

ESO und Photovoltaik

Warum eine PV-Anlage das Betriebsnetz nicht bereinigt und wie
eine aktive, dynamische Netz- und Stromoptimierung die
Eigenerzeugung ergänzt

Technischer Bericht (Whitepaper)

Worum es in diesem Whitepaper geht

Eine Photovoltaikanlage ist ein Stromerzeuger: Sie wandelt Sonnenlicht in elektrische Wirkleistung um und senkt damit die Strombezugskosten. Was eine PV-Anlage nicht tut: das betriebsinterne Netz bereinigen. Der nicht wirksame Stromanteil, die Oberschwingungen und die Schiefast der Verbraucher bleiben bestehen - und mit dem Wechselrichter kommt zusätzliche getaktete Leistungselektronik ins Netz. Dieses Whitepaper zeigt mit geprüften Quellen, was die Kombination aus PV-Anlage und aktiver dynamischer Strom- und Netzoptimierungsanlage tatsächlich leistet, wo die Effekte belegt sind und wo nicht.

Das Kernproblem: PV verschlechtert den Leistungsfaktor

Der Effekt ist einfache Arithmetik, wird aber regelmäßig übersehen. Die Verbraucher eines Betriebs - Motoren, Kompressoren, Kältetechnik - beziehen ihren nicht wirksamen Stromanteil unverändert aus dem Netz, auch wenn die PV-Anlage mittags einen Großteil der Wirkleistung liefert. Am Übergabezähler sinkt also der Wirkbezug, während der nicht wirksame Anteil bleibt - der gemessene Leistungsfaktor fällt:

$$\cos \varphi_{\text{Zähler}} = \frac{P_{\text{Netz}}}{\sqrt{P_{\text{Netz}}^2 + Q_{\text{Last}}^2}}$$

Ein Rechenbeispiel: Ein Betrieb bezieht 100 kW bei $\cos \varphi = 0,90$, also rund 48 kvar nicht wirksamen Leistungsanteil - das Verhältnis von nicht wirksamer zu wirksamer Energie liegt bei 0,48, unterhalb der üblichen 50-Prozent-Freigrenze der Netzbetreiber. Deckt die PV-Anlage mittags 60 kW, sinkt der Netzbezug auf 40 kW, die 48 kvar bleiben: Der Leistungsfaktor am Zähler fällt auf 0,64, das Verhältnis von nicht wirksamer zu wirksamer Energie steigt auf 1,2 - weit über die Freigrenze. Je besser die PV-Anlage liefert, desto schlechter sieht der Anschluss aus.

Der Mechanismus ist wissenschaftlich seit über einem Jahrzehnt beschrieben: Pinto und Zilles (2014) zeigten für Brasilien, dass PV-Einspeisung den Leistungsfaktor der Kundenanlage senkt; Rajput und Dheer (2023) modellierten und validierten den Effekt für PV-Aufdachanlagen an Industrienetzen; Amekah u. a. (2024) analysierten die Folgen der Leistungsfaktor-Degradation in netzgekoppelten PV-Systemen; Adak (2024) zeigte am Wechselrichter selbst, dass der Leistungsfaktor bei geringer Einstrahlung deutlich absinkt.

Was das im Betrieb bedeutet

Für die meisten kleinen und mittleren Betriebe ist der sinkende Leistungsfaktor am Zähler kein Abrechnungsproblem: Entgelte für den nicht wirksamen Energieanteil setzen eine registrierende

Leistungsmessung voraus und greifen erst oberhalb großzügiger Freigrenzen - im KMU-Alltag fällt dafür praktisch nie ein Posten auf der Netzrechnung an. Der schlechte $\cos \varphi$ ist aber auch kein Schönheitsfehler, sondern ein Messwert für ein reales Problem: Der nicht wirksame Stromanteil, der ihn verursacht, fließt unverändert durch Transformator, Leitungen und Klemmstellen der eigenen Anlage. Dort erzeugt er Stromwärmeverluste, die der Zähler als Wirkarbeit mitzählt, belegt Transformatorkapazität und erhöht den Spannungsfall - die vollständige Herleitung steht im Whitepaper „Verluste im Unternehmensnetz“ (ESO-WP-2026-03). Formal setzt § 16 Abs. 2 NAV für die Anschlussnutzung ohnehin einen Verschiebungsfaktor zwischen 0,9 kapazitiv und 0,9 induktiv voraus (NAV 2006). Der Nutzen einer Kompensation liegt deshalb nicht auf der Netzrechnung, sondern in der Netzqualität: weniger Effektivstrom, weniger Verluste, kühlere Betriebsmittel - und das unabhängig davon, wie viel die PV-Anlage gerade einspeist.

Oberschwingungen: Der Wechselrichter kommt zu den Lasten hinzu

PV-Wechselrichter arbeiten mit getakteter Leistungselektronik und speisen den Strom nicht ideal sinusförmig ein. Feldmessungen an netzgekoppelten PV-Wechselrichtern zeigen, dass der Stromverzerrungsgrad vor allem im Teillastbetrieb - morgens, abends, bei bedecktem Himmel - deutlich ansteigt; bei geringer Einspeisung unterhalb von etwa 20 Prozent der Nennleistung wurden die höchsten Verzerrungsgrade gemessen, dominiert von der 3., 5. und 7. Ordnung (Du u. a. 2013). Zusammen mit den Umrichterlasten des Betriebs addiert sich das zu dem Verlustmechanismus, der im Whitepaper „Verluste im Unternehmensnetz“ (ESO-WP-2026-03) quantifiziert ist: Der Effektivstrom steigt, die Stromwärme- und Wirbelstromverluste steigen quadratisch mit.

Dass aktive Filterung wirkt, ist messtechnisch belegt - die Größenordnung hängt vom Aufbau ab. In einem Laboraufbau senkte ein aktiver Shunt-Filter mit adaptiver Regelung den Strom-THD von 88 Prozent auf 5,4 Prozent (Martinek u. a. 2013, Laborwerte); eine hardware-validierte Studie an einem PV-gekoppelten aktiven Filter erreichte Quellenstrom-THD unter 5 Prozent und damit IEEE-519-konforme Werte (Boopathi und Indragandhi 2025). Solche Werte gelten für den jeweils vermessenen Aufbau - nicht als Pauschalversprechen für jedes Netz.

Wechselrichter-Kapazität: Leistungsfaktorkorrektur kostet Wirkleistung

Ein Wechselrichter hat eine feste Scheinleistungsgrenze. Wirksamer und nicht wirksamer Leistungsanteil teilen sich diese Kapazität:

$$Q_{\text{verfügbar}} = \sqrt{S_{\text{WR}}^2 - P_{\text{PV}}^2}$$

Speist der Wechselrichter mit voller Wirkleistung ein, bleibt für den nicht wirksamen Anteil nichts übrig - und genau dann, mittags, ist der Bedarf des Betriebs an Leistungsfaktorkorrektur unverändert da. Die technische Anschlussregel verschärft den Konflikt: Seit VDE-AR-N 4105:2026-03 (in Kraft seit 27.02.2026) ist das spannungsabhängige Q(U)-Verfahren das Standardverfahren im Auslieferungszustand; Erzeugungsanlagen müssen Verschiebungsfaktoren bis 0,95 beziehungsweise 0,90 bereitstellen können (VDE FNN 2026). International fordert IEEE 1547-2018 für Kategorie B eine Q-Bereitstellung von ± 44 Prozent der Bemessungsscheinleistung - der Wert entspricht $\cos \varphi$ 0,90 bei Nennwirkleistung (EPRI 2024).

Die Konsequenzen sind in der Literatur quantifiziert: Um die Q-Anforderungen ohne Wirkleistungseinbuße zu erfüllen, werden PV-Wechselrichter typischerweise um 5 bis 15 Prozent überdimensioniert (Kotla u. a. 2026); ohne Überdimensionierung muss der Wechselrichter in einen Derating-Betrieb wechseln und Wirkleistung drosseln (Kumar und Singh 2021; Brito u. a. 2023). Auch das Konzept, den PV-Wechselrichter nachts als Kompensator zu nutzen, bestätigt die Kapazitätslogik: Tagsüber steht nur die nach der Wirkleistungserzeugung verbleibende Restkapazität zur Verfügung (Varma und Siavashi 2018).

Leistungsfaktorkorrektur aus dem Wechselrichter ist nicht gratis

Selbst wenn der Wechselrichter die Leistungsfaktorkorrektur und die Oberschwingungskompensation übernimmt, hat das einen Preis: Die zusätzliche Strombelastung erhöht die Verluste und die Sperrschichttemperaturen der Leistungshalbleiter. Gandhi u. a. (2019) beziffern erstmals die Kosten der Q-Bereitstellung aus PV-Wechselrichtern unter Berücksichtigung des Lebensdauerverbrauchs; Messungen und Modellrechnungen zeigen, dass die Übernahme dieser Aufgaben die erwartete Lebensdauer der Wechselrichter-Halbleiter deutlich verkürzt: Für die Oberschwingungskompensation beziffert de Barros u. a. (2022) den Verlust an B10-Lebensdauer auf 3,4 Jahre bei der 5. Ordnung, 4,1 Jahre bei der 7. und 5,6 Jahre bei beiden zusammen. Für die Blindleistungsbereitstellung weist Callegari u. a. (2019) einen Anstieg des Lebensdauerverbrauchs der Wechselrichter-IGBT auf das Zwei- bis Zweieinhalbfache nach, je nach Standort; die Bauteile fallen unabhängig vom Klima früher aus als im konventionellen Betrieb (Brito 2021, Tab. 5.1). GopiReddy u. a. (2012) zeigen denselben

Zusammenhang für die IGBT eines STATCOM. Die Zuverlässigkeitsbewertung von PV-Wechselrichtern weist thermische Zyklen als dominanten Belastungsfaktor aus (NREL 2019).

Eine dedizierte externe Strom- und Netzoptimierungsanlage löst beide Probleme auf einmal: Der Wechselrichter speist seine volle Wirkleistung ein und bleibt thermisch entlastet, während die Kompensation dort stattfindet, wo die Störgrößen entstehen - bei den Lasten.

Verluste im Betriebsnetz: Was Leistungsfaktorkorrektur messbar bringt

Die Verlustmechanik ist im Whitepaper ESO-WP-2026-03 hergeleitet: Stromwärmeverluste wachsen quadratisch mit dem Effektivstrom, bei gleicher Wirkleistung also mit $1/\cos^2\varphi$ ($\cos\varphi$ = Verschiebungsfaktor; zusammen mit der Stromverzerrung maßgeblich ist der Gesamtleistungsfaktor $\lambda = \cos\varphi / \sqrt{1 + \text{THD}^2}$, siehe ESO-WP-2026-03). Für die Verbesserung des Leistungsfaktors folgt daraus (eigene Berechnung):

$$\Delta P_V = 1 - \left(\frac{\cos\varphi_{\text{alt}}}{\cos\varphi_{\text{neu}}} \right)^2$$

Eine Korrektur von $\cos\varphi$ 0,70 auf 0,95 halbiert die Leitungsverluste nahezu (-46 Prozent), von 0,80 auf 0,95 sind es -29 Prozent. Das ist Mathematik, keine Studie - Feldbelege stützen die Richtung: In einem fünftägigen Feldversuch mit verteilter Kompensation an einer 10-kW-Testlast sanken die gemessenen Energieverluste um 20 Prozent (Coman u. a. 2020, Kleinversuch); in Simulationen an IEEE-Testnetzen erreichte die optimale Platzierung von PV-STATCOM-Einheiten Verlustreduktionen um 58 Prozent (Shaheen u. a. 2023, Simulation). Solche Werte hängen von $\cos\varphi$, Leitungslängen und Lastprofil ab und sind nicht auf jeden Betrieb übertragbar.

Aufschlussreich ist eine Gegenstudie: Vlahinić u. a. (2019) untersuchten, ob die Leistungsfaktorkorrektur über die PV-Wechselrichter selbst Netzverluste senkt - mit ernüchterndem Ergebnis. Bei niedriger und mittlerer Last blieb praktisch kein Reduktionspotenzial, weil die Zusatzverluste der Wechselrichter die Einsparung auffressen. Das ist kein Argument gegen Kompensation, sondern eines für den Ort der Kompensation: nahe an den Lasten, mit einem dafür ausgelegten Gerät - nicht nebenbei im Erzeugungswechselrichter.

Spannung und Stabilität: Was belegt ist - und was nicht

Wechselnde Einspeisung und Lastsprünge verändern den Spannungsfall im Betriebsnetz. Eine schnelle Regelung des nicht wirksamen Stromanteils verringert den Spannungsfall im eigenen Netz, im Rahmen ihrer Bemessungsleistung - für STATCOM-artige Systeme ist das vielfach

gezeigt, zuletzt in Echtzeit-Validierungen von PV-DSTATCOM-Konzepten mit nahezu Eins-Leistungsfaktor und THD-Werten von 3 bis 6 Prozent (Govil u. a. 2025). Ehrlich bleibt: Eine Strom- und Netzoptimierungsanlage mit 72 A Bemessungsstrom glättet den Spannungsfall über Trafo und Leitungen und reduziert lastbedingtes Flackern - sie ist keine unterbrechungsfreie Stromversorgung und fängt keine Netzeinbrüche ab. Wer Einbruchfestigkeit für empfindliche Prozesse braucht, benötigt dafür eigene Technik.

Was die ESO im PV-Betrieb konkret übernimmt

ESO ist eine aktive, dynamische, halbleitergesteuerte, stufenlose elektronische Strom- und Netzoptimierungsanlage für induktive und kapazitive Lasten.

Die Anlage misst den Laststrom über einen Rogowski-Spulensatz, zerlegt ihn in Wirkanteil, nicht wirksamen Stromanteil, Verzerrungs- und Unsymmetrieanteil und speist die unerwünschten Anteile gegenphasig ein - stufenlos, induktiv wie kapazitiv, innerhalb von höchstens fünf Millisekunden.

Im Zusammenspiel mit einer PV-Anlage heißt das:

- > **Der Leistungsfaktor am Zähler bleibt sauber** - unabhängig davon, wie viel Wirkleistung die PV gerade deckt. Der nicht wirksame Stromanteil der Lasten wird lokal ausgeglichen, das Verhältnis von nicht wirksamer zu wirksamer Energie am Übergabepunkt bleibt stabil - und die Verlustwärme dieses Stromanteils in der eigenen Anlage entfällt.
- > **Der PV-Wechselrichter speist volle Wirkleistung** und wird nicht als Nebenbei-Kompensator verschlissen - die Alterungs- und Opportunitätskosten der Q-Bereitstellung aus dem Wechselrichter entfallen.
- > **Die Verluste im Betriebsnetz sinken** nach der oben hergeleiteten Quadratbeziehung - auch für den PV-Strom, der vom Dach durch dieselben Leitungen zu den Maschinen fließt. Zugleich laufen die Betriebsmittel kühler: Pro 10 Kelvin niedrigerer Dauertemperatur verdoppelt sich rechnerisch die Lebensdauer ihrer Isolierung (Bonnett und Boteler 2001, S. 305; normativ IEC 60034-18-31:2012, Abschn. 5.2).
- > **Oberschwingungen der Lasten und des Wechselrichters** werden im erfassten Netzabschnitt kompensiert (2. bis 13. Ordnung); das entlastet Transformator und Neutralleiter.
- > **Die Kompensation arbeitet durchgehend** - auch nachts und bei bedecktem Himmel, wenn die PV nichts liefert, der Betrieb aber weiterläuft.

Fazit

PV-Anlage und aktive dynamische Strom- und Netzoptimierungsanlage konkurrieren nicht - sie beantworten verschiedene Fragen. Die PV senkt die Energiekosten durch Eigenerzeugung; sie verschlechtert dabei systembedingt den Leistungsfaktor am Übergabepunkt und bringt eigene Verzerrung ins Netz. Die ESO hält den nicht wirksamen Stromanteil, die Verzerrung und die Schiefast dort im Griff, wo sie entstehen - bei den Lasten -, und zwar unabhängig von Sonnenschein und Einspeisung. Wer beides kombiniert, nutzt den selbst erzeugten Strom mit weniger Verlusten und entlastet den teuersten Einzelbaustein der Solaranlage: den Wechselrichter.

Die Entscheidungsgrundlage liefern die vorhandenen Stromdaten des Betriebs: Jahresverbrauch, Lastprofil und Anteil induktiver Lasten, dazu Erzeugung und Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage. Eine vorgeschaltete Messkampagne ist dafür nicht nötig - sie würde den Preis erhöhen, die Auslegung aber nicht verändern.

Quellenverzeichnis

- Adak, S. (2024): Power Factor Analysis of Grid-Connected Solar Inverter under Different Irradiance Levels throughout the Day. In: *Energies* 17(15), 3632. DOI: 10.3390/en17153632.
- Amekah, E. D. u. a. (2024): Analyzing the consequences of power factor degradation in grid-connected solar photovoltaic systems. In: *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy* 9, 100715.
- Bayernwerk Netz GmbH (o. J.): Preisblatt Blindarbeit. Regensburg: Bayernwerk Netz.
- Boopathi, R. und Indragandhi, V. (2025): Enhancement of power quality in grid-connected systems using a predictive direct power controlled based PV-interfaced with multilevel inverter shunt active power filter. In: *Scientific Reports* 15, Art. 7967. DOI: 10.1038/s41598-025-92693-3.
- Brito, E. M. S. (2021): Lifetime Evaluation of Photovoltaic Inverters with Capability of Reactive Power Support. Dissertation, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- Brito, E. M. S., Cupertino, A. F., Pereira, H. A., Mendes, V. F. und Ladoux, P. (2023): On the sizing of PV inverters with reactive power capability to regulate power factor: A reliability approach. In: *Microelectronics Reliability* 148, 115171. DOI: 10.1016/j.microrel.2023.115171.
- Callegari, J. M. S., Silva, M. P., de Barros, R. C., Brito, E. M. S., Cupertino, A. F. und Pereira, H. A. (2019): Lifetime evaluation of three-phase multifunctional PV inverters with reactive power compensation. In: *Electric Power Systems Research* 175, 105873. DOI: 10.1016/j.epsr.2019.105873.
- Coman, C. M., Florescu, A. und Oancea, C. D. (2020): Improving the Efficiency and Sustainability of Power Systems Using Distributed Power Factor Correction Methods. In: *Sustainability* 12(8), 3134. DOI: 10.3390/su12083134.
- de Barros, R. C. u. a. (2022): Lifetime evaluation of PV inverters operating with harmonic current compensation. In: *Eletrônica de Potência* 27(2), S. 108-116. DOI: 10.18618/REP.2022.2.0054.
- DKE (2016): DIN VDE 0100-443:2016-10 und DIN VDE 0100-534:2016-10 - Schutz bei transienten Überspannungen. Berlin: VDE Verlag.
- Du, Y., Lu, D. D.-C., James, G. und Cornforth, D. J. (2013): Modeling and analysis of current harmonic distortion from grid connected PV inverters under different operating conditions. In: *Solar Energy* 94, S. 182-194. DOI: 10.1016/j.solener.2013.05.010.
- EPRI (2024): DER Settings - Current Status of Equipment and Practices. Palo Alto, CA: EPRI.
- Gandhi, O., Rodríguez-Gallegos, C. D., Gorla, N. B. Y., Bieri, M., Reindl, T. und Srinivasan, D. (2019): Reactive Power Cost From PV Inverters Considering Inverter Lifetime Assessment. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 10(2), S. 738-747. DOI: 10.1109/TSTE.2018.2846544.
- GopiReddy, L., Tolbert, L. M., Ozpineci, B., Xu, Y. und Rizy, D. T. (2012): Reliability of IGBT in a STATCOM for harmonic compensation and power factor correction. In: *Proceedings IEEE APEC* 2012, S. 783-788. DOI: 10.1109/APEC.2012.6165908.
- Govil, V. K., Tripathi, S. M. und Sahay, K. (2025): Real-time assessment of PV-DSTATCOM for grid power quality enhancement using an indirect current control strategy. In: *Scientific Reports* 15, Art. 19516. DOI: 10.1038/s41598-025-01078-z.

Technische Dokumentation des Leistungsteils (2026): Betriebsanleitung Static Var Generator, 500-V-Serie, Version V202506, sowie Prüfberichte TLJS25091875936 und TEJS25091875937. Bei ESO Elektronische Stromoptimierung hinterlegt.

IEEE (2018): IEEE Std 1547-2018 - Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources. Piscataway, NJ: IEEE.

IEEE (2022): IEEE Std 519-2022 - Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems. Piscataway, NJ: IEEE.

Kotla, R. W., Ganji, S., Lagudu, J., Yarlagadda, S. R. und Bolli, S. (2026): Grid resilience enhancement of photovoltaic systems via Lyapunov-validated active-reactive power coordination and inverter oversizing. In: Scientific Reports 16, Art. 2460. DOI: 10.1038/s41598-025-32279-1.

Kumar, V. und Singh, M. (2021): Reactive power compensation using derated power generation mode of modified P&O algorithm in grid-interfaced PV system. In: Renewable Energy 178, S. 108-117. DOI: 10.1016/j.renene.2021.06.035.

Martinek, R. u. a. (2013): The Use of LMS and RLS Adaptive Algorithms for an Adaptive Control Method of Active Power Filter. In: Energy and Power Engineering 5(4B), S. 1126-1133. DOI: 10.4236/epe.2013.54B215.

NREL (2019): Photovoltaic Inverter Reliability Assessment. Report NREL/TP-5D00-74462. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. DOI: 10.2172/1573462.

Pinto, A. und Zilles, R. (2014): Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil. In: Renewable Energy 62, S. 47-52. DOI: 10.1016/j.renene.2013.06.045.

Rajput, S. K. und Dheer, D. K. (2023): Forecasting power-factor reductions in rooftop PV-integrated industrial power systems: Mathematical modelling and experimental validation. In: Sustainable Energy, Grids and Networks 33, 100974. DOI: 10.1016/j.segan.2022.100974.

Schneider Electric (2023): Power factor - impact of solar self-consumption. In: Electrical Installation Guide. Rueil-Malmaison: Schneider Electric.

Shaheen, A. M., El-Sehiemy, R. A., Ginidi, A., Elsayed, A. M. und Al-Gahtani, S. F. (2023): Optimal Allocation of PV-STATCOM Devices in Distribution Systems for Energy Losses Minimization and Voltage Profile Improvement. In: Energies 16(6), 2790. DOI: 10.3390/en16062790.

Varma, R. K. und Siavashi, E. M. (2018): PV-STATCOM: A New Smart Inverter for Voltage Control in Distribution Systems. In: IEEE Transactions on Sustainable Energy 9(4), S. 1681-1691. DOI: 10.1109/TSTE.2018.2808601.

VDE FNN (2026): VDE-AR-N 4105:2026-03 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Berlin: VDE Verlag.

Vlahinić, S., Franković, D., Komen, V. und Antonić, A. (2019): Reactive Power Compensation with PV Inverters for System Loss Reduction. In: Energies 12(21), 4062. DOI: 10.3390/en12214062.