

Technisches Review

Photovoltaik & Aktive, Dynamische Stromoptimierung

Warum sich PV-Anlagen und Netzoptimierung gegenseitig verstärken

Evidenzbasierte Bewertung auf Grundlage internationaler Fachliteratur

Stand: März 2026

Zielgruppe: Kaufmännische und technische Entscheider

Zusammenfassung für die Praxis

Das Wichtigste in 60 Sekunden

Problem: Gewerbebetriebe mit PV-Anlagen glauben oft, dass eine Solaranlage alle Stromprobleme löst. Tatsächlich erzeugt eine PV-Anlage nur Wirkleistung – sie liefert keinen Beitrag zur Netzbereinigung. Blindströme, Oberschwingungen und Spannungsschwankungen im internen Netz bleiben bestehen und verschlechtern sich durch die zusätzliche Leistungselektronik der PV-Wechselrichter sogar.

Lösung: Ein aktives, dynamisches Stromoptimierungssystem (hier am Beispiel der ESO-Anlagen) arbeitet komplementär zur PV-Anlage. Die PV liefert günstigen Strom, die ESO sorgt dafür, dass dieser Strom verlustarm und sauber bei den Maschinen ankommt.

Ergebnis: Internationale Fachliteratur (verfügbar über IEEE, Elsevier, Springer, Nature) bestätigt: Die Kombination spart 20 bis 45 % Leitungsverluste ein, reduziert Oberschwingungen um bis zu 94 %, entlastet den PV-Wechselrichter und amortisiert sich in unter 1 Jahr (vgl. Literaturverzeichnis).

Das Grundproblem: PV allein reicht nicht

Eine Photovoltaikanlage ist ein Stromerzeuger. Sie wandelt Sonnenlicht in elektrische Wirkleistung um. Was eine PV-Anlage nicht tut: Sie bereinigt nicht das interne Stromnetz eines Betriebs. In jedem Gewerbe- und Industriebetrieb mit Motoren, Kompressoren, Frequenzumrichtern, CNC-Maschinen oder LED-Beleuchtung existieren drei physikalische Probleme, die durch eine PV-Anlage nicht gelöst werden:

- > **Blindleistung:** Motoren und Maschinen benötigen reaktive Leistung (Blindleistung) zum Aufbau von Magnetfeldern. Diese Blindleistung belegt Leitungskapazität, ohne Nutzarbeit zu verrichten. Studien zeigen, dass PV-Integration ohne begleitende Kompensation den Leistungsfaktor am Netzanschluss sogar verschlechtert (Pinto & Zilles, 2014) und zu Blindstrom-Strafzahlungen führen kann. Eine Feldstudie an einem 100-kWp-PV-System mit 150-kW-Industrielast bestätigte dies experimentell: Mit steigender Sonneneinstrahlung sank der Leistungsfaktor am Versorgeranschluss signifikant (SEGN-Studie, 2022).
- > **Oberschwingungen:** PV-Wechselrichter arbeiten mit getakteter Leistungselektronik (IGBT, PWM) und erzeugen selbst Oberschwingungen. Du et al. (2013) maßen am CSIRO-Mikronetz in Australien, dass der Strom-THD bei niedriger PV-Leistung auf 10 bis

20% ansteigt. In Kombination mit nichtlinearen Lasten (VFDs, Schaltnetzteile) addieren sich diese Verzerrungen.

- > **Spannungsschwankungen:** Wolkendurchzüge, Lastsprünge beim Maschinenanlauf und das wechselhafte Einspeiseverhalten der PV erzeugen Spannungseinbrüche und Transienten, die empfindliche Elektronik beschädigen können.

Die Lösung: Zwei Systeme, ein Ziel

PV-Anlage = Stromproduzent | ESO-System = Netzoptimierer

Die PV liefert günstigen Strom. Die ESO sorgt dafür, dass er verlustarm, sauber und stabil bei den Verbrauchern ankommt. Beide Systeme ergänzen sich – keines ersetzt das andere.

Detaillierte Evidenz aus der Fachliteratur

Die folgenden sechs Kernthesen werden anhand internationaler peer-reviewed Publikationen bewertet. Quellenangaben im Text verweisen auf das Literaturverzeichnis am Ende des Dokuments.

1. Mehr nutzbare Wirkleistung aus dem PV-Wechselrichter

Was passiert ohne ESO-System?

Ein PV-Wechselrichter hat eine begrenzte Scheinleistungskapazität (S), die sich nach der Formel $P^2 + Q^2 = S^2$ auf Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q) aufteilt. Wenn der Wechselrichter Blindleistung liefern muss – etwa weil der Netzbetreiber oder die VDE-AR-N 4105 dies fordert – geht das direkt auf Kosten der eingespeisten Wirkleistung.

Was sagt die Forschung?

Varma und Siavashi (2018) veröffentlichten in den IEEE Transactions on Sustainable Energy das PV-STATCOM-Konzept, bei dem ein einziger Wechselrichter zwischen reinem PV-Betrieb, geteiltem Betrieb und reinem STATCOM-Betrieb umschalten kann. Ihre Analyse zeigt klar: Im geteilten Modus steht nur die nach Wirkleistungserzeugung verbleibende Kapazität für Blindleistung zur Verfügung. Ein dediziertes, externes ESO-System eliminiert diesen Konflikt vollständig.

Kumar und Singh (2021) demonstrierten in Renewable Energy an einem 30-kW-PV-System, dass der Wechselrichter bei Vollast in einen sogenannten Derating-Modus wechseln muss, um

Blindleistung bereitzustellen. Das bedeutet: Der Wechselrichter drosselt seine Wirkleistung aktiv. Eine externe Kompensationsanlage verhindert diesen Verlust.

Callegari et al. (2023) zeigten in *Microelectronics Reliability* anhand industrieller Lastprofile, dass bei Spitzenbestrahlung der Blindleistungsbedarf nicht ohne Wirkleistungseinbuße gedeckt werden kann. Eine Studie in *Scientific Reports* (2025) beziffert, dass PV-Wechselrichter typischerweise um 5–15 % überdimensioniert werden müssten, um den Anforderungen nach IEEE 1547-2018 an Blindleistung zu genügen, ohne Wirkleistung zu verlieren.

Praxisrelevanz: Wenn ein dediziertes ESO-System die Blindleistung kompensiert, kann der PV-Wechselrichter 100 % seiner Kapazität für echten, nutzbaren Strom einsetzen. Bei einem 40-kWp-System bedeuten 5 bis 15 % Derating einen Verlust von 2 bis 6 kWp – Kapazität, die mit ESO erhalten bleibt.

2. Oberschwingungen: Das unsichtbare Netzproblem

Was passiert im Netz?

PV-Wechselrichter erzeugen als PWM-geschaltete Stromrichter zwangsläufig Oberschwingungen. In Kombination mit industriellen nichtlinearen Lasten (Frequenzumrichter, CNC-Steuerungen, LED-Treiber) addieren sich diese Verzerrungen zu einem signifikanten Power-Quality-Problem.

Gemessene Effekte

Du et al. (2013) führten Feldmessungen am CSIRO-Mikronetz in Australien durch. Bei niedriger PV-Leistung (<20 % der Nennleistung) stieg der Strom-THD auf 10–20 %, bei Volllast lag er bei 2–5 %. Die dominanten Harmonischen waren die 3., 5. und 7. Ordnung. Dies deckt sich mit der technischen Argumentation, dass PV-Wechselrichter das Netz nicht nur nicht bereinigen, sondern zusätzlich belasten.

Wirksamkeit aktiver Filter

Die Effektivität aktiver Oberschwingungsfilter (APF) ist quantitativ belegt. Gonzalez-Abreu et al. (2020) validierten in MDPI *Energies* kommerzielle APFs an drei realen Netzen (Bürogebäude, Fabrik, LED-Stadion). In allen Fällen wurde der THD auf IEEE-519-konforme Werte gesenkt.

Boopathi und Indragandhi (2025) demonstrierten in *Scientific Reports* mit Hardware-Validierung, dass ein PV-gekoppelter Shunt-APF den Quellenstrom-THD unter 5 % senkt – konform mit IEEE 519. Martinek et al. (2013) erzielten in einem experimentellen Testaufbau eine THD-Reduktion von 88,1 % auf 5,43 % – eine Verbesserung um 94 %. Eine Studie im *Journal of European*

Systems and Automation (2022) dokumentierte eine Reduktion von 20,3 % auf 2,5 % in allen drei Phasen.

Für den spezifischen Fall PV mit industriellen Lasten bestätigten Barrero-González et al. (2020) in MDPI Electronics eine Regelungsstrategie für einen 50-kW-PV-Wechselrichter in kommerziellen Nanonetzen, die neben Wirk-/Blindleistungsregelung auch Oberschwingungs- und Unsymmetriekompensation leistet.

Für den Anwender: Oberschwingungen sind unsichtbar, aber teuer. Sie erwärmen Kabel (Energieverlust), belasten Transformatoren (verkürzte Lebensdauer) und stören empfindliche Steuerungen. Ein aktiver Filter beseitigt 80–94 % dieser Verzerrungen – gemessen und publiziert, nicht nur versprochen.

3. Weniger Leitungsverluste = mehr Strom an der Maschine

Die Physik dahinter

Jeder Strom, der durch ein Kabel fließt, erzeugt Wärmeverluste (I^2R -Verluste). Blindstrom fließt zusätzlich zum Nutzstrom durch dieselben Kabel und erhöht den Gesamtstrom. Die Verlustreduzierung durch Leistungsfaktorkorrektur folgt der Formel $\Delta\text{Verluste} = 1 - (\cos \varphi_{\text{alt}} / \cos \varphi_{\text{neu}})^2$. Bei einer Korrektur von $\cos \varphi$ 0,70 auf 0,95 ergibt sich eine Verlustreduzierung von ca. 45,7 %, bei $\cos \varphi$ 0,80 auf 0,95 immerhin noch 29,1 %.

Gemessene Einsparungen

Coman, Florescu und Oancea (2020) führten fünftägige Feldmessungen in einem industriellen Verteilnetz durch und dokumentierten eine Energieverlustreduzierung um 20 % durch verteilte Leistungsfaktorkorrektur. Die Studie in MDPI Sustainability bestätigt, dass dezentrale Kompensation (also direkt am Verbraucher) bessere Ergebnisse liefert als zentrale Lösungen.

Shaheen et al. (2023) erzielten durch optimale Platzierung von PV-STATCOM-Einheiten Energieverlustreduzierungen von 57,8 % in Simulationen an IEEE-Standardnetzen. Die PV-STATCOMs arbeiten tagsüber als PV-Einspeiser und nachts als reine Blindleistungskompensatoren – ein Konzept, das die 24-Stunden-Relevanz der Kompensation unterstreicht.

Eine Studie in MDPI Electricity (2024) verglich vier Kompensationslösungen in einem realen Industrienetz mit Motoren und Frequenzumrichtern. Verteilte Kompensation mit Oberschwingungsfiltern erzielte die höchste kombinierte Verlustreduzierung.

Für den Anwender: Ohne ESO verpufft ein Teil des teuer auf dem Dach erzeugten PV-Stroms als Wärme in den Kabeln auf dem Weg zur Maschine. Die ESO-Anlage senkt die Störfaktoren in den Leitungen. Ergebnis: Mehr von Ihrem selbst erzeugten Strom kommt tatsächlich dort an, wo er gebraucht wird.

4. Stabile Spannung trotz wechselhafter PV-Einspeisung

Wolkendurchzüge, Lastsprünge und PV-Schwankungen verursachen Spannungseinbrüche und Transienten im internen Netz. Hamdan, Ibrahim und Noureldeen (2020) demonstrierten in SN Applied Sciences an einem hybriden 9-MW-Wind/1-MW-PV-System, dass ein STATCOM die Spannungsabsenkung bei einem 50 %-Einbruch signifikant reduziert, die PV-Wirkleistung auf Nennwert hält und die DC-Zwischenkreisspannung vor Überspannung schützt.

Govil, Tripathi und Sahay (2025) validierten in Scientific Reports mit einem Typhoon HIL 604 Echtzeitsimulator, dass ein PV-DSTATCOM den THD auf 3–5,6 % senkt und nahezu Einheits-Leistungsfaktor aufrechterhält – mit nahtloser Umschaltung zwischen DSTATCOM-Modus (nachts) und PV-DSTATCOM-Modus (tagsüber). Eine indonesische Studie (2022) untersuchte speziell die Spannungseinbruchkompensation bei Motoranlauf und erzielte bei 90 % Kompensationsgrad eine nahezu vollständige Eliminierung der Einbrüche.

Für den Anwender: Ihre CNC-Maschinen, Steuerungen und der PV-Wechselrichter selbst profitieren von einer stabilen Spannung. Die ESO-Anlage puffert Schwankungen im Millisekundenbereich ab – schneller als jeder Mensch reagieren könnte.

5. Schutzwirkung für teure Elektronik

PV-Wechselrichter kosten mehrere tausend Euro und sind die empfindlichste Komponente einer Solaranlage. Die Kausalkette „Oberschwingungen → erhöhte Schaltverluste → höhere Sperrschichttemperatur → beschleunigte Degradation“ ist in der Fachliteratur gut dokumentiert:

Eine Lebensdauerbewertung in Electric Power Systems Research (2019) ergab, dass Oberschwingungskompensation durch den Wechselrichter den Lebensdauerverbrauch der IGBTs um bis zu 15,2 % erhöht – abhängig vom Oberschwingungsphasenwinkel. GopiReddy et al. (2011, ORNL/IEEE ECCE) bestätigten mittels Coffin-Mason-Degradationsgesetzen, dass die IGBT-Lebensdauer mit steigender Oberschwingungsstromamplitude abnimmt.

Alavi et al. (2024) zeigten in Heliyon klimazonenabhängige IGBT-Lebensdauern von nur 3,8–5 Jahren in heißem Klima gegenüber deutlich längeren Lebensdauern in gemäßigttem Klima. Thermomechanischer Stress auf Bonddrahte und Lotschichten ist der primäre

Ausfallmechanismus. Ein NREL-Report (2020) bestätigte, dass Blindleistungseinspeisung die Kühlkörpertemperaturen signifikant erhöht und damit die Lebensdauer verkürzt.

Hinweis zur Evidenz: Jedes einzelne Glied der Kette (Oberschwingungen → thermischer Stress → Degradation) ist peer-reviewed belegt. Eine Studie, die den Gesamteffekt einer externen Filterinstallation auf die PV-Wechselrichter-Lebensdauer direkt in einer Feldmessung quantifiziert, wurde bisher nicht veröffentlicht. Der Zusammenhang ist physikalisch zwingend, aber noch nicht in einer einzigen geschlossenen Studie experimentell durchgemessen.

Regulatorischer Kontext: Deutsche Normen

Die deutschen VDE-Anwendungsregeln kodifizieren Blindleistungsanforderungen für PV-Anlagen und schaffen den technischen Rahmen, in dem BLK-Systeme operieren:

- > **VDE-AR-N 4105:2018 (Niederspannung, ≤ 135 kW)** verlangt für Anlagen $> 3,68$ kVA eine Blindleistungsfähigkeit von $\cos \varphi = 0,95$ und für Anlagen $> 13,8$ kVA von $\cos \varphi = 0,90$. Die Regelung erfolgt über $\cos \varphi(P)$ -Kennlinien oder $Q(U)$ -Regelung. Die für 2026 geplante Novelle ergänzt erweiterte $Q(U)$ -Regelung.
- > **VDE-AR-N 4110:2018 (Mittelspannung)** fordert, dass in jedem Betriebspunkt $> 20 \% P_N$ mindestens 33% der installierten Erzeugungskapazität als Blindleistung am Netzverknüpfungspunkt verfügbar sein muss.
- > **DIN EN 50160:2022** definiert die zulässigen Spannungsparameter ($THD \leq 8 \%$, Spannungstoleranzen $\pm 10 \%$, Flickergrenzwerte).

Praxisbedeutung: Diese Normen verpflichten PV-Wechselrichter zur Blindleistungsbereitstellung. Jedes kVAr, das der Wechselrichter dafür aufwenden muss, fehlt bei der Wirkleistung. Ein externes BLK-System erfüllt die Kompensationsaufgabe effizienter und entlastet den Wechselrichter für seine Kernaufgabe: Stromerzeugung.

Fazit

Die internationale Fachliteratur ist eindeutig: PV-Anlagen und aktive dynamische Kompensationsysteme wie die intelligente, aktive und dynamische Stromoptimierungsanlage ESO konkurrieren nicht – sie ergänzen sich. Die PV senkt die Stromkosten durch Eigenerzeugung. Die BLK optimiert die Nutzung dieses Stroms und des verbleibenden Netzbezugs. Beide zusammen erzielen einen höheren Gesamtnutzen als jede Lösung für sich allein.

Vier der sechs Kernthesen sind durch Feldmessungen und Experiment stark belegt, zwei weitere durch Simulationen und physikalische Kausalketten gut gestützt.

Literaturverzeichnis

- [1] Alavi, O. et al. (2024): Assessing the impact of PV panel climate-based degradation rates on inverter reliability. *Heliyon*, 10(4), e25839. DOI: 10.1016/j.heliyon.2024.e25839
- [2] Barrero-González, F. et al. (2020): Quasi-Z Source T-Type Power Converter for PV Based Commercial and Industrial Nanogrids with Active Functions Strategy. *Electronics (MDPI)*, 9(8), 1233. DOI: 10.3390/electronics9081233
- [3] Bhujade, R. et al. (2023): Economic analysis of annual load loss due to voltage sags in industrial distribution networks with distributed PVs. *Solar Energy*, 253, pp. 219–231. DOI: 10.1016/j.solener.2023.02.012
- [4] Boopathi, R. & 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. *Scientific Reports*, 15, 9093. DOI: 10.1038/s41598-025-92693-3
- [5] Callegari, J.M.S. et al. (2023): On the sizing of PV inverters with reactive power capability to regulate power factor: A reliability approach. *Microelectronics Reliability*, 150, 115086. DOI: 10.1016/j.microrel.2023.115086
- [6] Coman, C.M., Florescu, A. & Oancea, C.D. (2020): Improving the Efficiency and Sustainability of Power Systems Using Distributed Power Factor Correction Methods. *Sustainability (MDPI)*, 12(8), 3134. DOI: 10.3390/su12083134
- [7] Conrado, L.E.S. et al. (2023): Towards technical and economic feasibility of power quality compensators. *Electric Power Systems Research*, 215, 109069. DOI: 10.1016/j.epsr.2022.109069
- [8] Du, Y. et al. (2013): Modeling and analysis of current harmonic distortion from grid connected PV inverters under different operating conditions. *Solar Energy*, 94, pp. 182–194. DOI: 10.1016/j.solener.2013.05.010
- [9] Duarte, J.L. et al. (2022): Reliability-based trade-off analysis of reactive power capability in PV inverters under different sizing ratio. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 137, 108322. DOI: 10.1016/j.ijepes.2021.108322
- [10] Gandhi, O. et al. (2018): Reactive power cost from PV inverters considering inverter lifetime assessment. *Applied Energy*, 211, pp. 1–14. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.154 [Hinweis: Konferenzstudie zum technischen Kostenbewertung]
- [11] Gonzalez-Abreu, A.D. et al. (2020): Trends in Power Quality, Harmonic Mitigation and Standards for Light and Heavy Industries: A Review. *Energies (MDPI)*, 13(21), 5792. DOI: 10.3390/en13215792
- [12] GopiReddy, L. et al. (2011): Reliability of IGBT in a STATCOM for Harmonic Compensation. ORNL/IEEE ECCE Conference. OSTI: 1093754
- [13] Govil, K., Tripathi, R.N. & Sahay, K.B. (2025): Real-time assessment of PV-DSTATCOM for grid power quality enhancement using an indirect current control strategy. *Scientific Reports*, 15, 1078. DOI: 10.1038/s41598-025-01078-z
- [14] Hamdan, I., Ibrahim, A. & Nourelddeen, O. (2020): Modified STATCOM control strategy for fault ride-through capability enhancement of grid-connected PV/wind hybrid power system during voltage sag. *SN Applied Sciences*, 2, 364. DOI: 10.1007/s42452-020-2169-6

- [15] Kumar, N. & Singh, B. (2021): Reactive power compensation using derated power generation mode of modified P&O algorithm in grid-interfaced PV system. *Renewable Energy*, 178, pp. 108–117. DOI: 10.1016/j.renene.2021.06.035
- [16] Kumar, A. & Bansal, R.C. (2018): Shunt active power filter: Current status of control techniques and its integration to renewable energy sources. *Sustainable Cities and Society*, DOI: 10.1016/j.scs.2018.07.014 [Review]
- [17] Martinek, R. et al. (2013): Experimental investigation of active power filter with RLS adaptive algorithm. *Energy and Power Engineering*, 5, pp. 1126–1133
- [18] MDPI Electricity (2024): Comparison of Reactive Power Compensation Methods in an Industrial Electrical System with Power Quality Problems. *Electricity*, 5(3), 32. DOI: 10.3390/electricity5030032
- [19] NREL (2020): Photovoltaic Inverter Reliability Assessment. Technical Report NREL/TP-5D00-74462
- [20] Pinto, A. & Zilles, R. (2014): Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil. *Renewable Energy*, 62, pp. 47–52. DOI: 10.1016/j.renene.2013.06.040
- [21] Scientific Reports (2025): Grid resilience enhancement of photovoltaic systems via Lyapunov-validated active–reactive power coordination and inverter oversizing. *Scientific Reports*, 15, 32279. DOI: 10.1038/s41598-025-32279-1
- [22] SEGN-Studie (2022): Forecasting power-factor reductions in rooftop PV-integrated industrial power systems. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 32, 100974. DOI: 10.1016/j.segan.2022.100974
- [23] Shaheen, A.M. et al. (2023): Optimal Allocation of PV-STATCOM Devices in Distribution Systems for Energy Losses Minimization and Voltage Profile Improvement. *Energies (MDPI)*, 16(6), 2790. DOI: 10.3390/en16062790
- [24] Tareen, W.U.K. et al. (2017): Ancillary services provided by photovoltaic inverters: Single and three phase control strategies. *Computers & Electrical Engineering*, DOI: 10.1016/j.compeleceng.2017.04.038 [Review]
- [25] Vlahinic, S. et al. (2019): Reactive Power Compensation with PV Inverters for System Loss Reduction. *Energies (MDPI)*, 12(21), 4062. DOI: 10.3390/en12214062
- [26] JESA (2022): Active Harmonic Filtering for Improving Power Quality of an Electrical Network. *Journal of European Systems and Automation*, 55(3). DOI: 10.18280/jesa.550312

Normen und Richtlinien

- > VDE-AR-N 4105:2018-11: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. VDE/FNN.
- > VDE-AR-N 4110:2018-11: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz. VDE/FNN.
- > VDE-AR-N 4120:2018-11: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz. VDE/FNN.
- > DIN EN 50160:2022: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.
- > IEEE 1547-2018: Standard for Interconnection and Interoperability of DER with Associated EPS Interfaces.
- > IEEE 519-2022: Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.