

Anhang

Begrifflichkeiten

Im Folgenden werden nützlich Begriffe und Zusammenhänge aus dem Bereich Netzplanung und der elektrischen Energieversorgung erläutert:

Belastungsganglinie

Sie stellt die Belastung über der Zeit dar, meist wird die Wirkleistung betrachtet. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich in der Regel über einen Tag. Dabei kann zum einen die Auslastung eines bestimmten Netzbetriebsmittels (z. B. Transformator) betrachtet werden oder aber auch die Auslastung einer Einspeiseanlage über der Zeit. Die Abb. A.1 stellt die Belastungsganglinie eines typischen Abnehmers der einer Photovoltaikanlage gegenüber. Für den Abnehmer stellt sich ein Tagesverlauf der Leistungsaufnahme dar mit einer deutlichen Mittagsspitze, die Zeit T_N stellt hier 24 h bzw. einen vollen Tag dar. Die Photovoltaikanlage zeigt auch einen typischen Verlauf sowie eine Spitze gegen Mittag, jedoch mit starkem Rückgang, was durch eine Abschattung verursacht werden kann. Zudem ist klar, dass die Photovoltaikanlage während den Nachtstunden keine Leistung liefern kann.

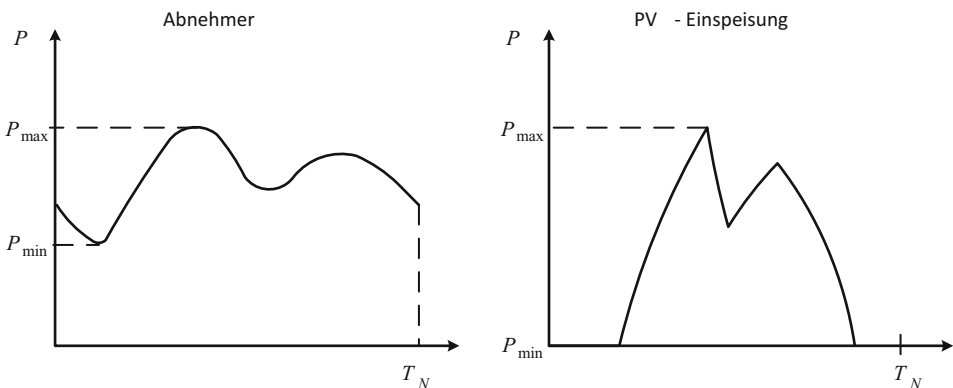


Abb. A.1 Ganglinien Abnehmer und PV-Einspeisung

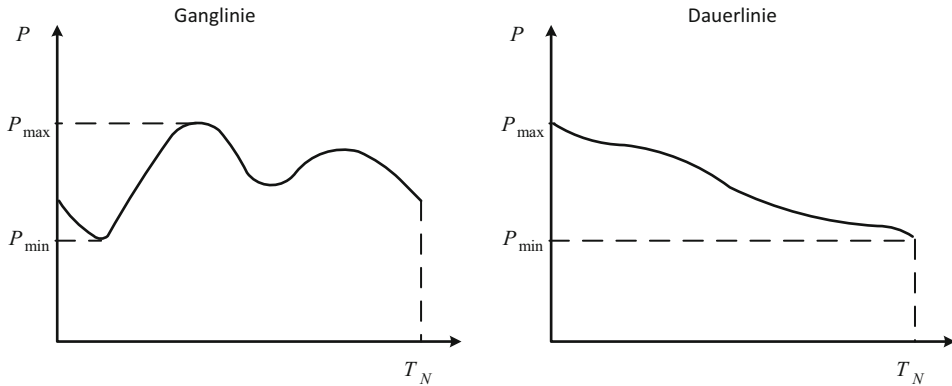


Abb. A.2 Gang- und Dauerlinie

Belastungsdauerlinie

Diese Kennlinie gibt an wie lange eine bestimmte Leistung während des Betrachtungszeitraumes T_N erreicht oder überschritten wurde. Die Belastungsdauerlinie entsteht grafisch durch eine Parallelverschiebung der Flächenelemente der Belastungsganglinie hin zur Ordinatenachse. In der Abb. A.2 ist eine Belastungsganglinie der entsprechenden Belastungsdauerlinie gegenübergestellt. Als Betrachtungszeitraum ist hier wiederum ein voller Tag also 24 h dargestellt.

Belastungsgrad m

Der Belastungsgrad bzw. Benutzungsfaktor m beschreibt den Quotienten aus der elektrischen Arbeit W_{el} während des Betrachtungszeitraumes T_N und dem Produkt aus Betrachtungszeitraum und der maximal aufgetretenen Leistung P_{\max} während diesem. Die elektrische Arbeit entspricht der Fläche unter der Kurve sowohl der Ganglinie als auch der Dauerlinie über T_N . Damit entspricht der Belastungsgrad einem Verhältnis aus zwei Flächen und liegt immer zwischen 0 und 1.

$$m = \frac{W_{el}}{P_{\max} \cdot T_N}$$

Hiermit lässt sich sowohl die Belastung eines bestimmten Betriebsmittels hervorgehoben durch Abnehmer beschreiben als auch die Auslastung einer Einspeiseanlage. Der typische Belastungsgrad für ein öffentliches Energieversorgungsnetz liegt bei Abnehmern bei etwa $m=0,7$. Im Vergleich dazu liegt der Belastungsgrad bei einer Photovoltaikanlagen im Bereich von etwa $m=0,3$. Dies liegt an der hohen tageszeitlichen Schwankung der eingespeisten Leistung.

Installierte Leistung

Bei der installierten Leistung handelt es sich um die tatsächliche Nennleistung bzw. maximal abgebbare Leistung einer Einspeiseanlage. Die zeitlich eingespeiste Leistung hingegen ist dargebotsabhängig und kann weit unterhalb der installierten Leistung liegen. Dies gilt insbesondere für Einspeiseanlagen aus dem Bereich der REA. PV-Anlagen erreichen aufgrund ihrer Auslegung ihre installierte Leistung fast zu keinem Zeitpunkt.

Gesicherte Leistung

Die gesicherte Leistung beschreibt die Anschlussklemmenleistung von Energieeinspeisungen, welche mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit, beispielsweise größer 99,99 %, zur Verfügung steht und abgerufen werden kann. Insbesondere bei thermischen Kraftwerken ist diese nur durch den Vorrat an Primärenergieträgern sowie Arbeiten zur Wartung und Störungsbehebung beeinflusst. Sie liegt bei diesen Kraftwerken bei etwa 85 % der installierten Leistung der Anlage. Im Gegensatz dazu liegt die gesicherte Leistung bei REA meist nahe null, da diese dargebotsabhängig sind und nur stochastisch einspeisen können.

Äquivalente Volllaststunden

Die äquivalenten Volllaststunden beschreiben die Zeitdauer bei der die Anlage aufgrund ihrer gelieferten Energiemenge während des Betrachtungszeitraumes die installierte Leistung abgegeben hätte. Diese Zeitdauer wird auch als Ausnutzungsdauer T_A bezeichnet und lässt sich über den Quotienten aus der elektrischen Arbeit und der installierten bzw. Nennleistung P_n berechnen.

$$T_A = \frac{W_{el}}{P_n}$$

Diese Größe kann einen falschen Eindruck vermitteln, wenn sie nicht mit dem Zusatz äquivalent angegeben wird, denn die Anlage kann für den gesamten Betrachtungszeitraum niemals die installierte Leistung erreicht haben. Für die elektrische Energieversorgung ist jedoch nicht nur entscheidend wie viel Energie in einem bestimmten Zeitraum erzeugt wurde, sondern zu welchem Zeitpunkt wie viel Leistung zur Verfügung steht.

Echte Volllaststunden

Die echten Volllaststunden beschreiben die Zeitdauer während eines Betrachtungszeitraumes bei der die Anlage tatsächlich die installierte Leistung eingespeist hat. In den meisten Fällen liegen die echten Volllaststunden weit unterhalb der äquivalenten Volllaststunden, da sehr selten insbesondere bei Photovoltaikanlagen die installierte Leistung geliefert werden kann. Bei Windkraftanlagen ist hier ein höherer Wert zu erwarten. Thermischen Kraftwerken ist es im Gegensatz dazu möglich über einen großen Teil des Betrachtungszeitraums die installierte Leistung bereitzustellen.

Elektrische Verluste

Auch das elektrische Netz ist nicht ideal und es entstehen Verluste bei der Übertragung und Verteilung der Energie. Diese lassen sich in zwei Arten unterteilen, die lastunabhängigen und lastabhängigen Verluste.

Die lastunabhängigen Verluste sind konstant und von der anliegenden Spannung abhängig. Zwischen den Verlusten und der Spannung besteht hier ein quadratischer Zusammenhang, konstant sind sie, weil das elektrische Energieversorgungsnetz als Konstantspannungsnetz betrieben wird und erst beim Einschalten einer Last Strom fließt.

$$P_U = 3 \cdot G \cdot U_{\text{eff}}^2$$

Der Faktor G beschreibt hier vereinfacht die Leitfähigkeit der Isolation und ist somit vom Isolationsabstand und dem Material abhängig. Daher heißt eine Verdopplung der Spannung nicht gleichzeitig eine Vervierfachung der Verluste, da sich der Leitwert durch eine Erhöhung z. B. des Isolationsabstandes verkleinert.

Die lastabhängigen Verluste sind abhängig von der Belastung also der Größe des Stromes bzw. der Leistung. Dadurch sind diese nicht mehr zeitlich konstant sondern fallen nur an wenn ein Strom fließt. Die Verluste sind hier quadratisch vom Strom abhängig.

$$P_I = 3 \cdot R \cdot I_{\text{eff}}^2$$

Der Faktor R beschreibt den elektrischen Widerstand und ist vom gewählten Leitermaterial und dessen Querschnitt sowie Länge abhängig. Eine Erhöhung der Spannung führt zu keiner Veränderung dieses Wertes. Daher bewirkt eine Verdopplung der Spannung bei gleichbleibender Leistung ein Viertel der Verluste, wenn R konstant bleibt.

Hinnehbare Unterbrechungsdauer

Die hinnehmbare Unterbrechungsdauer gibt den Quotienten aus zulässig nicht gelieferter Arbeit und nicht mehr versorgter Last (Leistung) an.

$$\text{hinnehmbare Unterbrechungsdauer} = \frac{\text{zulässig nicht gelieferte Arbeit}}{\text{nicht mehr versorgte Last}}$$

Aus der Unterbrechungsdauer lässt sich dann die Gegenmaßnahme zur Wiederherstellung der Versorgung ableiten. Je höher die ausgefallene Leistung bzw. Last ist, desto schneller muss reagiert werden. Im Bereich von Mittelspannungsnetzen zur Verteilung der elektrischen Energie reicht beispielsweise eine sogenannte Umschaltreserve, hierbei wird durch manuelles oder automatisches Umschalten die Versorgung wiederhergestellt.

Versorgungsqualität

Die Versorgungsqualität (VQ) wird durch die Anforderungen des Abnehmers bestimmt und setzt sich aus der Versorgungszuverlässigkeit (VZ) und der Spannungsqualität (SQ) zusammen, welche mit einer UND-Verknüpfung verbunden sind.

$$VQ = VZ \wedge SQ$$

Zur Einhaltung der Versorgungsqualität müssen immer die Versorgungszuverlässigkeit und die Spannungsqualität gleichzeitig erfüllt sein.

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit (VZ) richtet sich nach der hinnehmbaren Unterbrechungsdauer. Aufgrund dieser muss das entsprechende Versorgungsnetz mit einer Umschaltreserve oder Momentanreserve geplant werden. Bei der Umschaltreserve wird mit Hilfe einer manuellen oder automatischen Schalthandlung die Versorgung wiederhergestellt, im Gegensatz dazu liegt bei der Momentanreserve ständig eine Reserve vor (z. B. Parallelschaltung). Eine solche Reserve wird mittels des $(n - 1)$ -Kriteriums erreicht. Generell sagt das $(n - 1)$ -Kriterium aus, dass ein Betriebsmittel ausfallen kann und dadurch die Versorgung nicht beeinträchtigt wird.

Spannungsqualität

Die Spannungsqualität legt fest wie stark sich Störeinflüsse auf die Spannung auswirken dürfen, ohne die Abnehmer bzw. Lasten zu beeinträchtigen. Hierzu zählt insbesondere die Spannungshaltung in einem gewissen Band um die Nennspannung herum, für die Mittelspannung gilt hier allgemein plus und minus 10 % der Nennspannung.

Sachverzeichnis

A

Anschlussanlage, 31, 57, 84
Anschlussplanung, 7, 40, 41, 61, 72, 77, 78, 87
Äquivalente Volllaststunden, 5, 101
Ausbaumaßnahmen, 1, 4, 77
Ausbauplanung, VI, 16, 39, 40, 42, 43, 47, 77, 89
Ausbaustufen, 4, 11, 21, 23, 24, 27, 31, 35, 40, 42, 53, 68, 81, 97
Axiomensystem, 3

B

BDEW-Anschlussbedingungen, 61–63, 67, 72, 76
Bedarfsgerecht, V, VI
Belastungsdauerlinie, 5, 100
Belastungsganglinie, 5, 99, 100
Belastungsgrad, 5, 67, 76, 98, 100
Binnenland, VII, 1, 97, 98
Blindleistung, 49

C

Cluster, 12, 25, 77

D

Dachflächen, 57, 64, 67, 68, 76
Doppelstich, 82, 84

E

Echte Volllaststunden, 5, 101
Einspeisenetze, VI, 1, 12, 16, 24–27, 31, 39, 47, 77
Erdschlussgebiet, 56, 58, 59, 61–63, 68, 71
Erdungsdrossel, 94

F

Freiflächenanlagen, 12, 53, 57, 63–68, 72, 73, 75, 76

Freileitungsmonitoring, 50

G

Gesicherte Leistung, VI, VII, 12, 101
Greenfield-Planung, 7–12, 22

H

Heiße Seile, 90
Hinnehmbare Unterbrechungsdauer, 5, 102
Historisch gewachsenes Netz, 9, 10

I

Informationssammlung, 3, 4, 16, 18, 47
Investitionen, 11, 22, 31, 77, 78, 88, 97
Ist-Netz, 9–11, 20, 21, 23, 26, 58, 59

L

Lastfolgebetrieb, V, VII
Lastkarte, 21, 22
Laststagnation, 21, 52

M

Masterplan, 5, 7, 97

N

Netzanschluss, VI, 6, 25, 61, 72, 89
Netzarchitektur, 7–9, 11
Netzertüchtigungsmaßnahmen, 20
Netzstruktur, 4, 17, 20, 28, 31, 44

P

Primärflächen, 54, 55, 72

R

Reduktionsfaktoren, 51, 81
Regionalplanung, 24, 51
Repowering, 15, 25
Ringnetz, 8, 9, 22

S

Sammelschiene, 26, 57, 87
Schaltanlagen, 9, 11, 18–20, 23, 36–38, 40, 58,
59, 66, 88
Schutzkoordination, 87, 88
Schutzsystem, 87
Schutzuntersuchungen, 88, 89
Schwachlastfall, 57, 61, 63, 68, 69, 72
Sekundärflächen, 54, 72
Sofortmaßnahmen, 4, 20
Spannungsqualität, 5, 8, 103
Standardnetzformen, 6–9, 20
Sternpunktbehandlung, 18, 19, 31, 94
Strahlennetz, 8
Strangnetz, 8, 9, 20, 22
Strategische Netzplanung, VI, VII, 7, 11, 98

T

Trennstellen, 21, 60, 61, 66, 70

U

Übertragungsfähigkeit, V, VI, 3, 27, 40, 43,
49–51, 62, 67, 76–78, 82, 89, 90

V

Verknüpfungspunkt, 71, 79, 90, 91, 94, 95
Verschiebungsfaktor, 92
Versorgungsqualität, 5, 8, 40, 67, 76, 103
Versorgungszuverlässigkeit, 3, 5–9, 11, 12, 15,
20, 24, 31, 42, 71, 97, 103
Vorbehaltsgebiete, 51
Vorranggebieten, 51

W

Wärmeabfuhr, 50, 51

Z

Ziel-Netz, 7, 10–12, 21–26, 39, 40, 42, 71, 72,
78
Zukunftsflächen, 54, 55