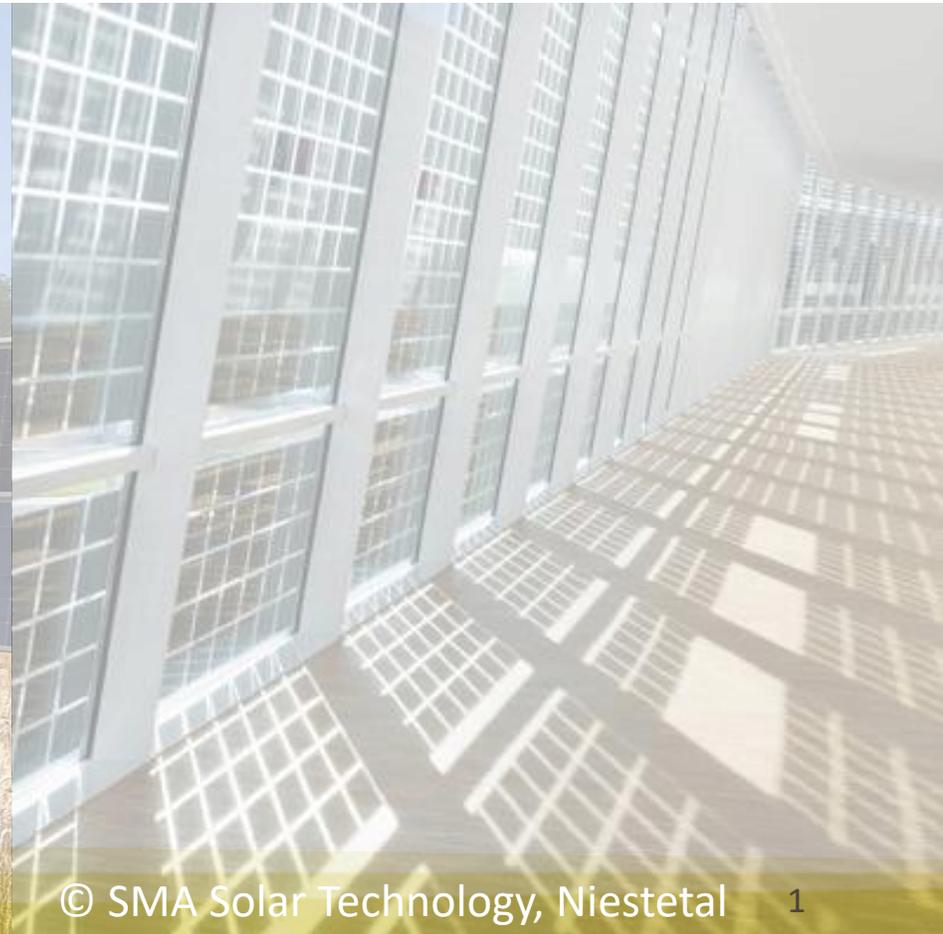


Anreize im Strommarktdesign zu netzdienlicher Produktion am Beispiel PV



11.11.2022



11.11.2022



Aktuelle Situation

- Im EEG begrenzter Anreiz, netzdienlich einzuspeisen: fixer Einspeisetarif tageszeit-unabhängig
- nur klassisch südausgerichtete PV: nicht netzdienlich
- Folge: z.T. negative Strompreise und Abschaltungen von PV-Anlagen mittags
- Zubau dennoch weiter in selber Anlagen-Architektur
- Andere Einspeiseprofile sind bei PV möglich durch andere Panelausrichtungen
 - Diese müssen nicht mit geringeren spezifischen Erträgen einhergehen



Aktuelles Paradigma

- „Kannibalisierung“ am Strommarkt bekannt

Bei Lösungssuche:

- Prämisse häufig: *“Produktion fluktuierender Energiequellen kann ja nicht beeinflusst werden?”*
- Richtiger: *„Produktionsprofil kann nur während der Planung + Installation beeinflusst werden“*

→ Anreize für systemdienliche Anlagenplanung müssen in allen Planungsstadien vorhanden sein, auch schon in Projektentwicklung (wo oft noch nicht die tageszeit-abhängigen Strombörsenpreise beachtet werden)



Beispiel: Vertikale bifaciale PV in Ost-West-Ausrichtung



Höhere Flächenkosten: etwa 45 % der Flächenbelegung einer konv. PV-Anlage (Netto bleibt 90 % für Landwirtschaft)

Vorteil: netzdienlich → Anreize sinnvoll, auch im EEG



Beispiel: Vereinfachtes Ausbauszenario* des Stromsektors - PV

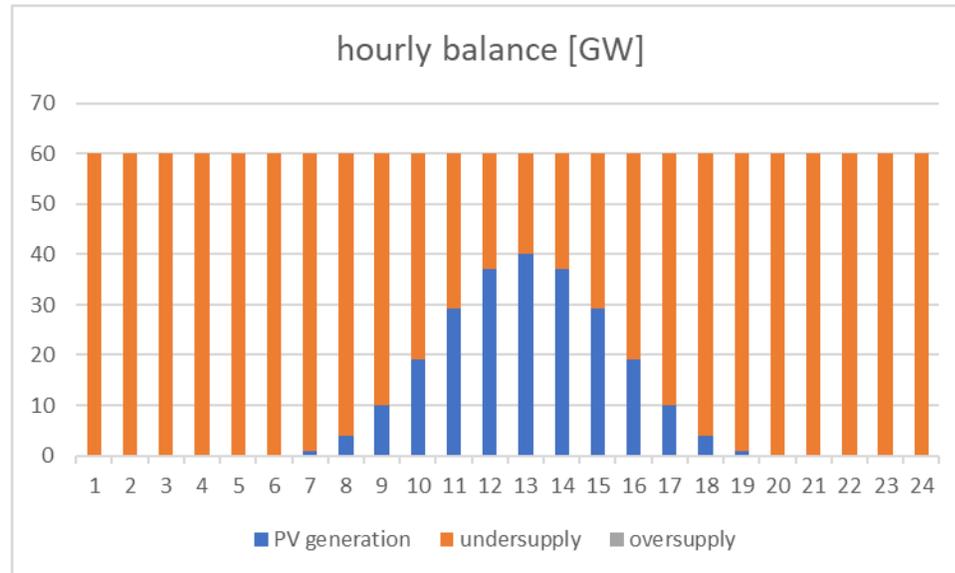
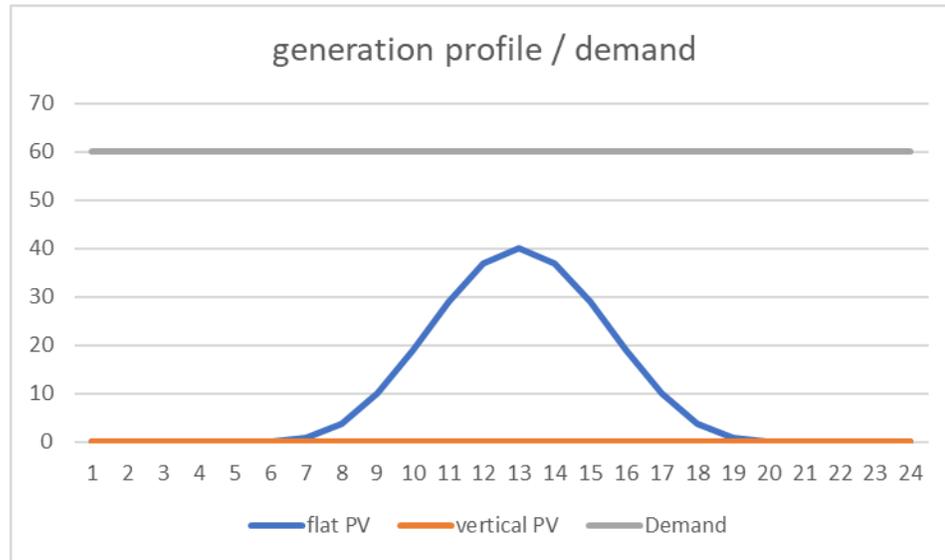
- Grobe Werte für die Größenordnung des Zubaus in Deutschland
- Verbrauchskurve als Grundscenario konstant angenommen
- PV-Produktion spiegelt nur das **Sommerhalbjahr** wider
- Szenario für „Heute“, „nahe Zukunft“ und „weitere Zukunft“

*Wissenschaftlichere Version:

Reker et. al 2022 ,Integration of vertical solar power plants into a future German energy system'



PV-Stromerzeugung Deutschland heute

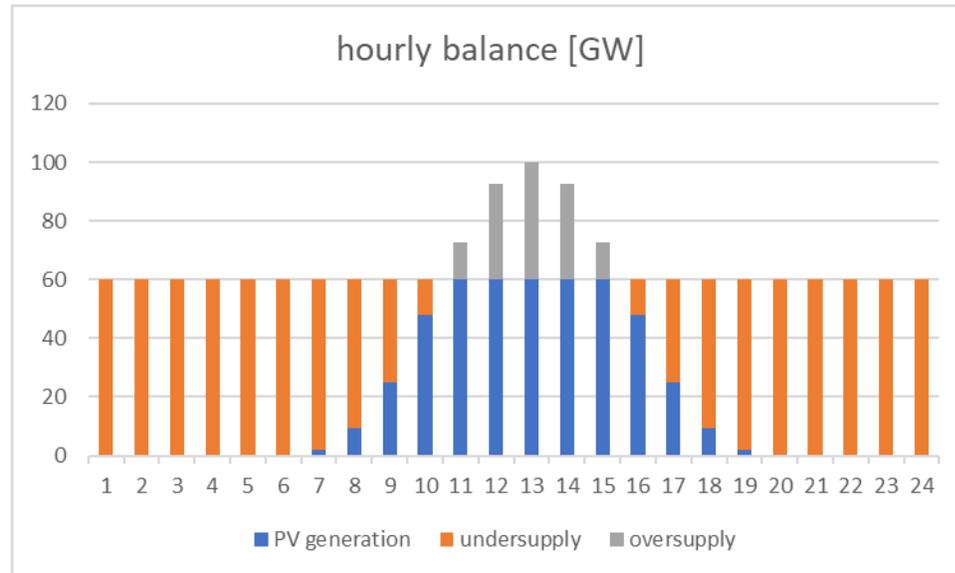
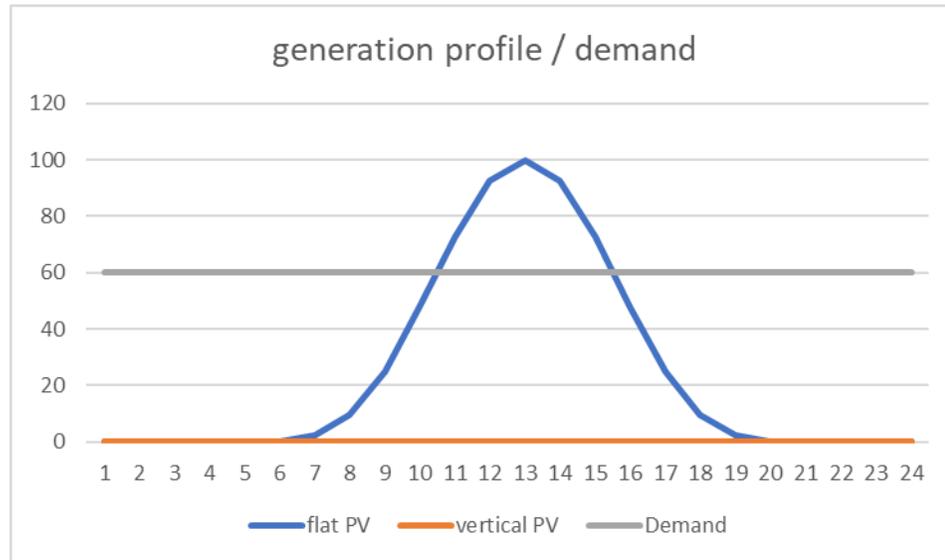


(60 GW flat PV, 60 GW demand)

Direct use covers 17% of demand, oversupply: 0% of PV generation, Storage full operation hours: ~0



PV-Stromerzeugung DE in naher Zukunft

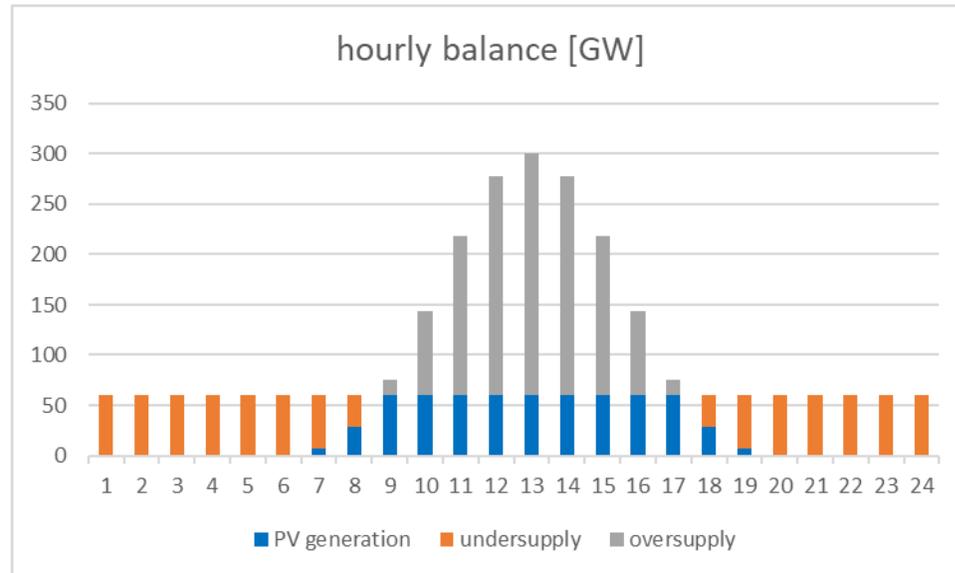
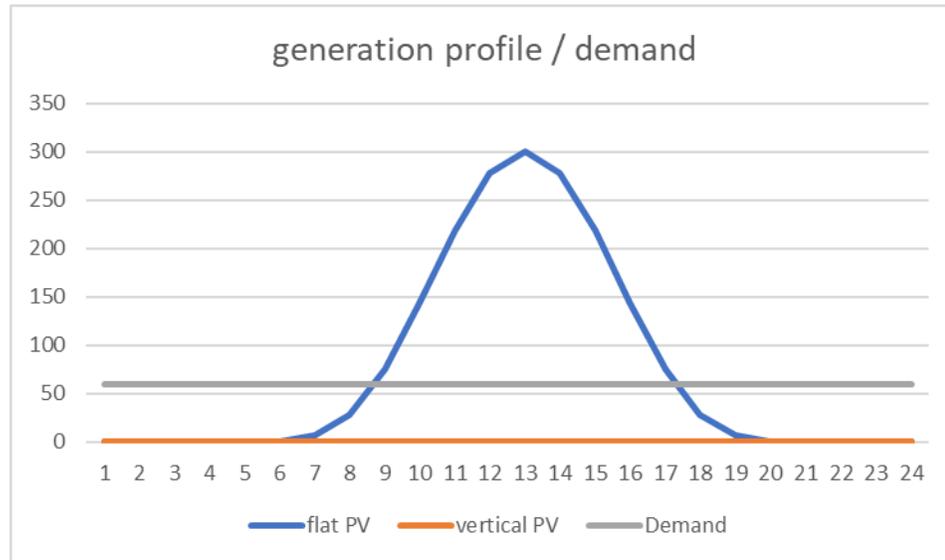


(150 GW flat PV, 60 GW demand)

Direct use covers 33% of demand, oversupply: 9% of demand, Storage full operation hours: ~3



PV-Stromerzeugung DE in weiterer Zukunft



(450 GW flat PV, 60 GW demand)

Direct use covers 42% of demand, oversupply: 83% of demand, Storage full operation hours: ~5

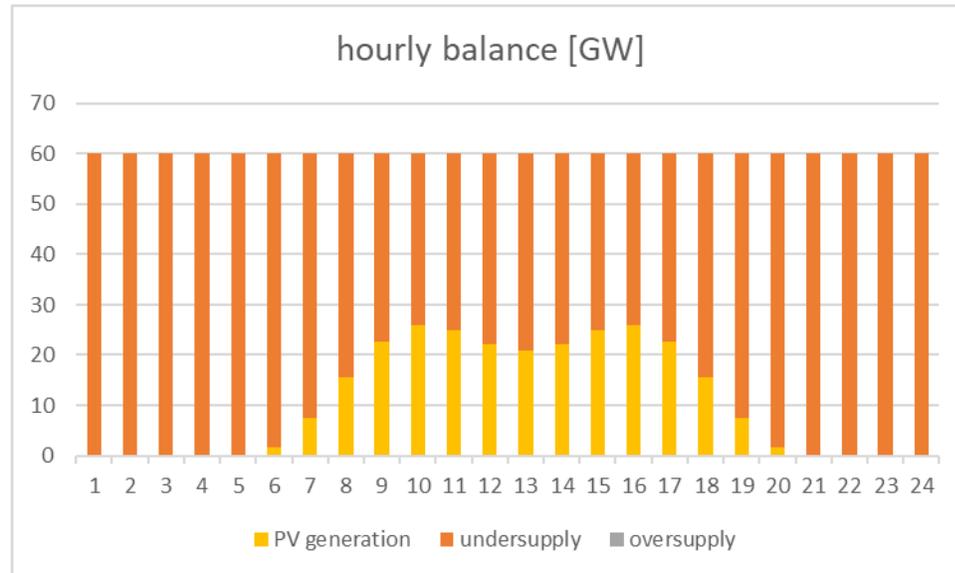
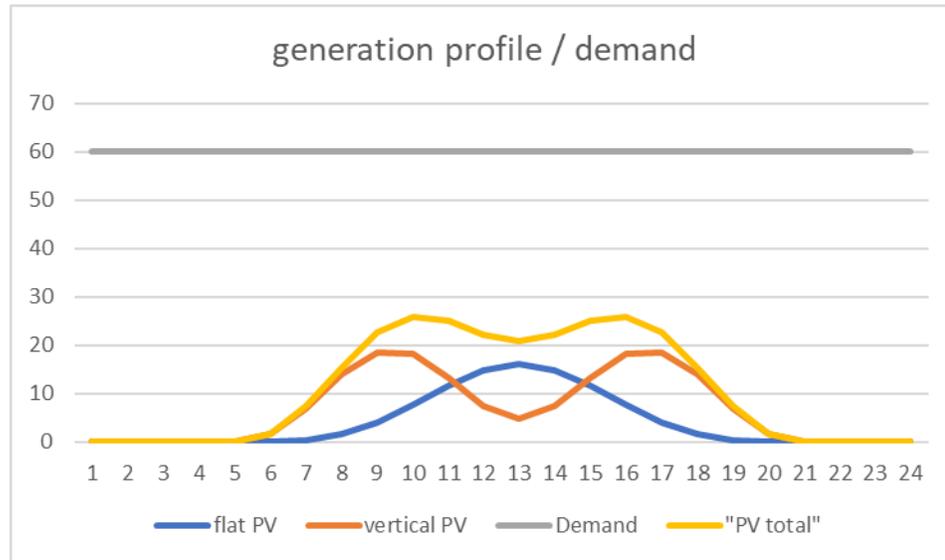


Jetzt ergänzend mit Vertikal-Bifacialer PV

- Statt 100 % konv. PV:
 - 40% konv. PV (\approx Dachkapazitäten)
 - 60% vertikale PV



PV-Stromerzeugung Deutschland heute

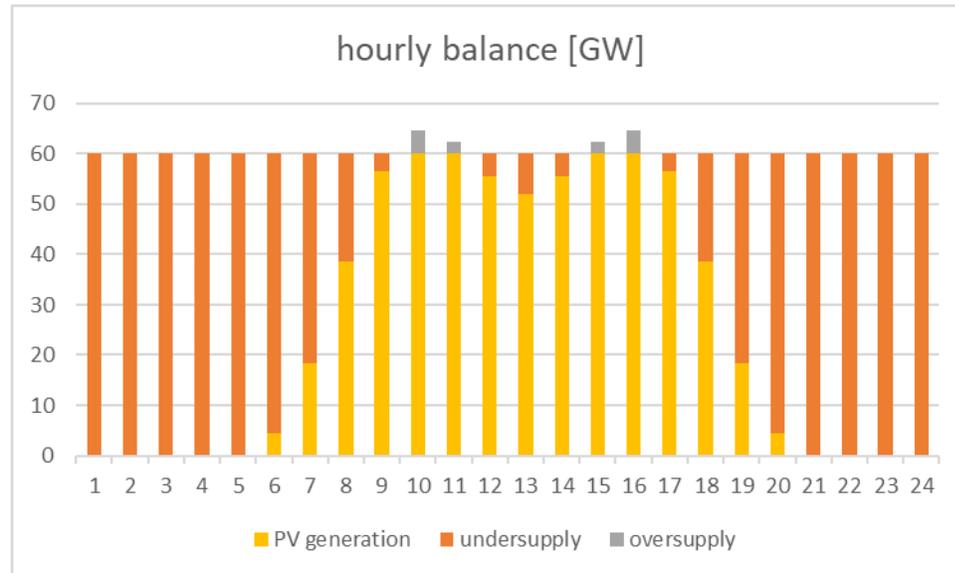
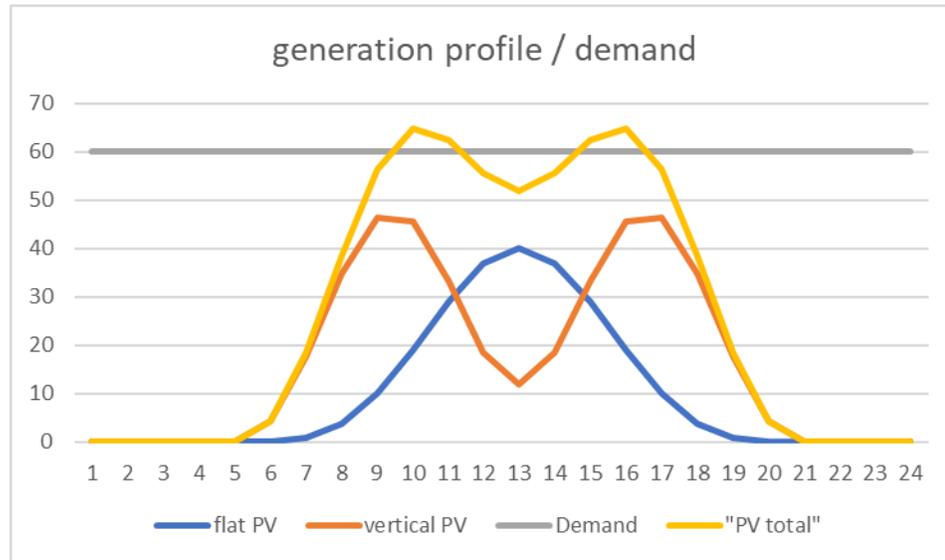


(60 GW mixed PV, 60 GW demand)

Direct use covers 18% of demand, oversupply: 0% of demand, Storage full operation hours: ~0



PV-Stromerzeugung DE in naher Zukunft



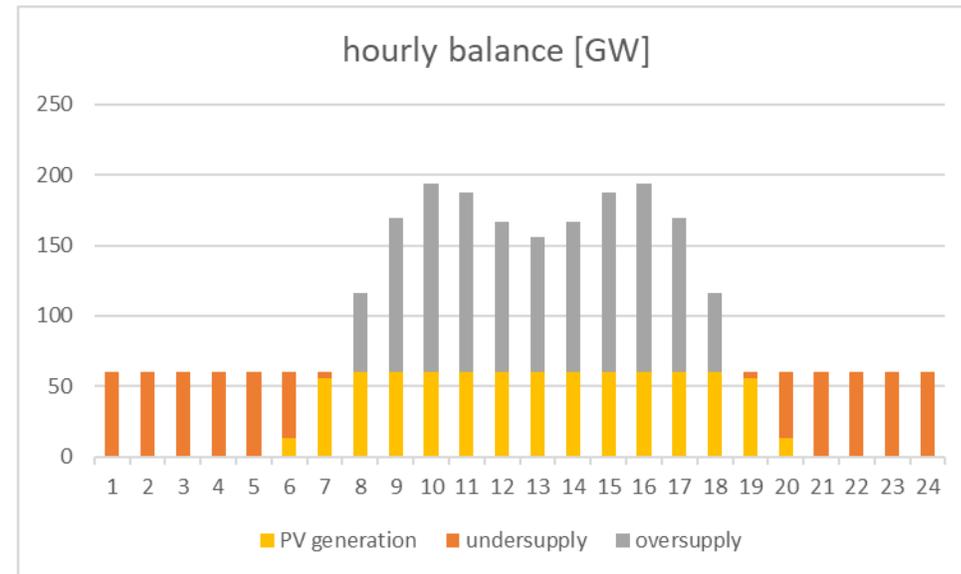
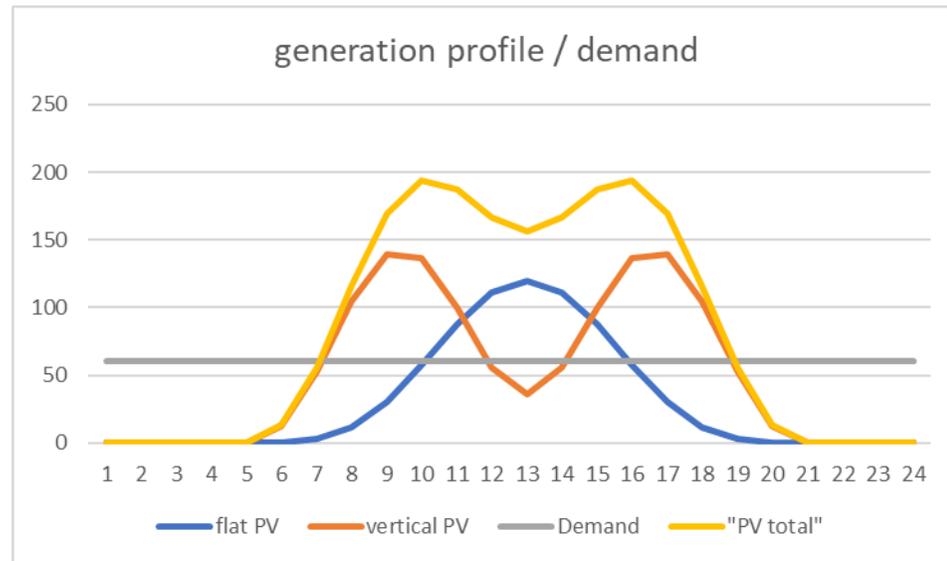
(150 GW mixed PV, 60 GW demand)

Direct use covers 44% of demand, oversupply: 1% of demand, Storage full operation hours: ~3

Vergleiche: 33%



PV-Stromerzeugung DE in weiterer Zukunft



(450 GW mixed PV, 60 GW demand)

Direct use covers 55% of demand, oversupply: 81% of demand, Storage full operation hours: ~9

Vergleiche: 42%

Vergleiche: 5 Stunden



Zukunftsfähiges Strommarktdesign

- Der Strommarkt braucht: Lenkung/Anreize im Strommarkt-Design bzw. EEG, netzdienliche Anlagen zuzubauen, die im Falle der PV außerhalb der Mittagszeiten produzieren:
 - Für gefragte Produktionszeiten, z.B. die Morgen- und Abendstunden müssen schon im EEG-Einspeise/Ausschreibungs-tarif Anreize geschaffen werden!
 - Oder für hohe PV-Produktion im Winter durch (fast) vertikale Südausrichtungen, z.B. Hausfassaden mit 80 – 90 % Neigung
- Dadurch erreichbares Ziel: Mehr EE-Zubau mit weniger Speicherbedarf!



Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!



Benedikt Nickel
b.nickel@next2sun.de

Next2Sun Technology GmbH
Franz-Meguin-Str. 10a
66763 Dillingen
www.next2sun.de

