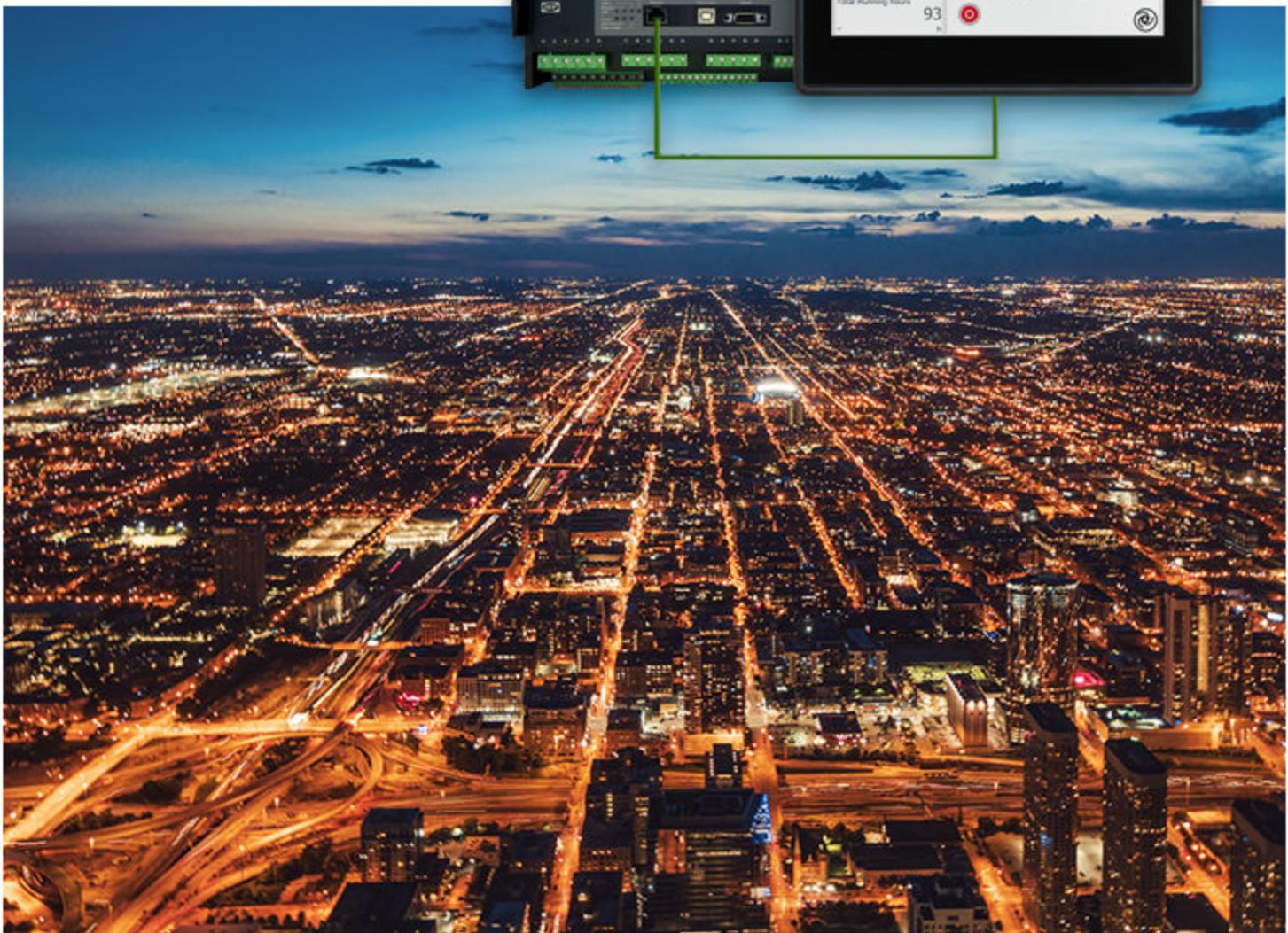


AGC-4 Mk II, AGC-4

Option A1

Netzschutzpaket



1. Optionsbeschreibung

1.1 Option A1	3
1.2 ANSI-Nummern	3
1.3 Softwareversion	3
1.4 Parameterliste	3
1.5 Warnungen, rechtliche Informationen und Sicherheitshinweise	3
1.5.1 Warnungen und Hinweise.....	3
1.5.2 Rechtliche Informationen und Haftungsausschluss.....	4
1.5.3 Werkseinstellungen.....	4

2. Funktionsbeschreibung

2.1 Vektorsprung und df/dt-Schutz	5
2.1.1 Messung.....	5
2.1.2 Prinzip.....	5
2.1.3 Vektorsprung.....	5
2.1.4 df/dt (ROCOF).....	6
2.1.5 Einstellungen.....	8
2.2 Zeitabhängige Unterspannung (LVRT)	8
2.2.1 Einstellungen des FRT-Setups.....	9
2.2.2 Einstellungen für LVRT 1.....	10
2.2.3 Einstellungen für LVRT 2.....	11
2.2.4 Parameter.....	11
2.3 Q-/U-Schutz	12
2.4 Mittelwert Sammelschiene, Überspannungsschutz	13

1. Optionsbeschreibung

1.1 Option A1

Option A1 ist eine Softwareoption. Option A1 erfordert nur die Standard-Hardware. Option A1 umfasst die folgenden Schutzvorkehrungen:

- Vektorsprung
- df/dt (ROCOF)
- Zeitabhängige Unterspannung (LVRT)
- Q-/U-Schutz
- Sammelschienenmittelwert-Überspannungsschutz

1.2 ANSI-Nummern

Schutz	ANSI-Nr.
Vektorsprung	78
df/dt (ROCOF)	81
Zeitabhängige Unterspannung, $U_t <$	27t
Unterspannung und Blindleistung niedrig, $U_Q <$	27Q
Sammelschienenmittelwert-Überspannungsschutz	59AVG

1.3 Softwareversion

Dieses Dokument basiert auf der AGC-4 Mk II Software Version 6.11 und der AGC-4 Software Version 4.83. Die Option A1 ist in der Standardausführung der AGC-4 Mk II enthalten.

1.4 Parameterliste

Die relevanten Parameter sind 1420-1436, 1650-1700, 1960, 1970, 1990-1994, 7480-7486 und 7490-7496. Weitere Informationen finden Sie in der **Parameterliste**.

Relevante Einstellungen finden Sie auch unter *Erweiterter Schutz* in der Dienstprogramm-Software.

1.5 Warnungen, rechtliche Informationen und Sicherheitshinweise

1.5.1 Warnungen und Hinweise

In diesem Handbuch wird mit den unten aufgeführten Symbolen auf wichtige Informationen hingewiesen. Um sicherzustellen, dass die Hinweise beachtet werden, sind diese hervorgehoben, um sie vom allgemeinen Text zu unterscheiden.

Warnungen



GEFAHR!



Dies zeigt gefährliche Situationen.

Wenn die Richtlinien nicht befolgt werden, führen diese Situationen zu Tod, schweren Verletzungen, Beschädigung oder Zerstörung von Geräten.

Anmerkungen

ANMERKUNG Diese Anmerkungen enthalten allgemeine Informationen.

1.5.2 Rechtliche Informationen und Haftungsausschluss

DEIF übernimmt keine Haftung für den Betrieb oder die Installation des Aggregats. Sollte irgendein Zweifel darüber bestehen, wie die Installation oder der Betrieb des vom Multi-line2-Gerät gesteuerten Systems erfolgen soll, muss das verantwortliche Planungs-/Installationsunternehmen angesprochen werden.

ANMERKUNG Das Multi-line2-Gerät darf nur von autorisiertem Personal geöffnet werden. Sollte das Gerät dennoch geöffnet werden, führt dies zu einem Verlust der Gewährleistung.

Haftungsausschluss

DEIF A/S behält sich das Änderungsrecht auf den gesamten Inhalt dieses Dokumentes vor.

Die englische Version dieses Dokuments enthält stets die neuesten und aktuellsten Informationen über das Produkt. DEIF übernimmt keine Verantwortung für die Genauigkeit der Übersetzungen und Übersetzungen werden eventuell nicht zur selben Zeit wie das englische Dokument aktualisiert. Im Falle von Unstimmigkeiten hat das englische Dokument Vorrang.

1.5.3 Werkseinstellungen

Das Gerät wird ab Werk mit Standardeinstellungen ausgeliefert. Diese Einstellungen sind für Motor bzw. Aggregat nicht zwangsläufig korrekt. Prüfen Sie vor dem Start des Motors bzw. Aggregats alle Einstellungen und korrigieren Sie diese gegebenenfalls.

2. Funktionsbeschreibung

2.1 Vektorsprung und df/dt-Schutz

Der Netzschutz umfasst die df/dt-Erkennung (Änderungsgeschwindigkeit der Frequenz) und/oder die Vektorsprungerkennung. Beide Schutzfunktionen werden im Netzparallelbetrieb eingesetzt.

Die Steuerung kann die Schutzfunktionen df/dt und Vektorsprung nicht gleichzeitig verwenden. Wenn beide aktiviert sind, verwendet die Steuerung df/dt und ignoriert den Vektorsprung.

ANMERKUNG Nach dem Einschalten kann die Steuerung nur schnelle AC-Alarme (d.h. df/dt und Vektorsprung) ausführen, nachdem die Prüfungen der Steuerung bestätigt haben, dass das System in Ordnung ist.

2.1.1 Messung

Vektorsprung- und df/dt-Berechnung basieren auf Einzelphasenmessungen (individuelle Überwachung von Phase L1, L2 und L3), d.h. der Alarm wird ausgelöst, wenn ein Fehler in einer der drei Phasen auftritt.

2.1.2 Prinzip

Vektorsprung und df/dt dienen der Erkennung einer Netzunterbrechung. Folgende Situationen sollen damit vermieden werden:

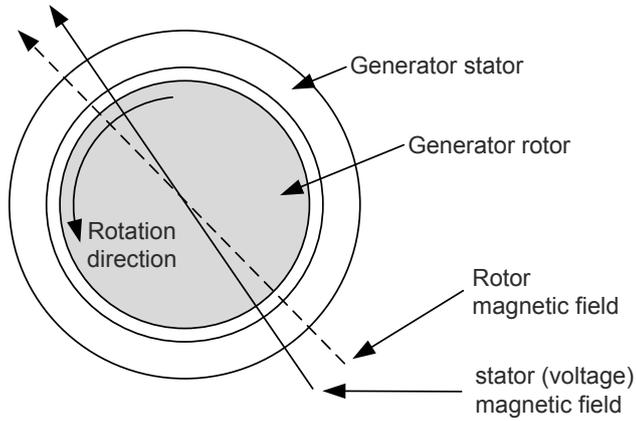
1. Bei einem Netzausfall, ausgelöst durch das Öffnen eines externen Schalters, tritt in der Regel ein Lastsprung auf. Ohne Vektorsprung- oder df/dt-Funktion versorgt das Aggregat die noch angeschlossenen Verbraucher.
2. Dies könnte zu einer Überlast-/Überstrom- oder Kurzschlussabschaltung führen. Das bedeutet, dass das Schutzsystem im Falle eines Fehlers (z. B. eines Kurzschlusses) den Trafoschalter öffnet. Der Schalter wird nach kurzer Zeit (die tatsächliche Zeitspanne hängt vom jeweiligen Land ab; z. B. 330 ms in Dänemark) wieder geschlossen. So wird geprüft, ob es sich um einen kurzzeitigen Fehler handelt, z. B. zwei kurz aufeinandertreffende Oberleitungen, ein Blitzschlag, ein von einem Baum herabgefallener Ast usw. Liegt der Fehler immer noch vor, wird der Schalter wieder geöffnet. Er verbleibt dann in dieser Position.

Diese asynchrone Zuschaltung und die damit verbundene mechanische und elektrische Überlastung können erhebliche Schäden am Aggregat und der elektrischen Anlage verursachen.

Gewöhnliche Schutzvorrichtungen erkennen einen Netzausfall erst, wenn es zu spät ist (300 ms). Df/dt und insbesondere Vektorsprung können den Netzausfall sehr schnell erkennen und den Generator rechtzeitig vor der Wiedereinschaltung vom Netz nehmen. Diese Funktionen erkennen den Netzausfall und öffnen den Schalter, bevor ein erneutes Schließen erfolgt.

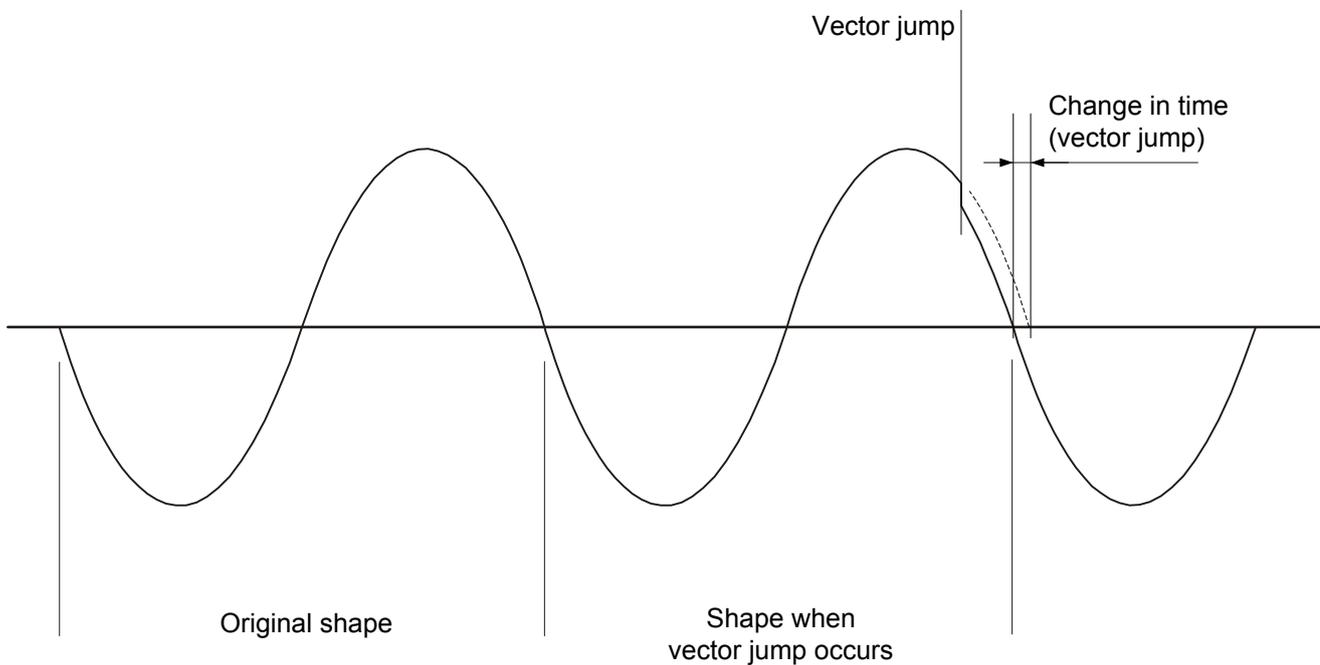
2.1.3 Vektorsprung

Der Vektorsprung beruht darauf, dass das Magnetfeld des Stators – und damit auch die Dreiphasenspannung eines Generators – dem Magnetfeld des Rotors (zeitlich und örtlich) etwas nacheilt.



Bei einem Netzausfall ändert sich die zeitliche Verzögerung des Stator magnetfeldes (und der Ausgangsspannung) sprunghaft. Das nennt man Vektorsprung.

Ein Vektorsprung wird in einer Sinuswelle dargestellt:

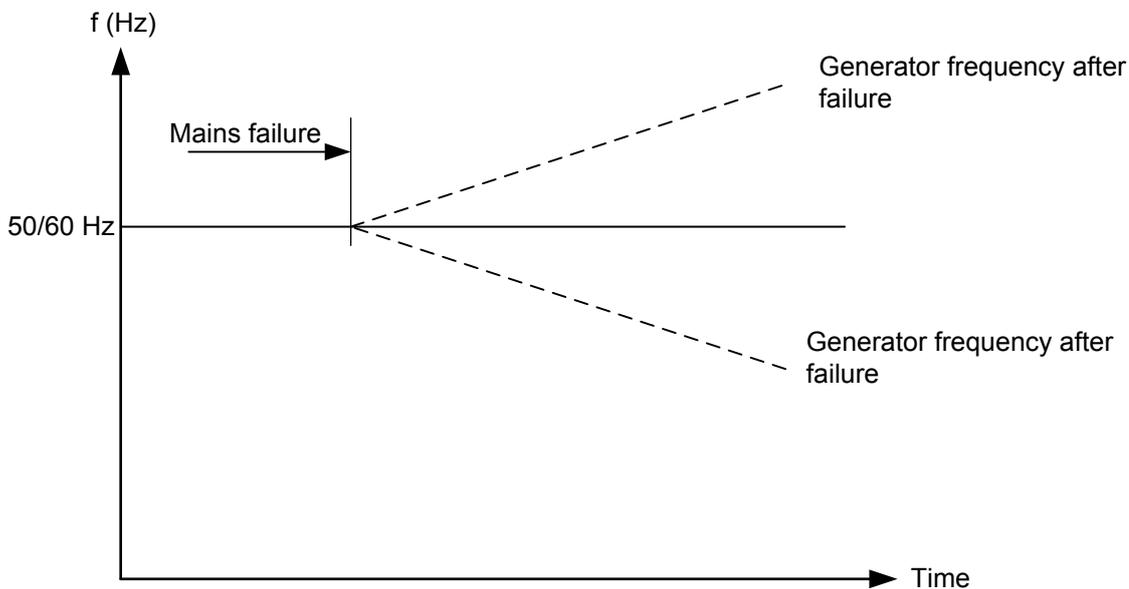


Durch den Vergleich der Zeitdauer der Sinuskurve mit den vorherigen Kurven kann eine plötzliche Zeitänderung erkannt werden. Dies ist der Vektorsprung.

Der Sollwert für den Sprungwinkel wird in elektrischen Graden eingegeben. Für den Vektorsprung existiert keine Verzögerungseinstellung, da er augenblicklich reagiert. Die Verzögerung ist die Reaktionszeit.

2.1.4 df/dt (ROCOF)

Die df/dt -Funktion basiert auf der realen Leistung von Generatoren bei einem Netzausfall. Wenn der Generator plötzlich überlastet wird, verliert er schnell an Geschwindigkeit. Wenn eine große Last plötzlich abfällt, wird der Generator schnell beschleunigt. Ein Netzausfall lässt sich daher an der schnellen Abnahme oder Zunahme der Frequenz erkennen.



Nur AGC-4 Mk II: df/dt (ROCOF) Konfiguration (Menü 1420)

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Beschreibung
1421	Sollwert	0,2 bis 10 Hz/s	5 Hz/s	Der df/dt-Schutz-Sollwert.
1422	Einstellung	3 bis 20 Perioden	6 Per.	Die Messzeit für den df/dt-Schutz. Zum Beispiel: Bei 50 Hz muss der df/dt während 6 Perioden den Sollwert während der letzten 120 ms überschreiten, um den Schutz zu aktivieren.
1423	Timer/Verzögerung	0 bis 3 s	0 s	Bei 50 Hz entspricht eine Verzögerung von 20 ms einer Periode.
1425	Aktivieren	Aus oder Ein	Off	
1426	Fehlerklasse	F1 bis F9	Trip NS (F6)	

Nur AGC-4: df/dt (ROCOF) Konfiguration (Parameter 1205 und Menü 1420)

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Beschreibung
1205	df/dt-Typ	df/dt-Standardfunktion G99 df/dt*	df/dt- Standardfunktion	Wenn Sie die Option A10 haben, können Sie nur G99 df/dt wählen.
1421	Sollwert	1.5** bis 10 Hz/s	5 Hz/s	Der df/dt-Schutz-Sollwert. ** Dieser Bereich liegt zwischen 1,0 und 10 Hz/s, wenn Sie die Option A10 haben.
1422	Einstellung	3 bis 20 Perioden	6 Per.	Die Messzeit für den df/dt-Schutz. Zum Beispiel: Bei 50 Hz muss der df/dt während 6 Perioden den Sollwert während der letzten 120 ms überschreiten, um den Schutz zu aktivieren.
1423	Timer/ Verzögerung***	0 bis 3 s	0 s	*** Dieser Parameter ist nur verfügbar, wenn Sie die Option A10 haben. Bei 50 Hz entspricht eine Verzögerung von 20 ms einer Periode.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Beschreibung
1425	Aktivieren	Aus oder Ein	Off	
1426	Fehlerklasse	F1 bis F9	Trip NS (F6)	

ANMERKUNG * Für *G99 df/dt* ist die Funktion für eine Nennfrequenz von 50 Hz am genauesten (und wird für 60-Hz-Systeme nicht empfohlen).

2.1.5 Einstellungen

Lastsprünge

Vektorsprung und df/dt sind als Aggregateschutz sehr zuverlässig, um nach einem Netzausfall die asynchrone Zuschaltung zu verhindern.

Dennoch kann die Schutzmaßnahme versagen, wenn nur ein sehr kleiner Lastsprung vorkommt. Dies kann eintreten, wenn das Aggregat in einer Spitzenlast- oder BHKW-Anlage läuft und die Netzbezugsleistung annähernd 0 kW ist.

Grundsätzlich ist ein Systemlastwechsel von 15–20 % der Aggregat-Nennleistung notwendig, um den Vektorsprung oder die df/dt -Schutzfunktion zu aktivieren. Versuche, die Empfindlichkeit des Schutzes durch Verringern des Sollwertes zu erhöhen, können zu Fehlschaltungen führen, da auch das EVU-Netz nicht völlig stabil ist.

Netzschalterabwurf

Wenn ein Netzfehler in einer Anlage auftritt, in der das Aggregat Spitzenlast- und Notstromfunktion hat und das Netzverlustschutzpaket zum Abwurf des Netzkuppelschalters genutzt wird, sollte besonderes Augenmerk darauf gerichtet werden, dass der Netzschutz zeitlich vor dem Generatorschutz und dem damit verbundenen Abwurf des Generatorschalters auslöst.

Eine kritische Situation kann eintreten, wenn der eigentliche Netzfehler relativ weit entfernt stattfindet. In diesem Fall verbleiben noch viele Verbraucher am Aggregat. Die Gesamtleistung kann für das Aggregat einen Kurzschluss bzw. eine Überlast darstellen.

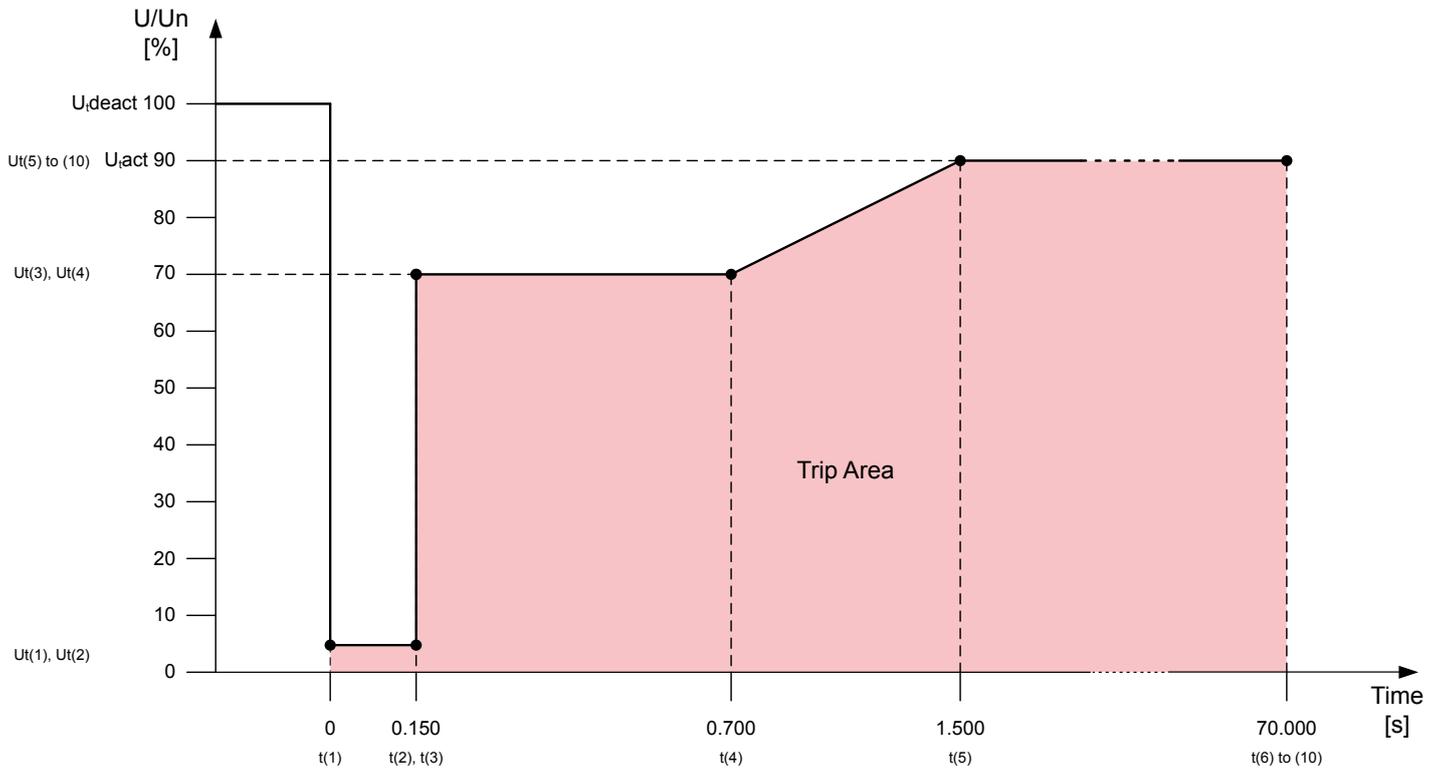
Vergleichen Sie die Reaktions- und Verzögerungszeiten von Vektorsprung- und/oder df/dt -Auslösung mit der Verzögerungszeit für den Generatorschutz um festzustellen, ob ein Timing-Problem vorliegt.

2.2 Zeitabhängige Unterspannung (LVRT)

Eine zeitabhängige Unterspannung, auch Low Voltage Ride Through (LVRT) genannt, hält den Generator am Netz, obwohl die Netzspannung unter dem erwarteten Wert liegt. LVRT ist eine Art von Fault Ride Through (FRT - Durchfahren von Fehlzuständen). Die LVRT-Kurven definieren, wie lange der Generator mit dem Netz verbunden bleibt.

Der Schutz wird aktiviert, wenn die angegebenen Phasen unter die eingestellten Spannungswerte (unterhalb der Kurve) fallen. Zwischen zwei beliebigen benachbarten Punkten ist die Kurve eine gerade Linie.

Beispiel für Schutz durch zeitabhängige Unterspannung



Die Steuerung zählt LVRT-Aktivierungen. Wählen Sie in der USW das Symbol **Zähler**, um das  Fenster **Zähler** zu öffnen, und wählen Sie dann **LVRT/HVRT**. Für jede Kurve wird die Anzahl der Aktivierungen und Auslösungen angezeigt.

ANMERKUNG High Voltage Ride Through (HVRT) ist in Option A1 nicht enthalten. HVRT ist nur mit Option A10 erhältlich.

2.2.1 Einstellungen des FRT-Setups

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, FRT-Einstellung*.

Aktivierungsmodus: Anzahl der Phasen

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Aktivierungsmodus	Anzahl der Phasen	Anzahl der Phasen Symmetrisch - Asymmetrisch	Anzahl der Phasen: Die FRT-Aktivierung zählt die Anzahl der Phasen, die den Sollwert überschreiten.
LVRT 1-Typ auswählen LVRT 2-Typ auswählen	Beliebige Phase-Phase	Beliebige Phase-Phase 1 Phase-Phase 2 Phase-Phase 3 Phase-Phase 1 Phase-Null 2 Phase-Null 3 Phase-Null Beliebige Phase-Null	Messungen zur Überschreitung des Sollwertes zur Aktivierung der Fault Ride Through-Kurve.

Aktivierungsmodus: Symmetrisch - Asymmetrisch

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Aktivierungsmodus	Auswahl Symmetrisch - Asymmetrisch	Anzahl der Phasen Symmetrisch - Asymmetrisch	Symmetrisch - Asymmetrisch: Die FRT-Aktivierung basiert auf der Erkennung eines

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
			symmetrischen Fehlers, eines asymmetrischen Fehlers oder eines beliebigen Fehlertyps.
LVRT 1-Typ auswählen LVRT 2-Typ auswählen	Beliebige Phase-Phase	Symmetrische Phase-Phase Asymmetrische Phase-Phase Beliebige Phase-Phase Symmetrische Phase-Null Asymmetrische Phase-Null Beliebige Phase-Null	Fehlerart, bei der die Messungen den Sollwert überschreiten müssen, um die Fault Ride Through-Kurve zu aktivieren.
Verknüpfung	Verknüpft	Einzel Verknüpft	Einzel: Jede FRT-Kurve wird unabhängig von den anderen FRT-Kurven aktiviert und behandelt. Verknüpft: Die FRT-Kurven werden auf der Grundlage desselben Vorfalls aktiviert, und die Wiederherstellung wird koordiniert.

Es gibt konfigurierbare Einstellungen, um die DZR und/oder SPR für bis zu 5 Sekunden während des LVRT zu stoppen.

DZR und SPR aussetzen

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
DZR aussetzen	Deaktivieren	Deaktivieren Aktivieren	<i>Deaktivieren:</i> Die DZR wird nicht beeinflusst, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist. <i>Aktivieren:</i> Die DZR wird gestoppt, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.
DZR-Aussetzungstimer	5 s	0 bis 5 s	Zeitdauer für das Stoppen der DZR, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.
SPR-Regelung aussetzen	Deaktivieren	Deaktivieren Aktivieren	<i>Deaktivieren:</i> Die SPR-Regelung wird nicht beeinflusst, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist. <i>Aktivieren:</i> Die SPR-Regelung wird gestoppt, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.
SPR-Aussetzungstimer	5 s	0 bis 5 s	Zeitdauer für das Stoppen des SPR, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.

2.2.2 Einstellungen für LVRT 1

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Advanced Protection, LVRT 1*.

ANMERKUNG Einige konfigurierbare Einstellungen, die zuvor Parameternummern hatten, wurden in die *Advanced Protection* verschoben. Diese Einstellungen erscheinen nicht mehr in der Parameterliste. Zur Unterstützung des Benutzers wird die alte Parameternummer in Klammern angezeigt. Wenn eine neue konfigurierbare Einstellung erstellt wurde, wird dies durch *(Neu)* angezeigt.

LVRT 1-Kurve

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut < U SP1 (1631)	30 %	Ut < t SP1 (1632)	0 s
Ut < U SP2 (1633)	30 %	Ut < t SP2 (1634)	0,15 s
Ut < U SP3 (1635)	70 %	Ut < t SP3 (1636)	0,15 s
Ut < U SP4 (1641)	70 %	Ut < t SP4 (1642)	0,7 s
Ut < U SP5 (1643)	85 %	Ut < t SP5 (1644)	1,5 s

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut < U SP6 (1645)	85 %	Ut < t SP6 (1646)	60 s
Ut < U SP7 (Neu)	90 %	Ut < t SP7 (Neu)	60 s
Ut < U SP8 (Neu)	90 %	Ut < t SP8 (Neu)	70 s
Ut < U SP9 (Neu)	90 %	Ut < t SP9 (Neu)	70 s
Ut < U SP10 (Neu)	90 %	Ut < t SP10 (Neu)	70 s

ANMERKUNG * Der Bereich liegt zwischen 4 und 120 % der Nennspannung.

ANMERKUNG ** Der Bereich liegt zwischen 0 und 70 s.

2.2.3 Einstellungen für LVRT 2

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, LVRT 2*.

LVRT 2-Kurve

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut < U SP1 (1671)	30 %	Ut < t SP1 (1672)	0 s
Ut < U SP2 (1673)	30 %	Ut < t SP2 (1674)	0,22 s
Ut < U SP3 (1675)	60 %	Ut < t SP3 (1676)	0,22 s
Ut < U SP4 (1681)	60 %	Ut < t SP4 (1682)	0,7 s
Ut < U SP5 (1683)	75 %	Ut < t SP5 (1684)	1,5 s
Ut < U SP6 (1685)	75 %	Ut < t SP6 (1686)	3 s
Ut < U SP7 (Neu)	85 %	Ut < t SP7 (Neu)	3 s
Ut < U SP8 (Neu)	85 %	Ut < t SP8 (Neu)	60 s
Ut < U SP9 (Neu)	90 %	Ut < t SP9 (Neu)	60 s
Ut < U SP10 (Neu)	90 %	Ut < t SP10 (Neu)	70 s

ANMERKUNG * Der Bereich liegt zwischen 4 und 120 % der Nennspannung.

ANMERKUNG ** Der Bereich liegt zwischen 0 und 70 s.

2.2.4 Parameter

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Ut < Aktivieren 1	1651	90 %	30 bis 120 %	Schwellenwert für die Aktivierung der LVRT 1-Kurve
Ut < Wiederherstellung 1	1652	95 %, 1 s	30 bis 120 %, 0 bis 320 s	Schwellenwert für die Deaktivierung der LVRT 1-Kurve, mit Zeitverzögerung
Ut < Aktivieren 1	1654	Aus	-	Alarm, wenn Parameter 1651 aktiv ist
Ut < 1	1660	Aus	-	Alarm, wenn die LVRT 1-Kurve überschritten wird (Auslösebereich)
Ut < Aktivieren 2	1691	90 %	30 bis 120 %	Schwellenwert für die Aktivierung der LVRT 2-Kurve
Ut < Wiederherstellung 2	1692	95 %, 1 s	30 bis 120 %, 0 bis 320 s	Schwellenwert für die Deaktivierung der LVRT 2-Kurve, mit Zeitverzögerung

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Ut< Aktivieren 2	1694	Aus	-	Alarm, wenn Parameter 1691 aktiv ist
Ut< 2	1700	Aus	-	Alarm, wenn die LVRT 2-Kurve überschritten wird (Auslösebereich)

2.3 Q-/U-Schutz

Die Funktion U&Q< wird aktiviert, sobald alle drei Spannungen des Generators unter den eingestellten Limit fallen (U-Auslösungswert) und gleichzeitig die Blindleistung gleich/unter 0 ist (Q-Auslösungswert). Die Auslösung findet bei aktiver Funktion über der eingestellten Verzögerungszeit t(U&Q<) statt.

Praktisch bedeutet das, dass der Generator keine stabilisierende Auswirkung auf Netzstörungen hat und deshalb abgeschaltet werden muss.

1990 Q-/U-Schutz

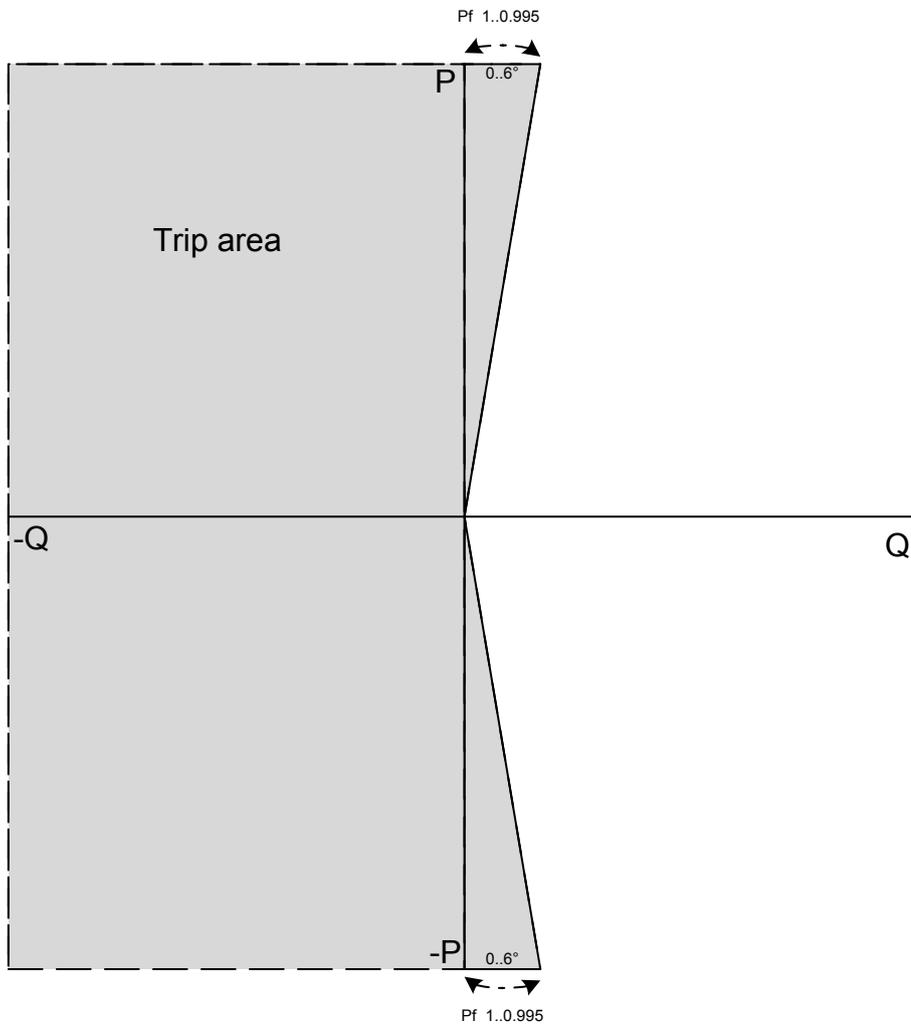
Parameter	Name	Standard	Bereich	Anmerkung
1991	I Min. 1	0 %	0 bis 20 %	0° pf = 1,0 6° pf = 0,995
1992	Angle 1	0°	0 bis 6°	Sollwerte auf 0 für Abwärtskompatibilität setzen

Der Alarm in Menü 1960 wird unterdrückt, solange die Messwerte innerhalb der Limits von Menü 1991 und 1992 sind.

Der Sollwert des Menüs 1991 *I Min. 1* ist als Mindeststromfluss in jeder Phase erforderlich, um den Alarm zu aktivieren.

Der Sollwert in Menü 1992 *Winkel 1* ist die Begrenzung für den Leistungsfaktor zur Auslösung des Alarms.

Das Menü 1993-1994 *U und Q Inh 2* wird auf die gleiche Weise behandelt wie *U und Q Inh*.



ANMERKUNG Die Alarmer in 1960 und 1970 arbeiten in der Werkseinstellung ohne Unterdrückungsfunktionen.

ANMERKUNG Positive Blindleistung (LF) bedeutet übererregter Betrieb.

2.4 Mittelwert Sammelschiene, Überspannungsschutz

Es gibt zwei Sammelschienen-Überspannungsalarme, die auf einer Durchschnittsmessung der Spannung der Sammelschiene basieren. Diese unterscheiden sich von einem herkömmlichen Alarm mit definierter Zeit, da die Durchschnittsspannung (für eine einstellbare Zeitspanne, Parameter 7486 oder 7496) den Sollwert (für die Zeit in Parameter 7482 oder 7492) überschreiten muss.

Die beiden Sammelschienen-Überspannungsalarme können unabhängig voneinander konfiguriert werden.

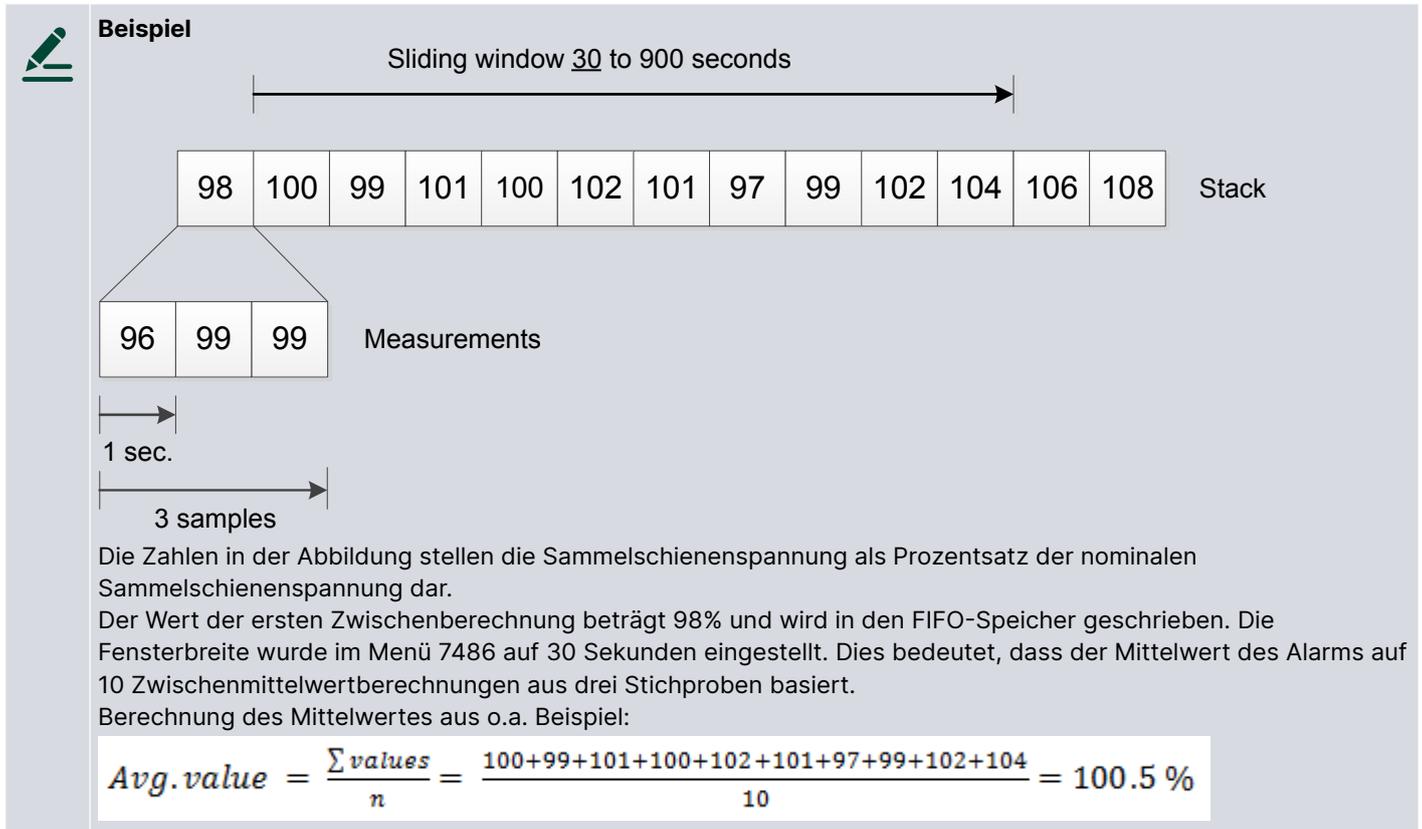
Avg USS > 1 und Avg USS > 2

Parameter	Name	Bereich	Standard
7481, 7491	Einstellung	100,0 bis 120,0 %	110,0 %
7482, 7492	Timer	0,1 bis 3200,0 s	10,0 s
7483, 7493	Relay output A	Nicht benutzt Optionsabhängig	Nicht belegt
7484, 7494	Aktivieren	AUS EIN	AUS
7485, 7495	Fehlerklasse	F1...F8	Warnung (F2)
7486, 7496	AVG-Timer	30 bis 900 s	600 s

Mittelwertberechnung

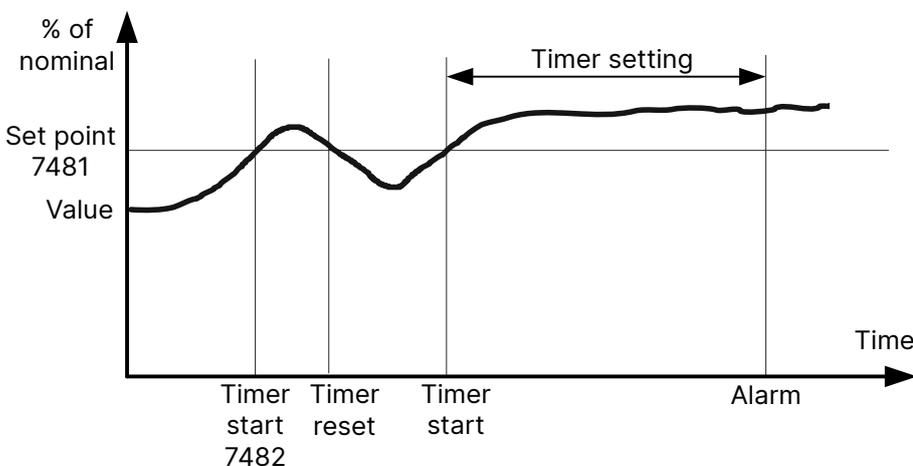
Die Sammelschienenspannung wird sekundlich gemessen und alle drei Sekunden wird ein Zwischenmittelwert gebildet. Dieser Wert wird in einen FIFO-Speicher (first in, first out) übertragen. Der Mittelwertalarm wertet diesen Speicher aus.

Der Speicher (Schiebefenster) funktioniert nach dem FIFO-Prinzip (first in first out), und die Dauer der Mittelwertbildung wird im Menü 7486 (oder 7496) eingestellt. Dieser Timer ist ein Schiebefenster, in dem die älteste Zwischenberechnung alle drei Sekunden überschrieben wird. Der Mittelwert des Alarms wird also alle drei Sekunden neu gebildet.



Mittelwertalarm

Der Mittelwert wird als Istwert herangezogen. Damit erfolgt die Alarmbehandlung genauso wie bei jedem anderen Alarm. Für $\text{Avg } U_{SS} > 1$: Sobald der Istwert den Sollwert in Menü 7481 erreicht, wird der Timer in Menü 7482 ausgelöst und löst den Alarm aus, wenn der Wert höher als der Sollwert für diesen Zeitraum ist. Wenn der Wert unter den Sollwert fällt, wird der Timer in Menü 7482 zurückgesetzt.



ANMERKUNG Die Änderung des Sollwerts in Menü 7486 (oder 7496) setzt den $\text{Avg } U_{SS} > 1$ (oder $\text{Avg } U_{SS} > 2$) Wert zurück.