeinheiten (Hypercharger mit bis zu 400 kW), gespeist durch drei Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 130 kWp. Ergänzt wird die Energieversorgung durch fünf Batteriespeicherelemente mit insgesamt 1 MWh nutzbarer Speicherkapazität. Da die am Standort verfügbare Netzanschlussleistung auf 450 kW begrenzt ist, übernimmt das Speichersystem eine zentrale Rolle für Lastmanagement und Spitzenlastabdeckung.

Das Energiemanagement erfolgt über das intelligente PTM-System, welches Erzeugung, Speicherung und Verbrauch in Echtzeit steuert und visualisiert. So kann der erzeugte PV-Strom gezielt genutzt, Lastprofile optimiert und eine netzdienliche Integration sichergestellt werden.

Durch den hohen Innovationsgrad, die systemische Integration sowie die technische und wirtschaftliche Übertragbarkeit erfüllt das Projekt alle Kriterien eines Muster- und Leuchtturmprojekts gemäß den Zielen des Klima- und Energiefonds.



Abbildung 1: Drohne Aufnahme Projekt Übersicht – April 2025 (Quelle: 4menGroup)

**Wenn Sie Bilder in den Bericht einfügen, bitte mit Angaben zum Copyright**  
(©: xxxx)

## 2 Hintergrund und Zielsetzung

(max. 1 Seite)

### *Beschreibung von Ausgangslage, Aufgabenstellung und Zielsetzung*

Mit dem Projekt „Power2go-4mengroup“ wird auf die steigende Nachfrage nach leistungsstarker Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im ländlichen Raum reagiert. Besonders in alpinen Regionen ist die Netzinfrastruktur häufig limitiert, wodurch klassische Hochleistungsladeparks an ihre Grenzen stoßen. Ziel des Projekts ist es, durch ein innovatives Zusammenspiel aus Photovoltaik, Batteriespeichern und intelligentem Energiemanagementsystem ein zukunftsweisendes, skalierbares System zu schaffen, das auch unter infrastrukturell anspruchsvollen Bedingungen eine leistungsfähige und stabile Versorgung gewährleistet.

#### **Ausgangslage:**

Am Standort Ramsau im Zillertal besteht ein stetig wachsender Bedarf an Ladeinfrastruktur, nicht zuletzt durch die zunehmende Elektrifizierung des Individualverkehrs und den Tourismus in der Region. Bereits bestehende Ladepunkte am Standort zeigten in den letzten Jahren eine starke Zunahme des Energiebedarfs – von rund 2.400 kWh im Dezember 2021 auf über 116.000 kWh im Jahr 2024.

Für das Jahr 2025 wird in der aktuellen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ein leicht reduzierter Jahresverbrauch von 110.000 kWh prognostiziert. Diese vorsichtige Schätzung reflektiert die aktuell vorherrschende wirtschaftliche Abschwächung in Europa, wodurch eine temporäre Dämpfung des Wachstums bei der Nutzung von Ladeinfrastruktur erwartet wird – trotz des weiteren technischen Ausbaus am Standort.

#### **Zielsetzung:**

Das Projekt verfolgt das Ziel, eine leistungsstarke und netzdienliche Ladeinfrastruktur zu errichten, die durch Integration folgender Elemente realisiert wird:

- Photovoltaik-Stromerzeugung durch drei PV-Anlagen mit insgesamt 130 kWp
- Stationäre Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 1 MWh, zur Lastspitzenabdeckung, Eigenverbrauchsoptimierung und Netzentlastung
- Intelligentes Energiemanagement (PTM-System), das Lastverteilung, Speicherladung und Energieflüsse in Echtzeit steuert
- Optimierte Integration in lokale Energieflüsse sowie zukünftige Anbindung an Energiegemeinschaften und Teilnahme am Regelenergiemarkt

Das System stellt damit einen innovativen Ansatz dar, wie leistungsstarke E-Mobilitätslösungen trotz Netzrestriktionen realisiert werden können – wirtschaftlich, technisch skalierbar und ökologisch sinnvoll. Die Zielsetzung geht über den Aufbau eines Ladeparks hinaus: Es geht um die

Demonstration eines ganzheitlich gedachten, intelligent vernetzten Energiesystems als Blaupause für andere Regionen mit ähnlichen Herausforderungen.

## 3 Projektinhalt

(min. 1 Seite, max. 5 Seiten)

*Darstellung des Projekts (Genehmigungsphase und Umsetzung), der Ziele und der im Rahmen des Projekts durchgeföhrten Aktivitäten.*

### **Einleitung (Kurzfassung):**

Das Projekt „Power2go-4mengroup“ stellt ein innovatives Ladeinfrastrukturkonzept dar, das an einem infrastrukturell herausfordernden Standort im ländlichen Raum umgesetzt wird. Es verbindet lokal erzeugten PV-Strom, ein leistungsstarkes Speichersystem und ein intelligentes Energiemanagement, um Hochleistungsladen auch bei limitiertem Netzanschluss zu ermöglichen. Die Umsetzung erfolgte in mehreren abgestimmten Phasen – von der technischen Planung über die Integration der Hardware bis hin zur Entwicklung und Implementierung eines dynamischen Regel- und Monitoringkonzepts.

### **Projektstruktur und Umsetzungsschritte**

Zwischen Q1 und Q4 2024 wurden in enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden und insbesondere dem Netzbetreiber TINETZ intensive Gespräche zur Projektidee und technischen Umsetzung geföhrt. Bereits zu Beginn zeigte sich eine zentrale Herausforderung: Die bestehende Netzanschlussleistung lag bei etwas über 300 kW, was durch zwei bereits vorhandene Hypercharger mit jeweils 300 kW Ladeleistung technisch nahezu ausgeschöpft war. Im Rahmen einer technischen Abstimmung konnte eine Option auf zusätzliche 100 kW realisiert werden, was eine maximal mögliche Anschlussleistung von 450 kW am Standort ergibt.

Nach positiver Rückmeldung zur Netzanschlussmöglichkeit wurde das Projektkonzept mit der Gewerbebehörde diskutiert. Insbesondere das Thema Brandschutz im Zusammenhang mit dem geplanten Batteriespeicher wurde als sensibler Punkt identifiziert. In Folge wurden verschiedene Sicherheitskonzepte und Speicherlösungen gemeinsam mit der Behörde evaluiert. Um den Fortschritt des Projekts nicht zu verzögern, wurde eine zweiphasige gewerberechtliche Einreichung vereinbart:

- **Phase I:** umfasst die Erweiterung des Ladeparks um zwei zusätzliche Hypercharger mit 400 kW Ladeleistung, den Bau des Energiecontainers, die Errichtung des PV-Carports sowie die PV-Anlage am NKD-Gebäude.
- **Phase II:** beinhaltet die Errichtung und Inbetriebnahme des Batteriespeichersystems, dessen Genehmigung aufgrund der sicherheitstechnischen Abstimmungen mit der Behörde noch aussteht.

### **Komponenten des Projekts:**

- **Photovoltaikanlagen:**

Insgesamt wurden drei PV-Anlagen mit einer kombinierten Generatorleistung von 130 kWp errichtet:

- Zwei Aufdachanlagen
- Eine Carport-Anlage zur Überdachung der Ladefläche  
Die PV-Anlagen speisen den Strom bevorzugt in das Speichersystem bzw. direkt in die Ladepunkte ein.
- **Batteriespeichersystem:**  
Zum Ausgleich von Verbrauchsspitzen und zur Optimierung des Eigenverbrauchs wurden fünf Batteriespeichereinheiten mit je 200 kWh verbaut. Die gesamt verfügbare Speicherkapazität beträgt 1 MWh. Der Speicherbetrieb ermöglicht ein Peak Shaving und dient zur Netzstützung, indem Lastspitzen abgefangen und somit der begrenzte Netzanschluss gezielt entlastet wird.
- **Ladeinfrastruktur:**  
Es wurden acht Ladepunkte installiert, darunter mehrere Hypercharger von Alpitronic mit Ladeleistungen von bis zu 400 kW pro Ladepunkt. Die Steuerung der Ladeleistung erfolgt dynamisch, abgestimmt auf aktuelle Netz-, Speicher- und PV-Situation.
- **Technikzentrale / Containerlösung:**  
Alle elektrischen Systeme sind in einem zentralen Technikcontainer zusammengeführt, der sowohl die Verteilertechnik als auch das Monitoring- und Steuerungssystem beherbergt. Dies ermöglicht eine kompakte, wartungsfreundliche und modulare Struktur.
- **Energiemanagement & Monitoring (PTM-System):**  
Die Steuerung der Energieflüsse erfolgt durch ein intelligentes System der PTM GmbH, basierend auf einer Microcontroller-Architektur mit offenen Schnittstellen (Modbus, M-Bus, LoraWAN). Das System visualisiert Stromflüsse in Echtzeit, analysiert Lastprofile, steuert die Ladepunkte und optimiert Lade- und Entladeprozesse der Speicher. Es wurde speziell auf Anforderungen dieser Projektkonfiguration angepasst und baut auf Erfahrungen aus dem Smart-City-Wörgl-Projekt auf

Die Inbetriebnahme der Schnellladestationen (Phase I), das Aufstellen des Energiecontainers sowie der Bau des PV-Carports sind für Ende April bis Mitte Mai 2025 geplant.



Abbildung 2: Projekt Übersicht - Fortschritt April 2025 (Quelle: PTM GmbH & 4menGroup)



Abbildung 3 Fortschritt April 2025, 2 Bestands Ladestationen (in Betrieb), 2 x 400kW Hypercharger (Inbetriebnahme erst mit Energiecontainer möglich) // Quelle: PTM GmbH

Im Zuge des gewerberechtlichen Verfahrens wurde zudem ersichtlich, dass für das Projekt ein zusätzlicher Bescheid erforderlich ist, da sich die geplante Anlage direkt unter einer 110 kV-Hochspannungsleitung der APG (Austria Power Grid) sowie der TINETZ befindet.

Die Schutzabstände zur Leitung mussten exakt eingehalten werden, was eine Überarbeitung der Planunterlagen (Pläne E001-C, E002) notwendig machte

Besonders im Hinblick auf den geplanten Kraneinsatz beim Bau des PV-Carports wurde gemeinsam mit den Netzbetreibern ein Vorgehen festgelegt: Für die Montagearbeiten ist eine zeitlich koordinierte Abschaltung des Hochspannungsnetzes erforderlich. Diese Maßnahme muss mindestens vier Wochen im Voraus bei der APG beantragt werden, wobei eine endgültige Abschaltzusage von der aktuellen Netzsituation abhängig ist.

Seitens der APG wurde dem Projekt unter Einhaltung aller technischer und sicherheitsrelevanter Bedingungen grundsätzlich zugestimmt. Dazu zählen unter anderem:

- Einhaltung der OVE-Richtlinien (insbesondere OVE EN 50341 und OVE R23-1),
- Ausreichender Potentialausgleich der PV-Anlagen,
- Sicherheitsunterweisungen für das Baustellenpersonal,
- sowie spezielle Auflagen für Arbeiten in der Nähe von Hochspannungsleitungen (z. B. Kranbetrieb, Betonpumpen etc.).

Die Genehmigungsphase zeigt exemplarisch die Komplexität innovativer Infrastrukturprojekte in technischer wie auch verwaltungsrechtlicher Hinsicht – sie unterstreicht aber auch die Bereitschaft der beteiligten Behörden und Netzbetreiber, tragfähige Lösungen im Sinne der Energiewende mitzutragen.

## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

(max. 5 Seiten)

*Beschreibung der wesentlichen Projektergebnisse und Darstellung der Projekthürden, sowie deren Überwindung. Welche Schlussfolgerungen können daraus abgeleitet werden, welche Empfehlungen können gegeben werden?*

**Einleitung (Kurzfassung):**

Die bisherigen Projektschritte zeigen eindrucksvoll, dass mit durchdachter technischer Planung und enger behördlicher Abstimmung auch unter infrastrukturell anspruchsvollen Rahmenbedingungen ein zukunftsweisender Ladepark realisiert werden kann. Die Kombination aus PV-Erzeugung, Speichertechnologie und intelligentem Energiemanagementsystem stellt ein übertragbares Modell für viele Regionen mit ähnlichen Herausforderungen dar.

## Erkenntnisse aus der bisherigen Umsetzung

1. **Netzdienliches Laden durch Speichereinsatz ist essenziell:**  
Die Limitierung der Netzanschlussleistung wurde durch intelligente Zwischenspeicherung und Lastmanagement erfolgreich kompensiert. Dies zeigt die hohe Relevanz von Speicherlösungen für den Ausbau von Ladeinfrastruktur in Regionen mit begrenzter Netzkapazität.
2. **Frühe Abstimmung mit Netzbetreibern schafft Planungssicherheit:**  
Die enge Zusammenarbeit mit TINETZ und APG ermöglichte frühzeitige Klarheit über technische Restriktionen (z. B. Hochspannungsleitungen, Abschaltfenster) und bildete die Grundlage für eine realisierbare Projektstruktur.
3. **Genehmigungsverfahren erfordern Flexibilität:**  
Die Aufteilung der gewerberechtlichen Genehmigung in zwei Phasen erwies sich als zielführend, um trotz offener Sicherheitsfragen beim Batteriesystem den Baufortschritt nicht zu gefährden.
4. **Das gewählte Energiemanagementsystem (PTM) erfüllt hohe Anforderungen an Regelbarkeit, Transparenz und Skalierbarkeit.** Es hat sich bereits in der Betriebsplanung als wertvolles Werkzeug zur Optimierung der Energieflüsse erwiesen.

## Empfehlungen für vergleichbare Projekte

1. **Projektidee frühzeitig mit relevanten Stellen abstimmen:** Gerade in netztechnisch sensiblen Bereichen ist der enge Austausch mit Netzbetreibern und Behörden entscheidend.
2. **Realistische Last- und Verbrauchsprognosen anlegen:** Die vorsichtige Reduktion der Verbrauchsprognose 2025 zeigt, wie wichtig realitätsnahe Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsbewertung sind.
3. **Monitoring und Regelung als zentrale Bestandteile planen:** Energiemanagement darf kein nachträglicher Zusatz sein – es ist ein integraler Bestandteil des Gesamtsystems.
4. **Flexibilität bei der Genehmigungsstrategie einplanen:** Komplexe Projekte erfordern oft modulare Genehmigungsansätze und eine vorausschauende Zeitplanung.

## Empfehlungen für Phase II – Integration des Großbatteriespeichers

Die erfolgreiche Umsetzung der ersten Projektphase legt den Grundstein für die nächste, technisch besonders anspruchsvolle Etappe: die Integration des Batteriespeichersystems mit 1 MWh nutzbarer Kapazität. Diese Phase bringt zusätzliche Chancen, aber auch spezifische Anforderungen mit sich:

1. **Frühzeitige sicherheitstechnische Abstimmung mit Behörden weiterführen:**  
Der Umgang mit potenziellen Gefahren (z. B. thermisches Durchgehen von Speichern, Brandschutz im Bereich Hochspannungsleitungen) muss auch in der Ausführungsplanung aktiv berücksichtigt und dokumentiert werden.

**2. Integration ins bestehende PTM-Energiemanagementsystem sicherstellen:**

Die Einbindung des Speichers muss nahtlos ins bestehende Regel- und Monitoringsystem erfolgen – inkl. dynamischer Speicherbewirtschaftung in Abhängigkeit von PV-Erzeugung, Netzbezug und Ladebedarf

**3. Vorbereitung auf Regelmarkt-Teilnahme (zukünftige Ertragsquelle):**

Die Phase II sollte als Einstieg in den Regelenergiemarkt dienen. Dazu sind zusätzliche Abstimmungen mit Netzbetreibern und Marktteilnehmern nötig – etwa zur technischen Präqualifikation und vertraglichen Abwicklung.

**4. Kommunikation mit den Netzbetreibern zur Netzfregabe und Abschaltlogistik weiter pflegen:**

Aufgrund der Lage unter der 110 kV-Leitung sind auch für Bau und spätere Wartung des Speichers konkrete Koordinationsprozesse mit APG und TINETZ einzuplanen. Die Erfahrungen aus Phase I bilden dafür eine wertvolle Grundlage.

**5. Empfehlung zur Phase-II-Genehmigung:**

Es ist zu empfehlen, die positive Zwischenbilanz aus Phase I aktiv in das laufende Verfahren einzubringen – etwa über ergänzende Sicherheitsnachweise, übernommene Auflagen aus APG-Bescheid oder Monitoring-Daten aus Phase I als Vertrauensbasis.

## C) Projektdetails

### 5 Technische Details des Projektes

Beschreibung der technischen Details des Projektes. Verwendete Fabrikate, Auslegung der Anlage, technische Kennzahlen. Welche technischen Schwierigkeiten bei der Umsetzung mussten überwunden werden.

#### **Gesamtstruktur und technische Umsetzung:**

Das Projekt basiert auf einer modularen, hochintegrierten Energielösung zur Versorgung eines Schnellladeparks mit acht Ladepunkten. Die Anlage kombiniert Photovoltaik erzeugung, stationäre Batteriespeicher, leistungsstarke Hypercharger-Ladestationen sowie ein intelligentes Energiemanagementsystem zur dynamischen Regelung der Energieflüsse.

#### **Photovoltaikanlagen**

- Anzahl der PV-Anlagen: 3 (2 Aufdachanlagen, 1 Carport-Anlage)
- Gesamte installierte Leistung: ca. 130 kWp
- Standorte:
  - Aufdachanlage am Ärztehaus (Bestand)
  - Aufdachanlage auf dem Gebäude der NKD (Errichtung PTM GmbH)
    - Trina Module
    - Huawei Wechselrichter
    - Flachdach Lösung mit Ost Westausrichtung 10°
  - PV-Carport über den Ladepark (inkl. statischer Sondermaßnahmen wg. Hochspannungsleitung) (Fa. Anywhere Solar)

Die PV-Anlagen speisen ihren Strom bevorzugt in das Speichersystem ein und dienen zur Maximierung des Eigenverbrauchsanteils.

#### **Batteriespeicher**

- Anzahl der Einheiten: 3 Speicher
- Nutzbare Gesamtkapazität: 579 kWh
- Typ: Lithium-Ionen-Speicher (Hersteller final noch in Abstimmung mit Behörde)
- Funktion:
  - Peak Shaving (Netzspitzenkappung)

- Puffer für PV-Strom
- Stützung bei parallelem Laden mehrerer Fahrzeuge
- Perspektivisch: Teilnahme am Regelenergiemarkt

Der Speicher wird in Phase II genehmigt und umgesetzt. Brandschutzaflagen und Standort unter Hochspannungsleitung machten eine getrennte gewerberechtliche Genehmigung notwendig.

#### **Hinweis zum aktuellen Stand:**

Ein konkretes Fabrikat des Batterieherstellers wurde noch nicht final festgelegt, da derzeit mehrere Anbieter mit unterschiedlichen Sicherheitskonzepten (z. B. Brandschutz, Abschottung, Notfallmanagement) im Rahmen des gewerberechtlichen Verfahrens geprüft werden. Die Auswahl erfolgt in enger Abstimmung mit der zuständigen Behörde und wird Bestandteil der Phase-II-Genehmigung sein.

#### **Ladeinfrastruktur**

- Anzahl Ladepunkte: 8
- Hersteller/Typ: Alpitronic Hypercharger
- Leistung je Ladepunkt:
  - 2 Ladepunkte mit 300 kW (Bestand)
  - 2 neue Ladepunkte mit 400 kW (Phase I)
  - weitere Ladepunkte mit 50–150 kW (nach Ausbau)

Die Ladeleistung wird dynamisch geregelt, abhängig von Speicherzustand, PV-Ertrag und Netzlast.

#### **Energiemanagement & Regelung**

- Systemanbieter: PTM GmbH
- Softwarebasis: MEO Energy, erweitert durch PTM
- Funktionsumfang:
  - Echtzeit-Monitoring sämtlicher Stromflüsse
  - Dynamische Speicher- und Ladepunktregelung
  - Datenexport & Visualisierung
  - Prognoseunterstützung (Wetterdaten, Börsenpreise)

#### **Technische Herausforderungen & Lösungen**

- Begrenzte Netzanschlussleistung (450 kW):  
-> gelöst durch Integration von Speichern und Lastmanagement

- Lage unter 110 kV Hochspannungsleitung:
  - > Lösung durch statische Anpassung der Carport-Höhe, Einhaltung von Schutzabständen, Rücksprache mit APG & TINETZ, notwendige Netzabschaltung bei Kranarbeiten
- Brandschutzanforderungen beim Speicher:
  - > Umsetzung in Abstimmung mit Behörde, Aufteilung in zwei Genehmigungsphasen
- Abstimmung mit Netzbetreibern:
  - > erfolgte eng und frühzeitig; Netzanschlussoption auf 450 kW gesichert

## 6 Kaufmännische Details des Projektes

Darstellung der Invest- und Betriebskosten in möglichst detaillierter Form.  
Darstellung der Planrechnung, kaufmännische Kennzahlen.

### Wirtschaftliche Bewertung

Das Projekt zeigt eine **ausgeglichene bis positiv kalkulierte Wirtschaftlichkeit** ab dem ersten vollen Betriebsjahr. Durch die Kombination aus direkter Nutzung (Ladeerlöse), optimierter Einspeisung und Förderinstrumenten (z. B. THG-Quote) ergibt sich ein robustes Finanzierungsmodell. Zusätzliche Einnahmenpotenziale durch den Regelenergiemarkt und die Nutzung freier Speicherkapazitäten sind ab Phase II vorgesehen.

### Langfristiges Ziel:

Eine wirtschaftlich tragfähige Betriebsstruktur mit hoher Eigenenergieausnutzung, maximaler Netzfreundlichkeit und flexibler Marktteilnahme – ohne zusätzliche Netzbelastung oder dauerhafte Subventionierung.

### **Investitionskostenübersicht (Phase I & II, brutto):**

<b>Kostenposition</b>	<b>Betrag (€)</b>
Photovoltaikanlagen (inkl. Montage)	195.000 €
Ladeinfrastruktur (inkl. Tiefbau & Anschluss)	290.000 €
Energiecontainer & Elektroverteilung	110.000 €
PV-Carport (inkl. Statik, Fundamentierung)	180.000 €
Planungsleistungen & Behördenverfahren	65.000 €
Energiemanagementsystem (PTM inkl. HW/SW)	75.000 €
Batteriespeicher (vorgesehen in Phase II)	310.000 €
Sicherheitskonzepte & Brandschutztechnik	25.000 €
Kommunikation & Öffentlichkeitsarbeit	10.000 €
<b>Gesamtinvestition (brutto)</b>	<b>1.260.000 €</b>

Hinweis: Die endgültige Zuordnung der Investitionskosten auf Phase I bzw. Phase II erfolgt nach Abschluss der Speicher-Genehmigung und Herstellerentscheidung.

### **Förderung**

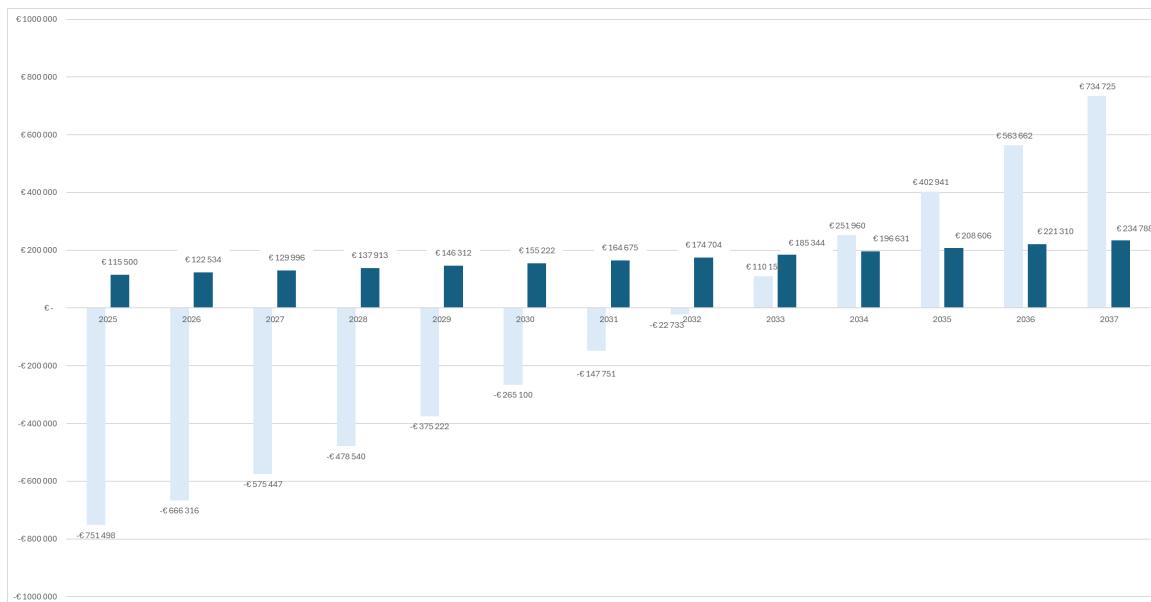
- **Förderprogramm:** Muster- und Leuchtturmprojekte Photovoltaik
- **Förderhöhe (brutto):** 218.677€
- **Förderquote bezogen auf Gesamtkosten:** 17,3 % (tbd)

### **Planrechnung & Wirtschaftlichkeit (gemäß Energiekonzept)**

- **Erwartete Einnahmen pro Jahr (ab Vollbetrieb):**
  - Ladeerlöse: ca. 115.500 € (bei 210.000 kWh, Preis: 0,55 €/kWh)
  - THG-Prämien: ca. 14.700 €
  - Verkauf an Energiegemeinschaft: ca. 22.500 €
  - Verkauf am Spotmarkt: ca. 6.600 €
  - Ersparnisse (Eigenverbrauch, Heizsysteme): ca. 26.000 €
  - **Gesamtertrag (ohne Regelmarkt):** ca. **176.300 €/Jahr**

- **Erwarteter Regelmarkterlös (Ziel ab Phase II):**

- konservative Schätzung: 20.000–60.000 €/Jahr (abhängig von Markt und Speicherbewirtschaftung)
- Abhängig von der finalen Vertragsgestaltung mit World Direct



Tatsächliche Kosten können erst nach finaler Rechnungslegung angegeben werden. Die Kosten und Zahlen basieren auf einer fundierten Schätzung im Gesamten Abschnitt 6).

## 7 Monitoring

Darstellung der Monitoring-Ergebnisse. Vergleich Soll/Ist. Erkenntnisse aus dem Monitoring

### **Überblick über das Monitoringsystem:**

Zur durchgehenden Erfassung, Analyse und Optimierung der Energieflüsse kommt ein **intelligentes Energiemonitoring- und Managementsystem der PTM GmbH** zum Einsatz. Es ist zentraler Bestandteil der technischen Systemarchitektur und übernimmt neben der reinen Datenerfassung auch die dynamische Regelung und Steuerung aller Energiekomponenten.

### **Monitoringstruktur und Komponenten**

- **Erfasste Komponenten:**
  - PV-Erzeugung aller drei Anlagen
  - Ladeleistung und Lastverteilung an allen Ladepunkten
  - Lade- und Entladeverhalten der Batteriespeicher (sobald installiert)
  - Stromflüsse zwischen Speicher, Netz, PV und Verbrauchern
  - Netzeinspeisung und Netzbezug
  - Betriebszustände, Temperaturen, Wetterdaten, Forecastdaten
- **Schnittstellen & Protokolle:**
  - Modbus (RTU/TCP), M-Bus, LoraWAN
  - Direktanbindung an Wechselrichter, Stromzähler, Batteriesystem
  - Visualisierung über Web-Frontend mit Echtzeitdaten
  - CSV-Exportfunktion für Datensicherung und Auswertung
- **Visualisierung:**
  - Anzeige über kachelbasierte Dashboards
  - Lastprofile, PV-Leistungen, SOC der Speicher
  - Tages-, Wochen- und Jahresübersichten
  - Exportmöglichkeit für Förderberichte und technische Nachweise

### Vergleich Soll/Ist (Zwischenstand Phase I)

Messgröße	Planwert	Ist-Wert (2024, Stand Q3)
PV-Erzeugung (gesamt)	~130.000 kWh/Jahr	ca. 100.000 kWh (geschätzt)
Energieverbrauch Ladepark	120.000 kWh (Plan 2025)	ca. 116.000 kWh (2024)
Speicherleistung	1.000 kWh (Phase II)	noch nicht installiert
Ladepunkte aktiv	4 → Ziel: 8	4 im Betrieb (4 weitere in Bau)

*Hinweis: Die Phase II (Speicher, zusätzl. Ladepunkte) ist derzeit in Genehmigung bzw. Bauvorbereitung. Vollständiger Soll/Ist-Vergleich erfolgt im Endbericht.*

### Erkenntnisse aus dem Monitoring (bisher)

- Die **Nutzung der Ladepunkte** hat sich seit 2022 mehr als verdoppelt – mit Umsatzsteigerungen von über 90 % von 2023 auf 2024.
- Die **PV-Ausbeute** liegt im erwarteten Bereich, Abweichungen durch wetterbedingte Schwankungen sind im Rahmen.
- Die **Integration des PTM-Systems** hat sich als stabil und präzise erwiesen. Dieses System wird derzeit auch am **PTM-Teststandort in Kirchbichl** unter ähnlichen Bedingungen eingesetzt und weiterentwickelt.  
Dort werden eine **40 kWp Photovoltaikanlage**, ein **48 kWh Speicher** sowie **vier Ladepunkte mit je 11 kW Ladeleistung** gesteuert.  
Die dort gewonnenen **Erkenntnisse fließen direkt in die Weiterentwicklung und Optimierung des Projekts in Ramsau ein.**

### Geplante Visualisierungen für die finale Berichtsfassung:

- **Screenshots** aus dem PTM-Frontend (Live-Monitoring, Dashboard, Speicherzustände)
- **Diagramme** zur Entwicklung des Ladeverhaltens über 2023–2024
- **PV-Ertragsverlauf** (tages-/monatsbezogen)
- Darstellung von Peak Shaving Effekten nach Inbetriebnahme der Speicherkomponente (in Endbericht)

## 8 Arbeits- und Zeitplan

Kurze Übersichtsdarstellung des Arbeits- und Zeitplans (keine Details) inklusive Genehmigungsphase

### **Einleitung (Kurzüberblick):**

Das Projekt „Power2go-4mengroup“ ist in zwei technische Umsetzungsphasen gegliedert. Der Zeitplan wurde im Zuge der behördlichen Verfahren und baulichen Koordination mehrfach angepasst. Die Darstellung unterscheidet zwischen ursprünglicher Planung und der aktualisierten Projektrealität.

### **Zeitplan mit Abweichungen („geplant / angepasst“)**

<b>Zeitraum</b>	<b>Aktivität / Meilenstein</b>	<b>Geplant / Angepasst</b>
Q1 – Q4/2024	Projektentwicklung, Einreichplanung, Gespräche mit Netzbetreiber TINETZ	wie geplant
Q2 – Q4/2024	Einreichung und Genehmigungsverfahren (Netz, Gewerbe, APG)	<b>ursprünglich Abschluss: Q4/2024 → Teilung in Phase I &amp; II in Q4</b>
Q1/2025	Fortführung Genehmigung Phase I (PV, Ladepunkte, Carport), Auflagenumsetzung	<b>Bescheid Phase I: Ende März 2025 (Q1)</b>
Q1 – Q2/2025	Auswahl Batteriespeicher (Herstellerprüfung, Sicherheitskonzepte mit Behörde)	<b>Entscheidung geplant: bis Mitte Mai 2025</b>
April – Mai 2025	Inbetriebnahme: 2 neue Hypercharger, PV-Carport, Energiecontainer	wie geplant
Q2/2025	Beginn Speicherbau und Integration in das PTM-System	<b>ursprünglich ab Q3/2025 → nun: ab Mai/Juni</b>
<b>bis Ende Juni 2025</b>	<b>Geplante Fertigstellung und Inbetriebnahme des Speichersystems (1 MWh)</b>	<b>neu terminiert</b>

<b>Zeitraum</b>	<b>Aktivität / Meilenstein</b>	<b>Geplant / Angepasst</b>
Q2 – Q4/2025	Laufende Betriebsoptimierung, Monitoring-Auswertung, Phase-II-Genehmigung nachdokumentieren	angepasst
2026	Optional: zusätzliche Ladepunkte, Erweiterung Regelung, Einbindung Energiegemeinschaft / Regelmarkt	perspektivisch

Die Erfahrungen aus dem behördlichen Verfahren haben gezeigt, dass eine **flexible Zeitplanung essenziell** ist – besonders in Projekten mit hohem Innovationsgrad, technischen Sonderlagen (z. B. Hochspannungsleitung) und neuen Sicherheitsfragen (Batteriesysteme).

## 9 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Angabe von Publikationen, die aus dem Projekt entstanden sind sowie aller sonstiger relevanter Disseminierungsaktivitäten.

Einleitung (Kurzüberblick):

Als Muster- und Leuchtturmprojekt liegt ein besonderer Fokus auf der **Außenwirkung und Wissensverbreitung**. Ziel ist es, das Projekt und seine Erfahrungen sichtbar zu machen, praxisrelevante Erkenntnisse zu teilen und zur Nachahmung anzuregen – sowohl auf fachlicher als auch öffentlicher Ebene.

Art der Aktivität	Inhalt / Fokus	Status
Projekt-Website ( <a href="http://www.power2go-4mengroup.at">www.power2go-4mengroup.at</a> )	Basisinfos, Projektbeschreibung, Hintergrund, Fortschritt	online ab Juli 2025
Presseberichte (regional)	Artikel in Bezirksblättern und Tourismuszeitungen über Baufortschritt und Ladeinfrastruktur	erschienen 2024
Präsentation bei kommunalen Treffen	Vorstellung des Projekts im Gemeinderat Ramsau, Einbindung lokaler Akteure	erfolgt Q4/2024
Informationsmaterial für Besucher:innen	Beschilderung und Infotafeln zur Funktionsweise (PV, Speicher, Ladepunkte) geplant am Standort	Umsetzung in Arbeit
Projektvorstellung auf Fachveranstaltungen	Bewerbung für Kurvvortrag bei PV-Kongress Österreich 2025 (Thema: Netzdienliches Schnellladen im Alpenraum)	in Vorbereitung
Beteiligung an Branchenarbeitsgruppen	Vernetzung über Plattformen wie „e5-Gemeinden“, „Energie Tirol“	geplant Q3/2025

### Geplante Aktivitäten (bis Projektende / Endbericht)

- **Veröffentlichung technischer Lessons Learned** (u. a. zur Speicherintegration unter Netzrestriktionen)
- **Abschlusspublikation als PDF-Download** auf der Projektwebsite
- **Eventuelle Teilnahme an internationalen Calls (IEA, Smart City Projekte)**
- **Mediale Begleitung der Inbetriebnahme des Speichersystems (Phase II)**

- **Verstärkte Disseminierung über Fachnetzwerke & Soziale Medien**

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechtinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.