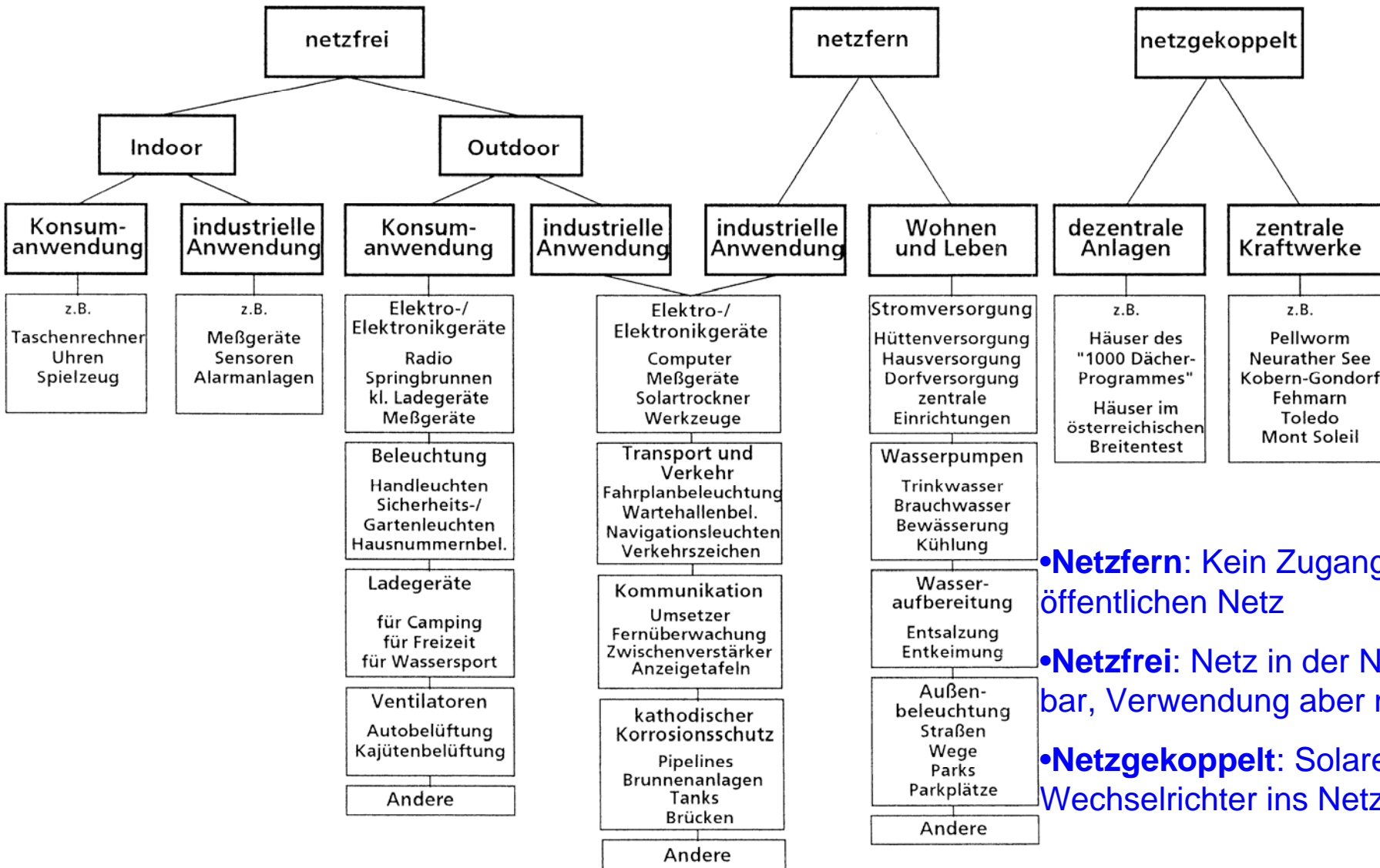


Übersicht über die Vorlesung Solarenergie

Vorläufige Terminplanung Vorlesung „Solarenergie“ WS 2005/2006
Stand: 10.11.2005

Termin	Thema	Dozent
Di. 25.10.	Wirtschaftliche Aspekte/Energiequelle Sonne	Lemmer/Heering
Fr. 04.11.	-	verschoben wg. Krankheit
Di. 01.11.	Allerheiligen	-
Di. 08.11.	Symposium Automobile Displaytechnik	-
Fr. 11.11.	Halbleiterphysikalische Grundlagen	Lemmer
Di. 15.11.	Kristalline pn-Solarzellen	Heering
Fr. 18.11.	Elektrische Eigenschaften	Heering
Di. 22.11.	Optimierung kristalliner Solarzellen	Lemmer
Fr. 25.11.	Technologie kristalliner Solarzellen	Lemmer
Di. 29.11.	Anorganische Dünnschichtsolarzellen	Lemmer
Di. 6.12.	Organische Dünnschichtsolarzellen	Lemmer
Fr. 9.12.	Third generation Photovoltaics	Lemmer
Di. 13.12.	Photovoltaische Systeme I	Heering
Fr. 16.12.	Photovoltaische Systeme II	Heering
Di. 20.12.	Solarkollektoren	Heering
	Weihnachtsferien	
Di. 10.01.	Passive Sonnenenergienutzung	Heering
Di. 17.01.	Solarthermische Kraftwerke I	Lemmer
Fr. 20.01.	Energiespeiche/Solarchemie	Heering
Di. 24.01.	Kostenrechnungen zu Solaranlagen	Heering
Di. 31.01.	Energieszenarien	Lemmer
Anfang Februar	Exkursion	Heering/Lemmer

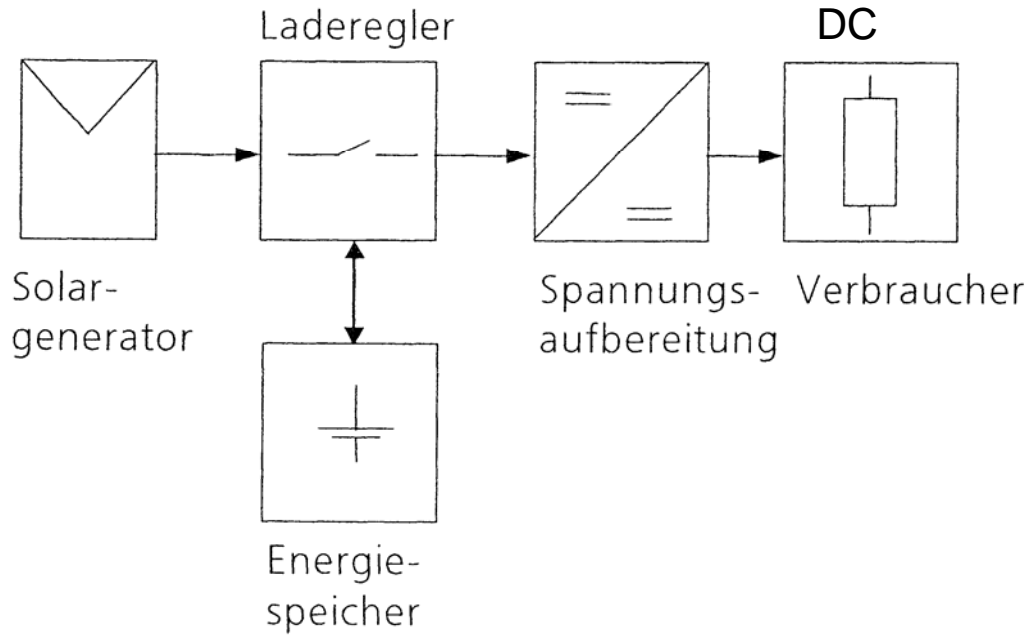
Anwendungen photovoltaischer Energieversorgungen



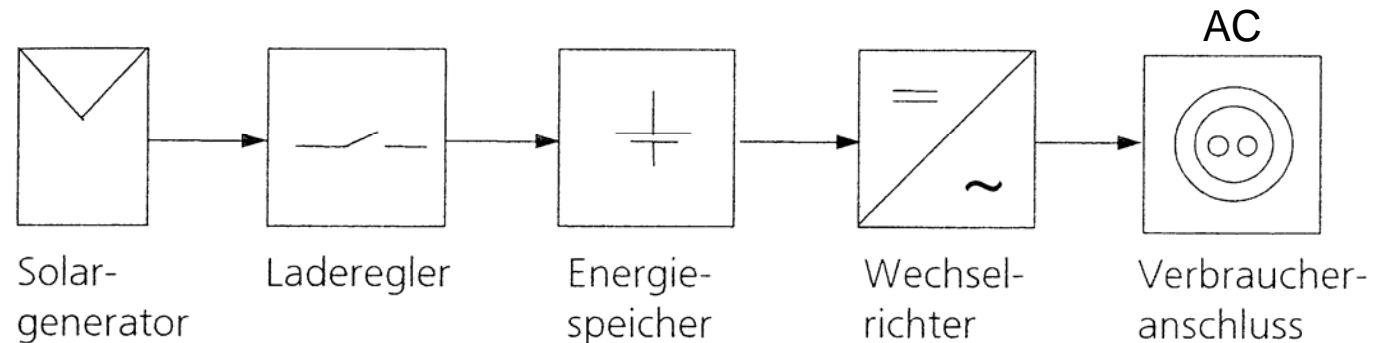
- **Netzfern:** Kein Zugang zum öffentlichen Netz
- **Netzfrei:** Netz in der Nähe verfügbar, Verwendung aber nicht sinnvoll
- **Netzgekoppelt:** Solarenergie über Wechselrichter ins Netz eingespeist

Prinzipieller Aufbau von Photovoltaik-Systemen zur Versorgung netzfreier und netzferner Verbraucher

Gleichspannungsversorgung



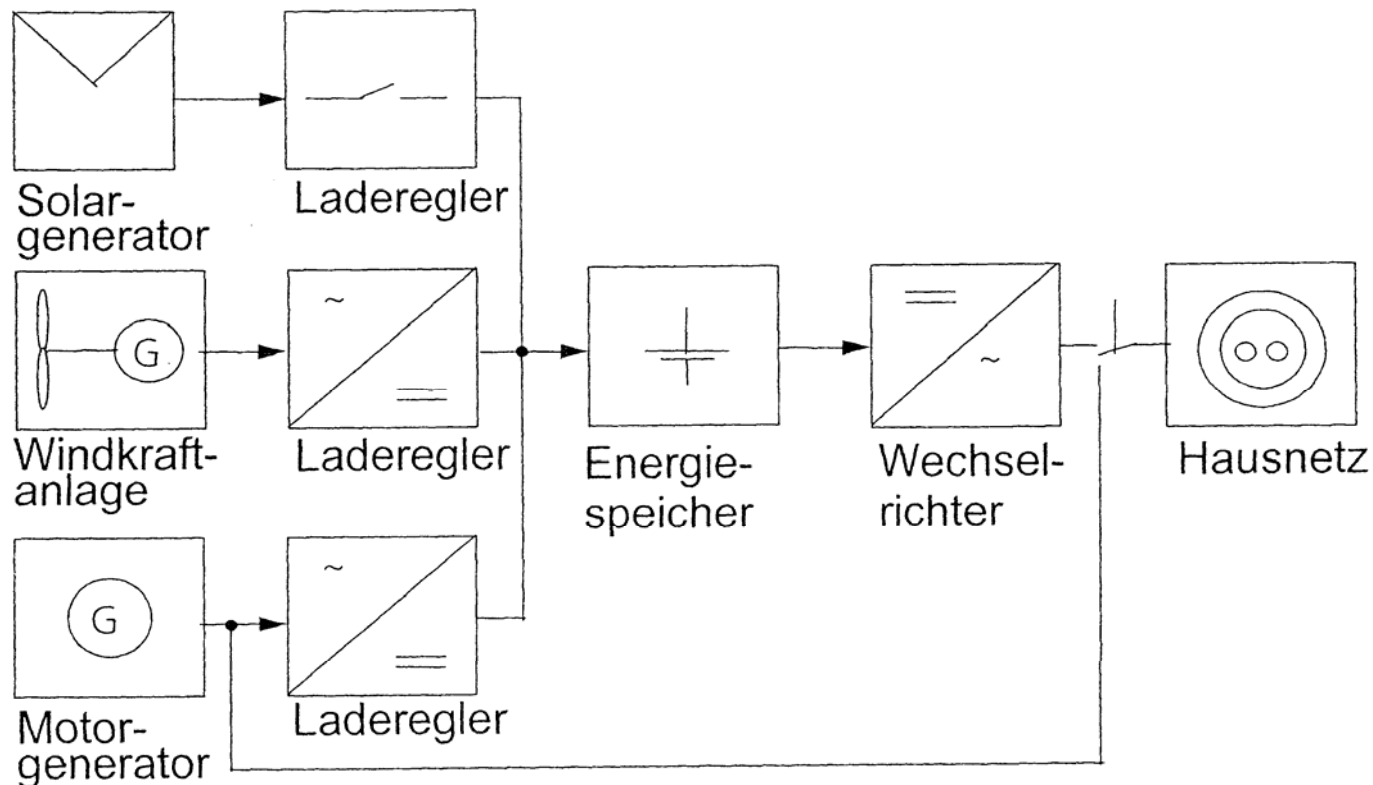
Wechselspannungsversorgung



Photovoltaik-Systeme zur netzfreien Versorgung eines Gerätes oder Kleinverbrauchers

- **Solargenerator**, Zusammenfassung von Solarzellen zu Solarmodulen mit gerätespezifischer Ausgangsspannung oder Standardmodulen mit Nennspannungen von 15-17 V zur Ladung von Batterien
- **Laderegler** zwischen Solarmodul und Akkumulator zur Begrenzung gegen Überladung durch Überspannungsüberwachung und gegen Tiefentladung mittels Entladeschutzdiode gegen nächtliche Entladung des Akku über den Solarmodul sowie Unterspannungsüberwachung inkl. Lastabwurfschaltung
- **Energiespeicher** speichert die Solarenergie: NiCd-, Ni-MH-, Pb-, Li-Ionen-Akkus und Doppelschichtkondensatoren
- **Spannungsaufbereitung**: Wandlung der Akkuspannung in eine passende DC-Spannung bzw. AC-Spannung mittels DC-DC-Umrichter bzw. DC-AC-Wechselrichter – Systemspannung bei konventionellen Haushalts- oder Industriegeräten 230 V~

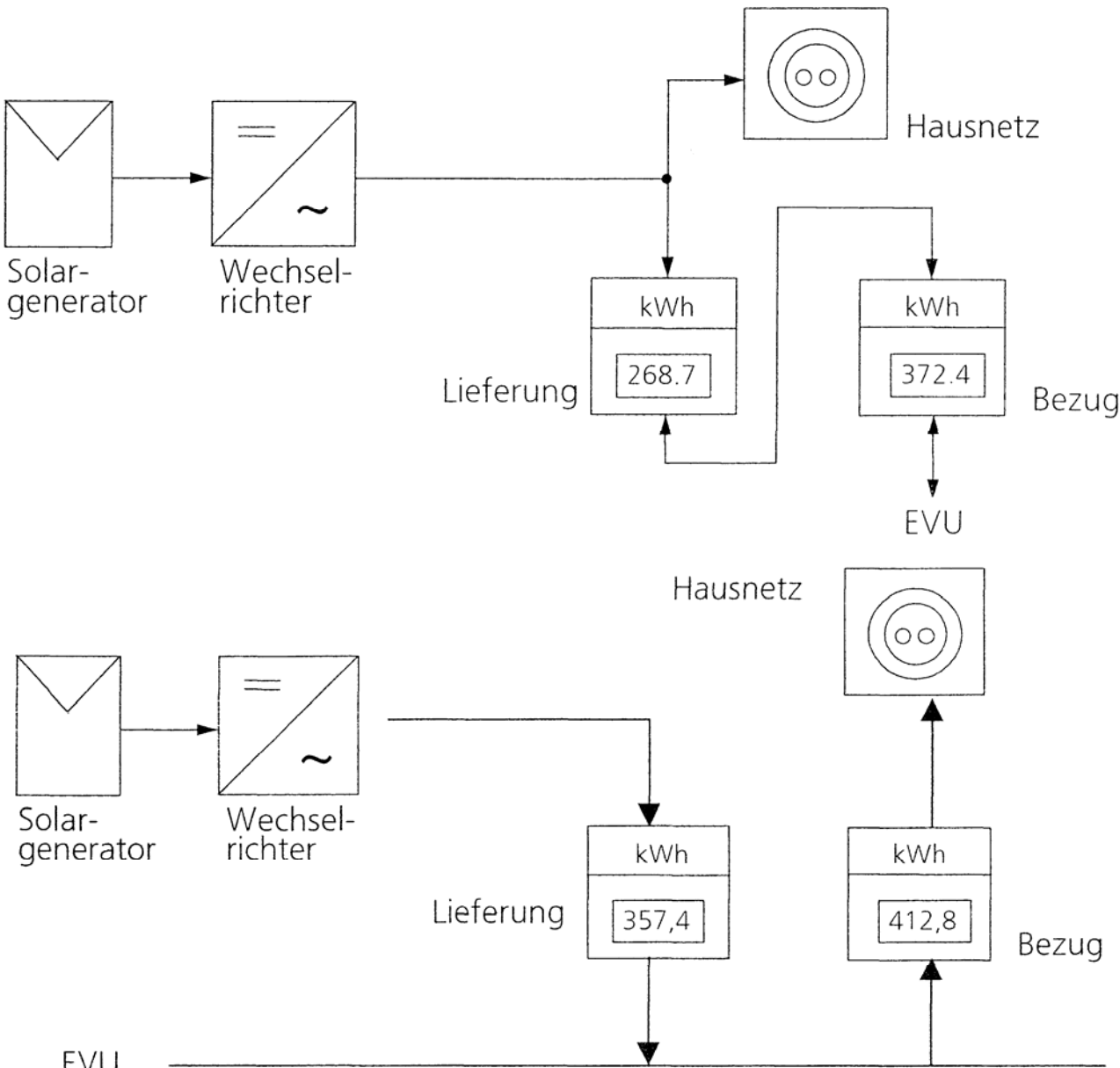
Photovoltaische Versorgung netzferner Verbraucher mittlerer und größerer Leistung



Hybridsystem aus Solargenerator und Motorgenerator und Windkraftanlage

- Bei Verbrauchern größerer Leistung müsste wegen der starken Variation der Solarstrahlung der Solargenerator relativ groß ausgelegt werden.
- Hybridsystem wie z.B. die Kombination aus Solargenerator und Dieselmotor gewährleistet **Versorgungssicherheit** ähnlich der des öffentlichen Netzes.

Netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen



Solarenergieeinspeisung ins Hausnetz und ins öffentliche Netz bei Vergütung des Solarstroms einer kleinen dezentralen Anlage unterhalb des EVU-Preises

Solarenergieeinspeisung ins öffentliche Netz, Strombezug vom EVU bei Vergütung des Solarstroms oberhalb des EVU-Preises – Solarstrom immer ins öffentliche Netz!

Beispiele großer zentraler Photovoltaik-Kraftwerke

DIE ZEHN GRÖSSTEN SOLARPARKS

6,3 MW _p	Mühlhausen, Deutschland (Freiflächenanlage)
5,0 MW _p	Bürstadt, Deutschland (Dachanlage)
5,0 MW _p	Espenhain/Leipzig, Deutschland (Freifläche)
4,6 MW _p	Tucson (AZ), USA (Freifläche)
4,0 MW _p	Geiseltalsee/Merseburg, Deutschland (Freifläche)
4,0 MW _p	Göttelborn, Deutschland (Freifläche)
4,0 MW _p	Hemau, Deutschland (Freifläche)
3,9 MW _p	Rancho Seco (CA), USA (Freifläche)
3,3 MW _p	Dingolfing, Deutschland (Dachanlage)
3,3 MW _p	Serre, Italien (Freifläche)



Sieben der zehn größten Solarparks stehen in Deutschland – Stand

1.10.05. Quelle: www.pvresources.com

Die Kraftwerke sind in der Regel netzgekoppelt!

Technische Daten verschiedener Solarzellen - 1

Material	Laboratorium		Status	Produktion	
	cm ²	η (%)		cm ²	η (%)
Silizium					
monokristallin	4	24,7	++	100	17,5
Konzentratorzelle (C=100)	1,6	26,8	+	26	17,2
polykristallin	4	19,8	++	100	14,2
EFG-Band	50	19,7	++	100	12,5
Dünnschicht-Zelle/Keramik	1	19,3			
a-Si (monojunction)	1	12,7	++	1000	5-8
a-Si (multijunction)	1	13,7	++		5-8
GaAs					
monokristallin auf GaAs	4	25,1			
monokristallin auf Ge-Substrat.	1	23,1	*	8	17
II-VI-Verbindungen					
CdS/CdTe	1	16,0	(+)		
CdZnS/CuInSe ₂ (CIS)	3,5	15,5	(+)		
CdS/Cu(InGa)Se ₂ (CIGS)	0,41	18,8	+	720	10

Technische Daten verschiedener Solarzellen - 2

Material	Laboratorium		Status	Produktion	
	cm ²	η (%)		cm ²	η (%)
Tandemstrukturen					
a-Si/CIS	2,4	14,6		1000	8,2
GaInP/GaAs/Ge	29,9	28,7	*	28	26,0
GaInP/GaAs	4	30,2	*	28	24,0
GaAs/GaSb – Konzentrator (C=200)	0,05	32,6			
GaInP/GaInAs – Konzentrator (C=500)	0,13	31,3	(+)		
Photoelektrochem. Zelle					
TiO ₂ /Farbstoff	0,5	10,4			
(+)	Pilotproduktion (Entwicklung)		++	größere Fertigung	
+	Kleinproduktion bis 100 kW/a		*	Produktion für Weltraum; Wirkungsgrade für AM0	

Vergleich verschiedener Solarzellen - 1

Material	Thickness	Efficiency %	Colour	Disadvantages	Advantages and perspectives
Monocrystalline Si solar cells	0,3 mm	15 - 18 %	Dark blue, black with AR coating, grey without AR coating	Lengthy production procedure, wafer sawing necessary	Best researched solar cell material in a next few years it will dominate world market, especially there, where high power/area ratio is required
Polycrystalline Si solar cells	0,3 mm	13 - 15 %	Blue with AR coating, silver-grey without AR coating	In comparison with thin-film technologies lengthier production procedure, wafer sawing necessary	The most important production procedure at least for the next ten years
Polycrystalline transparent Si solar cells	0,3 mm	10 %	Blue with AR coating, silver-grey without AR coating	Lower efficiency, special procedures to achieve optical transparency required	Attractive solar cells for different BIPV applications. Possible also production of double sided cells
EFG	0,28 mm	14 %	Blue, with AR coating	Limited use of this production procedure	Very fast crystal growth, no wafer sawing necessary, significant decrease in production costs possible in the future

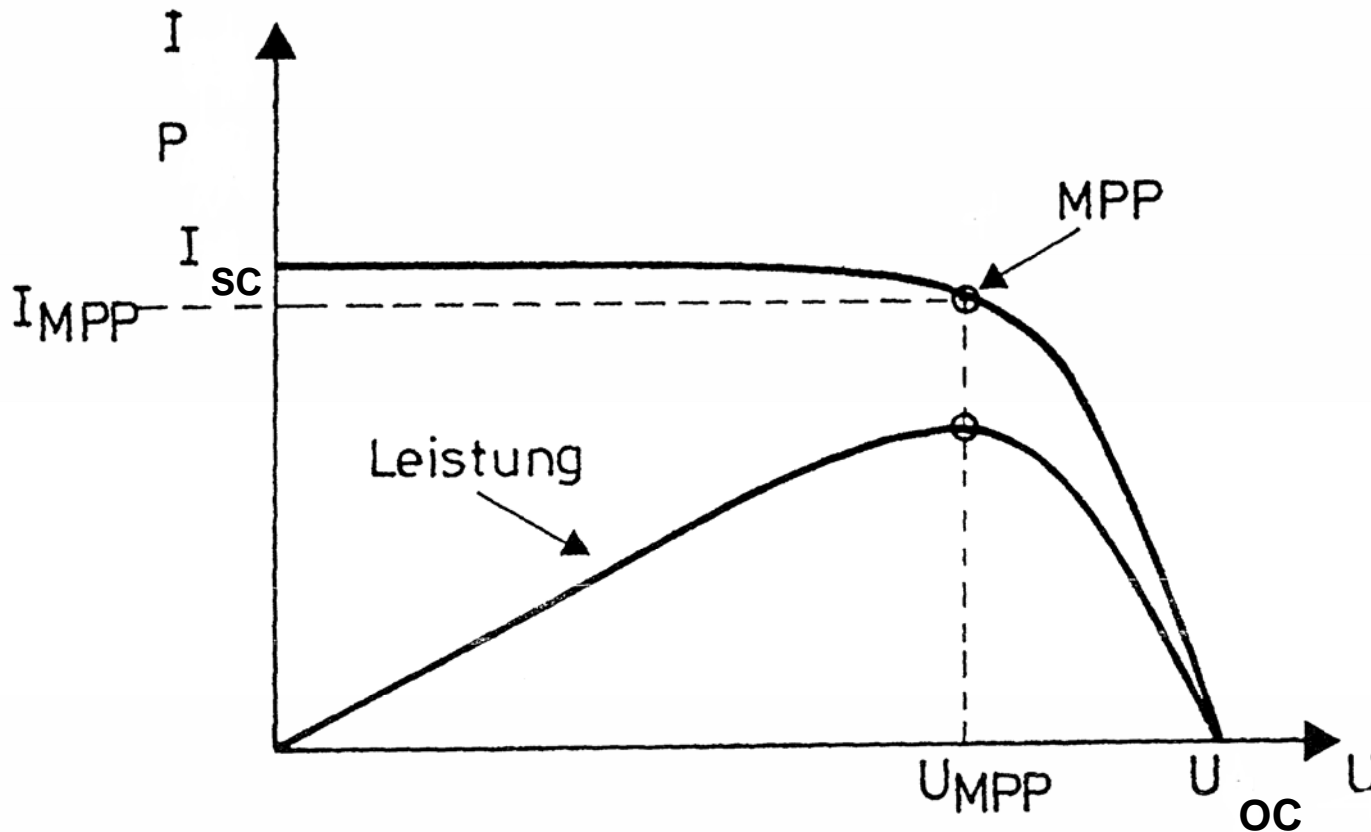
Vergleich verschiedener Solarzellen - 2

<p>Polycrystalline ribbon Si solar cells</p>	<p>0,3 mm</p>	<p>12 %</p>	<p>Blue, with AR coating, silver-grey without AR coating</p>	<p>Limited use of this production procedure</p>	<p>No wafer sawing necessary, significant decrease in production costs possible in the future</p>
<p>Apex (polycrystalline Si) solar cells</p>	<p>0,03 to 0,1 mm + ceramic substrate</p>	<p>9,5 %</p>	<p>Blue, with AR coating, silver-grey without AR coating</p>	<p>Production procedure used only by one producer</p>	<p>No wafer sawing, production in form of band possible. Promising material. Significant decrease in production costs possible in the future</p>
<p>Monocrystalline dendritic web Si solar cells</p>	<p>0,13 mm incl contacts</p>	<p>13 %</p>	<p>Blue, with AR coating</p>	<p>Limited use of this production procedure</p>	<p>No wafer sawing, production in form of band possible.</p>
<p>Amorphous silicon</p>	<p>0,0001 mm + 1 to 3 mm substrate</p>	<p>5 - 8 %</p>	<p>Red-blue, Black</p>	<p>Lower efficiency, shorter life span.</p>	<p>No sawing necessary, possible production in the form of band. The most promising material in the future if long-term stability increases</p>

Vergleich verschiedener Solarzellen - 3

Cadmium Telluride (CdTe)	0,008 mm + 3 mm glass substrate	6 - 9 % (module)	Dark green Black	Poisonous raw materials	Significant decrease in production costs possible in the future
Copper-Indium-Diselenide (CIS)	0,003 mm + 3 mm glass substrate	7,5 - 9,5 % (module)	Black	Limited Indium supply in nature	Significant decrease in production costs possible in the future
Hybrid silicon (HIT) solar cell	0,02 mm	18 %	Dark blue, black	Limited use of this production procedure	Higher efficiency, better temperature coefficient and lower thickness.

Leistungskurve einer Solarzelle



$$U_{MPP} = 0,75 \dots 0,9 U_{OC}$$

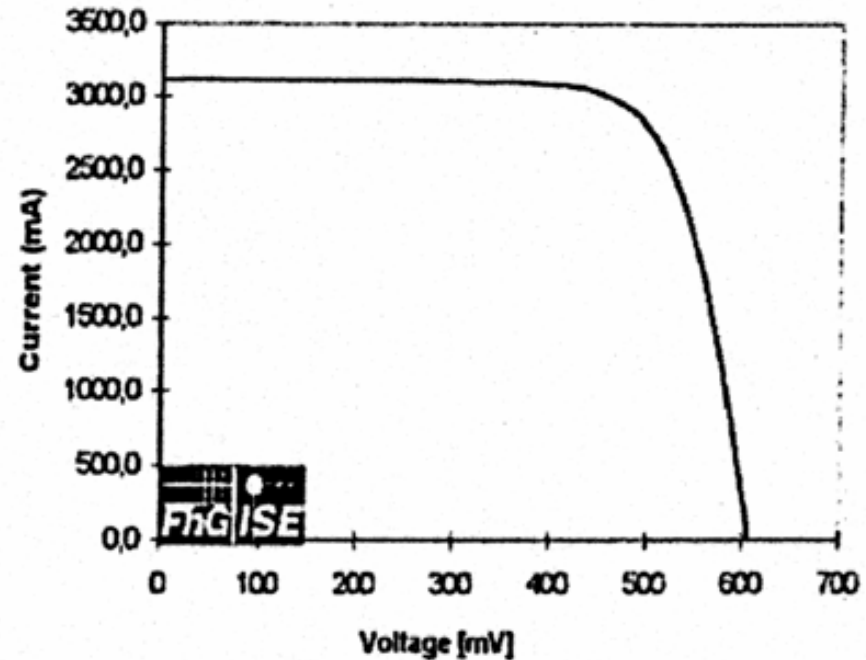
$$I_{MPP} = 0,85 \dots 0,95 I_{SC}$$

Widerstand zum Einstellen des **Maximum Power Point (MPP)**:

$$R = \frac{U_{MPP}}{I_{MPP}} \approx \frac{U_{OC}}{I_{SC}}$$

Spezifikation der Nennleistung W_p (Watt peak) eines Solarmoduls bei Standard-Testbedingungen: $T=25^\circ\text{C}$, $AM=1,5$, $E=1000 \text{ W/m}^2$

Kenndaten einer polykristallinen Si-Solarzelle

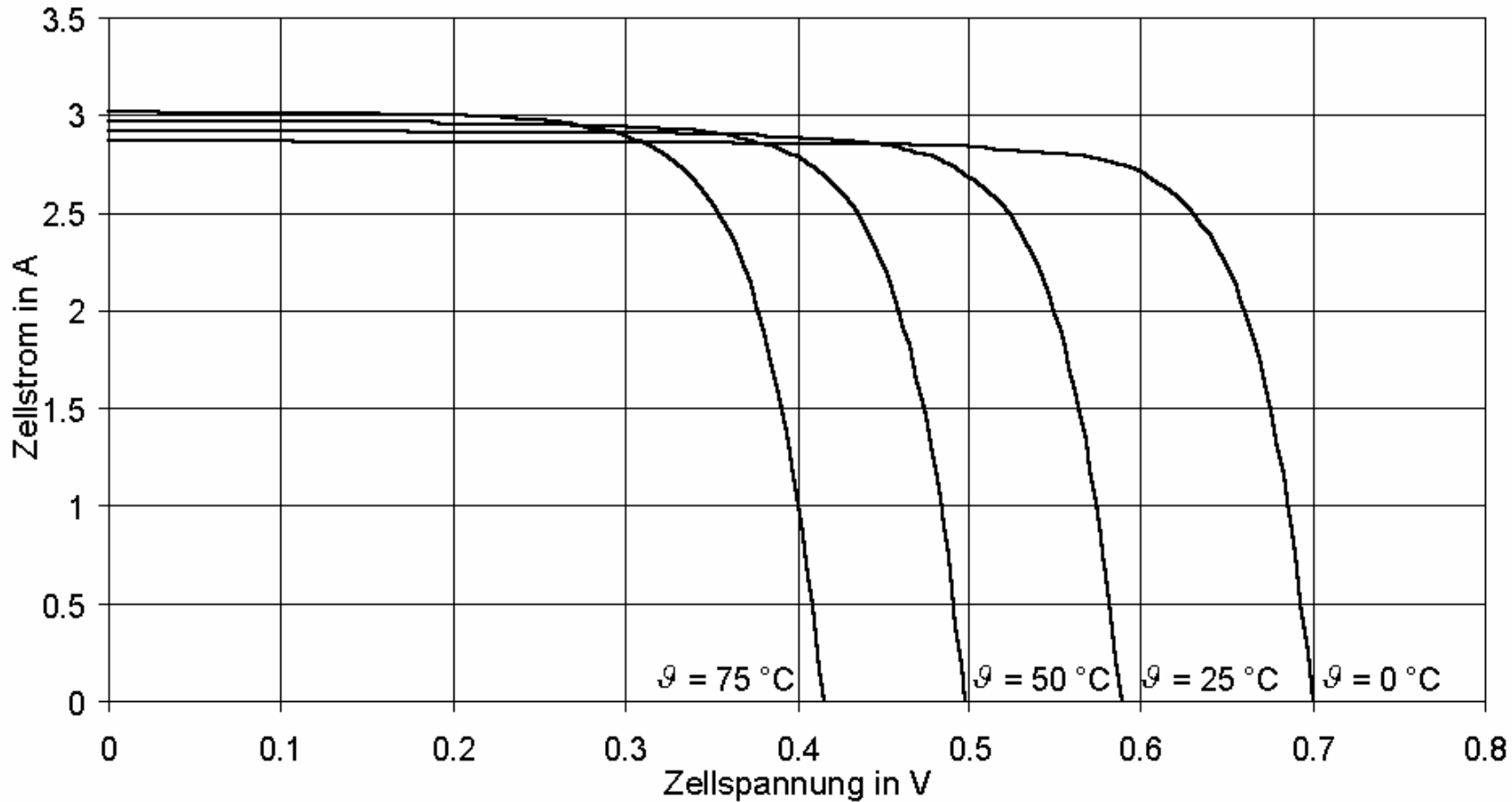


Voc	= 606mV	IMPP	= 2903 mA
Isc	= 3112mA	PMPP	= 1402 mW
VMPP	= 483mV	FF	= 74 %

(Bei 1000 W/m², 25 °C und AM 1,5)

Strom-Spannungskennlinie einer 10 x 10 cm² großen polykristallinen Si-Solarzelle

Temperaturabhängigkeit der Solarzellenkennlinie



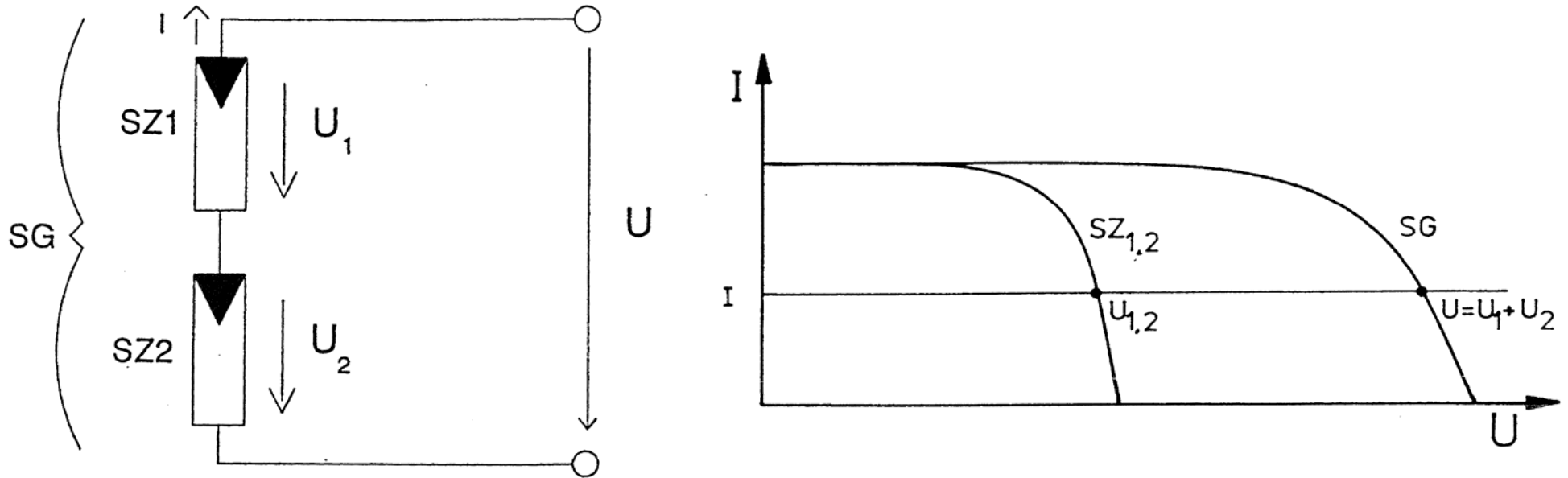
$$U_{OC} = m \frac{kT}{e} \ln\left(1 + \frac{I_{SC}}{I_{S,m}}\right)$$

$$I_{S,m} \propto \exp\left(-\frac{E_g}{m \cdot kT}\right)$$

Quelle: Volker Quaschnig - Regenerative Energiesysteme
 Leerlaufspannung U_{OC} über den Sperrsättigungsstrom $I_{S,m}$ stark abhängig von der Temperatur, weniger der Kurzschlussstrom $I_{SC} \Rightarrow$

MPP-Leistung fällt mit steigender Temperatur!

Reihenschaltung von Solarzellen

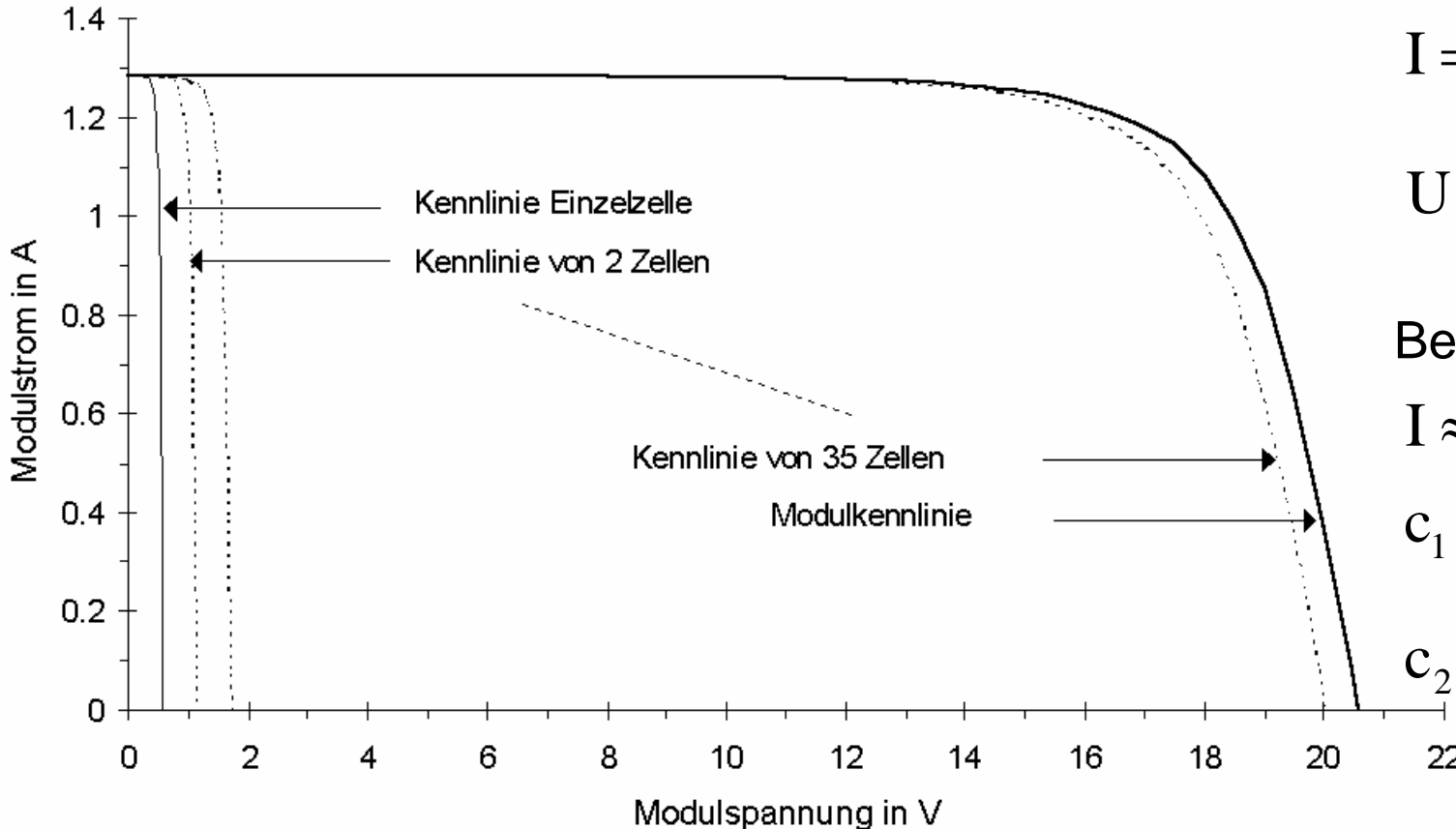
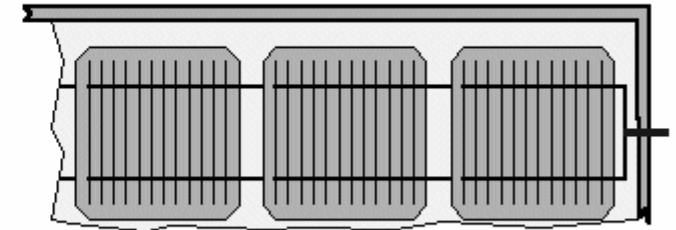
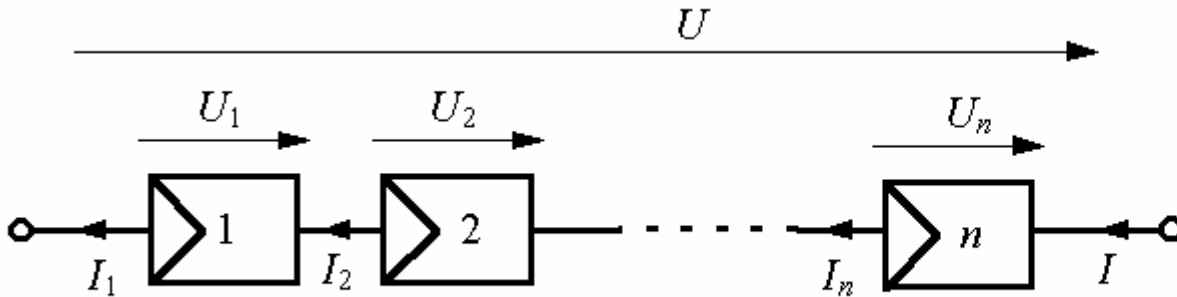


Addition der zu einem Stromwert gehörenden Spannungswerte

Standardmodul zur Aufladung von 12V-Batteriesystemen

- besteht aus 36 Zellen
- besitzt eine MPP-Spannung von ca. 17 V
- Liefert eine Nennleistung von ca. 45 – 60 W

Konstruktion einer Modulkennlinie mit 36 Zellen



$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

$$U = \sum_{i=1}^n U_i$$

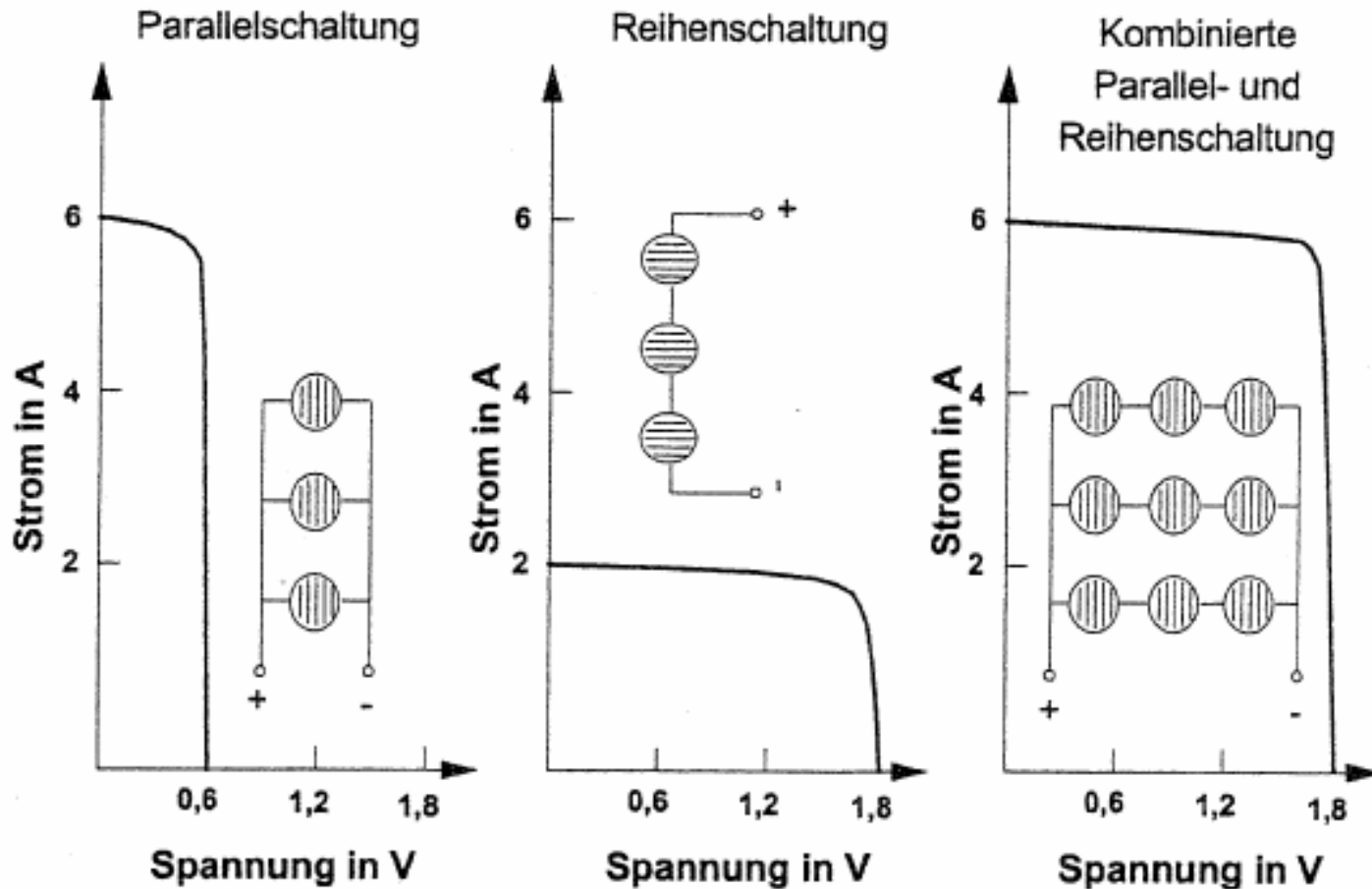
Bei gleichen Zellen:

$$I \approx I_{SC} - c_1 \cdot \exp(c_2 \cdot U)$$

$$c_1 = I_{SC} \cdot \exp(-c_2 \cdot U_{OC})$$

$$c_2 = \frac{\ln(1 - I_{MPP} / I_{SC})}{U_{MPP} - U_{OC}}$$

Zusammenschalten von Solarzellen



Über die Anzahl in Serie geschalteter Zellen wird die Leerlaufspannung des Moduls bestimmt,
durch die Anzahl parallel geschalteter Zellstränge der Kurzschlussstrom des Moduls.

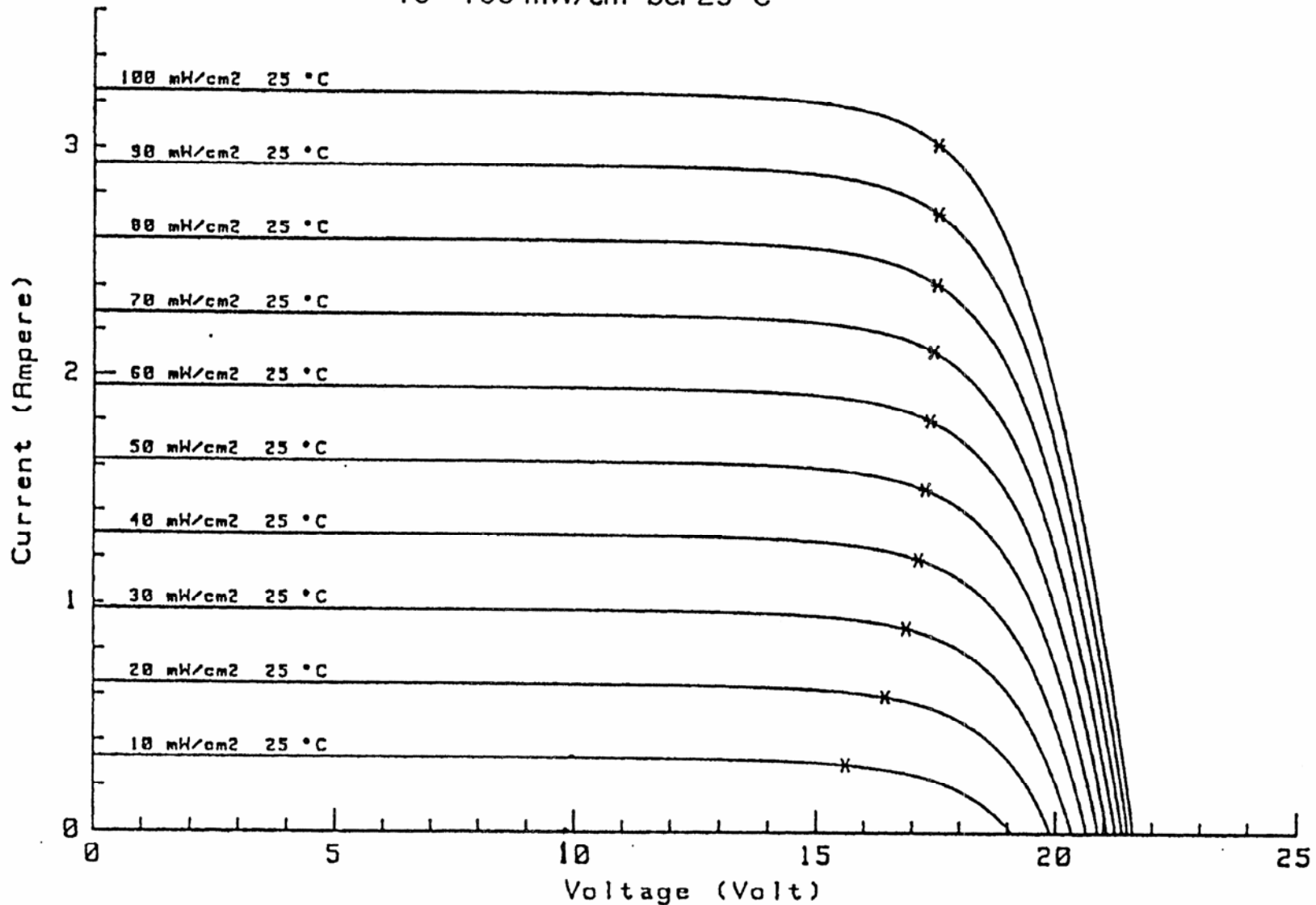
Konfektionierung eines Solarmoduls

Modul besteht aus

- elektrisch verbundenen Solarzellen
- Frontscheibe und Rückseitenabdeckung – muss hohen Windlasten und Hagelkörnern widerstehen
- Einbettungsmaterial und Randversiegelung – keine Feuchtigkeit darf im Temperaturbereich von -40 °C bis $+80\text{ °C}$ über mindestens 20 Jahre zu den Zellen vordringen
- Rahmen aus Kunststoff oder Metall
- elektrischen Anschlusskabeln

Kennlinienfeld eines Solarmoduls

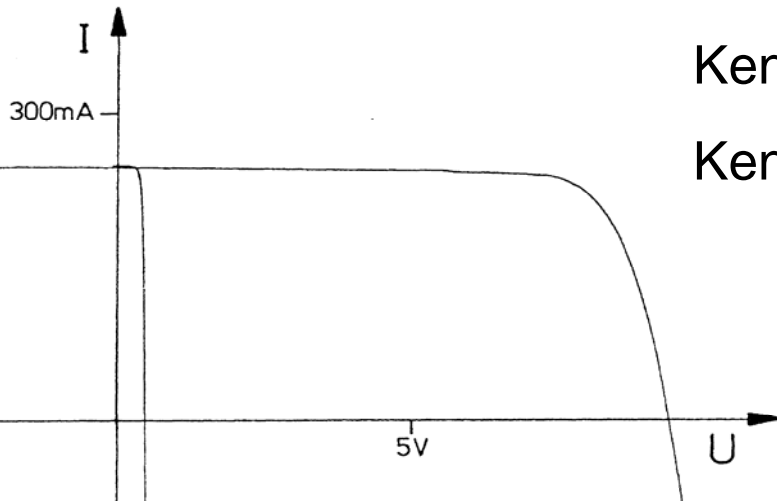
Solarmodul Typ MQ 36
10 - 100 mW/cm² bei 25 °C



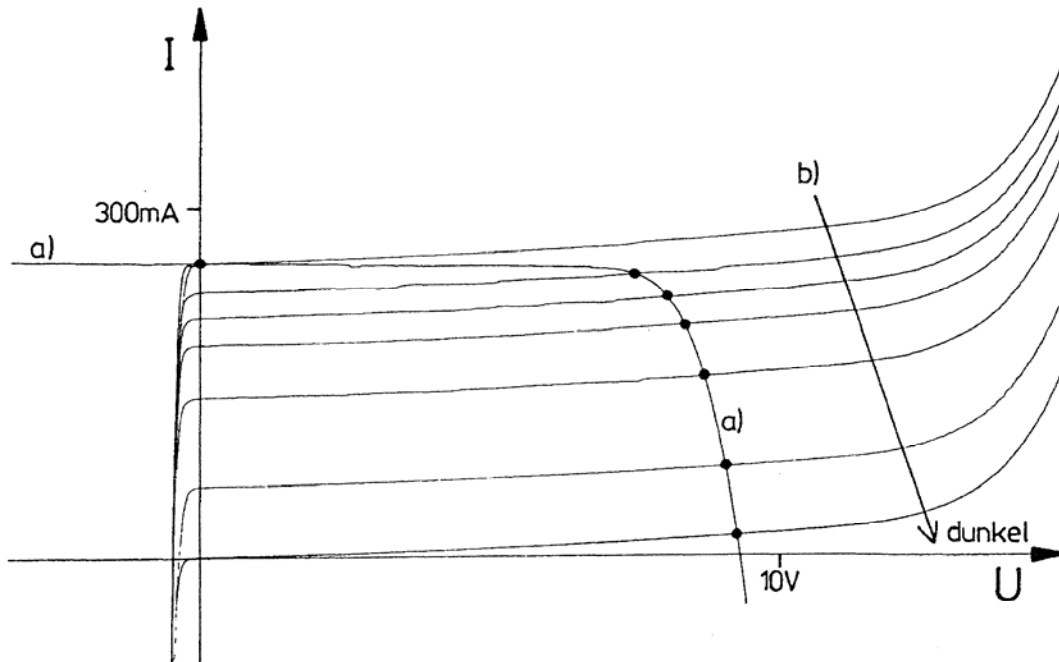
Technische Daten ausgewählter Solarmodule

Bezeichnung		SM 55	BP585	NT51A85E	50-ALF	UPM 880	ST40
Hersteller		Siemens	BP Solar	Sharp	ASE	Unisolar	Siemens
Zellenzahl		36 (3 · 12)	36 (4 · 9)	36 (4 · 9)	36 (4 · 9)	--	--
Zelltyp		mono-Si	mono-Si	mono-Si	poly-Si	a-Si	CIS
MPP-Leistung P_{MPP}	Wp	55	85	85,5	50	22	38
Nennstrom I_{MPP}	A	3,15	4,72	4,91	2,9	1,4	2,29
Nennspannung U_{MPP}	V	17,4	18,0	17,4	17,2	15,6	16,6
Kurzschlussstrom I_K	A	3,45	5,00	5,5	3,2	1,8	2,59
Leerlaufspannung U_L	V	21,7	22,03	22,0	20,7	22,0	22,2
Temp.Koeff. α_{IK}	%/°C	+0,04	+0,03	+0,05	+0,09	k. A.	+0,01
Temp.Koeff. α_{UL}	%/°C	-0,34	-0,34	-0,35	-0,38	k. A.	-0,60
Temp.Koeff. α_{PMPP}	%/°C	k. A.	k. A.	-0,53	-0,47	k. A.	k.A.
Modulwirkungsgrad	%	12,9	13,5	13,4	11,5	5,4	8,9
Länge	mm	1.293	1.188	1.200	965	1.194	1.293
Breite	mm	329	530	530	452	343	329
Gewicht	kg	5,5	7,5	8,5	6,1	3,6	7,0
Bypassdioden		2	2	36	2	13	1

Teilabschattung eines Solarmoduls bei Serienschaltung



Kennlinie einer einzelnen Zelle und
Kennlinie von 19 in Serie geschalteten Zellen



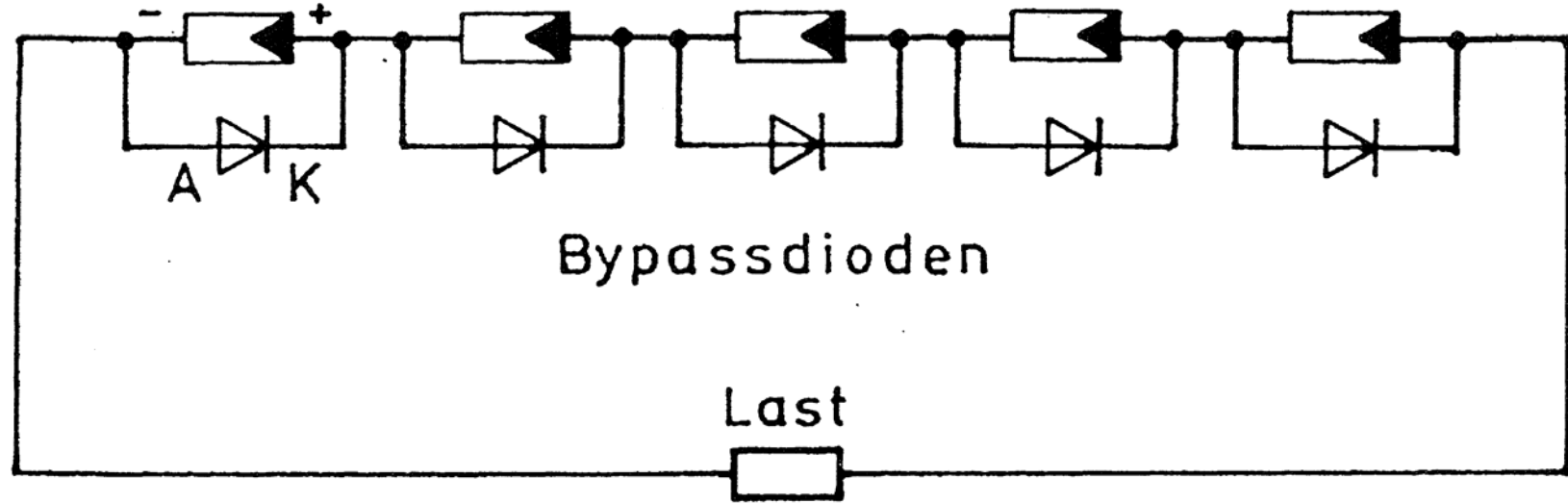
Kennlinie a) von 19 in Serie betriebenen, homogen bestrahlten Zellen und an der Ordinate gespiegelte Kennlinie b) einer dazu in Reihe geschalteten Einzelzelle, die unterschiedlich stark abgeschattet wird

Arbeitspunkt bei Kurzschluss des Moduls (worst case): Schneide an der Ordinate gespiegelte Kennlinien der Einzelzelle – Verbraucher mit demselben Strom, aber umgekehrter Spannung (Sperrbetrieb) – mit Kennlinie a) der übrigen Zellen (Restmodul)

Hot Spots

- Abschattung einer Zelle ist gleichbedeutend mit einer Abschattung aller in Serie geschalteter Zellen – **drastische Leistungseinbuße**
- Die abgeschattete Zelle wird hoch belastet – besonders bei Kurzschluss des Moduls
- Höchste Verlustleistung in der abgeschatteten Zelle bei Verlauf von deren Kennlinie durch den MPP der übrigen Zellen – etwa 20 W bei insgesamt 20 Zellen für eine 10 – 20% Abschattung einer Einzelzelle (10 x 10 cm² polykristallines Silizium)
- Bei sehr vielen in Reihe geschalteten Zellen durch Teilabschattung einer Zelle u.U. Zerstörung der Solarzelle oder ihrer Einbettung
- Möglichst keine Verschaltung von Modulen unterschiedlicher Technologie (Mismatch), da der schlechteste Modul die Qualität der Anordnung bestimmt

Verhinderung lokaler Überhitzungen bei Serienschaltung



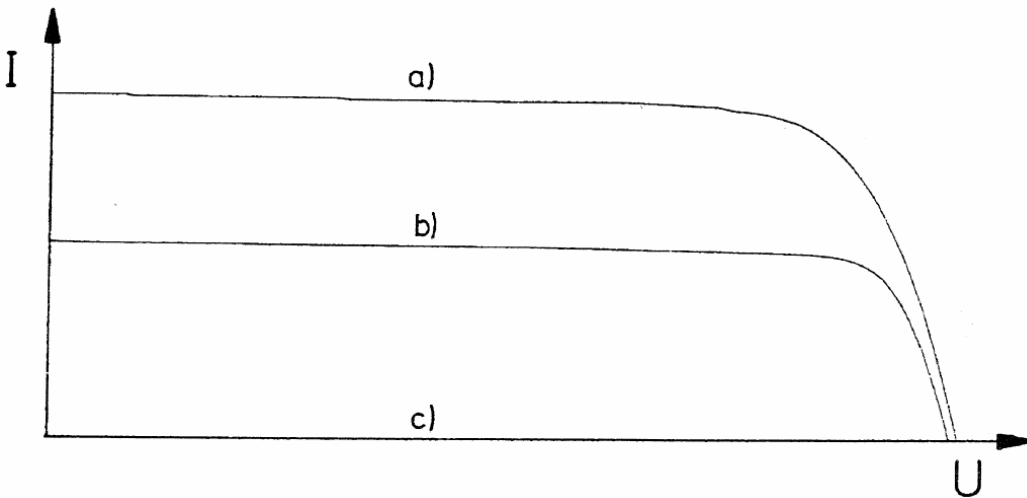
Bypass-Dioden in Flussrichtung zum Solarstrom wirken abschattungstoleranter.

Bei großflächigen Solarzellen, die eine höhere Verlustleistung ertragen, genügen wenige Bypass-Dioden – beim Standardmodul mit 36 Zellen 2 Stück.

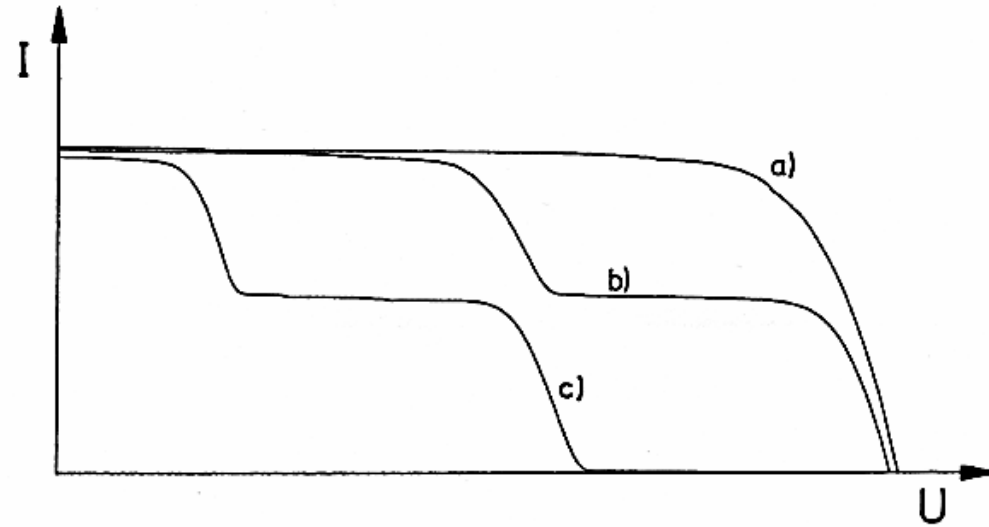
Bei Teilabschattung mit Bypass-Diode geringere Reduktion von Spannung und Leistung an der Last.

Kennlinien mit Bypass-Dioden

ohne Bypass-Dioden



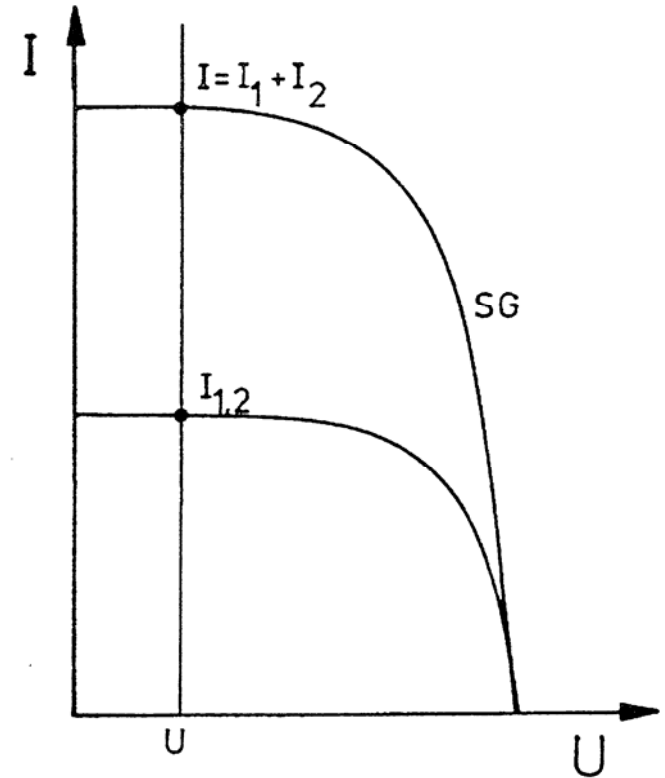
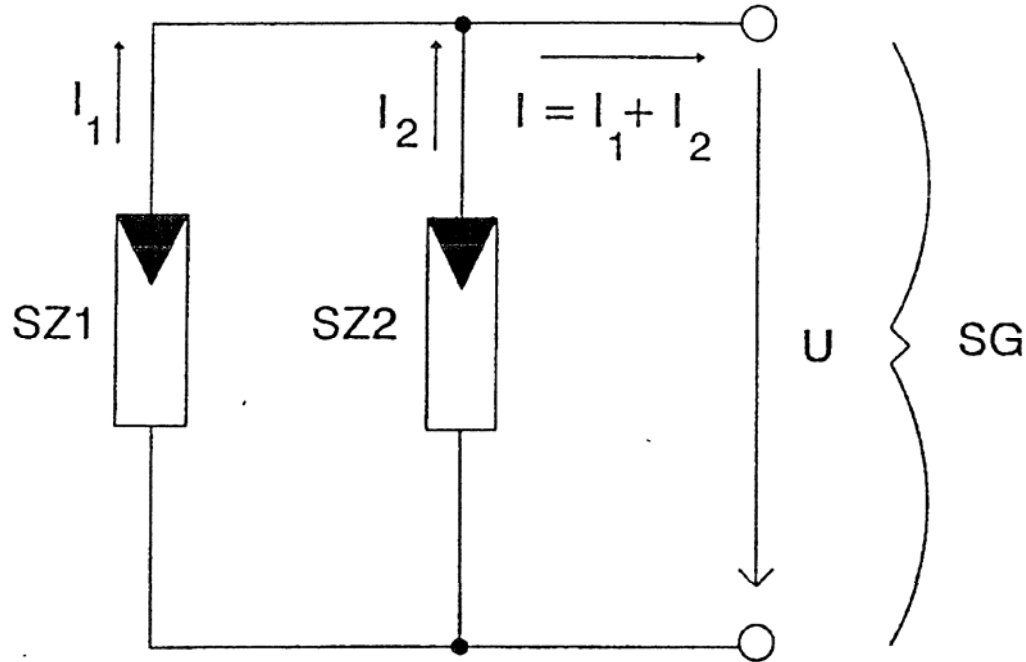
mit je einer Bypass-Diode pro Modul



Kennlinie von 3 in Serie geschalteten 20-zelligen Modulen:

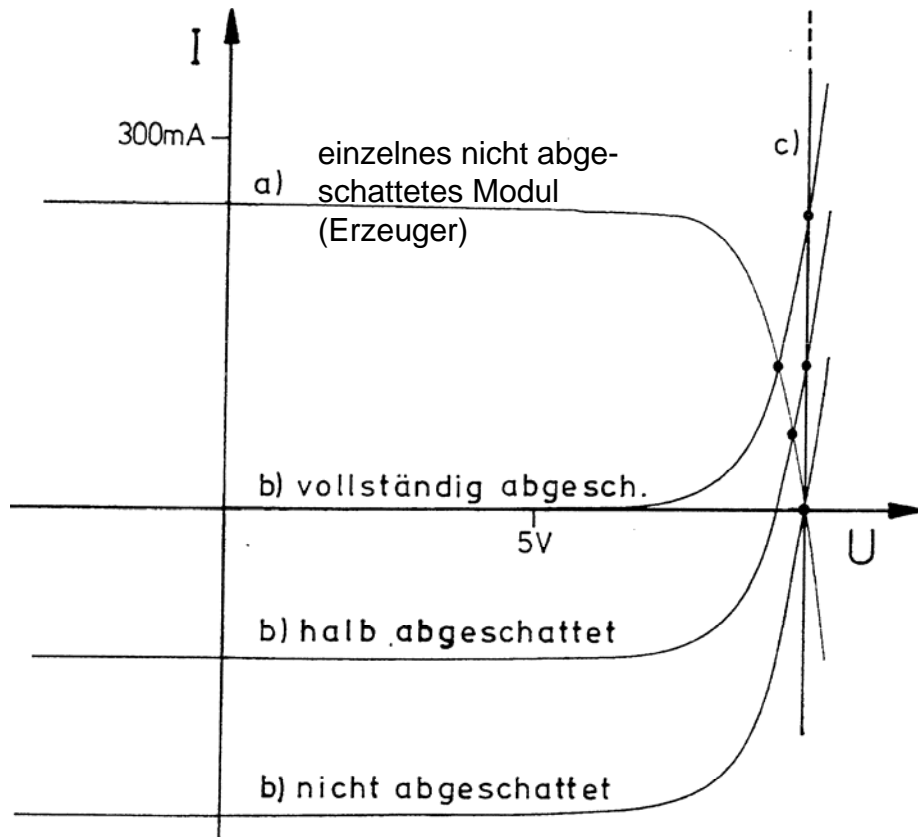
- a) keine Abschattung
- b) eine Zelle abgeschattet
- c) eine Zelle teilabgeschattet und eine weitere Zelle in einem anderen Modul voll abgeschattet

Parallelschaltung von Solarzellen



Addition von Strömen eines Spannungswerts

Teilabschattung eines Solarmoduls bei Parallelschaltung



b) **Abschattung eines Moduls (Verbraucher)** von 2 parallel geschalteten Modulen:

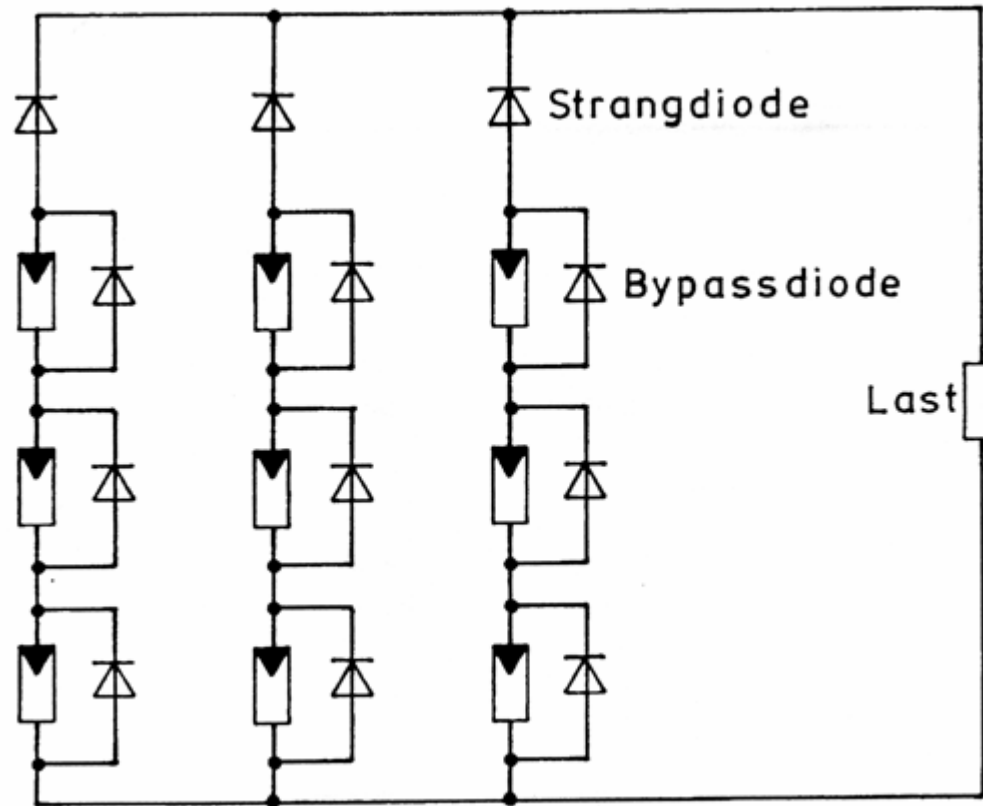
Rückstrom durch den abgeschatteten Modul (Verbraucher) maximal bei Leerlauf

Spannungen gleich, Ströme entgegengesetzt – Spiegelung der Kennlinie des abgeschatteten Moduls an der Abzisse zur Bestimmung des Arbeitspunkts

Maximal der halbe Kurzschlussstrom in das abgeschattete Modul bei vollständiger Abschattung eines Moduls – unproblematisch, da Durchlassstrom

c): Bei der Parallelschaltung von immer mehr nicht abgeschatteten Modulen (Erzeugern) wird die Strom-Spannungskennlinie im abfallenden Teil immer steiler - Spannungsquelle

Strangdioden



Entkopplung parallel geschalteter Module durch Strangdioden –
keine verlustbehafteten Rückströme