

23. September 2025

Interpellation 342 / Interpellation von Alexander Steele (GLP)

eingereicht am 23. Juli 2025 – Wortlaut siehe Beilage

Dezentrale Gross-Energiespeicher-Lösungen in den Quartieren und mögliche Kosteneinsparungen

Die Interpellation von Alexander Steele (GLP) zum Thema " Dezentrale Gross-Energiespeicher-Lösungen in den Quartieren und mögliche Kosteneinsparungen" wurde am 23. Juli 2025 mit 14 Mitunterzeichnenden eingereicht und der Stadtrat wird ersucht, fünf Fragen zu beantworten.

Beantwortung

1. Mit welchen Sanierungs- oder Ertüchtigungsmassnahmen und -kosten rechnet der Stadtrat in den nächsten zehn Jahren aufgrund steigender Netzbelastungen (z. B. durch PV-Einspeisung oder aufgrund einer notwendigen Erhöhung der Netzkapazität)?

Die Energiewende verändert die Stromflüsse in Wil erheblich: Immer mehr Strom wird lokal erzeugt, z. B. durch Solaranlagen auf Dächern, Wärmepumpen in Häusern oder Elektroladestationen. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Netzstabilität, weil Lastspitzen und Einspeisespitzen zunehmen.

Die Technischen Betriebe Wil (TBW) planen das Stromnetz so, dass die neuen Technologien problemlos integriert werden können, Lastspitzen abgefangen werden, die Netznutzungsgebühren in einem vertretbaren Rahmen bleiben und gesetzliche Anforderungen erfüllt werden.

Dazu werden verschiedene Szenarien analysiert: Wie wirken sich Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, E-Ladestationen oder Batteriespeicher auf die Netzauslastung aus? Welche Quartiere sind besonders betroffen? Wie entwickeln sich die Stromflüsse unter unterschiedlichen Annahmen für Bevölkerung, Technologie und Verbrauch?

Auf Basis dieser Analysen wird eine Netzstrategie entwickelt, die Massnahmen zu Netzinfrastruktur, Digitalisierung, Tarifen, Prozessen und Organisation umfasst. Typische Massnahmen können z. B. die Verstärkung von Leitungen, die Erneuerung von Transformatoren oder die Modernisierung von Schaltanlagen sein. Wichtig ist, dass ein Ausbau mit zusätzlichen Kupferleitungen erst dann ins Auge gefasst wird, wenn alle anderen Massnahmen, wie tarifliche Steuerungen oder mögliche Schaltungen zur Lastbegrenzung, ausgeschöpft sind. Gleichzeitig wird die Entwicklung der Netznutzungsgebühren kontinuierlich beobachtet, um eine ausgewogene Kostenentwicklung für die Kundinnen und Kunden zu gewährleisten. Eine konkrete Kostenabschätzung ist derzeit noch nicht möglich, da die Entwicklungen unsicher sind. Die Netzstrategie soll bis Ende 2026 vorliegen.

2. Wie ist der aktuelle Stand der beiden Batteriespeicher-"Zukunftsprojekte", und wie sieht der Zeitplan aus? Ist bereits klar, ob die Anlagen als zentrale oder dezentrale Lösungen realisiert werden? Wurde bzw. wird die Variante dezentraler Batterie-Energiespeichersysteme in den Quartieren geprüft?

Batteriespeicher (Battery Energy Storage System = BESS) helfen, Stromspitzen abzufangen und die Netzstabilität zu erhöhen. Sie können zentral in einem Quartier oder dezentral bei einzelnen Häusern installiert werden.

- Der Einsatz von BESS wird geprüft: Es wird entschieden, ob, wo und in welcher Form ein Speicher technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.
- In Wil ist bereits ein grosser Batteriespeicher (12.8 MW) durch einen privaten Investor geplant. Dadurch können erste Erfahrungen gesammelt werden.
- Die Möglichkeit von dezentralen Quartiersspeichern wird aktiv geprüft, insbesondere um Spitzenlasten lokal abzufangen und die Netzentlastung zu optimieren.
- Ein TBW-eigener Speicher würde voraussichtlich erst 2028 gebaut. Grund dafür ist, dass die Zielnetzplanung und die Analyse der optimalen Einsatzorte für Batterien bis Ende 2026 abgeschlossen werden. Erst danach können Standortwahl, Speichergrosse und Betriebsmodell in einem wirtschaftlich und technisch sinnvollen Rahmen festgelegt werden. Ausserdem muss die Integration in das bestehende Netz und die Abstimmung mit rechtlichen Rahmenbedingungen (u. a. Marktregeln für Energiehandel und Netzdienlichkeit) geprüft werden, weshalb ein Bau vor 2028 nicht vorgesehen ist.

3. Ist es möglich, durch den Einsatz dezentraler BESS in den Quartieren die Netzbelastung zu Spitzenzeiten spürbar zu reduzieren? Und könnte durch die dezentrale Lösung Sanierungs- oder Ertüchtigungskosten für das Stromnetz eingespart werden?

Ja, dezentrale Batterien können dazu beitragen, dass weniger Strom gleichzeitig ins Netz fliesst. Besonders bei Photovoltaikanlagen entstehen kurze, sehr hohe Stromspitzen, die sonst das Netz stark belasten würden. Batterien können einen grossen Teil dieser Spitzen aufnehmen; realistisch lassen sich bis zu zwei Drittel der Spitzenleistung speichern.

Durch die Nutzung von BESS kann der Ausbau des Stromnetzes verzögert oder reduziert werden. Die tatsächlichen Einsparungen hängen vom Einzelfall ab: Müssen Transformatoren oder Kabel ohnehin erweitert werden, sind die Einsparungen kleiner. Können Batterien aber teure Infrastruktur vollständig ersetzen, sind die Einsparungen deutlich. Batterien haben eine kürzere Lebensdauer als Kabel oder Transformatoren und verursachen Unterhaltskosten, bieten aber auch die Möglichkeit, gespeicherten Strom zu Zeiten hoher Preise zu verkaufen.

4. Verfügen zentrale bzw. dezentrale BESS über einen höheren Wirkungsgrad als private Batteriespeicher (z. B. dank geringerer Umwandlungsverluste)? Und sind sie im Hinblick auf Peak Shaving und Netzstabilität eine effizientere Lösung als private Batteriesysteme?

Der Wirkungsgrad, also wie viel Strom nach Speicherung wieder genutzt werden kann, ist bei kleinen privaten BESS ähnlich wie bei grossen Quartiersspeichern.

Die Wahl zwischen zentralem Speicher oder dezentralen privaten Batterien hängt ab von Standort, Bedarf und Kosten, bestehender Infrastruktur und der Art der Netzentlastung. Quartierspeicher sind in der Anschaffung günstiger, erfordern aber neue Infrastruktur und Genehmigungen. Private Batterien sind flexibler und schneller installierbar, können nahe am Verbrauch eingesetzt werden, die Koordination für die Netzdienlichkeit ist jedoch komplexer. Je nach Lage und Zielsetzung können sowohl Quartierspeicher als auch dezentrale Batterien sinnvoll sein.

5. Ergeben sich durch BESS-Lösungen zusätzliche Vorteile, finanzieller Nutzen oder weitere relevante Kostenfaktoren (als Beispiel Betrieb, Wartung, Vergütungssysteme, Stromhandel, das Thema Rückspeisung ins Netz der SAK, etc.)?

Batteriespeicher bieten eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten, die sowohl technische als auch wirtschaftliche Vorteile haben, aber auch Kosten verursachen. Sie können den Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom (z. B. aus PV-Anlagen) optimieren und so den Strombezug aus dem öffentlichen Netz reduzieren. Dadurch wird die Netzinfrastruktur entlastet, was den Bedarf an Netzausbau verzögern kann.

Darüber hinaus helfen BESS, Strom- und Spannungsspitzen zu glätten, was die Belastung von Transformatoren, Leitungen und Schaltanlagen reduziert und die Netzstabilität erhöht. Sie können auch Primär-Regelleistung erbringen, indem sie bei Frequenzabweichungen innerhalb von Sekunden Strom liefern oder aufnehmen. In Verbindung mit Sekundär- und Tertiärregelleistungen sind Batteriespeicher im Rahmen von Pooling-Konzepten ebenfalls einsetzbar.

BESS ermöglichen zudem den Stromhandel: Günstige Energie kann gespeichert und zu teureren Zeiten abgegeben werden. Auch Ausgleichsenergie und Fahrplankorrekturen lassen sich effizienter gestalten, da Batteriespeicher Prognosefehler ausgleichen können. Für den Netzwiederaufbau nach einem Ausfall können sie einen wertvollen Beitrag leisten, insbesondere wenn sie für Schwarzstartfähigkeit vorbereitet sind. Zusätzlich kann die Netzqualität verbessert werden, da Spannungsasymmetrien oder Oberwellen ausgeglichen werden.

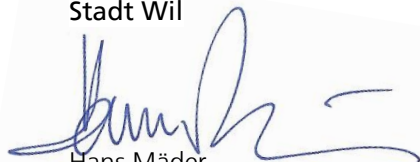
Auf der Kostenseite sind zu berücksichtigen: Anschaffung und Installation, Unterhalt (geschätzt 1 bis 2% des Neupreises pro Jahr), Standortmiete, Energieverluste beim Laden/Entladen (rund 5 bis 10%), Degradation der Batterie über die Zeit sowie zusätzliche IT- und Infrastrukturkosten, insbesondere bei Quartierspeichern. Aufgrund der kürzeren Lebensdauer sind die Unterhaltskosten pro Jahr höher als bei Kabeln oder Transformatoren. Trotzdem können die wirtschaftlichen Vorteile, z. B. durch Entlastung der Netzkapazität und Stromhandel, diese Kosten teilweise kompensieren.

Insgesamt ist die Wirtschaftlichkeit stark projektspezifisch und hängt von den Einsatzorten, Betriebsmodellen, vorhandener Infrastruktur und den Anreizen für die Nutzer ab. BESS können sowohl technisch als auch wirtschaftlich attraktive Ergänzungen zum Stromnetz sein, erfordern jedoch sorgfältige Planung und Koordination.

6. Könnte nach Ansicht des Stadtrats eine zentrale oder dezentrale BESS-Lösung neue Möglichkeiten für den weiteren Ausbau der PV-Abdeckung in Wil eröffnen?

Ja, zentrale oder dezentrale BESS-Lösungen könnten den weiteren PV-Ausbau ermöglichen und dabei den Bedarf des Stromnetzausbaus reduzieren. Entscheidend ist, dass die BESS nicht nur für die Eigenverbrauchsoptimierung, sondern insbesondere für die Netzentlastung und Netzbewirtschaftung eingesetzt werden. Diese zwei Betriebsarten lassen sich zwar gut kombinieren, doch der Grossteil der heutigen privaten BESS wird nur zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt. Konkret bedeutet das am Beispiel von PV-Anlagen, dass BESS an sonnigen Sommertagen nicht bereits morgens geladen werden sollten, sondern erst um die Mittagszeit, wenn die Sonneneinstrahlung am höchsten ist und damit die Produktion der PV-Anlagen am grössten. So können Überschüsse gezielt gespeichert und Spitzen im Netz reduziert werden, was wiederum neue Kapazitäten für PV-Anlagen ermöglicht.

Stadt Wil



Hans Mäder
Stadtpräsident



Janine Rutz
Stadtschreiberin