



WO WISSEN WIRKT.

Wirtschaftlichkeitsanalyse von PV-Aufständerungsvarianten an alpinen Standorten

Alpine Photovoltaik Anlagen

Die neuen Referenzmarktpreise für Solarstrom gemäss Art. 15 EnEV verändern die wirtschaftliche Bedeutung winterlicher PV-Erträge grundlegend. Für Anlagen über 150 kWp sinkt die Sommervergütung deutlich, während Wintererträge vergleichsweise hoch vergütet werden. Schneebedingte Ertragsverluste gewinnen damit an wirtschaftlicher Relevanz.

(3-Tage-Mittel) sowie die jeweiligen Min/Max-Werte, basierend auf Daten von MeteoSchweiz. Fünf Aufständerungsvarianten wurden in PVsyst simuliert und hinsichtlich Ertrag und Schneeverlusten verglichen. Die Berechnung der Schneeverluste erfolgte mit dem am SPF Institut für Solartechnik weiterentwickelten Schneerechner, der auf dem Modell nach Townsend basiert und für flach geneigte Dome-Systeme bis 20° validiert wurde. Für steiler geneigte Varianten (über 60°) liegen seitens SPF noch keine experimentellen Validierungen vor; die Ergebnisse sind für diesen Bereich als Modellschätzungen zu interpretieren. Die resultierenden Ertragsdifferenzen wurden anschliessend in einer Wirtschaftlichkeitsrechnung über 25 Jahre unter Berücksichtigung der neuen Tarifstruktur bewertet.

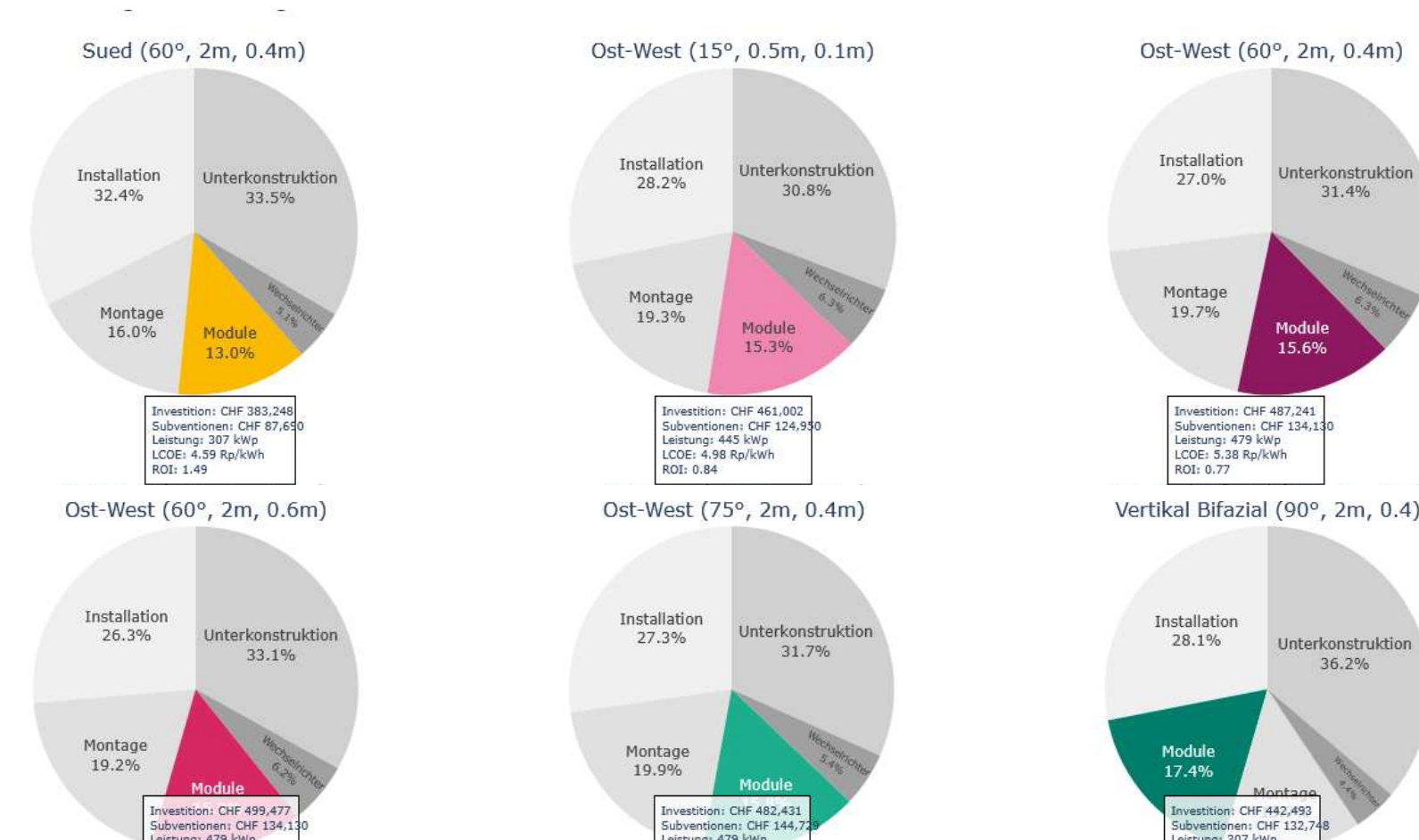


Abb. 4. Kostenverteilung der Anlagen welche in den Wirtschaftlichkeitsanalysen untersucht wurden.

wie «Top40» könnten diese Varianten ohne Abregelung oder Batteriespeicher zusätzlichen wirtschaftlichen Mehrwert erzielen. Mit einem IRR von 5.10% und einem gleich hohen Jahresertrag wie die Süd 60° Variante sollten in alpinen Regionen die höhenangepassten Ost-West Varianten immer den nur wenig geneigten (15-20°) Ost-West Varianten bevorzugt werden.

Ertragsverluste durch Schnee in Davos	Ost-West 15°	Ost-West 60°	Ost-West 60°V2	Ost-West 75°	Sued 60°	Vertikal Bifazial
Neigung / Reihenabstand / Höhe Modulunterkante	(15°, 0.5m, 0.1m)	(60°, 2m, 0.4m)	(60°, 2m, 0.6m)	(75°, 2m, 0.4m)	(60°, 2m, 0.4m)	(90°, 2m, 0.4m)
Januar	90%	26%	13%	26%	25%	25%
Februar	100%	45%	23%	45%	44%	44%
März	93%	37%	18%	37%	36%	36%
April	39%	6%	2%	6%	5%	5%
Mai	5%	0%	0%	0%	0%	0%
Juni	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Juli	0%	0%	0%	0%	0%	0%
August	0%	0%	0%	0%	0%	0%
September	2%	0%	0%	0%	0%	0%
Oktober	10%	0%	0%	0%	0%	0%
November	37%	0%	0%	0%	0%	0%
Dezember	68%	4%	1%	4%	3%	3%
Jahr	25%	7%	4%	8%	10%	11%

Abb. 2 Ertragsverluste durch Schnee an den simulierten Anlagen

Resultate

Die Süd-Anlage (60°) dominiert mit einem internen Zinsfuss (IRR) von 8.61% und Stromgestehungskosten (LCOE) von 4.59 Rp/kWh. Die flach geneigte Ost-West-Anlage (15°) bleibt trotz höchstem Jahresertrag mit einem IRR von 6.72% unterlegen, da hohe Schneeverluste und geringe Wintervergütung die Wirtschaftlichkeit schmälern. Die 75°-Variante erzielt trotz Neigungswinkelbonus mit 3.22% den schlechtesten IRR aller Varianten – die Subventionsbegrenzung auf ein Drittel der Anlagenkosten reicht nicht aus, um höhere Installationskosten und geringeren Ertrag zu kompensieren. Die Ost-West-Konfigurationen (60°) weisen durch die abgeschnittene Mittagsspitze ein netzdienliches Einspeiseprofil auf; unter leistungsabhängigen Tarifstrukturen

Fazit

An alpinen Standorten mit hohen Schneelasten empfiehlt sich unter der neuen Tarifstruktur eine steil geneigte Südausrichtung als wirtschaftlich optimale Konfiguration. Der Neigungswinkelbonus verfehlt bei der 75°-Variante sein förderpolitisches Ziel: Trotz Förderung erzielt diese Konfiguration über 25 Jahre die schlechteste Wirtschaftlichkeit aller untersuch-

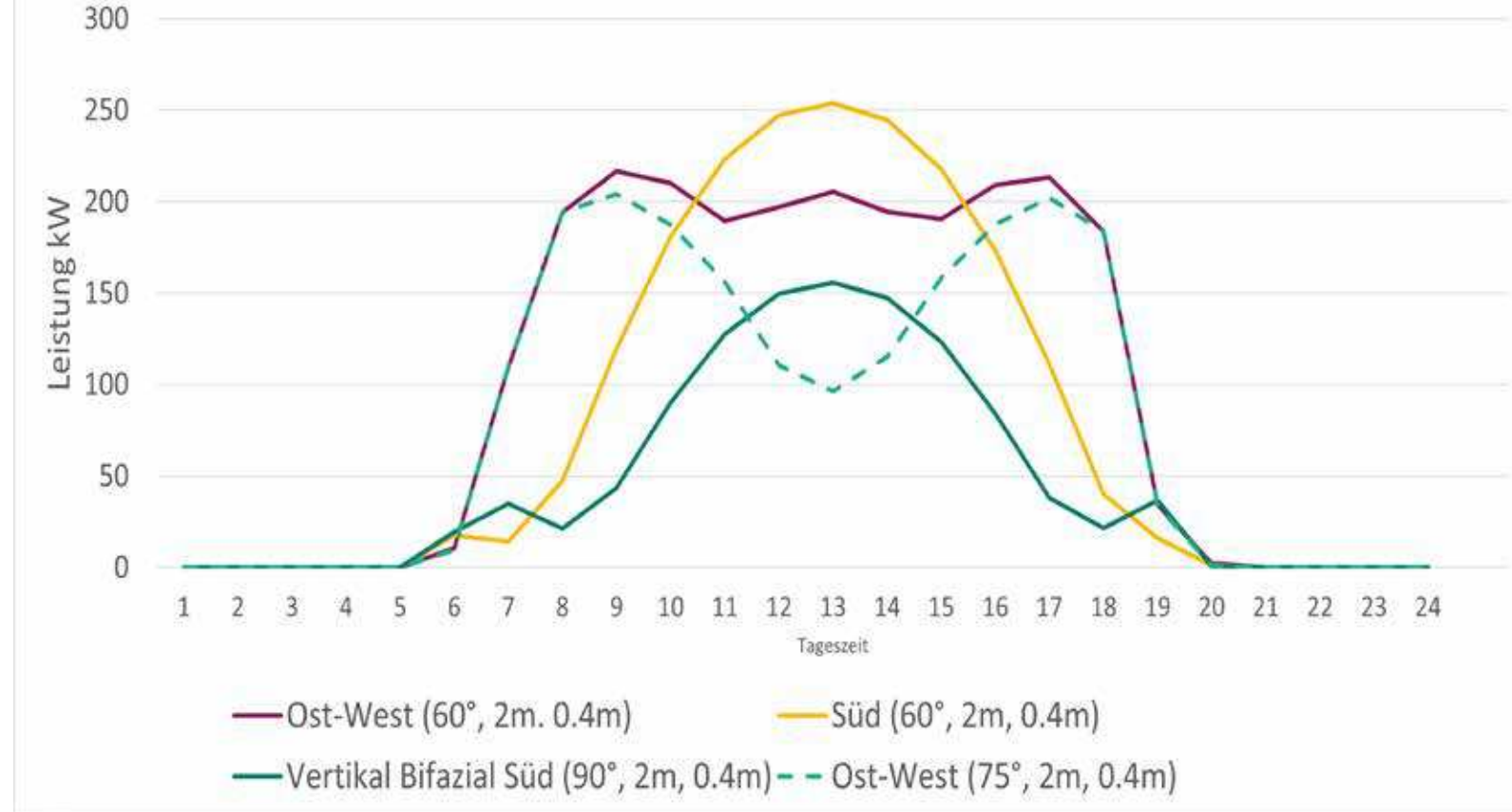


Abb. 5 Leistungsverlauf der simulierten Anlagen an einem schönen Tag Ende März

ten Varianten. Das netzdienliche Einspeiseprofil der Ost-West-Anlagen (60°) gewinnt (Siehe Abb.5) unter zukünftigen leistungsabhängigen Vergütungsmodellen an Bedeutung und könnte deren Wirtschaftlichkeit weiter verbessern. Weiterer Forschungsbedarf besteht in der experimentellen Validierung des Schneeverlustrechners für Neigungswinkel über 60°.

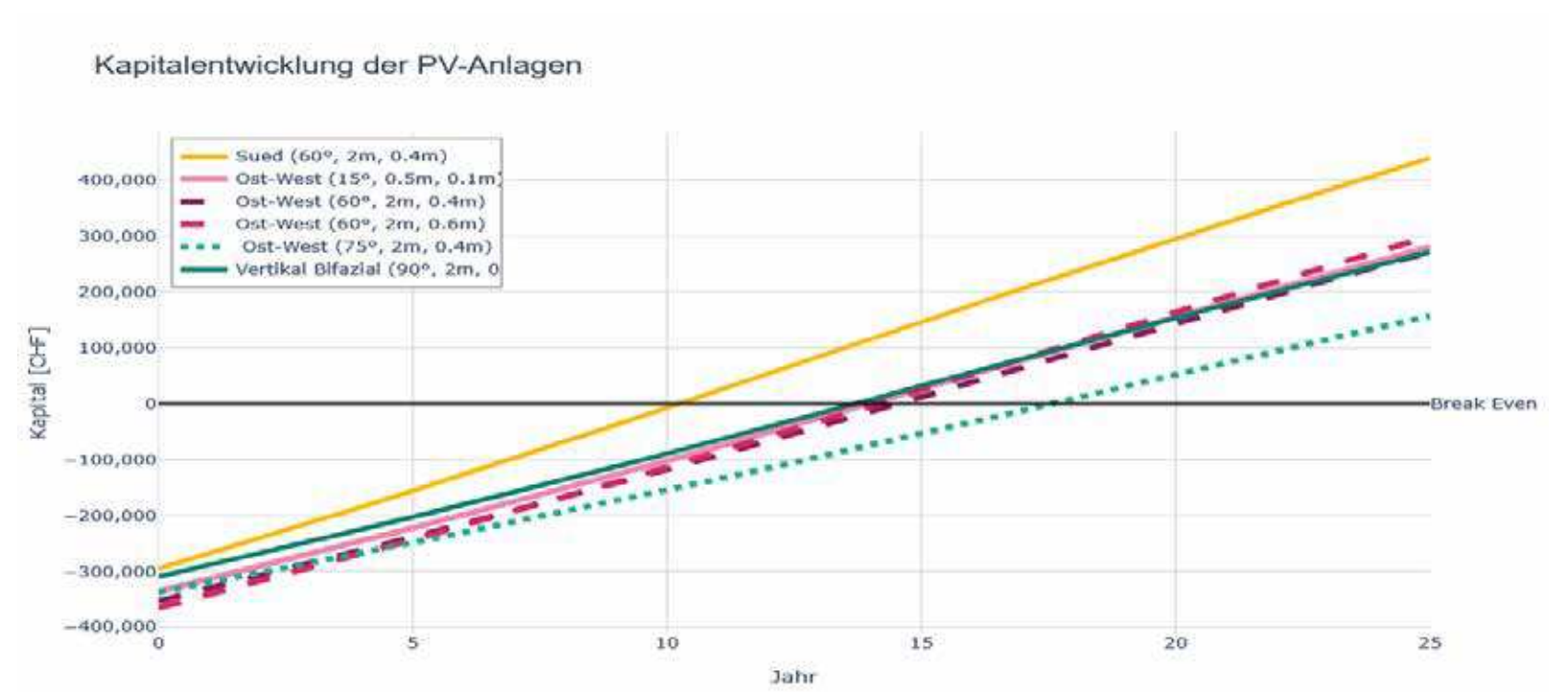


Abb. 5 Kapitalverlauf der simulierten Anlagen über 25 Jahre



Alexandre Voirol
BSc. Energie und Umwelttechnik
alexandre.voirol@ost.ch
T +41 58 257 41 45



PV in alpinen Gebieten

Die Einführung der neuen Referenzmarktpreise für Solarstrom gemäss Art. 15 EnEV verändert die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen über 150 kWp grundlegend. In den Sommermonaten, wenn die Solarerträge am höchsten sind, sinkt die Vergütung deutlich, während die Wintertarife vergleichsweise hoch bleiben. Damit gewinnen winterliche Erträge an finanzieller Bedeutung – und entsprechend rücken schneebedingte Ertragsverluste stärker in den Fokus. An alpinen Standorten mit hohen Schneelasten stellt sich daher die Frage, welche Aufständerungsvariante unter der neuen Tarifstruktur wirtschaftlich optimal ist. In dieser Arbeit werden anhand des Referenzmarktpreises 2025 für Photovoltaik der Einfluss von Schneeverlusten auf den Jahresertrag sowie die daraus resultierende Wirtschaftlichkeit verschiedener Aufständerungsvarianten an einem alpinen Standort untersucht.

Methodik

Als Referenzstandort dient Davos GR (1560 m ü.M.), ein repräsentativer alpiner Standort mit hohen Schneelasten und ausgeprägter Wintererstrahlung. Abb. 1 zeigt die mittlere Schneehöhe in Davos Dorf für den Zeitraum 2010–2025

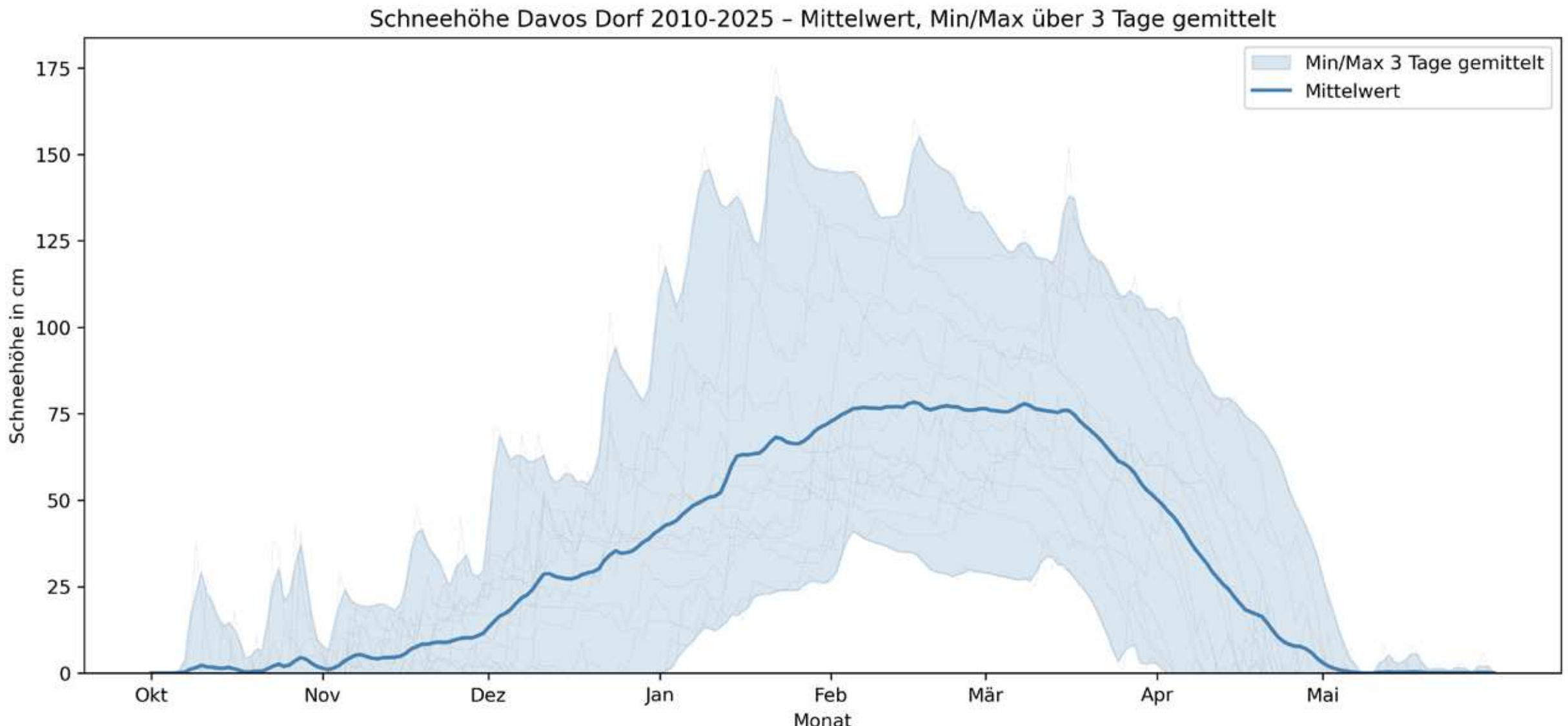


Abb. 1: Schneehöhe in Davos Dorf 2010 bis 2025 gemittelt und Min/Max-Werte 3 Tage gemittelt. Quelle: SPF mit Daten von MeteoSchweiz