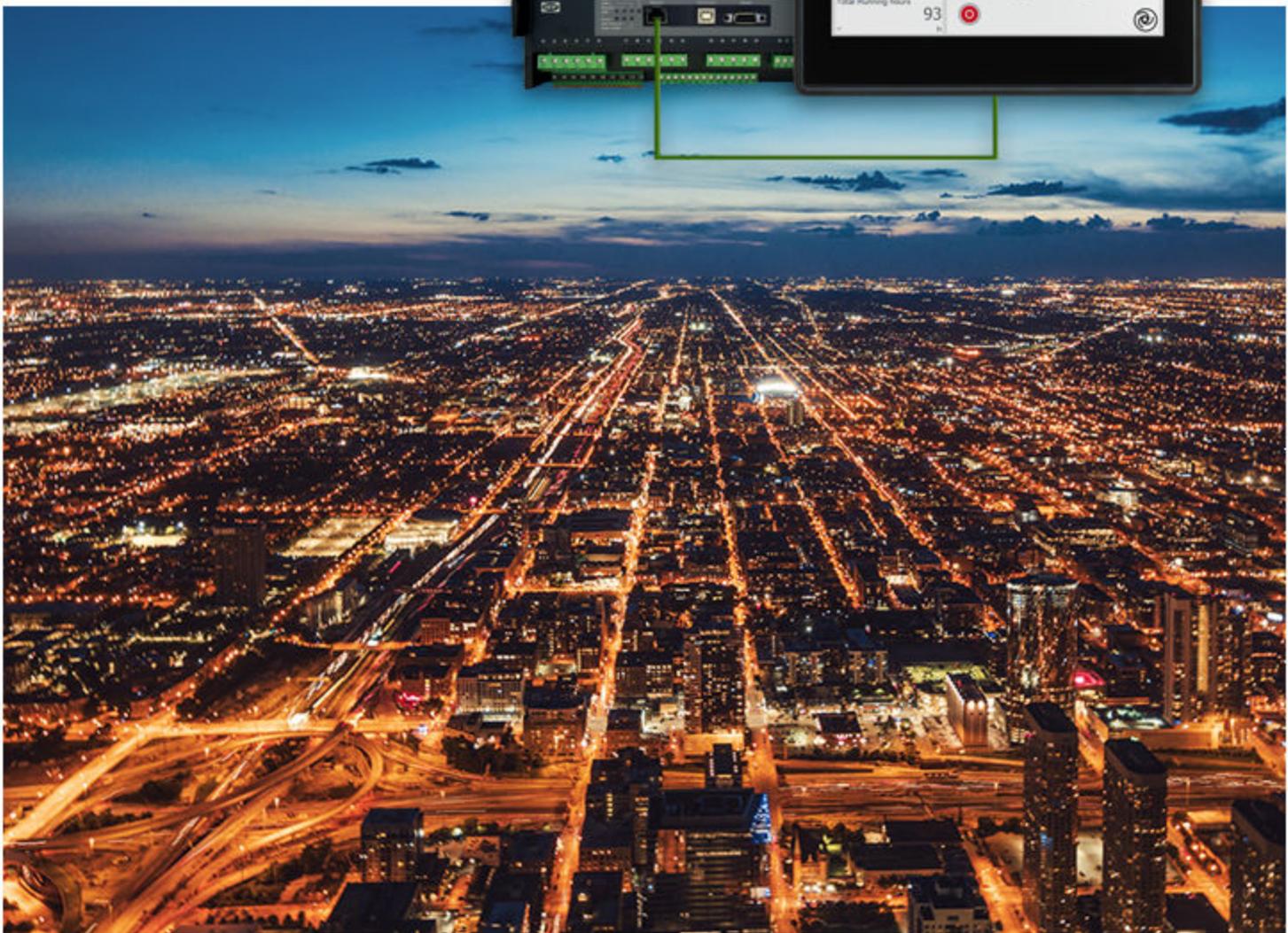


AGC-4 Mk II

Aggregat, Netz, SKS, Gruppen, und Anlagen-Steuerung
Handbuch für Konstrukteure



1. Einführung

1.1 Erläuterungen zum Handbuch für Konstrukteure	9
1.1.1 Allgemeiner Zweck.....	9
1.1.2 Vorgesehene Anwender.....	9
1.1.3 Optionen.....	9
1.1.4 Parameterliste.....	9
1.1.5 Glossar.....	9
1.1.6 Softwareversion.....	11
1.2 Warnhinweise und Sicherheit	11
1.2.1 Symbole für Gefahrenhinweise.....	11
1.2.2 Symbole für allgemeine Hinweise.....	12
1.2.3 Werkseinstellungen.....	12
1.2.4 Automatischer und ferngesteuerter Start.....	12
1.2.5 Sicherheit bei Installation und Betrieb.....	12
1.2.6 Elektrostatische Entladung.....	12
1.3 Rechtliche Informationen und Haftungsausschluss	13

2. Funktionen

2.1 Standardfunktionen	14
2.1.1 Betriebsarten.....	14
2.1.2 Motorsteuerung.....	14
2.1.3 Generatorschutz (ANSI).....	14
2.1.4 Sammelschienenschutz (ANSI).....	14
2.1.5 Display DU-2.....	14
2.1.6 M-Logic.....	15
2.2 AC-Konfiguration	15
2.2.1 Dreiphasensystem.....	15
2.2.2 Einphasen-Dreileitersystem.....	16
2.2.3 Einphasensystem.....	16
2.2.4 Blindleistungsverfahren.....	17
2.3 Nenneinstellungen	17
2.3.1 Umschalten zwischen den Nennwerten.....	18
2.3.2 Skalierung.....	19
2.4 Applikationen	20
2.4.1 Anwendungen und Aggregatbetriebsarten.....	20
2.4.2 Notstrom (keine Synchronisation).....	21
2.4.3 Notstrom (mit Rücksynchronisation).....	22
2.4.4 Inselbetrieb.....	22
2.4.5 Leistungsrampe.....	23
2.4.6 Q-Rampe.....	24
2.4.7 Festlast/Grundlast.....	24
2.4.8 Aufwärmrampe.....	25
2.4.9 Spitzenlast.....	26
2.4.10 Lastübernahme.....	28
2.4.11 Netzbezugsregelung.....	29
2.4.12 Messumformer für Netzleistung.....	30
2.4.13 Messumformer für die Spannung oder Blindleistung vom Netz.....	31
2.5 Betriebsarten der Steuerung	32
2.5.1 Betriebsart Hand.....	32

2.5.2 Nicht in Auto.....	33
2.5.3 Testbetriebsart.....	33
2.5.4 Betriebsart Manuell.....	33
2.5.5 Betriebsart Blockieren.....	34
2.6 Flussdiagramme.....	35
2.6.1 Notstromüberlagerung.....	36
2.6.2 NS-Öffnen-Sequenz.....	37
2.6.3 GS-Öffnen-Sequenz.....	38
2.6.4 Stoppsequenz.....	39
2.6.5 Start.....	40
2.6.6 NS-Schließen-Sequenz.....	41
2.6.7 GS-Schließen-Sequenz.....	42
2.6.8 Festleistung.....	43
2.6.9 Lastübernahme.....	44
2.6.10 Inselbetrieb.....	45
2.6.11 Spitzenlast.....	46
2.6.12 Netzbezugsregelung.....	47
2.6.13 Notstrombetrieb.....	48
2.6.14 Test.....	49
2.7 Sequenzen.....	49
2.7.1 Start.....	50
2.7.2 Bedingungen Start-Sequenz.....	51
2.7.3 Rückmeldung „Motor-läuft“.....	52
2.7.4 Anlaufübersicht.....	54
2.7.5 Anlaufübersicht mit Leerlauf.....	56
2.7.6 Stoppsequenz.....	56
2.7.7 Schaltersequenzen.....	58
2.7.8 Notstrom-Timer und Sollwerte.....	59
3. Anwendungen ohne Power Management	
3.1 Prinzipschaltbilder.....	62
3.1.1 Notstrombetrieb.....	62
3.1.2 Inselbetrieb.....	62
3.1.3 Festlast/Grundlast.....	63
3.1.4 Spitzenlast.....	63
3.1.5 Lastübernahme.....	64
3.1.6 Netzbezugsregelung.....	64
3.1.7 Mehrere Aggregate, Lastverteilung (Hardware-Option M12 erforderlich).....	65
3.2 CANShare.....	65
3.2.1 Einliniendiagramm.....	65
3.2.2 Konfigurieren Sie CANshare (digitale Lastverteilung).....	65
3.2.3 CANshare im Einsatz.....	68
3.2.4 M-Logic CANshare Markierungen.....	69
4. PMS Lite	
4.1 Einliniendiagramm.....	70
4.2 PMS Lite.....	70
4.3 PMS Lite einrichten.....	71
4.4 Konfiguration.....	73
4.4.1 Lastabhängiger Start/Stopp.....	73

4.4.2 Multi-Start.....	74
4.4.3 Priorität.....	75
4.4.4 Betriebsstunden.....	76
4.4.5 Verfügbare Leistung.....	76
4.4.6 Mindestzahl laufender Aggregate.....	76
4.4.7 Baudrate.....	77
4.4.8 Gemeinsame Nutzung von Parametern.....	77
4.5 SPS-Regelung.....	77
4.6 PMS Lite im Einsatz.....	78
4.7 Kommunikationsfehler.....	79
4.8 M-Logic Befehle und Ereignisse.....	80
5. Anwendungen mit Power Management	
5.1 Prinzipschaltbilder.....	82
5.1.1 Inselbetrieb.....	82
5.1.2 Netzparallelbetrieb.....	83
5.1.3 Mehrere Netze.....	84
5.1.4 Automatischer Transferschalter.....	85
5.1.5 Energiemanagementsystem.....	86
5.1.6 Fernwartung.....	86
5.2 Dokumentation zum Power-Management.....	86
6. Standardschutzfunktionen	
6.1 Generell.....	87
6.2 Phasenfolgefehler und Phasendrehung.....	88
6.2.1 Applikationen mit Einzelaggregat.....	88
6.2.2 Standard-/Applikationen mit mehreren Steuerungen.....	90
6.3 Erregerverlust.....	92
6.4 Spannungsabhängiger Überstrom.....	93
6.5 Stromasymmetrie.....	94
6.6 Spannungsasymmetrie.....	95
6.7 Übererregung.....	95
6.8 Spannungsabhängiger (eingeschränkter) Überstrom.....	96
6.9 Art der Messungen.....	97
7. PID-Regler für DZR und SPR	
7.1 Beschreibung des PID-Reglers.....	98
7.2 Regler.....	98
7.3 Prinzipschaltbild.....	99
7.4 Proportionalregler.....	99
7.4.1 Drehzahlbereich.....	99
7.4.2 Dynamischer Regelbereich.....	100
7.4.3 Integralregler.....	101
7.4.4 Differentialregler.....	101
7.5 Lastverteilungsregler.....	102
7.6 Synchronisierungsregler.....	103
7.7 Überwachung mit Relais.....	103
7.7.1 Relaiseinstellungen.....	104
7.7.2 Signallänge.....	104
7.8 P-Grad-Betrieb.....	105

7.8.1 Prinzip und Einstellung.....	105
7.8.2 U-Droop-Beispiel.....	106
7.8.3 Einstellung hoher Droop.....	106
7.8.4 Einstellung niedriger Droop.....	106
7.8.5 Korrektur isochroner Regler.....	107

8. Synchronisation

8.1 Synchronisationsprinzip.....	108
8.2 Dynamische Synchronisation.....	108
8.2.1 Signal zur Schalterschließung.....	109
8.2.2 Belastung nach der Synchronisierung.....	109
8.2.3 Einstellungen.....	110
8.3 Statische Synchronisation.....	111
8.3.1 Phasenregler.....	111
8.3.2 Schalter-EIN-Befehl.....	111
8.3.3 Belastung nach der Synchronisation.....	112
8.3.4 Einstellungen.....	112
8.4 Anlaufsynchrosynchronisation.....	113
8.4.1 1. GS-Handling.....	114
8.4.2 2. KS-Handling (Option G5).....	115
8.4.3 Startablauf.....	115
8.4.4 Schaltersequenz.....	117
8.4.5 Zusätzliche Regelparameter.....	117
8.4.6 Anlaufsynchrosynchronisation, Alarme.....	119
8.5 Separates Synchronisierrelais.....	119
8.6 Unterdrückungsbedingungen vor Netzschaltersynchronisierung.....	120

9. Zusätzliche Funktionen

9.1 Startfunktionen.....	122
9.1.1 Digitale Rückmeldungen.....	122
9.1.2 Analoges Pick-up-Signal.....	123
9.1.3 Öldruck.....	125
9.1.4 Doppelstarter.....	126
9.2 Ausgang ‚Motor läuft‘.....	126
9.3 Leerlauf.....	127
9.3.1 Beschreibung.....	128
9.3.2 Beispiele.....	128
9.3.3 Konfiguration von Digitaleingängen.....	129
9.3.4 Temperaturabhängiger Leerlaufstart.....	130
9.3.5 Unterdrückung.....	131
9.3.6 Motor-läuft-Signal.....	131
9.3.7 Flußdiagramme Leerlaufdrehzahl.....	131
9.4 Analoge Lastverteilung.....	133
9.4.1 Analoge Lastverteilungsklemmen.....	134
9.4.2 Funktionsprinzip.....	135
9.4.3 „Rampe aufwärts“ im Inselbetrieb mit Laststufen.....	136
9.4.4 Leistungsrampe einfrieren.....	136
9.4.5 Lastverteilungstyp.....	137
9.4.6 Lastverteilungsmodule.....	137
9.4.7 Selco T4800 Lastverteiler.....	137

9.4.8 Cummins PCC	137
9.5 Lüftung.....	139
9.5.1 Alarm max. Lüftung.....	139
9.6 Lüfter-Logik.....	140
9.6.1 Lüfterparameter.....	140
9.6.2 Eingang für Lüftersteuerung.....	141
9.6.3 Lüfter Start/Stopp.....	141
9.6.4 Lüfterausgänge.....	142
9.6.5 Lüfterstartverzögerung.....	142
9.6.6 Rückmeldung „Lüfter läuft“.....	143
9.6.7 Lüfterausfall.....	143
9.6.8 Lüfterpriorität (Betriebsstunden).....	144
9.6.9 Lüfterprioritätsberechnungen, Update.....	145
9.7 Derating des Aggregats.....	145
9.7.1 Eingangsauswahl.....	146
9.7.2 Parameter zur Leistungsreduzierung.....	146
9.7.3 Derating-Eigenschaften.....	147
9.7.4 MK-Derating.....	147
9.8 Dynamischer Frequenzgang.....	148
9.8.1 Einstellungen.....	150
9.8.2 M-Logic.....	152
9.9 Lastabwurf (NEL).....	153
9.9.1 Abwurf der unwichtigen Verbraucher.....	153
9.10 Motorheizung.....	154
9.10.1 Alarm Kühlmittelheizung.....	154
9.11 Pumpenlogik.....	155
9.11.1 Füllpumpenlogik.....	155
9.11.2 DEF-Pumpenlogik.....	156
9.11.3 Allgemeine Pumpenlogik.....	157
9.12 Servicemenü.....	158
9.13 Wartungstimer.....	159
9.14 Zeitgesteuerter Betrieb (Wochenzeitschaltuhr).....	159
9.15 Ölwechselfunktion.....	160
9.16 Schalterfunktionen.....	161
9.16.1 Schaltertypen.....	161
9.16.2 Schalterpositionsfehler.....	161
9.16.3 Federspannzeit.....	162
9.16.4 Prinzip der Schalter-Federspannzeit.....	162
9.16.5 Getrennter Schalter.....	163
9.17 Digitale Netzschaltersteuerung.....	164
9.18 Kurzzeitparallelbetrieb.....	165
9.19 Frequenz- oder spannungsabhängiger P-Grad.....	165
9.20 Leistungs- und CosPhi Offsetwerte.....	169
9.20.1 Leistungs-Offsets.....	169
9.20.2 Cosφ Offsets.....	169
9.21 RRCR externe Sollwertregelung.....	169
9.21.1 RRCR-Konfiguration.....	169
9.22 Manuelle Drehzahl- und Spannungsregelung.....	173

9.22.1 Betriebsart Manuell.....	173
9.22.2 Betriebsart Hand.....	173
9.22.3 Auto und Test.....	173
9.23 Fehlerklasse.....	174
9.23.1 Motor läuft.....	174
9.23.2 Motor steht.....	175
9.23.3 Konfiguration der Fehlerklassen.....	175
9.24 Alarmunterdrückung.....	176
9.24.1 Status Motor läuft (6160).....	177
9.25 Ereignisse.....	178
9.25.1 Protokolle.....	178
9.25.2 Display.....	178
9.26 Verbindung TCP/IP und Netzwerkparameter.....	179
9.26.1 Verwendung von NTP.....	181
9.27 M-Logic.....	181
9.28 Schnell-Setup.....	182
9.29 Parameter-ID.....	182
9.30 Auswahl der Sprache.....	183
9.31 Periodenkompensation.....	183
9.31.1 Kompensationszeit.....	184
9.32 Sommer/Winter-Zeit.....	184
9.33 Zugriffssperre.....	184
9.34 Batterietest.....	184
9.34.1 Eingangskonfiguration.....	186
9.34.2 Automatische Konfiguration.....	187
9.34.3 Batterieasymmetrie (6430 Batt. Asymmetr.).....	187
9.35 Schaltschrankfehler.....	189
9.35.1 Anlaufsperr Schalttafel Fehler (Block swbd error - Menü 6500).....	189
9.35.2 Abstellen Schalttafel Fehler (Stops swbd error - Menü 6510).....	189
9.36 Step-Up- und Step-Down-Trafo.....	189
9.36.1 Aufwärtstransformator.....	189
9.36.2 Vektorgruppe für Aufwärtstransformator.....	190
9.36.3 Konfiguration eines Step-Up-Trafos und eines Messtrafos.....	194
9.36.4 Vektorgruppe für Step-Down-Trafo.....	196
9.36.5 Konfiguration eines Step-Down-Trafos und eines Messtrafos.....	196
9.37 Anforderung von Spitzenströmen.....	197
9.37.1 I therm. Bedarf.....	197
9.37.2 I max. Bedarf.....	198
9.38 AC-Mittelwertbildung.....	198
9.38.1 Mittelwertbildung bei AC-Messungen.....	198
9.38.2 AC-Mittelwertalarm.....	199
9.39 Zähler.....	199
9.39.1 Zähler-Parameter.....	199
9.39.2 Impulszähler.....	200
9.39.3 kWh-/kVArh-Zähler.....	200
9.39.4 M-Logic-Zähler.....	201
9.40 KWG ISO5 Isolationswächter.....	201
9.41 Nicht unterstützte Anwendung.....	202

10. Allgemeiner Zweck PID

10.1 Einführung	204
10.1.1 Allgemeiner Zweck des analogen PID-Regelkreises.....	204
10.1.2 AZ-PID-Schnittstelle in USW.....	205
10.2 Eingängen	205
10.2.1 Eingängen.....	205
10.2.2 Dynamische Eingangsauswahl.....	206
10.3 Ausgang	208
10.3.1 Erklärung der Ausgangseinstellungen.....	208
10.4 Kp-Verstärkungskompensation	212
10.4.1 Einführung.....	212
10.4.2 Kompensation der Verstärkung der Laständerung.....	212
10.4.3 Kompensation der Abweichung vom Sollwert.....	214
10.5 M-Logic	215
10.5.1 Einführung.....	215
10.5.2 Events.....	215
10.5.3 Befehle.....	216
10.6 Beispiel: PID-Regelung für einen Motorlüfter	216

11. Eingänge und Ausgänge

11.1 Digitaleingänge	220
11.1.1 Start-/Stoppfunktionen.....	220
11.1.2 Schalterfunktionen.....	221
11.1.3 Betriebsart-Funktionen.....	223
11.1.4 Regelungsfunktionen.....	224
11.1.5 Weitere Funktionen.....	226
11.2 Multi-Eingänge	229
11.3 Auswahl der Eingangsfunktion	230
11.4 Drahtbruchererkennung	231
11.5 Externe Analog-Sollwerte	232
11.5.1 Externer Analog-Sollwert Klemmen.....	232
11.5.2 Andere Quellen für externe analoge Sollwerte.....	233
11.6 Ausgänge	233
11.6.1 Funktionsbeschreibung.....	233
11.7 Limitrelais	234
11.8 Differenzialmessung	235

1. Einführung

1.1 Erläuterungen zum Handbuch für Konstrukteure

1.1.1 Allgemeiner Zweck

Dieses **Handbuch für Konstrukteure** liefert allgemeine Informationen über die Anwendungen und Funktionen der Steuerung. Es enthält auch die Informationen, die zur Konfiguration der Anwendung und ihrer Parameter erforderlich sind.

Weitere Informationen entnehmen Sie bitte der **Installationsanleitung**. Informationen zur Bedienung der Steuerung finden Sie in der **Bedienungsanleitung**.



VORSICHT



Falsche Konfiguration ist gefährlich

Lesen Sie dieses Dokument, bevor Sie mit der Steuerung und dem zu steuernden Gerät arbeiten. Nichtbeachtung kann zu Personen- und Sachschäden führen.

1.1.2 Vorgesehene Anwender

Dieses Handbuch für Konstrukteure richtet sich hauptsächlich an den Schaltanlagen-Designer. Auf der Grundlage dieses Handbuches und der Installationsanleitung gibt der Schaltanlagen-Designer dem Elektriker die Informationen, die er für die Installation der Steuerung benötigt, z. B. detaillierte elektrische Zeichnungen.

1.1.3 Optionen

Dieses **Handbuch für Konstrukteure** beschreibt die Standardsteuerung AGC-4 Mk II, insbesondere die Aggregatsteuerung.

Die Funktionen der Steuerung können durch eine Vielzahl von flexiblen Hard- und Softwareoptionen erweitert werden. Das **Datenblatt** enthält eine vollständige Liste der Optionen. Die Optionen sind in der **Optionsbeschreibung** detailliert beschrieben.

Die **Option G5 Power-Management** beschreibt das Power-Management beim Gebrauch von Aggregat-, Netz- und SKS-Steuerungen.

Die **Option G7 Erweitertes Power-Management** beschreibt das Power-Management beim Gebrauch von Gruppen- und Anlagensteuerungen.

1.1.4 Parameterliste

Das Handbuch für Konstrukteure verweist auf Parameter. Weitere Informationen finden Sie in der **Parameterliste**.

1.1.5 Glossar

Begriff	Abkürzung	Erklärung
Additional Operator Panel, AOP	AOP	Siehe Option X Zusätzliche Anzeigen und Bedienfelder .
AGC-4 Mk II	AGC-4 Mk II	Standardmäßig eine Aggregatsteuerung. Mit der Option G5 auch eine Netz- oder SKS-Steuerung. Mit der Option G7 auch eine Gruppen- oder Anlagensteuerung. AGC-4 Mk II basiert auf AGC-4, mit aktualisierter Hardware.

Begriff	Abkürzung	Erklärung
AGC 150	AGC 150	Dazu gehören AGC Aggregat-, AGC SKS- und AGC Netz-Steuerungen. Sie können in AGC-4 Mk II Power Management-Anwendungen integriert werden.
Automatic Load Controller	ALC-4	
Notstrombetrieb	Notstrom	Bei einem Netzausfall nutzt die AGC automatisch ein Aggregat, um die Last zu versorgen.
Automatic Sustainable Controller	ASC 150 ASC-4	ASC Solar und Speicher/Batteriesteuerungen können in AGC Power Management Anwendungen einbezogen werden.
Automatischer Transferschalter	ATS	
Automatischer Spannungsregler	Spannungsregler	
Sammelschiene	SS	
Sammelschienenkuppelschalter	BTB/SKS	
CANShare		Kommunikation der Steuerung über CAN-Bus zur gleichmäßigen Lastverteilung.
Anlaufsynchrisation	CBE	
Redundanz der Steuerung		Siehe Option T1 Kritische Energie .
Stromwandler	StW	
Displayeinheit	DU-2	Eine Displayeinheit für die Steuerung der Steuerung AGC-4 Mk II. Alternativ können Sie auch eine TDU verwenden.
Motorkommunikation	MK	Siehe Option H12 H13 Motorkommunikation .
Erweitertes Power Management		Aggregat-, SKS-, Solar-, Gruppen- und/oder Anlagensteuerungen arbeiten zusammen. Siehe Option G7 Erweitertes Power-Management .
Aggregat/Generator	G	
Generatorschalter	GS	
Drehzahlregler	Drehzahl	
Netzschutzfunktionen		Siehe Option A10 AGC-4 Mk II VDE und G99 Netzschutz oder Option A20 IEEE 1547-2018 Netzschutz .
Betriebsart Lastübernahme	LTO	
Netzschalter	NS	
Netzbezugsregelung	MPE	
Menü	[#####]	Eine Gruppe von Parametern.
M-Logic		Das SPS-artige Werkzeug, das von der Utility-Software aus zugänglich ist.
MODBUS		Siehe Option H2 und H9 Modbus-Kommunikation und AGC-4 Mk II Modbus-Tabellen .
Multi-line-2	ML-2	Eine DEIF-Plattform, zu der auch die AGC-4 Mk II gehört.
Nennleistung	P nenn	
Nominale Blindleistung	Q nenn	
Nennspannung	U nenn	
Parameter	[#####]	Eine konfigurierbare Einstellung (in der PC-Utility-Software manchmal auch <i>Kanal</i> genannt).
PC-Utility-Software	USW	

Begriff	Abkürzung	Erklärung
PMS Lite		Ein vereinfachtes Power-Management-System mit eingeschränkten Funktionen. PMS Lite ist nur für Aggregatsteuerungen vorgesehen. Die Konfiguration und Nutzung von PMS Lite kann einfacher sein.
Power-Management-System	PMS	Aggregat-, Netz-, SKS-, ALC-, Batterie-/Speicher- und/oder Solarsteuerungen arbeiten zusammen. Siehe Option G5, Power-Management .
Profibus		Siehe Option H3 Serielle Kommunikation Profibus DP .
Eingang für Widerstandsmessung	RMI	
Einzelne Steuerung		Die einzelne Steuerung arbeitet auf der Grundlage ihrer eigenen Messungen und Eingaben. Die einzelne Steuerung verwendet keine Kommunikation mit anderen Steuerungen. Einzelne Steuerungen werden in Anwendungen ohne Power-Management eingesetzt.
Software	SW	
Touch-Displayeinheit	TDU	Eine Reihe von vorprogrammierten Touchscreen-Displays für die AGC-4 Mk II Aggregatsteuerungen.
Spannungswandler	VT	

1.1.6 Softwareversion

Dieses Dokument basiert auf der AGC-4 Mk II Software Version 6.11.

1.2 Warnhinweise und Sicherheit

1.2.1 Symbole für Gefahrenhinweise

GEFAHR!



Dies zeigt gefährliche Situationen.

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



WARNUNG



Dies zeigt potenziell gefährliche Situationen.

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



VORSICHT



Dies zeigt Situationen mit geringem Risiko.

Wenn die Richtlinien nicht befolgt werden, können diese Situationen zu leichten oder mittelschweren Verletzungen führen.

HINWEIS



Dies zeigt einen wichtigen Hinweis.

Lesen Sie unbedingt diese Informationen.

1.2.2 Symbole für allgemeine Hinweise

ANMERKUNG Allgemeine Informationen



Zusätzliche Informationen

Hier erfahren Sie, wo Sie weitere Informationen finden können.



Beispiel

Dies zeigt ein Beispiel.



Wie man ...

Hier finden Sie einen Link zu einem Video mit Hilfe und Anleitung.

1.2.3 Werkseinstellungen

Die Steuerung wird werkseitig mit einer Reihe von Standardeinstellungen vorprogrammiert ausgeliefert. Diese Einstellungen beruhen auf typischen Werten und sind für Ihr System möglicherweise nicht angemessen. Sie müssen daher alle Parameter überprüfen, bevor Sie die Steuerung verwenden.

1.2.4 Automatischer und ferngesteuerter Start

Das Power-Management-System startet automatisch Stromaggregate, wenn mehr Strom benötigt wird. Es kann für einen unerfahrenen Bediener schwierig sein, vorherzusagen, welche Aggregate starten werden. Darüber hinaus können Aggregate aus der Ferne gestartet werden (z.B. über eine Ethernet-Verbindung oder einen Digitaleingang). Um Verletzungen zu vermeiden, müssen das Design des Aggregats, das Layout und die Wartungsverfahren die vorgenannten Punkte berücksichtigen.

1.2.5 Sicherheit bei Installation und Betrieb

Die Installation und der Betrieb der Geräte können Arbeiten mit gefährlichen Strömen und Spannungen erfordern. Die Installation darf nur von autorisiertem Personal durchgeführt werden, das mit den Gefahren beim Arbeiten mit elektrischen Geräten vertraut ist.



GEFAHR!



Gefährliche Ströme und Spannungen

Berühren Sie keine Klemmen, insbesondere die AC-Messeingänge und die Relaisanschlüsse. Das Berühren der Klemmen kann zu Verletzungen oder zum Tod führen.

1.2.6 Elektrostatische Entladung

Um die Klemmen vor und während der Montage gegen statische Entladungen zu schützen, müssen ausreichende Vorsichtsmaßnahmen getroffen werden. Wenn das Gerät installiert und angeschlossen ist, sind diese Sicherheitsmaßnahmen nicht mehr notwendig.

1.3 Rechtliche Informationen und Haftungsausschluss

DEIF übernimmt keine Haftung für den Betrieb oder die Installation des Aggregats oder der Schaltanlage. 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.

2. Funktionen

2.1 Standardfunktionen

Dieses Kapitel beinhaltet die Funktionsbeschreibungen der Standardfunktionen und Illustrationen der relevanten Applikationen. Flussdiagramme und Einliniendiagramme veranschaulichen die Informationen.

Die Standardfunktionen sind:

2.1.1 Betriebsarten

- Notstrombetrieb
- Inselbetrieb
- Festlast/Grundlast
- Spitzenlast
- Lastübernahme
- Netzbezugsregelung

2.1.2 Motorsteuerung

- Start-/Stopp-Ablauf
- Betriebs- und Stoppmagnet
- Relaisausgänge zur Drehzahlregelung

2.1.3 Generatorschutz (ANSI)

- 2 × Rückleistung (32)
- 5 × Überlast (32)
- 6 × Überstrom (50/51)
- 2 × Überspannung (59)
- 3 × Unterspannung (27)
- 3 × Über-/Unterfrequenz (81)
- Spannungsabhängiger Überstrom (51 V)
- Strom-/Spannungsasymmetrie (60)
- Erregerausfall/Übererregung (40/32RV)
- Lastabwurfsteuerung, drei Ebenen (I, Hz, P>, P>>)
- Multieingänge (digital, 4 bis 20 mA, 0 bis 40 V DC, Pt100, Pt1000 oder RMI)
- Digitaleingänge

2.1.4 Sammelschienenschutz (ANSI)

- 4 × Überspannung (59)
- 5 × Unterspannung (27)
- 4 × Überfrequenz (81)
- 5 × Unterfrequenz (81)
- Spannungsasymmetrie (60)

2.1.5 Display DU-2

- Das Display kann abgesetzt montiert werden
- Tasten für Start und Stopp

- Tasten für Schalteransteuerung
- Statustexte

Alternativ können Sie auch eine TDU verwenden.

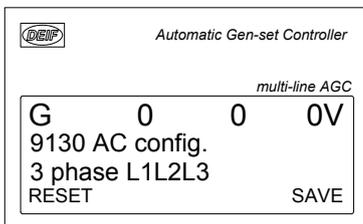
2.1.6 M-Logic

- Logisches Verknüpfungstool
- Wählbare Eingangsevents
- Wählbare Ausgangsbefehle

2.2 AC-Konfiguration

Die AGC ist für die Messung von Spannungen zwischen 100 und 690 V AC ausgelegt. Die AC-Schaltpläne sind in der **Installationsanleitung** dargestellt. Sie können die AC-Konfiguration im Menü 9130 auswählen (dreiphasig, einphasig und Einphasen-Dreileiter).

Ändern Sie die Einstellungen über das Display oder die USW. Um das DU-2-Display zu verwenden, drücken Sie die JUMP-Taste und gehen Sie zum Menü 9130. Die Anzeige sieht wie folgt aus:



Wählen Sie mit der Taste  oder  die AC-Konfiguration aus. Drücken Sie bitte  die Tasten bis SAVE unterstrichen ist, danach drücken Sie  zum Speichern der Einstellung.

VORSICHT



Falsche Konfiguration ist gefährlich

Stellen Sie die richtige AC-Konfiguration ein. Wenden Sie sich im Zweifelsfall an den Schalttafelhersteller, um Informationen zu erhalten.

2.2.1 Dreiphasensystem

Werkseitig ist die AGC auf das Dreiphasensystem eingestellt. Bei dieser Konfiguration müssen alle drei Phasen an der AGC angeschlossen sein.

Die folgende Tabelle enthält die Parameter, um das System für die Dreiphasenmessung vorzubereiten.

Das unten stehende Beispiel gilt für 230/400 V AC. Die Spannung kann direkt an die Klemmen der AGC angeschlossen werden, ohne dass ein Spannungswandler erforderlich ist. Wenn ein Spannungswandler benötigt wird, sollten stattdessen die Nennwerte des Transformators verwendet werden.

Parameter	Text	Beschreibung	Einstellwert
6004	G-Nennspannung	Außenleiterspannung Generator	400 V AC
6041	G-Wandler	Primärspannung des Spannungswandlers	400 V AC

Parameter	Text	Beschreibung	Einstell-Wert
6042	G-Wandler	Sekundärspannung des Spannungswandlers	400 V AC
6051	SS-Wandler 1	Primärspannung des Spannungswandlers (sofern installiert)	400 V AC
6052	SS-Wandler 1	Sekundärspannung des Spannungswandlers	400 V AC
6053	SS-Nennspannung 1	Außenleiterspannung Sammelschiene	400 V AC

ANMERKUNG Die AGC verfügt über zwei SS-Wandlereinstellungen, die individuell in diesem Messsystem aktiviert werden können.

2.2.2 Einphasen-Dreileitersystem

Dies ist eine spezielle Applikation, bei der zwei Phasen und ein Neutraleiter mit der AGC verbunden sind. Auf dem Display des AGC werden die Phasen L1 und L3 angezeigt. Der Phasenwinkel zwischen L1 und L3 beträgt 180°. Einphasen-Dreileitersystem ist möglich zwischen L1-L2 oder L1-L3.

Die folgende Tabelle enthält die Parameter, um das System für die Einphasen-Dreileitermessung vorzubereiten.

Das unten stehende Beispiel gilt für 240/120 V AC. Die Spannung kann direkt an die Klemmen der AGC angeschlossen werden, ohne dass ein Spannungswandler erforderlich ist. Wenn ein Spannungswandler benötigt wird, sollten stattdessen die Nennwerte des Transformators verwendet werden.

Parameter	Text	Beschreibung	Wertanpassung
1201	G Schaltgruppe	Art der Generatormessung	Ph-N
1202	SsB-Schaltgruppe	Art der Sammelschienenmessung	Ph-N
6004	G-Nennspannung	Strangspannung Generator	120 V AC
6041	G-Wandler	Primärspannung des Spannungswandlers	120 V AC
6042	G-Wandler	Sekundärspannung des Spannungswandlers	120 V AC
6051	SS-Wandler 1	Primärspannung des Spannungswandlers (sofern installiert)	120 V AC
6052	SS-Wandler 1	Sekundärspannung des Spannungswandlers	120 V AC
6053	Ss-Nennspannung 1	Strangspannung Sammelschiene	120 V AC

ANMERKUNG Die Messung U_{L3L1} ergibt 240 V AC. Die Sollwerte für den Spannungsalarm beziehen sich auf die Nennspannung 120 V AC. U_{L3L1} löst keinen Alarm aus.

ANMERKUNG Die AGC verfügt über zwei Ss-Wandlereinstellungen, die individuell in diesem Messsystem aktiviert werden können.

2.2.3 Einphasensystem

Das Einphasensystem besteht aus einer Phase und dem Neutraleiter.

Die folgende Tabelle enthält die Parameter, um das System für die Einphasenmessung vorzubereiten.

Das unten stehende Beispiel gilt für 230 V AC. Die Spannung kann direkt an die Klemmen der AGC angeschlossen werden, ohne dass ein Spannungswandler erforderlich ist. Wenn ein Spannungswandler benötigt wird, sollten stattdessen die Nennwerte des Transformators verwendet werden.

Parameter	Text	Beschreibung	Einstell-Wert
6004	G-Nennspannung	Strangspannung Generator	230 V AC
6041	G-Wandler	Primärspannung des Spannungswandlers	230 V AC
6042	G-Wandler	Sekundärspannung des Spannungswandlers	230 V AC
6051	SS-Wandler 1	Primärspannung des Spannungswandlers (sofern installiert)	230 V AC
6052	SS-Wandler 1	Sekundärspannung des Spannungswandlers	230 V AC
6053	Ss-Nennspannung 1	Strangspannung Sammelschiene	230 V AC

ANMERKUNG Der Spannungsalarm bezieht sich auf U_{NENN} (230 V AC).

ANMERKUNG Die AGC verfügt über zwei Ss-Wandlereinstellungen, die individuell in diesem Messsystem aktiviert werden können.

2.2.4 Blindleistungsverfahren

In der Vergangenheit hat die AGC-4 Mk II die Blindleistung auf der Grundlage von Phasenspannung und -strom gemessen. Um die Genauigkeit bei Stromunsymmetrie mit erheblicher Spannungsunsymmetrie zu erhöhen, wählen Sie **Q über U N-Ph und I** in Parameter 9132.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
9132	Q calc-Verfahren	Q über U Ph-Ph und I Q über U Ph-N und I	Q über U Ph-Ph und I	Q über U Ph-N and I: Die Blindleistung basiert auf der Phase-Phase-Spannung und dem Strom. Q über U N-Ph und I: Die Blindleistung basiert auf der Phasen-Neutralspannung und dem Strom.

HINWEIS



Option A20 ändert automatisch den Parameter 9132

Wenn die Option A20 (IEEE 1547-2018 Netzschutz) aktiviert ist, wird der Parameter 9132 automatisch auf **Q über U N-Ph und I** geändert. Wenn die Option A20 deaktiviert ist, wird der Parameter 9132 nicht zurückgesetzt.



Zusätzliche Informationen

Siehe **Option A20 aktivieren** in **Option A20**, und **Option A20 deaktivieren** in **Option A10** zum Ändern der Option A20.

2.3 Nenneinstellungen

Die AGC hat vier Nennwertsätze, zwischen denen umgeschaltet werden kann (Kanäle 6001 – 6036). Es ist möglich, zwischen den Nennwerten 1-4 zu wechseln, um verschiedene Spannungen und Frequenzen zu erreichen. Nennwerte 1 (6001-6007) sind die standardmäßig verwendeten Nennwerte. Siehe Abschnitt *Umschalten zwischen den Nennwerten* für weitere Informationen.

Die AGC verfügt über zwei Sets von Nennwerten für die Sammelschiene, die in den Kanälen 6051-6063 konfiguriert sind. Jedes Set besteht aus einem nominellen sowie einem primären und sekundären Spannungswert. „U primär“ und „U sekundär“ werden zur Definition der primären und sekundären Spannungswerte verwendet, falls Messwandler installiert sind. Wenn kein Spannungswandler zwischen Generator und Sammelschiene installiert ist, wählen Sie „SS Unom = G Unom“ in Kanal 6054. Wenn diese Funktion aktiviert ist, findet keiner der SS-Nennwerte Beachtung. Stattdessen wird die SS-Nennspannung gleichrangig mit der Generator-Nennspannung betrachtet.

2.3.1 Umschalten zwischen den Nennwerten

Die vier Nennwertsätze können individuell konfiguriert werden. Die AGC kann zwischen den verschiedenen Sets von Nennwerten umschalten, was die Verwendung eines spezifischen Nennwertsatzes für eine spezifische Applikationsanforderung ermöglicht.

ANMERKUNG Wenn kein Sammelschienen-Spannungswandler vorhanden ist, können die Primär- und Sekundärseitenwerte auf den Generatornennwert eingestellt und Parameter 6054 auf $SS\ U_{nenn} = G\ U_{nenn}$ eingestellt werden.

Die Vermietungsbranche nutzt diese Funktion z. B. bei mobilen Aggregaten, bei denen Schaltfrequenz und Spannung benötigt werden. Auch stationäre Aggregate können diese Funktion nutzen. Beispielsweise kann es im Fall eines Notstrombetriebs erwünscht sein, die nominellen Leistungs- und Stromeinstellungen zu erhöhen, um eine größere Toleranz bei den Schutzfunktionen zu erzielen.

Aktivierung

Das Umschalten zwischen den nominalen Parameter-Sets kann über Digitaleingang, AOP oder Menü 6006 erfolgen.

ANMERKUNG Bei der Verwendung von M-Logic kann jedes Ereignis verwendet werden, um das automatische Umschalten der nominalen Parameter-Sets zu aktivieren.

Digitaleingang

Die M-Logic wird verwendet, wenn ein Digitaleingang für das Umschalten zwischen den vier Nenneinstellungsgruppen erforderlich ist. Bestimmen Sie den erforderlichen Eingang über die Eingangsereignisse und die Nenneinstellungen über die Ausgänge.

Beispiel für M-Logic und Digitaleingang

The screenshot displays two logic rules for switching parameter sets based on digital input 23. Each rule consists of a NOT section, an Operator section, and an Output section.

Logic 1: For digital input 23 activated, use parameter set 1. The NOT section has three events: Event A (checkbox unchecked, 'Dig. Input No23: Inputs'), Event B (checkbox unchecked, 'Not used'), and Event C (checkbox unchecked, 'Not used'). The Operator section has two 'OR' dropdown menus. The Output section has a delay of 0 seconds and the output 'Set parameter 1: Command Parameter set'. The 'Enable this rule' checkbox is checked.

Logic 2: For digital input 23 deactivated, use parameter set 2. The NOT section has three events: Event A (checkbox checked, 'Dig. Input No23: Inputs'), Event B (checkbox unchecked, 'Not used'), and Event C (checkbox unchecked, 'Not used'). The Operator section has two 'OR' dropdown menus. The Output section has a delay of 0 seconds and the output 'Set parameter 2: Command Parameter set'. The 'Enable this rule' checkbox is checked.

ANMERKUNG Einzelheiten finden Sie in der Datei *Hilfe* in der PC-Utility-Software.

AOP

Die M-Logic wird verwendet, wenn die AOP zum Umschalten zwischen den vier Nenneinstellungsgruppen erforderlich ist. Bestimmen Sie die erforderliche AOP-Taste über die Eingangsereignisse und die Nenneinstellungen über die Ausgänge.

AOP-Beispiel

ANMERKUNG Einzelheiten finden Sie in der Datei *Hilfe* in der PC-Utility-Software.

Vier Nennwertsätze DZR-/SPR-Offsets

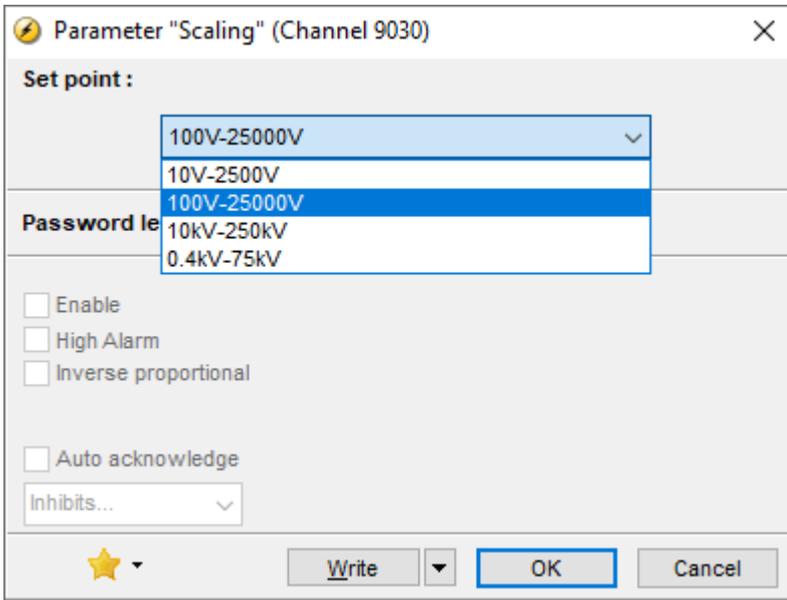
Verwenden Sie Menü 6006, um den gewünschten Satz von Nennwerten (1 bis 4) auszuwählen. Die Nenneinstellung des DZR/SPR-Offsets folgt der Einstellung in 6006, d. h. die Nenneinstellung 1 (6001 bis 6005) folgt dem DZR/SPR-Offset in 2550.

Regulation	2550	GOV outp offset	133	50 %
Regulation	2551	GOV outp offset	1633	50 %
Regulation	2552	GOV outp offset	1634	50 %
Regulation	2553	GOV outp offset	1635	50 %
Regulation	2670	AVR outp offset	161	50 %
Regulation	2671	AVR outp offset	1636	50 %
Regulation	2672	AVR outp offset	1637	50 %
Regulation	2673	AVR outp offset	1638	50 %

ANMERKUNG Das Umschalten zwischen den *SS-Nenneinstellungen* (6050 and 6060) kann wie oben erklärt erfolgen (Kanal 6054).

2.3.2 Skalierung

Standardmäßig ist die Spannungsskalierung im Bereich 100 V-25000 V eingestellt (Parameter 9030). Damit Anwendungen über 25000 V und unter 100 V möglich sind, kann der Spannungseingangsbereich dem aktuellen Wert des Primärspannungswandlers angepasst werden. Zum Ändern dieses Parameters ist ein Zugang auf Masterebene erforderlich.



Durch Ändern der Spannungsskalierung ändern sich die Bereiche für die Parameter Spannung, Leistung und Messwandlerausgang.

Tabelle 2.1 Beispiel für die Auswirkung der Skalierung auf Leistungs- und Spannungsparameter

Skalierung (9030)	Nenneinstellungsbereich Leistung (6002, 6012, 6022, 6032)	Nenneinstellungsbereich Spannung (Generator 6004, 6014, 6024, 6034; Sammelschiene 6053, 6063)	Wandler, Verhältniswertebereich (Generator primär 6041; Sammelschiene primär 6051, 6061)
10 V - 2500 V	1 bis 900 kW	10 V - 2500 V	10 V - 2500 V
100 V - 25000 V	10 - 20000 kW	100 V - 25000 V	100 V - 25000 V
0,4 kV - 75 kV	0,1 - 90 MW	0,4 kV - 75 kV	0,4 kV - 75 kV
10 kV - 250 kV	1 - 900 MW	10 kV - 250 kV	10 kV - 250 kV

HINWEIS

Falsche Konfiguration ist gefährlich

Alle Nennwerte und die primären Spannungswandler-Einstellungen müssen korrigiert werden, nachdem die Skalierung (Parameter 9030) geändert worden ist.

2.4 Applikationen

2.4.1 Anwendungen und Aggregatbetriebsarten



Konfiguration einer Anwendung bei der AGC-4

Hilfreiche Hinweise finden Sie in unserer Anleitung [Konfiguration einer Anwendung bei der AGC-4](#).

Die Steuerung kann für die in der folgenden Tabelle aufgeführten Anwendungen verwendet werden.

Applikation	Typ	Angaben
Notstrom (keine Synchronisation)	Einzel-DG oder Standard	
Notstrom (mit Synchronisation)	Einzel-DG oder Standard	
Inselbetrieb	Einzel-DG oder Standard	
Festleistung/Grundlast	Einzel-DG oder Standard	
Spitzenlast	Einzel-DG oder Standard	
Lastübernahme	Einzel-DG oder Standard	
Netzbezugsregelung	Einzel-DG oder Standard	
Mehrfachanlagen mit analoger Lastverteilung	Einzel-DG oder Standard*	Erfordert Hardware-Option M12
Mehrfachanlagen mit Power Management	Standard	Erfordert Option G5.
Mit bis zu 16 x ASC-4	Standard	Der ASC-4 ID-Bereich ist 25 bis 40. ASC SW 4.06.0+. Erfordert die Option G5 im AGC-4 Mk II.
Mit bis zu 8 x ALC-4	Standard	Der ALC-4 ID-Bereich ist 25 bis 40. ALC SW 4.01.0+. Erfordert die Option G5 im AGC-4 Mk II.
Fernwartung mit einem Aggregat	Einzelaggregat	Erfordert die Option H12.x und eine Fernwartungsbox von DEIF.
Fernwartung mit mehreren Aggregaten	Standard	Erfordert die Optionen T4, G5, H12.x und eine Fernwartungsbox von DEIF.

ANMERKUNG * M-Logic ist erforderlich, um eine analoge Lastverteilung in einer Standardanwendung zu erzwingen.

Aggregatebetriebsarten	Betriebsart				
	Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren
Notstrom (keine Synchronisation)	●	●	●	●	●
Notstrom (mit Synchronisation)	●	●	●	●	●
Inselbetrieb	●	●	●	●	●
Festleistung/Grundlast	●	●	●	●	●
Spitzenlast	●	●	●	●	●
Lastübernahme	●	●	●	●	●
Netzbezugsregelung	●	●	●	●	●
Mehrere Aggregate, analoge Lastverteilung (Hardware-Option M12)	●	●	●	●	●
Mehrfachanlagen mit Power Management	●	●	●	●	●
Fernwartung mit einem Aggregat		●			●

ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.2 Notstrom (keine Synchronisation)

Automatikbetrieb

Die Steuerung startet automatisch das Aggregat und schaltet bei einem Netzausfall nach einer einstellbaren Verzögerungszeit auf Generatorversorgung um. Es ist möglich, die Steuerung auf zwei verschiedene Arten auf den Aggregatbetrieb umzustellen:

1. Der Netzschalter wird bei Aggregatstart geöffnet.
2. Der Netzschalter bleibt geschlossen bis das Aggregat läuft und Generatorspannung und Frequenz in Ordnung sind.

In beiden Fällen wird der Generatorschalter erst dann zugeschaltet, wenn Generatorspannung und Frequenz in Ordnung sind und der Netzschalter geöffnet ist.

Nach Netzwiederkehr wird auf Netzbetrieb zurückgeschaltet und das Aggregat nach der Nachlaufzeit stillgesetzt. Die Rückschaltung auf die Netzversorgung erfolgt ohne Rücksynchronisation, wenn die eingestellte *Netzwiederkehr-Verzögerung* abgelaufen ist.

Betriebsart Hand

Ist der Generatorschalter geschlossen, wird auf die eingestellte Nennfrequenz als Sollwert für den Drehzahlregler geregelt. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird die Nennspannung als Sollwert verwendet.

ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.3 Notstrom (mit Rücksynchronisation)

Beschreibung des Automatikbetriebs

Die Steuerung startet automatisch das Aggregat und schaltet bei einem Netzausfall nach einer einstellbaren Verzögerungszeit auf Generatorversorgung um. Es ist möglich, die Steuerung auf zwei verschiedene Arten auf den Aggregatbetrieb umzustellen:

1. Der Netzschalter wird bei Aggregatstart geöffnet.
2. Der Netzschalter bleibt geschlossen bis das Aggregat läuft und Generatorspannung und Frequenz in Ordnung sind.

In beiden Fällen wird der Generatorschalter erst dann zugeschaltet, wenn Generatorspannung und Frequenz in Ordnung sind und der Netzschalter geöffnet ist.

Bei Netzwiederkehr synchronisiert die Steuerung den Netzschalter auf die Sammelschiene, wenn die Netzwiederkehr-Verzögerung abgelaufen ist. Das Aggregat wird nach der Nachlaufzeit gestoppt.

ANMERKUNG Die Notstromfunktion kann mit der Funktion *Überlappung* kombiniert werden. In diesem Fall sind der GS und der NS nie länger als die eingestellte *Überlappungszeit* gleichzeitig geschlossen.

Betriebsart Hand

Ist der Generatorschalter geschlossen und der Netzschalter geöffnet, verwendet die Steuerung die Nennfrequenz als Sollwert für den Drehzahlregler. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird die Nennspannung als Sollwert verwendet.

Im Parallelbetrieb ist die Drehzahlregelung nicht weiter aktiv. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird der Sollwert als angepasster Leistungsfaktor oder Blindleistung geregelt (7050, Festleistungseinstellung).

ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.4 Inselbetrieb

Beschreibung des Automatikbetriebs

Über einen digitalen Befehl wird das Aggregat gestartet und der Generatorschalter geschlossen. Wird der Stoppbefehl erteilt, öffnet der GS und das Aggregat stoppt nach der Nachlaufzeit. Die Start-/Stoppbefehle werden über das Ein- und Ausschalten eines Digitaleingangs oder über die zeitabhängigen Start-/Stoppbefehle erteilt. Auch ein *zeitgesteuerter Betrieb* über die eingebaute Wochenzeitschaltuhr ist möglich.

Handbetrieb

Ist der Generatorschalter geschlossen, wird auf die eingestellte Nennfrequenz als Sollwert für den Drehzahlregler geregelt. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird die Nennspannung als Sollwert verwendet.

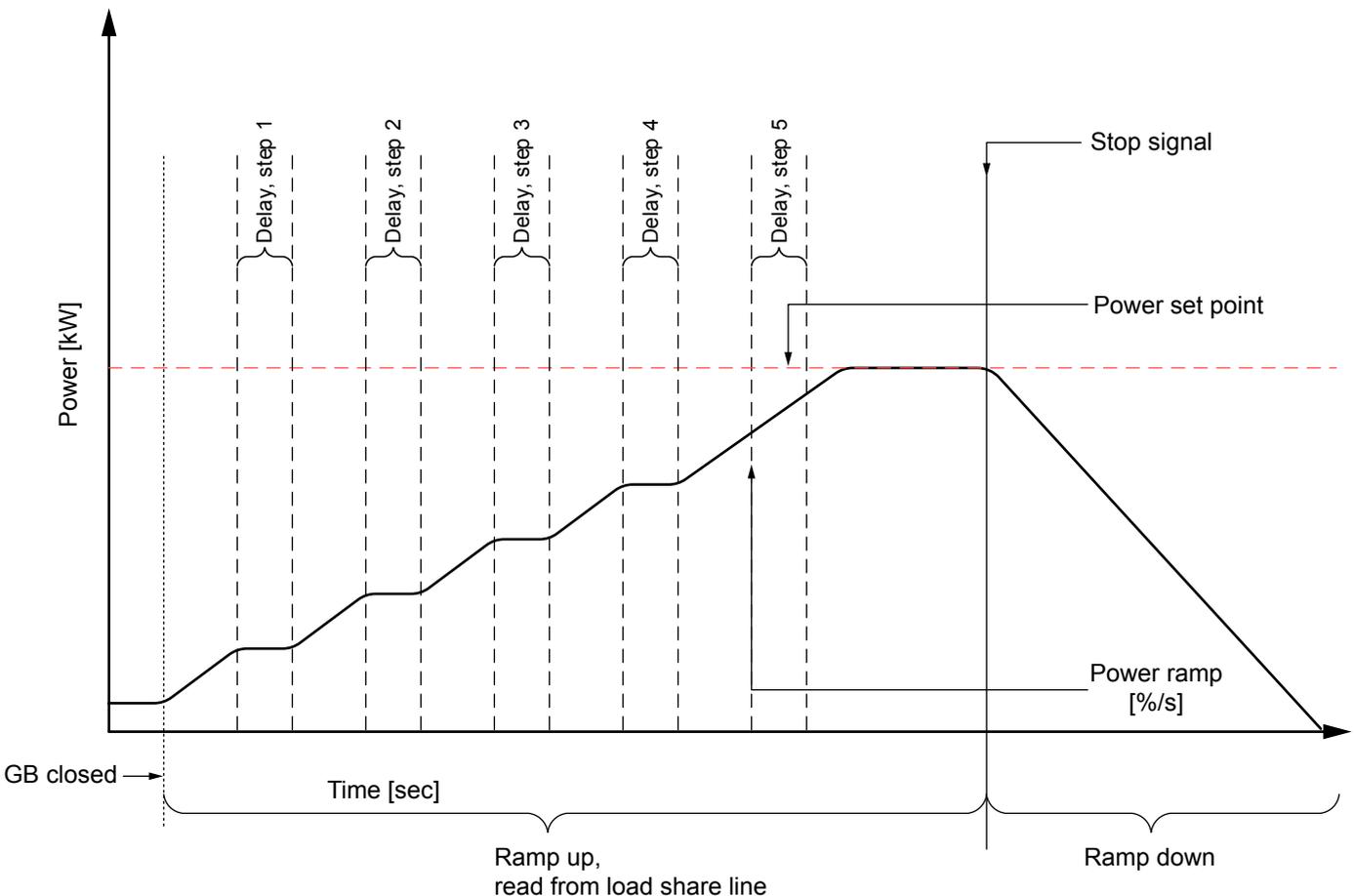
ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.5 Leistungsrampe

„Leistungsrampe aufwärts“ (Parameter 261x) und „Leistungsrampe abwärts“ (Parameter 262x) werden verwendet, wenn das Aggregat an eine andere Versorgungsquelle angeschlossen ist.

2610 Leistungsrampe aufwärts	
Rampensteigung 1	Definiert die Steigung der Rampe 1
Haltepunkt	An diesem Punkt wird die Leistungssteigerung abgebrochen, bis die Verzögerung abgelaufen ist.
Verzögerung	Ist diese Verzögerung abgelaufen, wird die Leistungssteigerung von dem Verzögerungspunkt aus fortgesetzt.
Insel Rampe	Aktiviert die Leistungssteigerung im Inselbetrieb
Stufen	Definiert die Anzahl der Rampenstufen
Rampensteigung 2	Definiert die Steigung der Rampe 2

2620 Entlasten	
Rampensteigung 1	Definiert die Steigung der Rampe 1 (wird auch für Entlastung verwendet)
Schalter öffnen	Leistung, bei der der Schalter öffnet
Rampensteigung 2	Definiert die Steigung der Rampe 2 (wird auch für Entlastung verwendet)
Automatische Rampenauswahl	Wenn „Automatische Rampenauswahl“ deaktiviert wird, kann Rampe 2 nur mit der M-Logic aktiviert werden.



Rampe auf mit Laststufen

Ist der GS geschlossen, steigt der Leistungssollwert in Laststufen weiter an, deren Anzahl in Menü 2615 bestimmt wird. Ist der Verzögerungspunkt auf 20 % und die Anzahl der Stufen auf 3 gesetzt, fährt das Aggregat auf 20 % hoch, wartet die eingestellte Zeit, fährt auf 40 % hoch, wartet, fährt auf 60 % hoch, wartet und fährt dann auf den Leistungssollwert hoch.

Leistungsrampe einfrieren

Die Rampe kann über einen M-Logic-Befehl eingefroren werden.

Befehl aktiv: Die Rampe wird gestoppt und der Sollwert wird aufrechterhalten, solange die Funktion aktiv ist. Wird die Funktion zwischen zwei Haltepunkten aktiviert, wird die Rampe angehalten.

1. Die Rampe wird gestoppt und der Sollwert wird aufrechterhalten, solange die Funktion aktiv ist.
2. Wird die Funktion zwischen zwei Haltepunkten aktiviert, wird die Rampe angehalten.
3. Wird die Rampe in einer Rampenpause gestoppt, wird der Timer angehalten. Der Timer läuft weiter, wenn der Befehl aufgehoben wird.

ANMERKUNG Die Sequenz startet mit dem Schließen des Generatorschalters.

Leistungsrampe 1

Dies ist die primär verwendete Leistungsrampe. Leistungsrampe 1 wird nur während des „Frequenzabhängigen Leistungsabfalls“ ignoriert oder wenn Leistungsrampe 2 mit der M-Logic aktiviert wird.

Leistungsrampe 2

Parameter 2616 und 2623 definieren die Steigung der zweiten Leistungsrampe. Die sekundäre Leistungsrampe wird hauptsächlich während des „Frequenzabhängigen Leistungsabfalls“ verwendet. Sie kann jedoch auch über ein beliebiges M-Logic-Ereignis aktiviert werden. Parameter 2624 (Automatische Rampenauswahl) legt fest, ob Rampe 2 per Droop oder M-Logic aktiviert wird. Ist die automatische Rampenauswahl aktiviert, erfolgt die Aktivierung der zweiten Rampe während des Leistungsabfalls. Bei Deaktivierung kann die zweite Rampe nur über die M-Logic aktiviert werden.

2.4.6 Q-Rampe

Eine Rampenfunktion zur Blindleistungsregelung kann aktiviert werden. Die Steuerung benutzt diese Rampe bei der Erhöhung oder Verringerung der Blindleistung. Konfigurieren Sie diese Parameter in der USW.

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Q-Rampe zum Sollwert	2821	2 %/s	0,1 bis 20 %/s	Rampe hinauf für Blindleistung
Q-Rampe auf Null	2822	2 %/s	0,1 bis 20 %/s	Rampe herunter für Blindleistung
Q-Rampenaktivierung	2823	AUS	AUS Linear Zeit konstant	AUS: Die Rampe deaktivieren. Linear: Die Parameter 2821 und 2822 werden verwendet. Zeit konstant: Der Parameter 2824 wird verwendet.
Q Zeit konstant	2824	2 s	1 bis 30 s	PT1-basierte Zeitkonstante, die verwendet wird, wenn Zeit konstant in Parameter 2823 gewählt wurde.

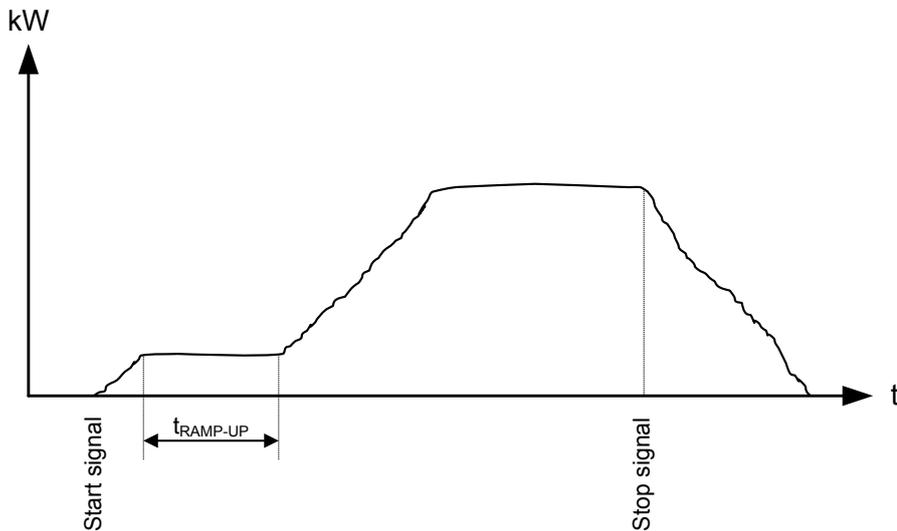
ANMERKUNG Es gibt keine Rampe für die Cosφ-Regelung.

2.4.7 Festlast/Grundlast

Automatikbetrieb

Die Steuerung startet das Aggregat automatisch und synchronisiert sich auf das Netz, wenn der Digitaleingang „Auto Start/ Stopp“ aktiviert ist. Nach dem Schließen des Generatorschalters fährt das Gerät die Last auf den Sollwert hoch. Wird der Stoppbefehl gegeben, wird das Aggregat entlastet und stoppt nach der Nachlaufzeit. Die Start-/Stoppbefehle werden über das Ein- und Ausschalten eines Digitaleingangs oder über die zeitabhängigen Start-/Stoppbefehle erteilt. Auch ein *zeitgesteuerter Betrieb* über die eingebaute Wochenzeitschaltuhr ist möglich.

Prinzipdiagramm Festleistung



Handbetrieb

Ist der Generatorschalter geschlossen und der Netzschalter geöffnet, verwendet die Steuerung die Nennfrequenz als Sollwert für den Drehzahlregler. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird die Nennspannung als Sollwert verwendet.

Befindet sich das Aggregat im Parallelbetrieb, wird die Generatorleistung auf den Festleistungssollwert erhöht. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird der Sollwert als Leistungsfaktor oder Blindleistung geregelt (7050, Festleistungseinstellung).

7050 Festleistungseinstellung

Leistungseinstellung

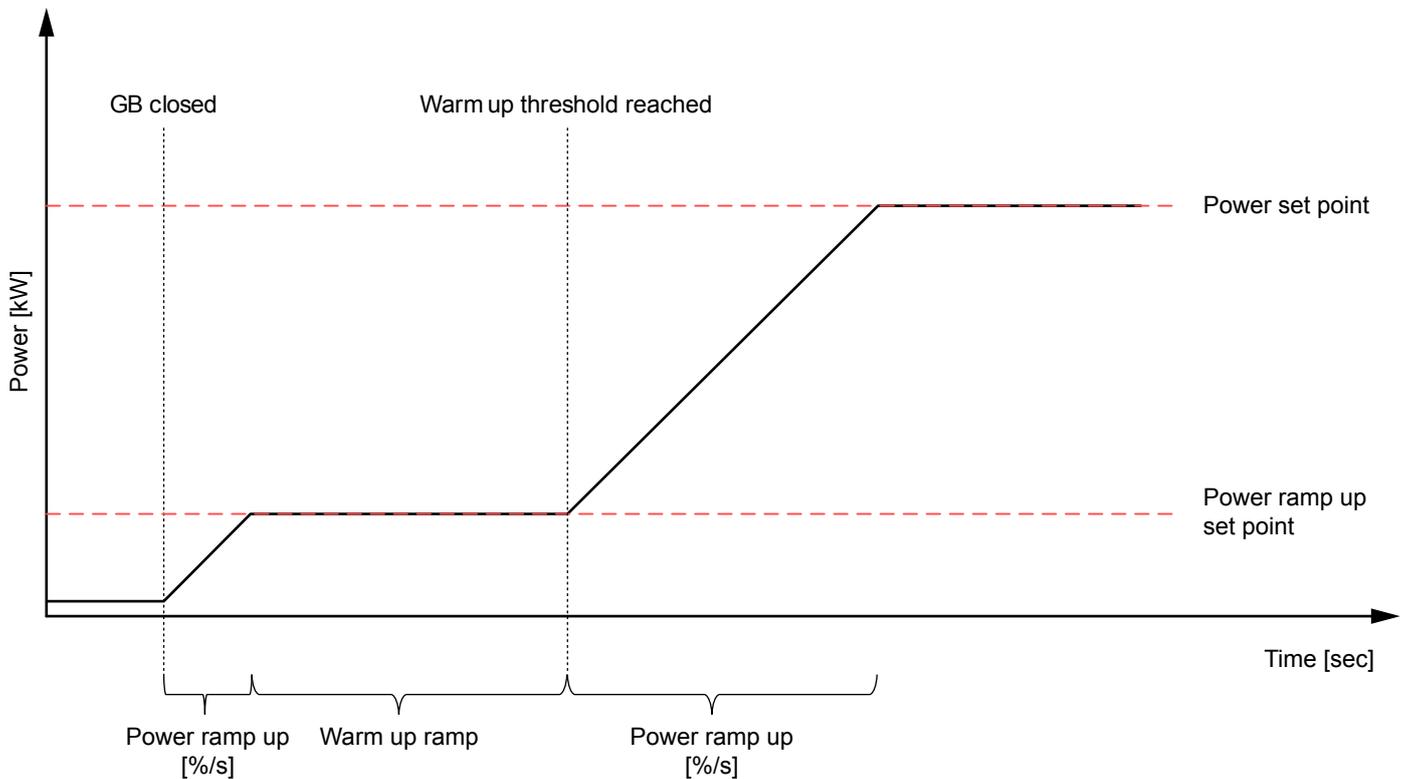
Das ist der Sollwert für die Leistung.

ANMERKUNG Die Werte in Menü 7050 stellen den $\cos\varphi$ ein. Dabei handelt es sich nicht um den Leistungsfaktor im Display. $\cos\varphi$ und Leistungsfaktor sind nur bei reiner Sinusform gleich.

ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.8 Aufwärmrampe

Die Aufwärmrampe ist eine Funktion, die Leistungsabgabe so lange begrenzt, bis eine vorkonfigurierte Bedingung erfüllt ist, wie z. B. das Erreichen der Betriebstemperatur des Motors, wodurch die Belastung des Motors stark verringert wird.



Die Aktivierung der Aufwärmrampe ist freigegeben und der Eingang wird über den *Aufwärmtyp* konfiguriert (Parameter 2961). Die Aktivierung des Einganges für die Aufwärmrampe begrenzt die verfügbare Leistung des Aggregates auf den prozentualen Wert, der unter *Leistungsrampe aufwärts* (Parameter 2612) konfiguriert ist.

Wenn der Typ als „M-Logic“ konfiguriert wird, muss der Eingangswert sinken, bevor die Aufwärmrampe deaktiviert wird. Wenn der Typ als Multi-Eingang oder MK-Temperatureingang konfiguriert ist, erfolgt die Deaktivierung, wenn die Temperatur über dem unter *Aufwärmsschwelle* (Parameter 2962) konfigurierten Grenzwert liegt.

ANMERKUNG Wenn die Aufwärmrampe aktiviert ist, wird die Standardfunktion *Leistungsrampe aufwärts* ersetzt. Das bedeutet, die Last/Stufen und der Timer werden deaktiviert.

2.4.9 Spitzenlast

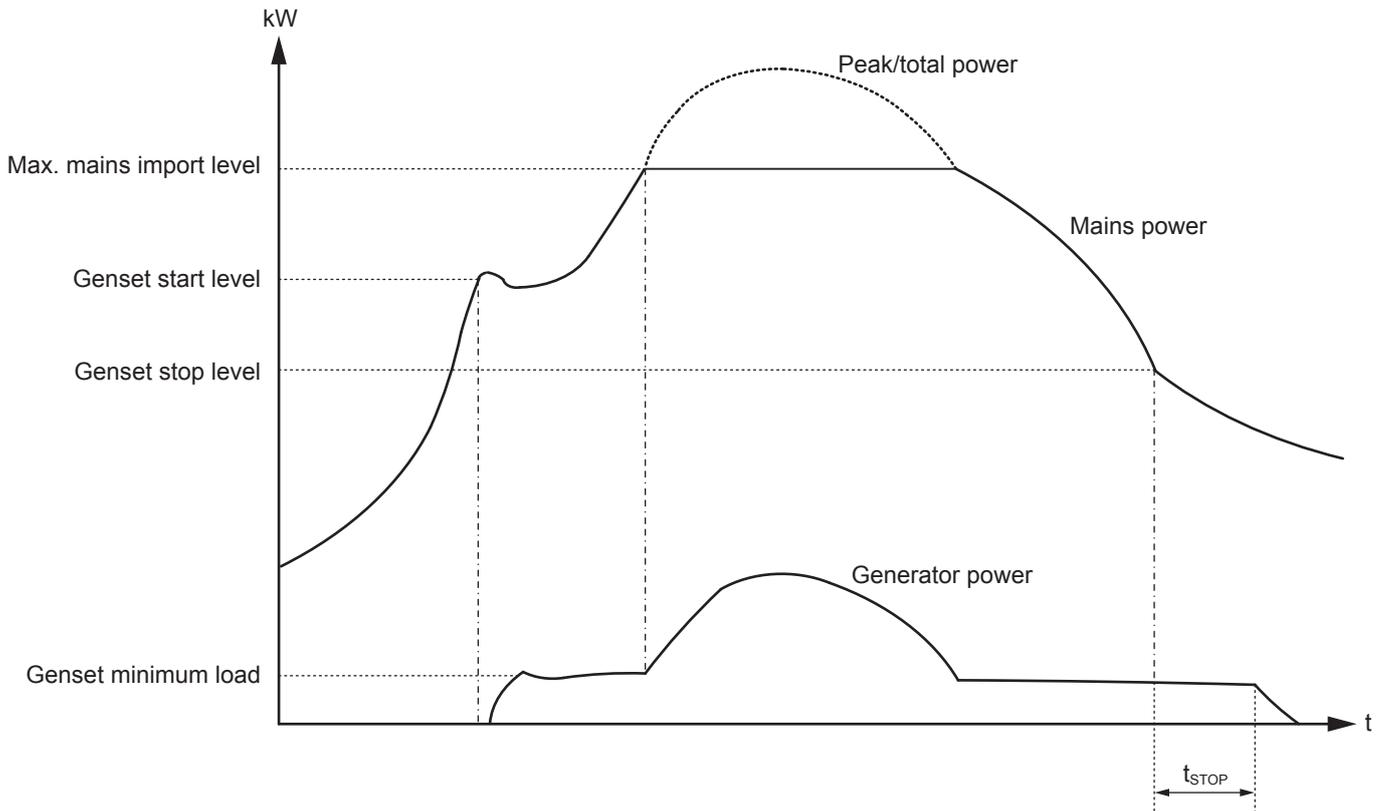
Automatikbetrieb

Das Aggregat startet bei einer vordefinierten Netzbezugsleistung und läuft mit einer festen Mindestleistung, z. B. 10 %. Steigt die Netzbezugsleistung über den maximalen Bezugswert, übernimmt das Aggregat die zusätzliche Last und hält somit den Netzbezug auf dem Maximalwert.

Fällt die Netzbezugsleistung unter den Maximalwert, läuft das Aggregat wieder mit der Mindestleistung. Fallen die Netzbezugsleistung und die Aggregatleistung unter den eingestellten Stoppsollwert, wird das Aggregat nach dem Abkühlen abgeschaltet.

Zum Messen der Netzbezugsleistung wird ein 4-bis-20-mA-Messumformer verwendet. Siehe die Beschreibung zu [Netz-Messumformer](#).

Beispieldiagramm Spitzenlast



Handbetrieb

Ist der Generatorschalter geschlossen und der Netzschalter geöffnet, verwendet die Steuerung die Nennfrequenz als Sollwert für den Drehzahlregler. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird die Nennspannung als Sollwert verwendet.

Befindet sich das Aggregat im Parallelbetrieb, wird es gemäß dem Spitzenlast-Sollwert geregelt. Somit wird auch die maximale Netzbezugsleistung in Betriebsart ‚Hand‘ nicht überschritten. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird der Sollwert als Leistungsfaktor oder Blindleistung geregelt (7050, Festleistungseinstellung).

Parameter für Spitzenlastbetrieb

Menü		Beschreibung
7000 Netzbezugsleistung	Tag und Nacht	Netzbezugsleistung für Spitzenlast.
7010 Tageszeitperiode		Diese Einstellungen definieren die Tageszeitperiode. Innerhalb dieser Periode gilt die Leistungseinstellung Tag, außerhalb gilt die Leistungseinstellung Nacht.
7020 Start Aggregat	Startsollwert	Der Startsollwert wird in % der Tag- bzw. Nachtwerte in Menü 7000 „Netzbezugsleistung“ eingestellt.
	Verzögerung	Das Aggregat wird nach Überschreiten des Startsollwertes und nach Ablauf der Verzögerungszeit gestartet.
	Last	Mindestleistung, die das Aggregat während des Parallelbetriebs erzeugt.
7030 Stopp Aggregat	Stopsollwert	Der Stopsollwert wird in % der Tag- bzw. Nachtwerte in Menü 7000 „Netzbezugsleistung“ eingestellt.
	Verzögerung	Das Aggregat wird nach Unterschreiten des Stopsollwertes und nach Ablauf der Verzögerungszeit gestoppt.

ANMERKUNG Die Parameter 7020 und 7030 definieren den Start- und Stopppunkt einer Applikation ohne Power-Management (Option G5). Wenn Power Management verwendet wird, dann werden lastabhängige Start-

und Stoppparameter verwendet. Für weitere Informationen zum lastabhängigen Start und Stopp siehe **Option G5**.

ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.10 Lastübernahme

Beschreibung des Auto-Betriebs - Rücksynchronisierung EIN

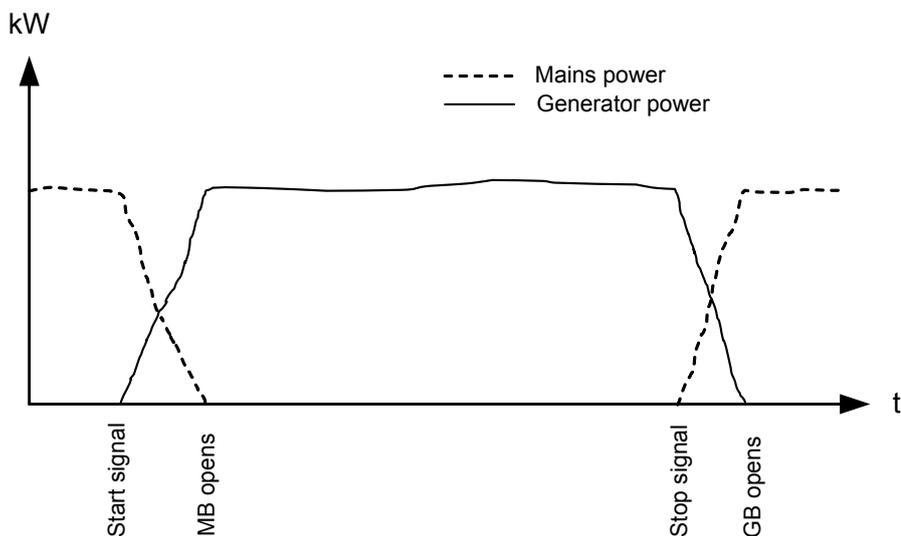
Die Lastübernahme soll die Netzbezugsleistung vollständig auf das Aggregat übertragen.

Mit dem Startbefehl wird das Aggregat gestartet und der GS zum Netz synchronisiert. Nach dem Schließen des Generatorschalters wird die Netzbezugsleistung bis unter den Netzschalter-Öffnen-Sollwert gesenkt. Dann wird der NS geöffnet.

Mit dem Stoppbefehl wird zunächst der NS synchronisiert, danach das Aggregat entlastet und nach der Nachlaufzeit gestoppt.

Zum Messen der Netzbezugsleistung wird ein 4-20 mA-Messumformer verwendet. Siehe die Beschreibung zum *Messumformer für Netzleistung* weiter unten in diesem Dokument.

Beispieldiagramm Lastübernahme



ANMERKUNG Die Lastübernahmefunktion kann mit der Überlappungsfunktion kombiniert werden. In diesem Fall werden der Generator und die Netzschalter nie länger als die eingestellte *Überlappungszeit* gleichzeitig geschlossen sein.

ANMERKUNG Ist die Netzbezugsleistung größer als die Nennleistung des Aggregates, wird ein Alarm ausgelöst und die Sequenz pausiert.

Beschreibung des Auto-Betriebs - Rücksynchronisierung AUS

Mit dem Startbefehl wird das Aggregat gestartet. Sind Spannung und Frequenz in Ordnung, wird der NS geöffnet und der GS geschlossen. Das Aggregat versorgt nun die angeschlossenen Verbraucher bis der Stopfbefehl kommt. Danach öffnet der GS und der NS schließt. Das Aggregat wird nach der Nachlaufzeit gestoppt.

ANMERKUNG Ist die Netzbezugsleistung größer als die Nennleistung des Aggregates, wird ein Alarm ausgelöst und die Sequenz pausiert.

Betriebsart Hand

Ist der Generatorschalter geschlossen und der Netzschalter geöffnet, verwendet die Steuerung die Nennfrequenz als Sollwert für den Drehzahlregler. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird die Nennspannung als Sollwert verwendet.

Befindet sich das Aggregat im Netzparallelbetrieb, wird auf Netzbezugsleistung ‚0kW‘ geregelt. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird der Sollwert als Leistungsfaktor oder Blindleistung geregelt (7050 Festleistungseinstellung).

ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.11 Netzbezugsregelung

Automatikbetrieb

Über die Netzbezugsregelung wird eine konstante Leistung ins Netz eingespeist. Die Leistung kann ins Netz geliefert oder vom Netz bezogen werden. Sie ist in beiden Fällen konstant.

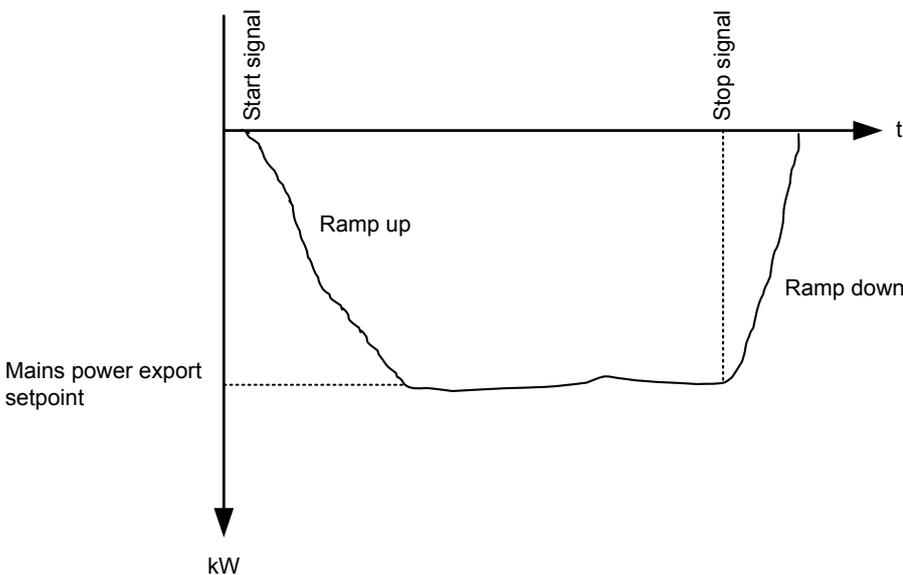
ANMERKUNG Wenn eine konstante Leistung zum/vom Netz geregelt werden soll, muss diese Betriebsart verwendet werden. Dieser Modus umfasst Leistungsimport sowie Leistungsexport.

Das Aggregat wird über einen Digitaleingang gestartet. Der Generatorschalter wird synchronisiert und die Leistungsregelung beginnt. Die Leistung über den Netzschalter wird konstant gehalten, unabhängig von der Verbraucherleistung.

Der Stoppbefehl entlastet das Aggregat und öffnet den Generatorschalter. Das Aggregat wird nach der Kühlnachlaufzeit gestoppt.

Ein 4-20-mA-Messumformer wird zur Anzeige der vom Netz bezogenen Leistung verwendet. Siehe die Beschreibung zum [Messumformer für Netzleistung](#).

Beispieldiagramm Netzbezugsregelung



ANMERKUNG Der Sollwert der Netzbezugsregelung kann auf 0 kW eingestellt werden. Das bedeutet, dass das Aggregat im Netzparallelbetrieb ist, ohne Leistungsimport oder Leistungsexport.

Handbetrieb

Ist der Generatorschalter geschlossen und der Netzschalter geöffnet, verwendet die Steuerung die Nennfrequenz als Sollwert für den Drehzahlregler. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird die Nennspannung als Sollwert verwendet.

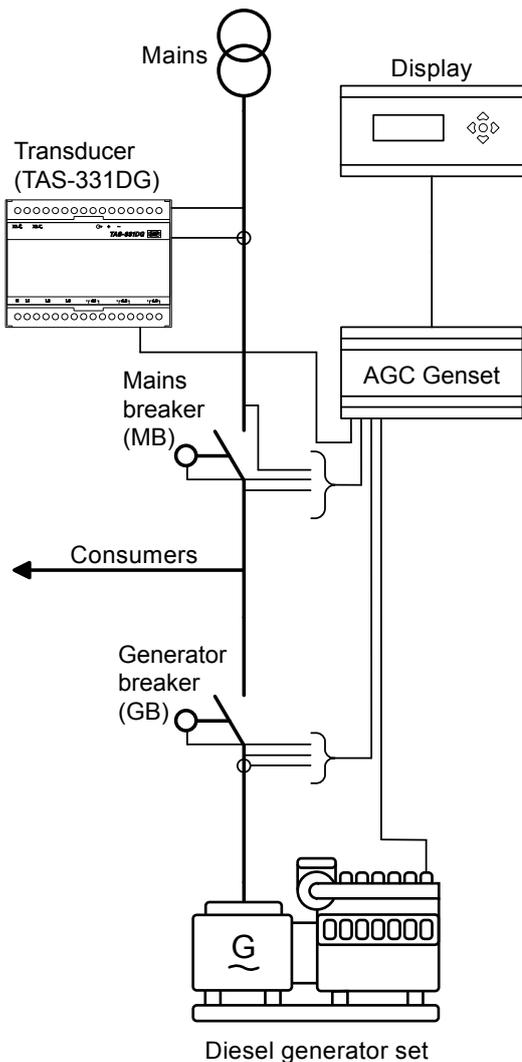
Im Parallelbetrieb erfolgt die Regelung anhand des Netzbezugssollwertes. Ist zudem die Spannungsregelung aktiviert, wird der Sollwert als Leistungsfaktor oder Blindleistung geregelt (7050 Festleistungseinstellung).

ANMERKUNG Eine allgemeine Beschreibung der Betriebsarten der Steuerung finden Sie unter [Betriebsarten der Steuerung](#)

2.4.12 Messumformer für Netzleistung

In Applikationen mit Export/Lastübernahme (Netzbezugsregelung, Spitzenlast, Lastübernahme) ist der Stromfluss auf der Primärseite des Netzschalters zu ermitteln. Wird in der Applikation eine Steuerung eingesetzt oder ein Messumformersignal in einem Power-Management-System bevorzugt, ist es möglich, hierfür Multieingang 102 oder den CIO308 1.14 zu verwenden.

Nachfolgendes Einliniendiagramm zeigt einen TAS-331DG-Messumformer, der zur Messung der Leistung vor dem Netzschalter eingesetzt wird, und diese als 4-20mA-Signal ausgibt.



Einstellung

Wie bereits erwähnt, wird hierfür **Multieingang 102 oder CIO308 1.14** verwendet.

Stellen Sie den Eingang auf 4-20 mA und bestimmen Sie den Messbereich des Messumformers unter Parameter 7261 und 7262. Der Einstellungsbereich entspricht 4 mA min. und 20 mA max.

P-Messung von einem Wandler aus

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Messumformerbereich	7261	0 kW	0 bis 20000 kW*	Maximale Wirkleistung
Messumformerbereich	7262	0 kW	-20000 bis 0 kW*	Minimale Wirkleistung
Netz P-Messung	7263	Multieing.102	Multi-Eingang 102 (Wandler) CIO308 1.14 (Wandler)	Auswahl des Analogeingangs

ANMERKUNG * Die Skalierung (Parameter 9030) beeinflusst diesen Bereich. Der dargestellte Bereich basiert auf einer Skalierung von 100V-25000V.

ANMERKUNG Sobald die maximalen oder minimalen Messumformereinstellungen von 0 abweichen, benutzt die Steuerung das Messumformersignal.



Zusätzliche Informationen

Die obigen Angaben beziehen sich auf eine Netzleistungsmessung für eine Aggregatsteuerung. Für eine Netzsteuerung, siehe **Netzfunktionen, Netzleistungsmessung in Option G5 Power Management**.

2.4.13 Messumformer für die Spannung oder Blindleistung vom Netz

Es ist auch möglich, Messumformer zum Messen von Netzspannung oder Netzblindleistung zu verwenden. Benutzen Sie zum Einrichten dieser Wandler die Menüs 7270 (Netzblindleistung) und 7280 (Netzspannung).

Gemäß nationalen Grid Codes ist es oft notwendig, die Messung am Netzanschlusspunkt durchzuführen. Das Verwenden von Messumformern ist bei großen Entfernungen besonders praktisch. Weitere Informationen finden Sie in der Dokumentation von Option A10.

Q-Messung von einem Wandler aus

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Messumformerbereich	7271	0 kvar	-20000 bis 20000 kvar*	Maximale Blindleistung
Messumformerbereich	7272	0 kvar	-20000 bis 20000 kvar*	Minimale Blindleistung
Netz Q-Messung	7273	Multieing.102	Multi-Eingang 102 (Messumformer) CIO308 1.17 (Messumformer)	Auswahl des Analogeingangs

*Anmerkung: Die Skalierung (Parameter 9030) beeinflusst diesen Bereich. Der dargestellte Bereich basiert auf einer Skalierung von 100V-25000V.

Stellen Sie den Eingang auf 4 bis 20 mA und bestimmen Sie den Messbereich des Messumformers unter Parameter 7271 und 7272. Der Einstellungsbereich entspricht 4 mA min. und 20 mA max.

U-Messung von einem Wandler

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Messumformerbereich	7281	0 V	0 bis 25000 V*	Max. Spannung
Messumformerbereich	7282	0 V	0 bis 25000 V*	Minimale Spannung
Netz-U-Messung	7283	Multieing.102	Multi-Eingang 102 (Messumformer) CIO308 1.20 (Messumformer)	Auswahl des Analogeingangs
Netz U Ext. Nennwert	7284	400 V	100 bis 25000 V*	Nominale Netzspannung für den Wandler

*Anmerkung: Die Skalierung (Parameter 9030) beeinflusst diesen Bereich. Der dargestellte Bereich basiert auf einer Skalierung von 100V-25000V.

Stellen Sie den Eingang auf 4 bis 20 mA und bestimmen Sie den Messbereich des Messumformers unter Parameter 7281 und 7282. Der Einstellungsbereich entspricht 4 mA min. und 20 mA max.

2.5 Betriebsarten der Steuerung

2.5.1 Betriebsart Hand

Das Gerät kann in der Betriebsart SEMI-AUTO verwendet werden. Das bedeutet, dass die Steuerung keine Sequenzen automatisch einleitet, wie es im AUTO-Betrieb der Fall ist. Sequenzen werden nur dann ausgeführt, wenn entsprechende Befehle gegeben wurden.

Ein externes Signal kann ausgelöst werden durch:

1. Displaytasten
2. Digitaleingänge
3. Modbus-Steuerbefehle

ANMERKUNG Die Standard-AGC bietet eine bestimmte Anzahl an Digitaleingängen. Ausführliche Informationen bezüglich der Verfügbarkeit finden Sie im Kapitel *Digitaleingänge* sowie im Datenblatt.

Wenn das Aggregat in der Betriebsart SEMI-AUTO läuft, regelt die Steuerung den Drehzahl- und den Spannungsregler, falls dieser verwendet wird.

Die folgenden Abläufe können in Betriebsart Hand ausgeführt werden:

Befehl	Beschreibung	Anmerkung
Start	Das Aggregat wird gestartet. Frequenz und Spannung werden geregelt, der GS ist einschaltbereit.	
Stopp	Das Aggregat wird stillgesetzt. Nachdem das Betriebssignal ausgeblendet wurde, ist die Stoppsequenz in der „Sicherheitsstoppzeit“ weiterhin aktiviert. Das Aggregat stoppt mit Nachlaufzeit.	Wird die „Stopp“-Taste zwei Mal betätigt, wird die Nachlaufphase beendet.
GS Schließen	Die Steuerung schließt den GS, wenn der NS geöffnet ist, und synchronisiert und schließt den GS, wenn der NS geschlossen ist.	In Notstrom erfolgt keine weitere Regelung nach der Schalterschließung.
GS Öffnen	Die Steuerung fährt herunter und öffnet den Generatorschalter am Schalteröffnungspunkt, wenn der Netzschalter geschlossen ist. Die Steuerung öffnet den GS sofort, wenn der NS geöffnet ist oder der Inselbetrieb angewählt wurde.	
NS schließen	Die Steuerung schließt den NS, wenn der GS geöffnet ist, und synchronisiert und schließt den NS, wenn der GS geschlossen ist.	
NS öffnen	Die Steuerung öffnet den NS sofort.	
Manual GOV up (Manuell DZR aufwärts)	Der Regler ist deaktiviert und der DZR-Ausgang aktiviert, solange der DZR-Eingang ansteht.	
Manual GOV down (Manuell DZR abwärts)	Der Regler ist deaktiviert und der DZR-Ausgang aktiviert, solange der DZR-Eingang ansteht.	
Manual AVR up (Manuell SPR aufwärts)	Der Regler ist deaktiviert und der SPR-Ausgang ist aktiviert, solange der SPR-Eingang eingeschaltet ist.	
Manual AVR down (Manuell SPR abwärts)	Der Regler ist deaktiviert und der SPR-Ausgang ist aktiviert, solange der SPR-Eingang eingeschaltet ist.	

2.5.2 Nicht in Auto

Diese Funktion aktiviert einen Alarm wenn sich die Anlage nicht in Betriebsart Auto befindet. Die Einstellung erfolgt in Menü 6540.

2.5.3 Testbetriebsart

Der Anlagentest wird über die Displaytaste 'TEST ' angewählt oder per Digitaleingang aktiviert.

Die Einstellungen zum Testbetrieb erfolgen in Menü 7040.

Parameter	Element	Bereich	Standard	Anmerkungen
7041	Einstellung	1 bis 100 %	80 %	Leistungssollwert für den Netzparallelbetrieb.
7042	Timer	0,0 bis 999,0 min	5,0 min	Aggregatelaufzeit während des Testbetriebs. Ist der Timer auf 0,0 min eingestellt, wird ein Endlostest durchgeführt.
7043	Rücklauf	Aggregat: Halbautomatik, Automatik, Hand, keine Änderung Netz: Halbautomatik, Automatik, keine Änderung	Aggregat: Keine Änderung Netz: Automatik/ Test	Nach Beendigung des Testbetriebes schaltet die Steuerung in die ausgewählte Betriebsart zurück. Wenn sich die Steuerung des Aggregats im Testbetrieb in der Stopsequenz befindet und die Betriebsart auf SEMI-AUTO geändert wird, läuft das Aggregat weiter.
7044	Typ	Leerlaufstest, Lasttest, Volltest	Leerlaufstest	Auswahl der Testbetriebsart: Simple, Load oder Full. Die Betriebsart Test im Inselbetrieb (Aggregatbetriebsart auf Insel eingestellt) kann nur den <i>Basistest</i> und den <i>Volltest</i> ausführen.

ANMERKUNG Power Management (Option G5): Die Betriebsart Test ist nicht möglich.

Leerlaufstest

Im Leerlaufstest wird das Aggregat nur gestartet und läuft bei Nennfrequenz mit offenem GS. Der Test wird ausgeführt, bis der Timer abgelaufen ist.

Lastprobe

Das Aggregat wird gestartet und läuft bei Nennfrequenz, der GS wird synchronisiert und es wird eine Leistung entsprechend dem Sollwert in Menü 7041 erzeugt. Der Test wird ausgeführt, bis der Timer abgelaufen ist. Um den Lasttest durchzuführen, muss im Menü 7084 die *Synchronisation zum Netz* aktiviert werden.

Dieser Test ignoriert die Überlappungsfunktion.

Volltest

Im Volltest wird das Aggregat gestartet und läuft bei Nennfrequenz, der GS wird synchronisiert und die Last auf den Generator genommen, bevor der NS geöffnet wird. Wenn der Test-Timer abgelaufen ist, wird der Netzschalter synchronisiert und die Last wird wieder auf das Netz übertragen, bevor der Generatorschalter geöffnet und der Generator gestoppt wird.

Um den Volltest durchzuführen, muss im Menü 7084 die *Synchronisation zum Netz* aktiviert werden.

2.5.4 Betriebsart Manuell

In Betriebsart 'Manuell' kann das Aggregat über Digitaleingänge gesteuert werden. Folgende Befehle sind möglich:

Befehl	Beschreibung	Anmerkung
Start	Das Aggregat wird gestartet.	Keine Regelung.
Stopp	Das Aggregat wird stillgesetzt. Nachdem alle 'Motor-läuft'-Rückmeldungen inaktiv sind, wird die Sicherheitsstopzeit ausgeführt. .	
GS Schließen	Die Steuerung schließt den GS, wenn der NS geöffnet ist, und synchronisiert und schließt den GS, wenn der NS geschlossen ist.	Keine Regelung. Synchronisationsfehler ist deaktiviert.
GS Öffnen	Die Steuerung öffnet den GS sofort.	
NS schließen	Die Steuerung schließt den NS, wenn der GS geöffnet ist, und synchronisiert und schließt den NS, wenn der GS geschlossen ist.	Keine Regelung. Synchronisationsfehler ist deaktiviert.
NS öffnen	Die Steuerung öffnet den Netzschalter sofort.	
Manual GOV up (Manuell DZR auf)	Die Steuerung sendet ein Anstiegssignal an den DZR.	
Manuell DZR abwärts	Die Steuerung sendet ein Abstiegssignal an den DZR.	
Manual AVR up (Manuell SPR aufwärts)	Die Steuerung sendet ein Anstiegssignal an den SPR.	
Manual AVR down (Manuell SPR abwärts)	Die Steuerung sendet ein Abstiegssignal an den SPR.	

ANMERKUNG Im Manuellbetrieb können der GS und der NS geöffnet und geschlossen werden.

2.5.5 Betriebsart Blockieren

Wenn die Betriebsart BLOCKIEREN ausgewählt ist, ist die Steuerung für bestimmte Aktionen gesperrt. Die Betriebsart Blockieren kann entweder durch Drücken der BETRIEBSART-Taste auf dem Display oder durch die Verwendung eines Digitaleinganges ausgewählt werden. Wenn ein Digitaleingang für die Betriebsart Blockieren verwendet wird, ist zu beachten, dass der für diese Betriebsart konfigurierte Eingang ein kontinuierliches Signal ist. Das heißt, wenn der Eingang auf EIN steht, befindet sich die Steuerung in der Betriebsart BLOCKIEREN. Wenn der Eingang auf AUS steht, kehrt die Steuerung in die Betriebsart zurück, in der sie sich befand, bevor BLOCKIEREN ausgewählt wurde.

ANMERKUNG Für eine deutsche AGC drücken Sie die Taste AUS, um die Betriebsart BLOCKIEREN zu aktivieren.

Beim Wechsel von BLOCKIEREN in eine andere Betriebsart über das Display des AGC ist es mindestens erforderlich, sich als Kunde anzumelden.

ANMERKUNG Wird die Betriebsart Blockieren über das Display ausgewählt, nachdem der Digitaleingang aktiviert wurde, verbleibt die AGC nach der Deaktivierung des Einganges in der Betriebsart Blockieren. Änderungen der Betriebsart sind nur noch über das Display möglich. Die Betriebsart Blockieren kann nur lokal über das Display oder den Digitaleingang geändert werden.

Betriebsart Aus einer Aggregatsteuerung

Befindet sich die Aggregatsteuerung in der Betriebsart Blockieren, kann sie das Aggregat nicht starten und keine Schalter betätigen. Ist das Aggregat in Betrieb, wenn die Betriebsart Blockieren ausgewählt wird, öffnet sich der Schalter und das Aggregat schaltet sich ohne Abkühlung ab.

Die Betriebsart Blockieren dient vor allem dazu, das Aggregat bewusst zu sperren, sodass es nicht starten kann (z. B. bei Wartungsarbeiten).

HINWEIS

Vorsichtsmaßnahmen beim Wechsel der Betriebsart

Stellen Sie sicher, dass sich keine Personen in der Nähe des Aggregates befinden und das Aggregat betriebsbereit ist, bevor Sie die Betriebsart ändern.

HINWEIS

Lokales Anlassen und Starten

Das Aggregat kann von einer externen Schaltstelle aus gestartet werden. Es wird empfohlen, ein lokales Anlassen und Starten des Aggregates zu vermeiden.

Betriebsart Blockieren einer Netzsteuerung

Befindet sich die Netzsteuerung in der Betriebsart Blockieren, kann sie keine Schalter betätigen. Ist ein Schalter geschlossen, wenn die Netzsteuerung in die Betriebsart Blockieren versetzt wird, wird der Netzschalter geöffnet. Der Kuppelschalter bleibt jedoch geschlossen, um sicherzustellen, dass das Aggregat die Last aufnimmt.

Die Betriebsart Blockieren gewährleistet, dass sich der Netzschalter an einem Transformator nicht schließen kann, der aufgrund von Wartungsarbeiten vorübergehend nicht funktionsfähig ist. Wenn die Betriebsart Blockieren bei einer Netzsteuerung in einer Power-Management-Konfiguration verwendet wird, weiß das System, dass die gesperrte Netzsteuerung nicht verfügbar ist.

Betriebsart Blockieren in einer Applikation mit Einzelaggregat

Wenn ein Aggregat, das in einer Einzelaggregat-Applikation zusammen mit einem NS und einem GS betrieben wird, in die Betriebsart Blockieren versetzt wird, stoppt das Einzelaggregat und der GS öffnet sich. Wenn die Betriebsart Blockieren aktiv ist, sind das Einzelaggregat, der GS und der NS nicht betriebsbereit. Aber wenn der NS bei aktivierter Betriebsart Aus geschlossen wird, bleibt er geschlossen.

ANMERKUNG Alarmer werden durch diese Betriebsart nicht beeinflusst.



Zusätzliche Informationen

Die Betriebsart BLOCKIEREN ist nicht dasselbe wie die Fehlerklasse „Blockierung“. Weitere Informationen zur Fehlerklasse „Blockierung“ finden Sie unter [Fehlerklasse](#).

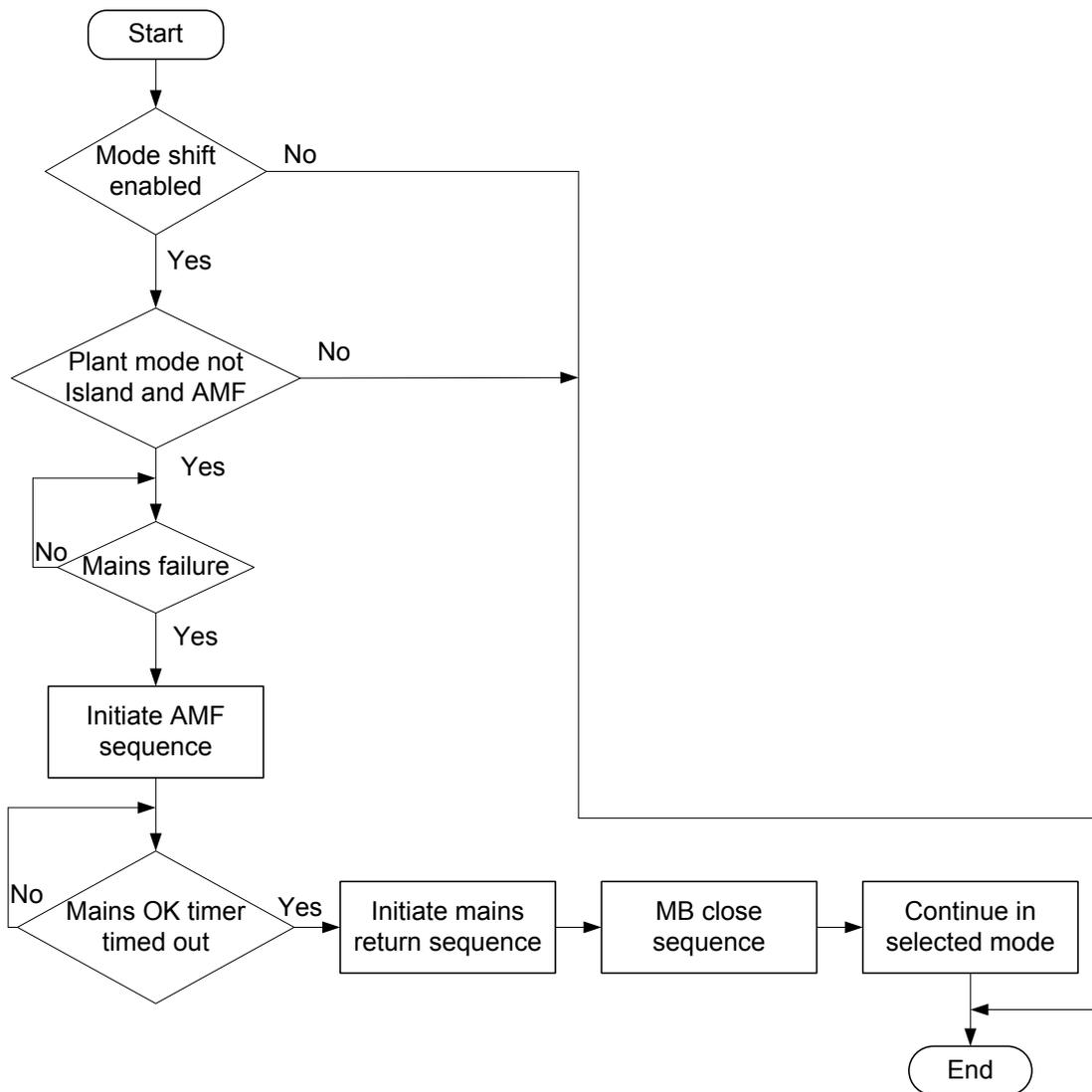
2.6 Flussdiagramme

Die wichtigsten Flussdiagramme sind im folgenden Abschnitt dargestellt. Dazu zählen die folgenden Funktionen:

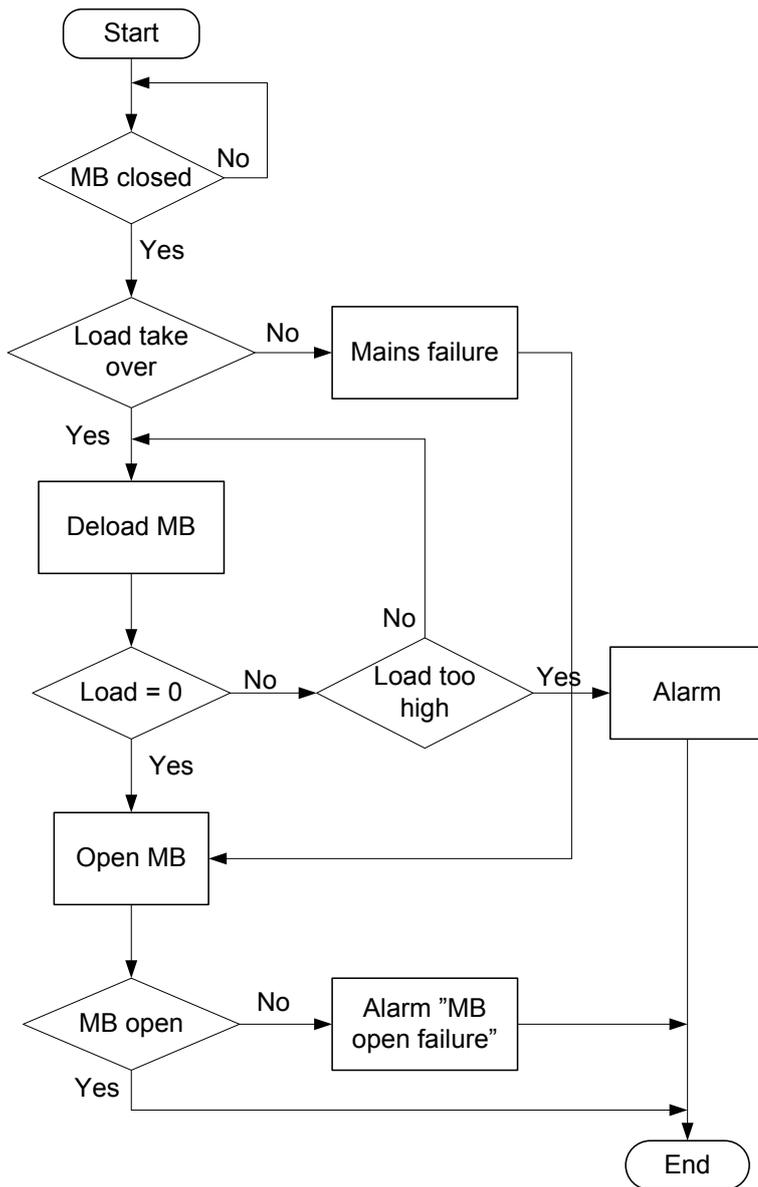
- Notstromüberlagerung
- NS-Öffnen-Sequenz
- GS-Öffnen-Sequenz
- Stopp
- Start
- NS-Schließen-Sequenz
- GS-Schließen-Sequenz
- Festleistung
- Lastübernahme
- Inselbetrieb
- Spitzenlast
- Netzbezugsregelung
- Notstrombetrieb
- Testbetrieb

ANMERKUNG Die vereinfachten Flussdiagramme auf den folgenden Seiten dienen nur der Orientierung.

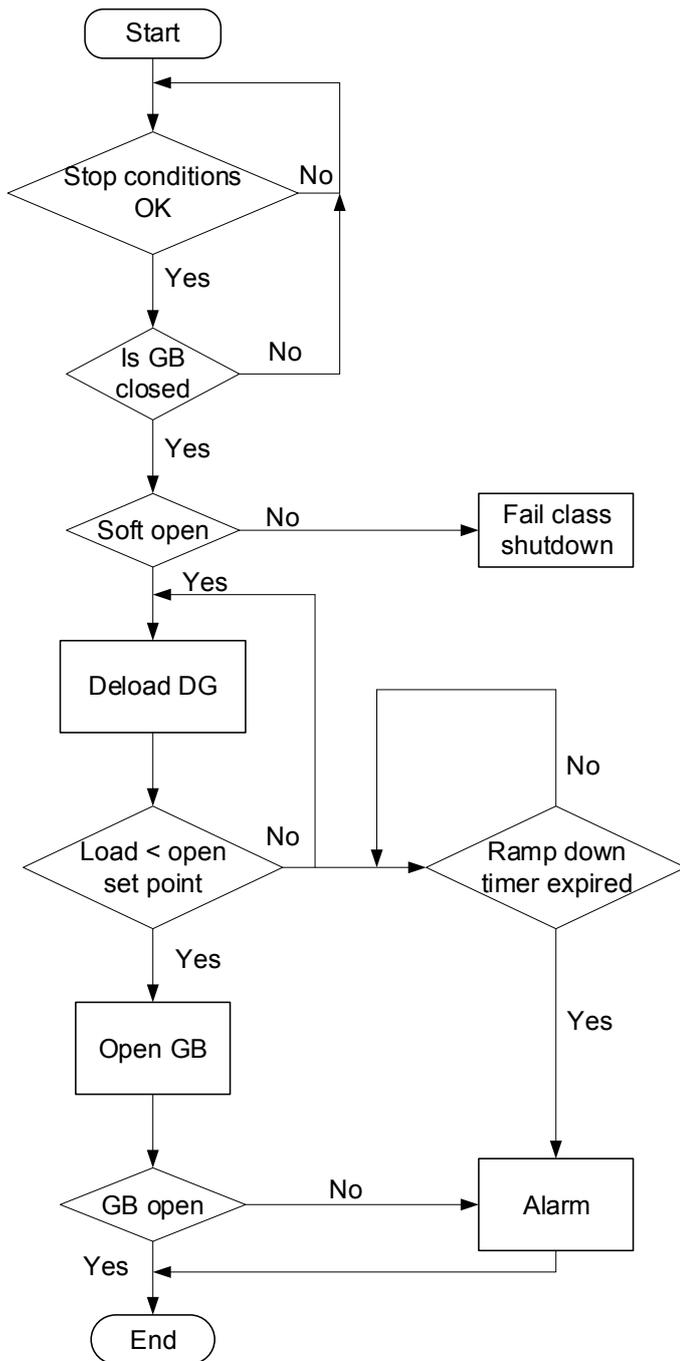
2.6.1 Notstromüberlagerung



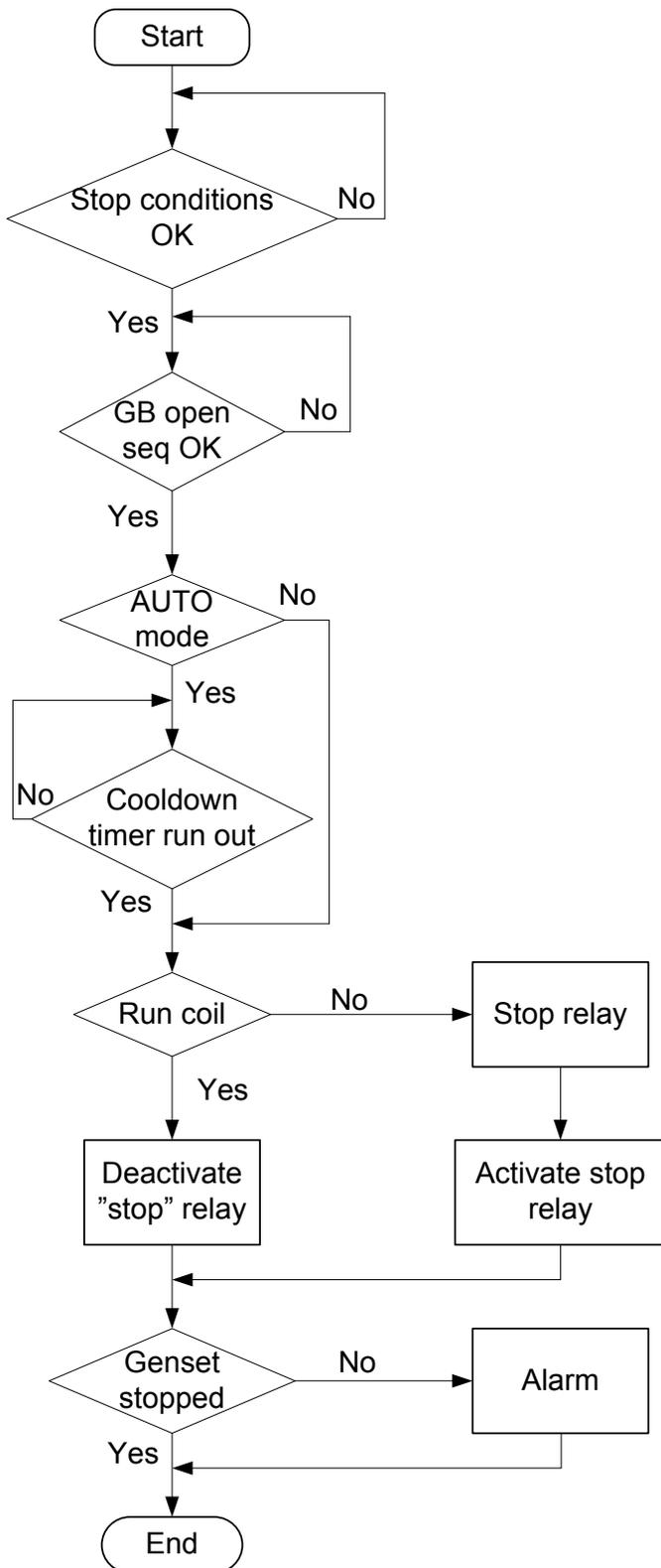
2.6.2 NS-Öffnen-Sequenz



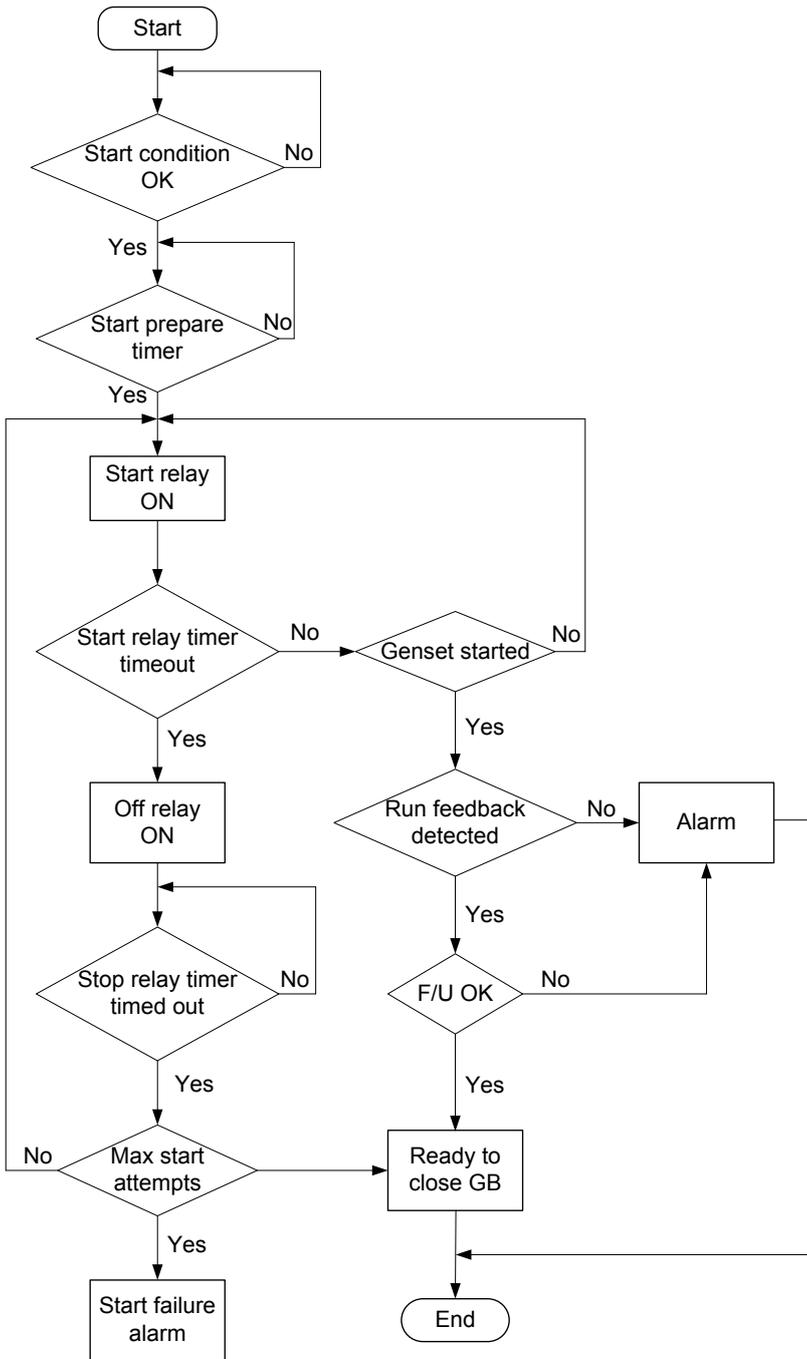
2.6.3 GS-Öffnen-Sequenz



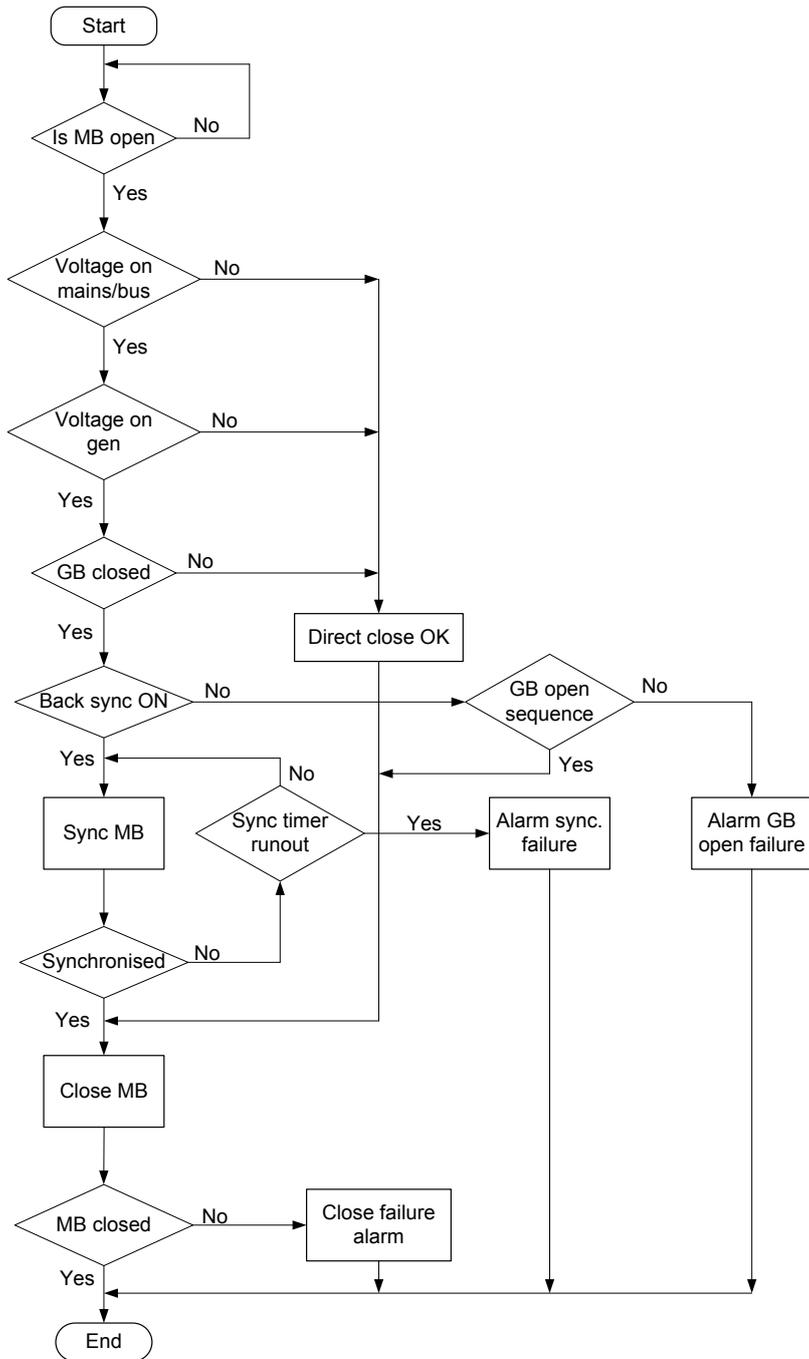
2.6.4 Stopsequenz



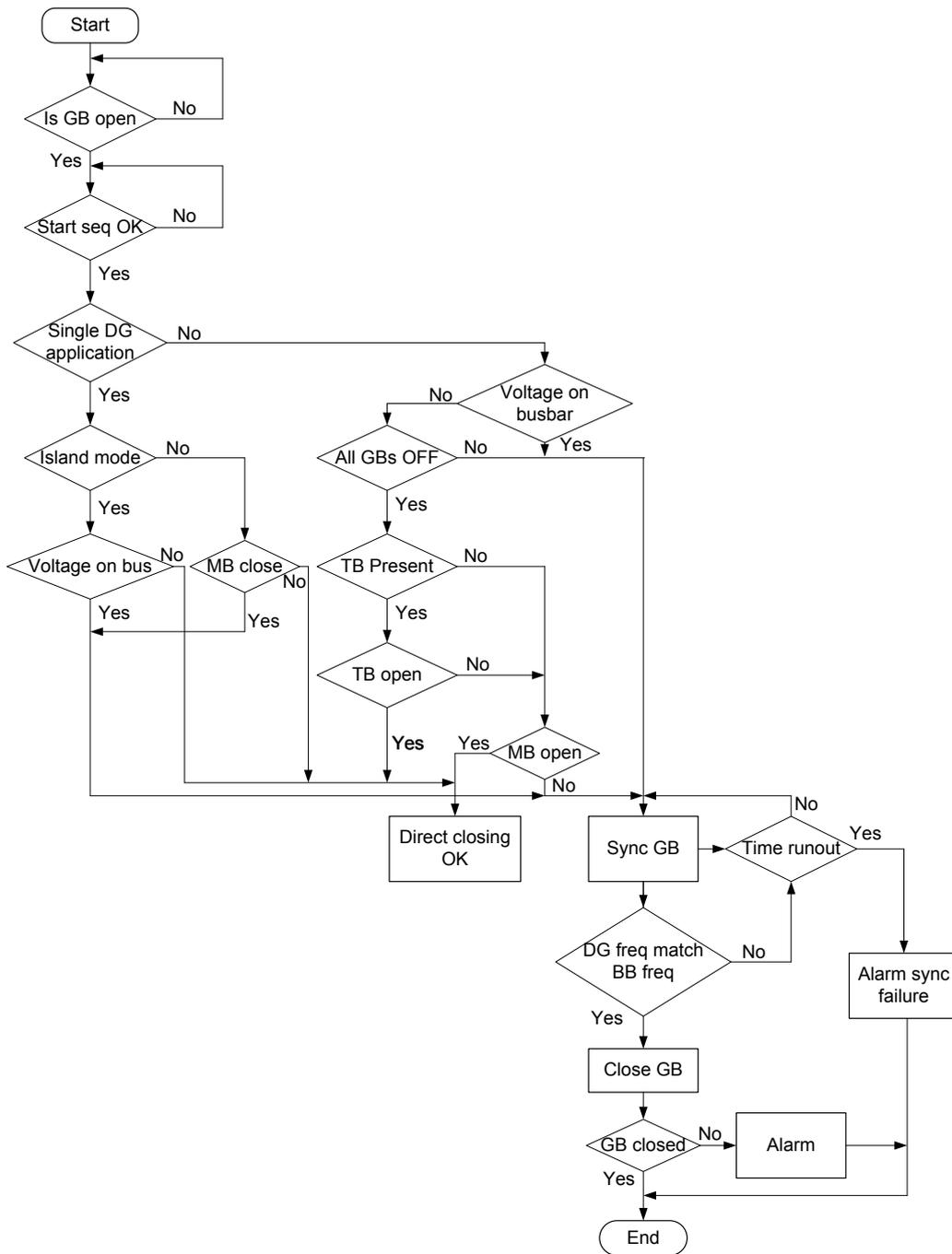
2.6.5 Start



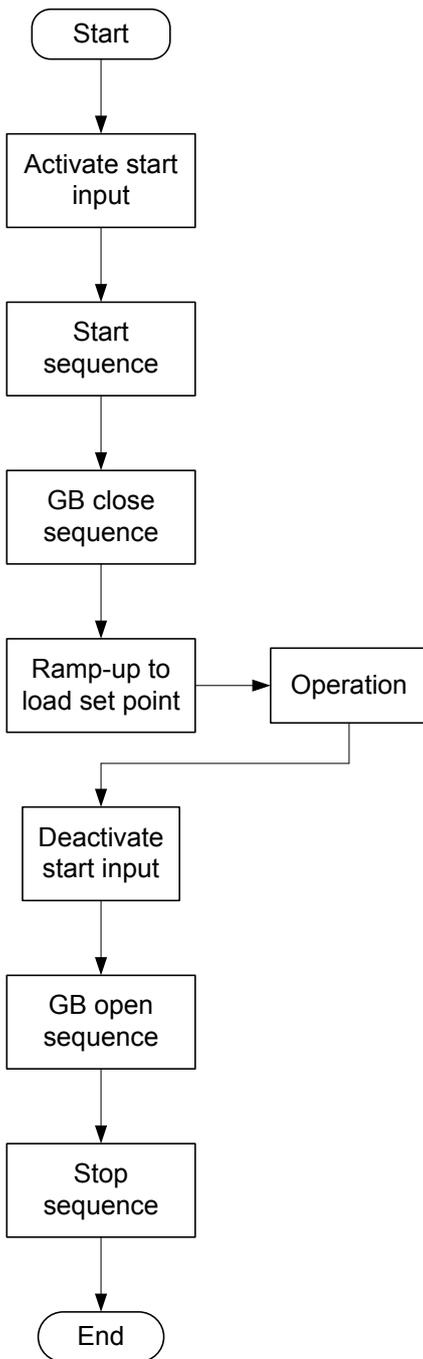
2.6.6 NS-Schließen-Sequenz



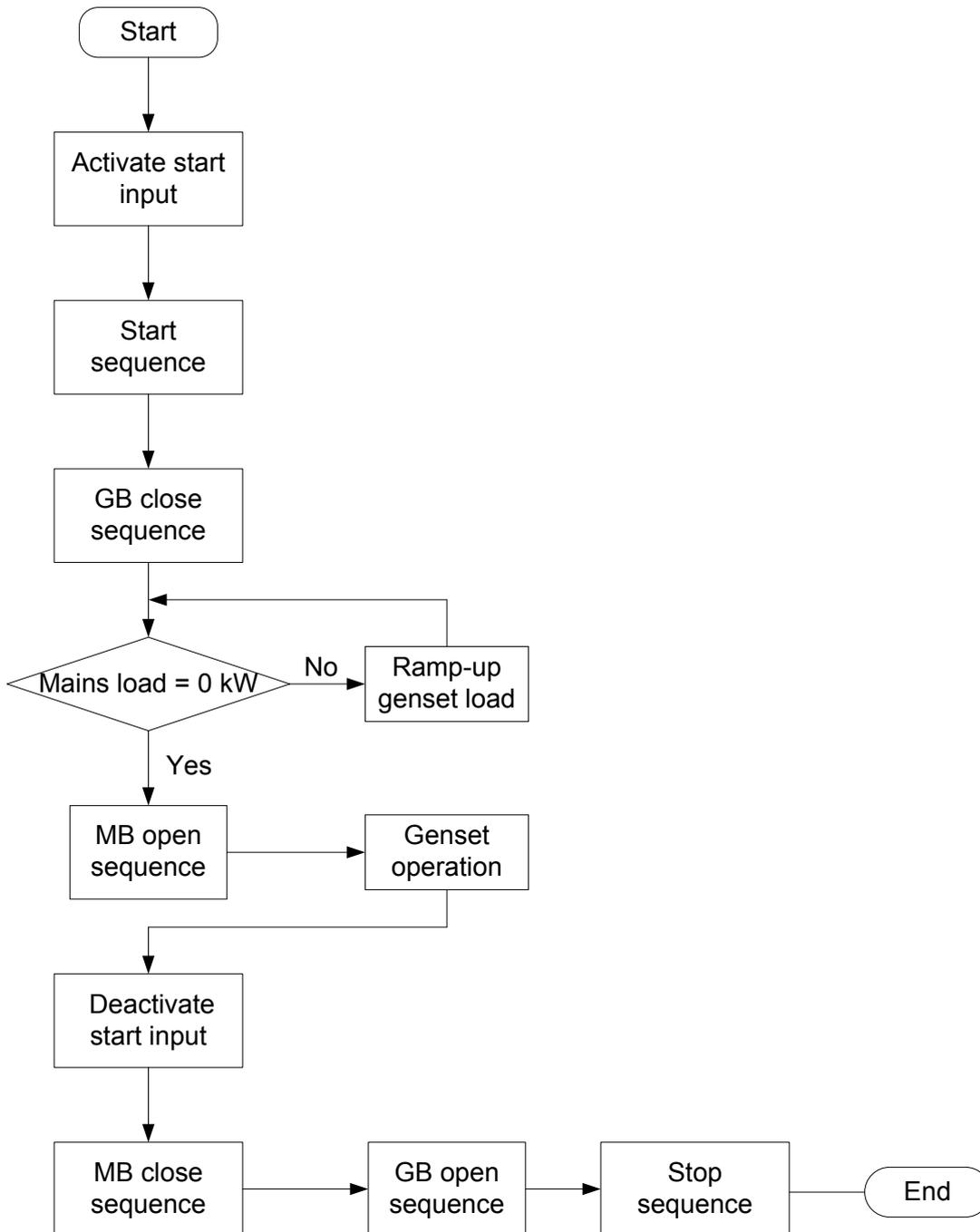
2.6.7 GS-Schließen-Sequenz



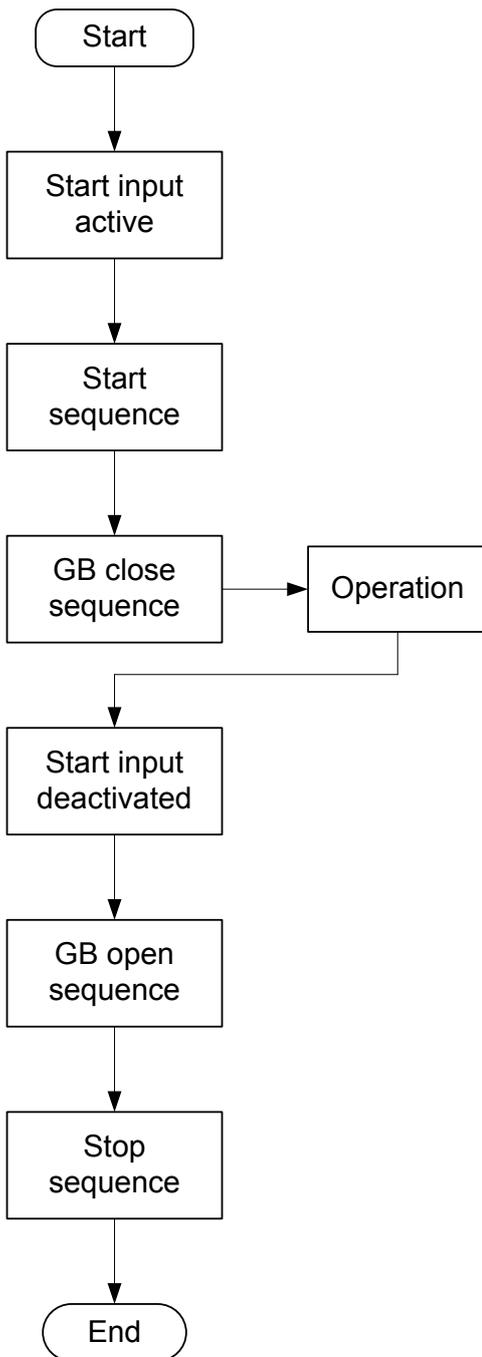
2.6.8 Festleistung



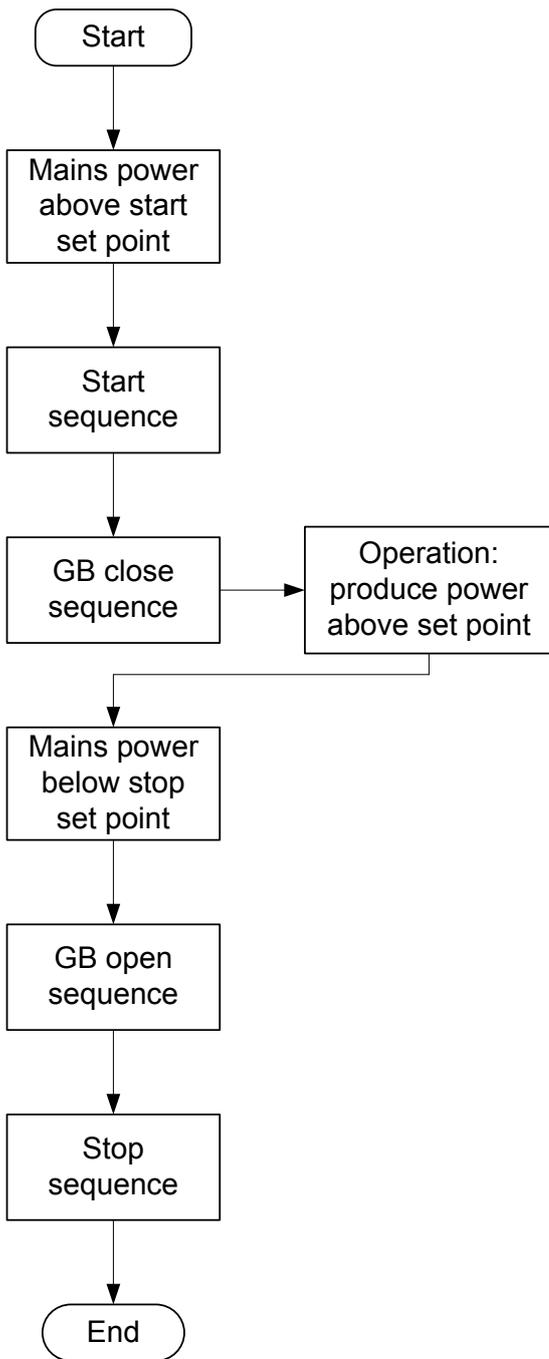
2.6.9 Lastübernahme



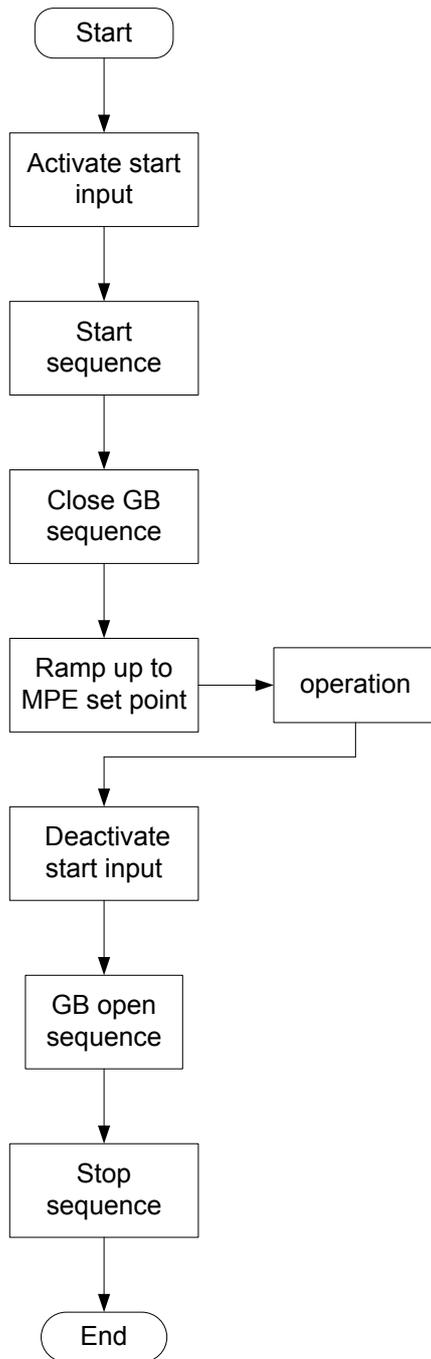
2.6.10 Inselbetrieb



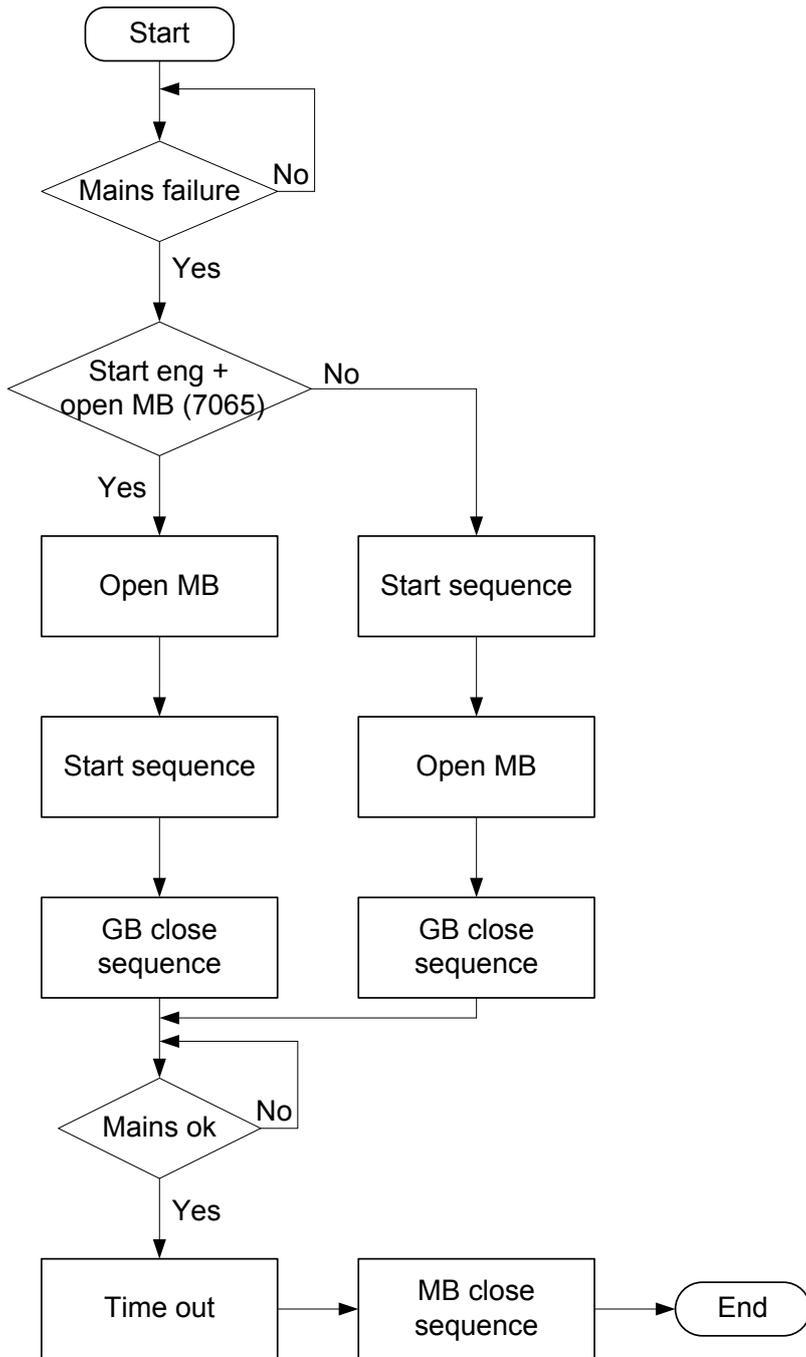
2.6.11 Spitzenlast



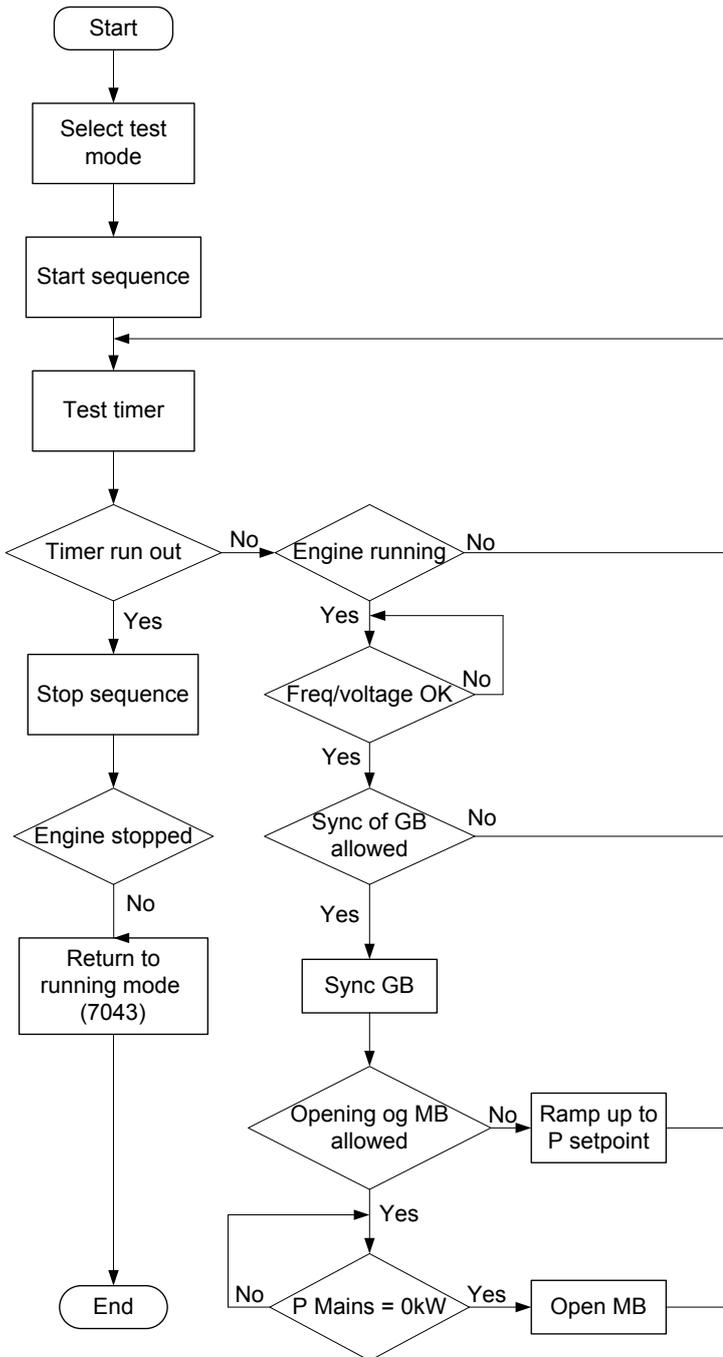
2.6.12 Netzbezugsregelung



2.6.13 Notstrombetrieb



2.6.14 Test



2.7 Sequenzen

Nachfolgend erhalten Sie Informationen über die Sequenzen des Motors, des Generatorschalters und, falls installiert, des Netzschalters. Diese Sequenzen werden in Auto automatisch, in Hand durch den Benutzer eingeleitet.

Im Handbetrieb wird nur die jeweils ausgewählte Sequenz ausgeführt (z.B. das Drücken der START-Taste: Das Aggregat wird gestartet aber es erfolgt keine Synchronisierung).

Diese Sequenzen werden nachfolgend erläutert:

- Start-Sequenz
- Stopp-Sequenz
- Schaltersequenzen

Bei Inselbetrieb darf der digitale Eingang *NS geschlossen* NICHT mit einem 12/24-Volt-Eingangssignal aktiviert werden. Bei nicht korrekter Verdrahtung tritt ein NS-Fehler-Alarm auf.

ANMERKUNG Siehe hierzu auch die Anwendungshinweise/Installationsanleitung.

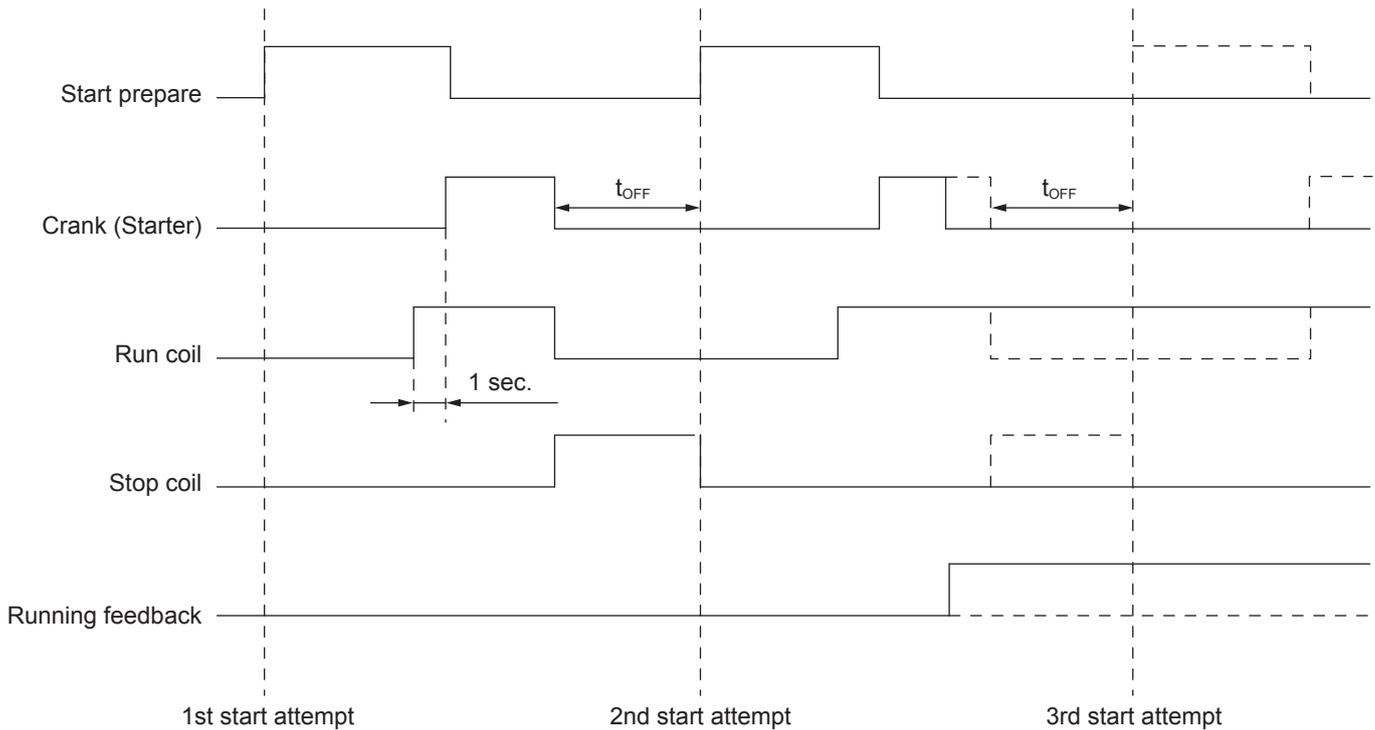
ANMERKUNG Wir empfehlen keine hochohmigen Relais an den Stopmagnetausgang anzuschließen. Werden hochohmige Relais verwendet, muss eine Bürde parallelgeschaltet werden, damit das Relais abschaltet. Das wird durch die Drahtbruchfunktion verursacht.

2.7.1 Start

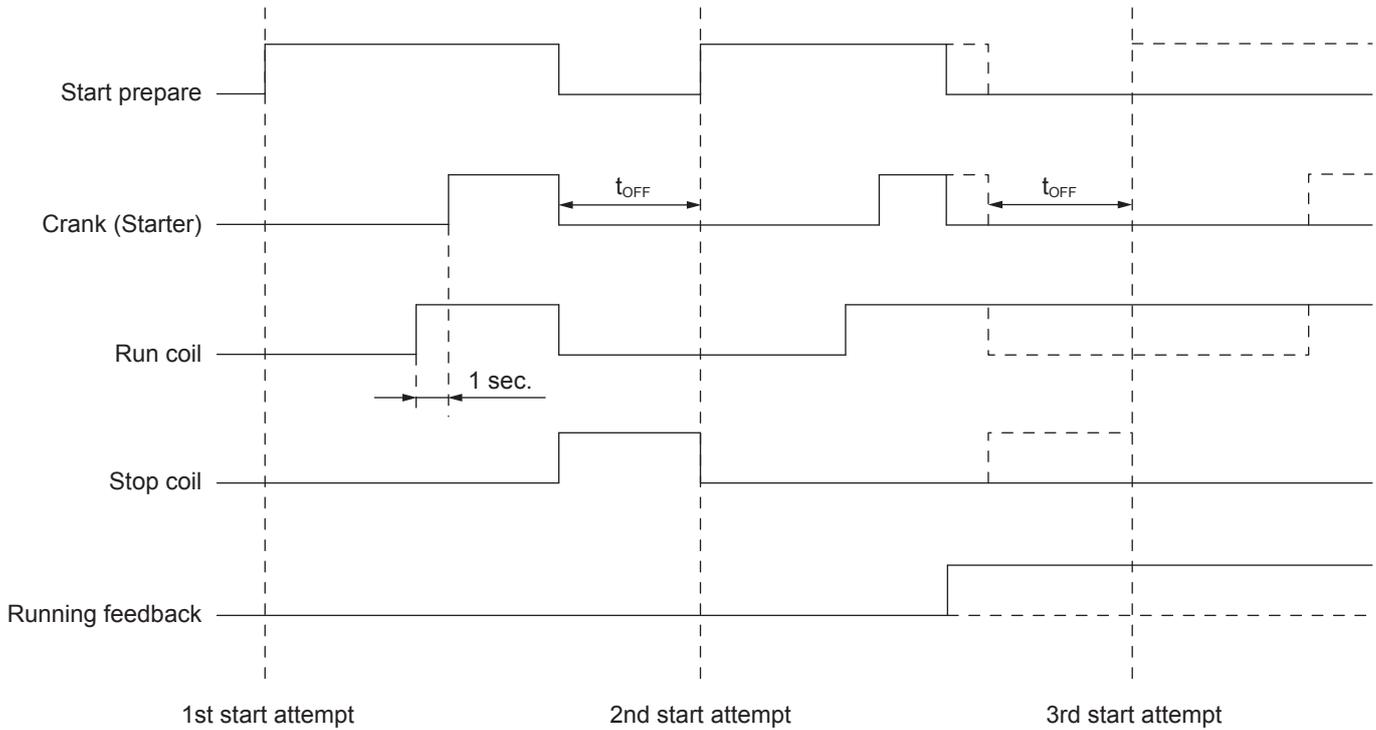
Die folgenden Zeichnungen zeigen die Startsequenzen des Aggregats mit normaler Startvorbereitung und erweiterter Startvorbereitung.

Der Betriebsmagnet wird immer eine Sekunde vor dem Startrelais eingeschaltet (Anlasser).

Startsequenz: Normale Startvorbereitung



Startsequenz: Erweiterte Startvorbereitung



ANMERKUNG Der Betriebsmagnet kann von 1 bis 600 s vor dem Anlassen eingeschaltet werden. Im vorangegangenen Beispiel ist die Timereinstellung 1 s (Menü 6150).

2.7.2 Bedingungen Start-Sequenz

Die Einleitung der Startsequenz kann über folgende Bedingungen kontrolliert werden:

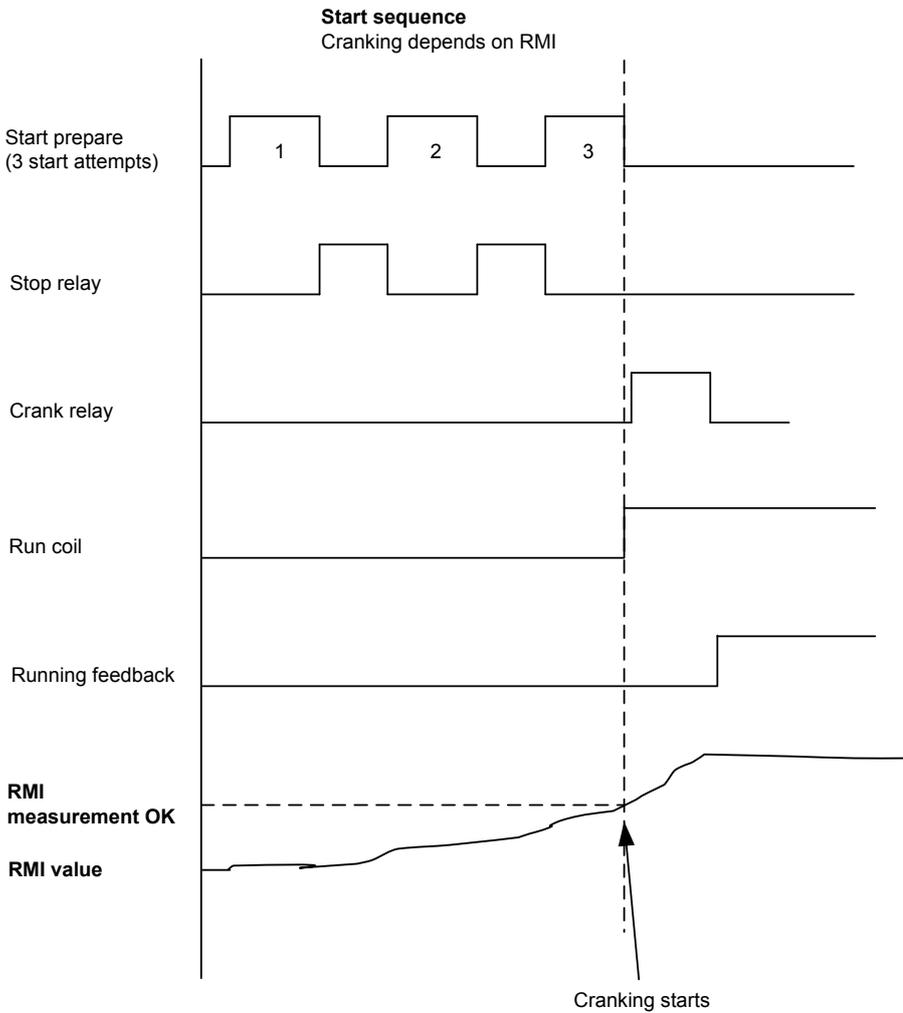
- Multieingang 102
- Multieingang 105
- Multieingang 108

Ist zum Beispiel kein ausreichender Öldruck aufgebaut, schaltet das Anlasserrelais den Anlassermotor nicht ein.

Die Auswahl erfolgt in Parameter 6185. Für jeden RMI-Eingang gilt: Der Wert (Öldruck, Kraftstoffstand oder Wassertemperatur) muss den Sollwert der Einstellung 6186 überschreiten, bevor der Start eingeleitet wird. Ist der Wert in 6186 auf 0,0 eingestellt, wird die Startsequenz sofort durchgeführt.

Das folgende Diagramm zeigt ein Beispiel, in dem das RMI-Signal langsam steigt und der Start am Ende des 3. Startversuches eingeleitet wird.

Startsequenz: Anlassen abhängig von RMI



2.7.3 Rückmeldung „Motor-läuft“

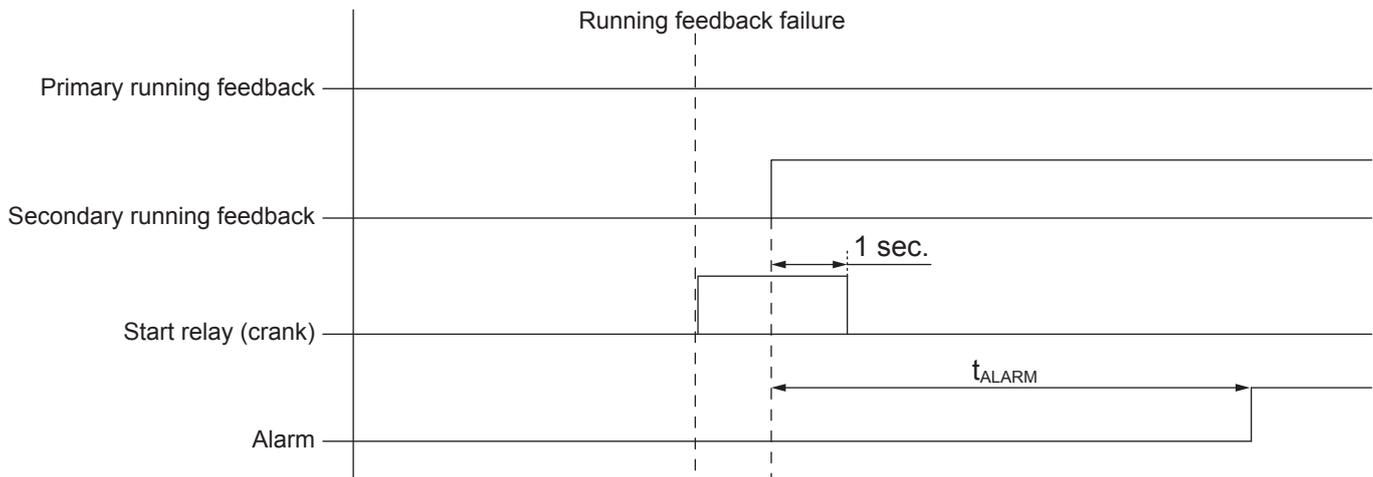
Es können verschiedene Methoden der Motor-läuft-Erkennung angewandt werden. Die Einstellung hierzu erfolgt in Parameter 6170.

Die Motor-läuft-Erkennung erfolgt über eine interne Sicherheitsroutine. Das ausgewählte Signal ist die primäre Läuft-Rückmeldung. Alle konfigurierten Rückmeldungen des Typs „Motor läuft“ werden jederzeit verwendet. Wenn aus irgendeinem Grund die primäre Wahl keine Läuft-Rückmeldung erkennt, bleibt der Anlasser eine weitere Sekunde aktiviert. Wenn ein Motor-läuft-Signal von einer der anderen Methoden generiert wird, ist das Aggregat gestartet. Auf diese Art wird das Aggregat auch dann gestartet, wenn z.B. der Pickup verschmutzt oder defekt ist.

Sobald das Aggregat läuft, ob über das primäre oder ein sekundäres Signal erkannt, wird die Motor-läuft-Überwachung auf allen verfügbaren Signalen durchgeführt.

Die Sequenz ist im folgenden Diagramm dargestellt.

Fehler bei Rückmeldung „Motor läuft“



Abbruch der Startsequenz

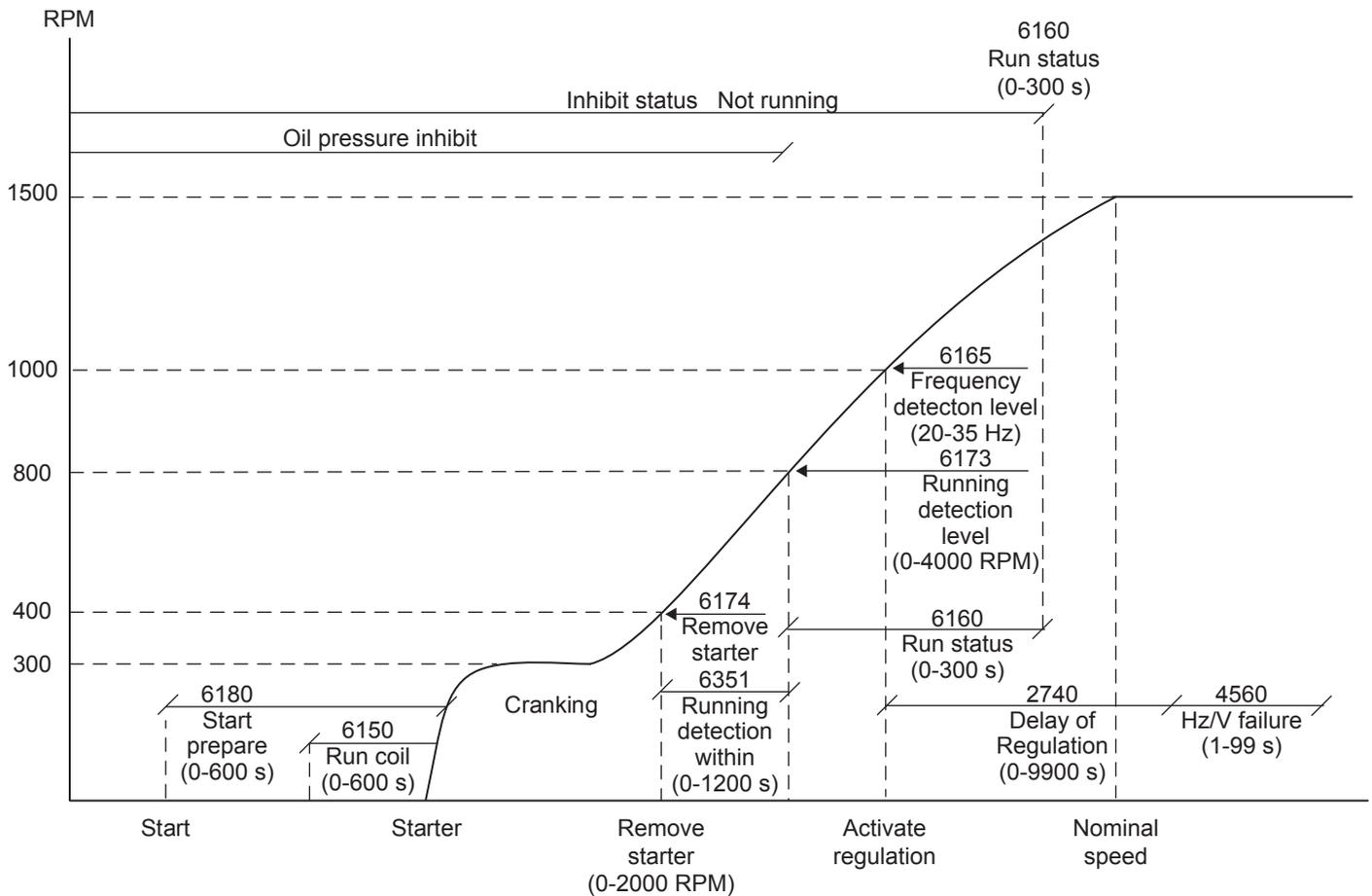
Die Startsequenz wird unter folgenden Bedingungen abgebrochen:

Ereignis	Anmerkung
Stoppsignal	
Startfehler	
Anlasser-ausrücken-Signal	Tacho-Sollwert.
Rückmeldung „Motor-läuft“	Digitaleingang.
Rückmeldung „Motor-läuft“	Tacho-Sollwert.
Rückmeldung „Motor läuft“	Generatorfrequenz über 32 Hz. Die Frequenzmessung erfordert eine Spannungsmessung von 30 % von U_{NOM} . Die Lläuft-Erkennung über die Frequenzmessung kann die Messung über MPU, Digitaleingang oder MK ersetzen.
Rückmeldung „Motor läuft“	Öldruck-Sollwert (Menü 6175).
Rückmeldung ‚Motor läuft‘	MK (Motorkommunikation) (Option H12)
Not-Aus	
Alarm	Alarmer mit Fehlerklasse <i>Abstellung</i> oder <i>Auslösung und Stopp</i> .
AUS-Taste am Display	Nur in Hand oder Manuell.
Modbus-Stoppbefehl	Halbautomatik oder Hand (Manuell).
Binärer Stoppeingang	Halbautomatik oder Hand (Manuell)
Deaktivieren des ‚auto start/stop‘-Eingangs	Betriebsart Auto bei folgenden Anlagenbetriebsarten: Insel, Festlast, Lasttransfer oder Netzbezugsregelung.
Betriebsart	Das Aktivieren von <i>BLOCKIEREN</i> während des Betriebes hat die gleiche Wirkung wie das Betätigen des Notausschalters, verhindert aber auch das anschließende Starten des Aggregates.

ANMERKUNG Soll der Impulsnehmer-Eingang zum Ausrücken des Anlassers verwendet werden, muss dies unter Parameter 6174 eingestellt werden.

ANMERKUNG Die einzigen Schutzfunktionen, die das Aggregat anhalten bzw. die Startsequenz unterbrechen können, wenn der Eingang *Abstellüberbrückung* aktiviert ist, sind der Digitaleingang *Not-Aus* (Menü 3490), der Alarm *Überdrehzahl 2* (Menü 4520) und der Alarm *MK-Überdrehzahl* (Menü 7600). Alle müssen die Fehlerklasse *Abstellung* haben.

2.7.4 Anlaufübersicht



Einstellungen zur Startsequenz

Startvorbereitung

6180 Starter (Anlasser)	<p>Normale Vorbereitung: Der Startvorbereitungstimer kann für Startvorbereitungszwecke verwendet werden, z.B. für das Vorschmieren oder das Vorglühen. Das Startvorbereitungsrelais wird mit Einleitung der Startsequenz aktiviert und wieder deaktiviert, wenn das Startrelais aktiviert ist. Mit Timer-Einstellung 0,0 s ist die Startvorbereitungsfunktion deaktiviert.</p> <p>Erweiterte Startvorbereitung: Die erweiterte Startvorbereitung aktiviert das Relais mit Einleitung der Startsequenz und lässt es nach Aktivierung des Startrelais für die eingestellte Zeit aktiviert. Überschreitet der Timer die Starteinschaltzeit, wird das Relais bei Deaktivierung des Startrelais ebenfalls deaktiviert. Mit Timer-Einstellung 0,0 s ist die erweiterte Startvorbereitungsfunktion deaktiviert.</p> <p>Startimpuls: Der Startimpuls ist die Einschaltzeit für den Anlasser.</p> <p>Startpause: Die Startpause ist die Pause zwischen zwei Startimpulsen.</p>
-------------------------	---

Betriebsmagnet-Timer

6150 Betriebsmagnet	Der Timer für den Betriebsmagnet ist ein Sollwert, der festlegt, wie lange der Betriebsmagnet vor dem Anlassen des Motors aktiviert wird. So hat die Motorsteuerung Zeit, vor dem Anlassen zu starten.
---------------------	--

Anlasser ausrücken

6174 Anlasser ausrücken	Der Anlasser wird ausgerückt, wenn der Drehzahlsollwert erreicht ist. Das funktioniert nur, wenn unter 6172 „Betriebserkennungstyp“ „Impulsaufnehmer-Drehzahl“ oder „MK-Drehzahl“ ausgewählt ist.
-------------------------	--

Motor-läuft-Erkennung, U/min-Ebene

6173 Motor-läuft-Erkennung, Ebene	Dieser Sollwert definiert die Drehzahl der Betriebserkennung in U/min. Das funktioniert nur, wenn unter 6172 „Betriebserkennungstyp“ „Impulsaufnehmer-Drehzahl“ oder „MK-Drehzahl“ ausgewählt ist.
-----------------------------------	---

Motor-läuft-Erkennung

6151 Motor-läuft-Erkennung	<p>Dieser Timer kann auf das benötigte Niveau eingestellt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass der Motor vom unter 6174 „Anlasser ausrücken“ eingestellten Drehzahlniveau zum Betriebserkennungsniveau (6173) wechselt. Wenn der Timer abgelaufen und das Niveau nicht erreicht ist, beginnt die Startsequenz von vorn (neuer Startversuch). Wenn alle Startversuche (6190 „Startversuche“) erfolglos waren, tritt ein Startfehler (4570) auf. Dieser Timer ist nur aktiv, wenn unter 6172 „Betriebserkennungstyp“ die „Impulsaufnehmer-Drehzahl“ oder „MK-Drehzahl“ ausgewählt ist.</p> <p>ANMERKUNG Wenn andere Typen der Betriebserkennung verwendet werden, bleibt der Anlasser so lange eingeschaltet, bis das Frequenzerkennungsniveau (6165) erreicht ist.</p>
----------------------------	---

Frequenzniveau

6165 Frequenzerkennung, Niveau	Dieser Hz-Sollwert kann auf das erforderliche Niveau eingestellt werden. Wenn das Niveau erreicht ist, nehmen die Regler ihre Arbeit auf und stellen sicher, dass die Nennwerte erreicht werden. Die Reaktion der Regler kann mithilfe von 2740 „Regelverzögerung“ verzögert werden. Siehe unten.
--------------------------------	--

Run status

6160 Motor läuft	Dieser Timer wird gestartet, wenn das Betriebserkennungsniveau (6173) oder das Frequenzerkennungsniveau (6165) erreicht wird. Wenn der Timer abgelaufen ist, wird der Unterdrückungsstatus „Läuft nicht“ deaktiviert und die Alarmer und Fehler für „Läuft“ werden aktiviert (siehe die entsprechenden Fehler unten).
------------------	---

Regelungsverzögerung

2740 Regelungsverzögerung	<p>Durch die Verwendung dieses Timers kann der Start der Regelung verzögert werden. Der Timer startet, wenn das Frequenzerkennungsniveau (6165) erreicht ist.</p> <p>Wenn die Anlage mit Nenneinstellungen läuft und 2740 „Regelverzögerung“ auf 0 eingestellt ist, überschreitet das Aggregat beim Start die Nennfrequenz, da die Regler nach ihrem Einschalten sofort mit der Regelung beginnen. Wird dieser Timer verwendet, wird erst mit der Regelung begonnen, wenn das Aggregat die Nennfrequenz erreicht hat.</p> <p>ANMERKUNG</p>
---------------------------	---

Fehler in Bezug auf die Startsequenz

-Anlassfehleralarm

4530 Anlassfehler	Wenn der Impulsaufnehmer als primäre Betriebsrückmeldung gewählt ist, wird dieser Alarm ausgelöst, wenn die angegebene Drehzahl nicht vor Ablauf der Verzögerung erreicht wird.
-------------------	---

Rückmeldung „Motor läuft“ - Fehler

4540 Rückmeldung „Motor läuft“ - Fehler	Dieser Alarm tritt auf, wenn es keine primäre „Läuft“-Rückmeldung (6172) gibt, aber die sekundäre Rückmeldung einen Betrieb feststellt. Es liegt ein Fehler bei der primären „Läuft“-Rückmeldung vor. Daher wird dieser Alarm mit einer Verzögerung ausgelöst. Die Verzögerungszeit ist aktiv zwischen Auflaufen der sekundären und primären Rückmeldung.
---	---

Hz-/V-Fehler

4560 Hz/V failure (f/U Fehler)	Dieser Alarm erscheint nach Ablauf der Verzögerung, wenn sich Generatorfrequenz und Generatorspannung nach Empfang der „Läuft“-Rückmeldung nicht in dem unter Menü 2110 „Ausfall df/dUmax“ festgelegten Limit befinden.
--------------------------------	--

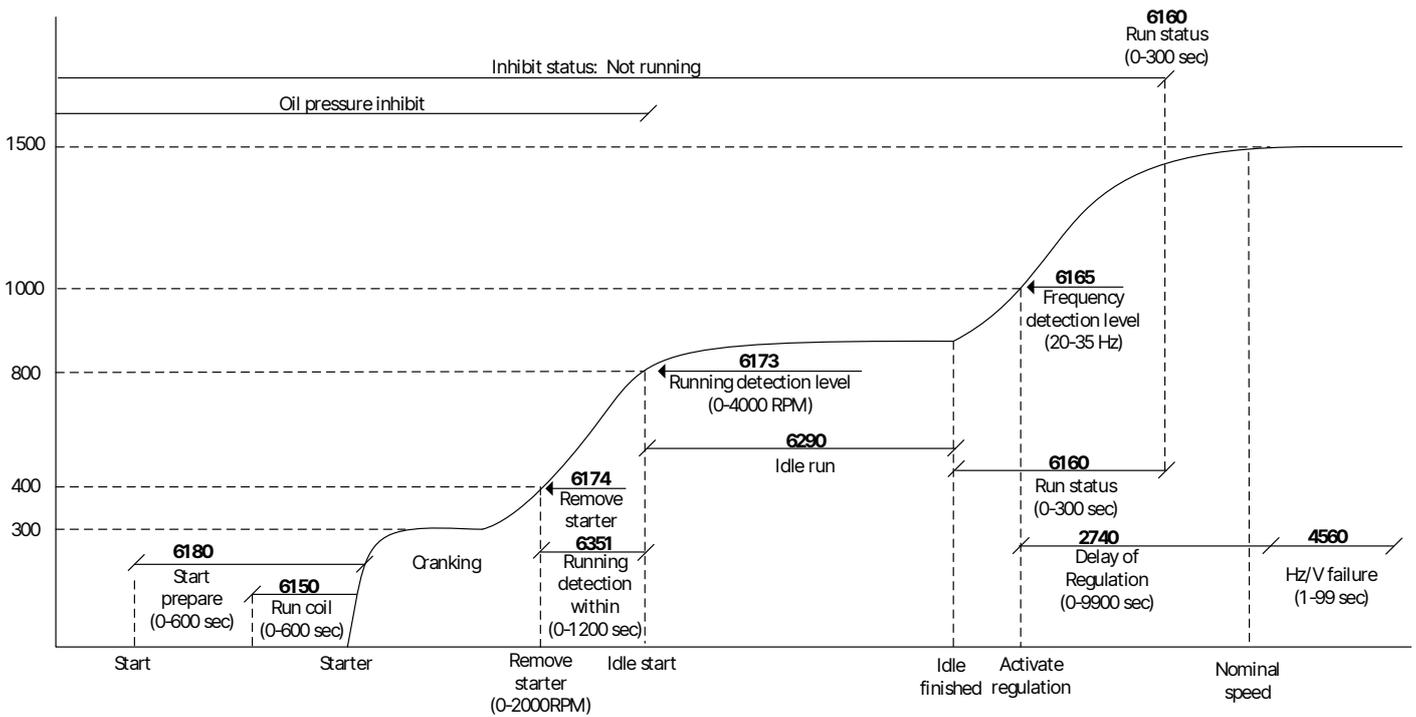
Startfehler-Alarm

4570 Startfehler	Dieser Alarm erscheint, wenn das Aggregat nach der in Menü 6190 festgelegten Anzahl der Startversuche nicht gestartet wurde.
------------------	--

Motor extern gestoppt

6352 Ext. Eng. Stopp	Wenn die „Läuft“-Sequenz aktiv ist und der Motor unter die Sollwerte 6173 „Motor läuft“-Erkennung“ und 6165 „Frequenzerkennungsniveau“ fällt, ohne dass ein Befehl von der AGC vorliegt, löst er einen Alarm aus, wenn dieser Parameter aktiviert ist.
----------------------	--

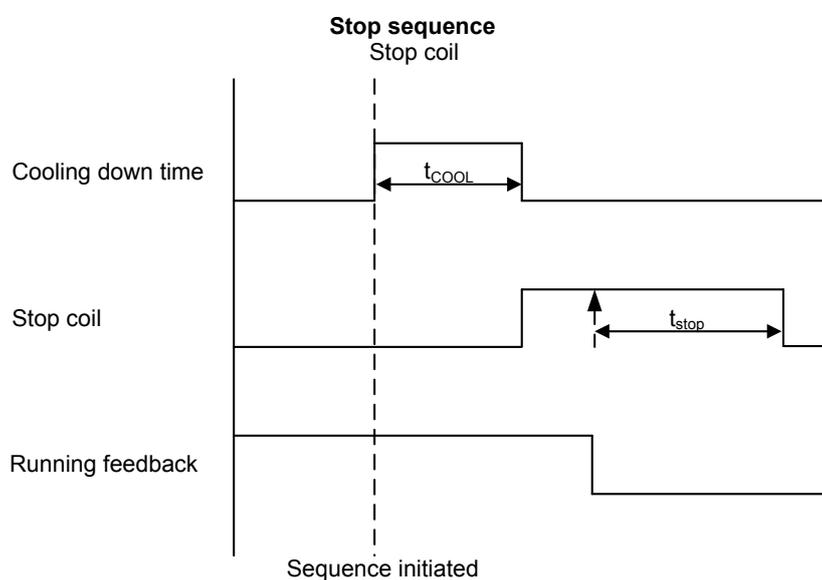
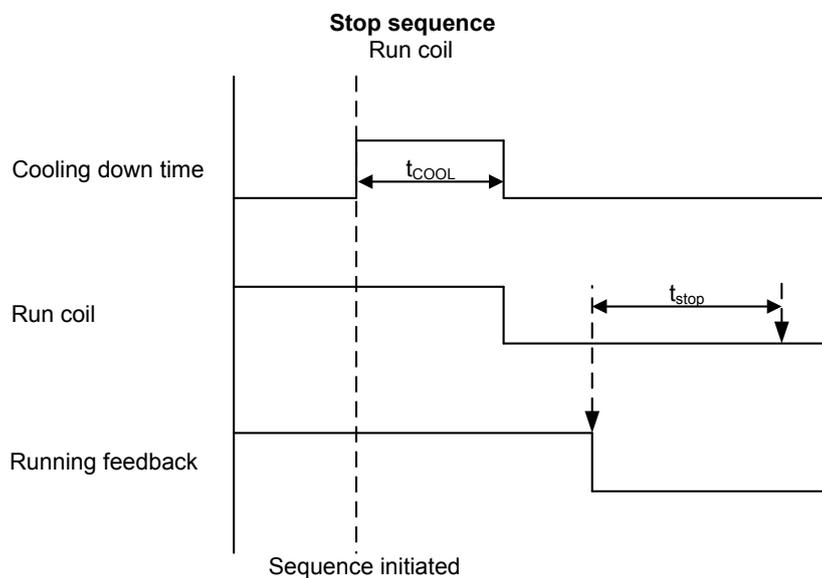
2.7.5 Anlaufübersicht mit Leerlauf



Die Sollwerte und Fehler in dieser Übersicht sind die gleichen wie im Kapitel „Anlaufübersicht“, mit Ausnahme der Leerlauffunktion. Diese Funktion wird im Kapitel „Leerlauf“ beschrieben.

2.7.6 Stoppsequenz

Die Zeichnungen zeigen die Stopp-Sequenz.



Die Stoppssequenz wird aktiviert, sobald ein Stoppbefehl ansteht. Die Stoppssequenz umfasst die Nachlaufzeit, wenn der Stopp ein ‚normaler‘ oder ein kontrolliert ausgelöster Stopp ist.

Beschreibung	Nachlaufzeit	Stopp	Anmerkung
Stop in Betriebsart Auto	●	●	
Auslösung und Stopp	●	●	
AUS-Taste am Display	●*	●	Hand oder Manuell. Wird die Stopptaste zweimal gedrückt, ist die Nachlaufzeit unterbrochen.
Abschalten des „Auto start/stop“-Eingangs	●	●	Betriebsart Auto: Insel, Festlast, Lasttransfer oder Netzbezugsregelung.
Not-Aus		●	Aggregat schaltet aus, GS öffnet.

* Die Stoppssequenz kann nur in der Nachlaufzeit unterbrochen werden. Nachlaufzeit Unterbrechungen treten in folgenden Situationen auf:

Ereignis	Anmerkung
Netzfehler	Notstrom (oder Notstromüberlagerung) und Auto gewählt.
Start-Taste betätigen	Betriebsart Hand: Motor läuft in Leerlaufdrehzahl.
Binärer Starteingang	Betriebsart Auto: Insel, Festlast, Lasttransfer oder Netzbezugsregelung.
Sollwert überschritten	Betriebsart Auto: Spitzenlast.
GS-Schließen-Taste betätigen	Nur Betriebsart Hand.

ANMERKUNG Die Stoppsequenz kann nur in der Nachlaufzeit unterbrochen werden.

ANMERKUNG Ist die Maschine abgestellt, wird der analoge Drehzahlregler auf den Offsetwert zurückgesetzt.

Einstellungen zur Stoppsequenz

Stoppfehler	
4580 Stop failure (Stoppfehler)	Sollte nach Ablauf der Nachlaufzeit das Motor-läuft-Signal oder die Generatorspannung oder die Frequenz immer noch vorhanden sein, erfolgt ein Stopp-Fehler-Alarm.

Stopp	
6210 Stopp	<p>Nachlauf: Die Länge der Nachlaufzeit.</p> <p>Erweiterte Stoppzeit: Die Sicherheitsstopzeit wird ausgeführt nach dem alle Motor-Läuft-Meldungen deaktiv sind. Die erweiterte Stoppzeit wird mit jeder Betätigung der Stopptaste aktiviert.</p> <p>Kühlmitteltemperaturabhängige Nachlaufzeit: Die temperaturgesteuerte Abkühlung des Motors soll sicherstellen, dass der Motor unter den Sollwert im Menü 6214 <i>Kühlnachlaufzeit</i> abgekühlt wird, bevor der Motor abgestellt wird. Dies ist nützlich wenn zum Beispiel die Maschine nur kurz gelaufen hat und somit nicht ihre Nenntemperatur erreichte. Die Nachlaufzeit kann hier auch 0s sein. Wenn der Motor über einen längeren Zeitraum gelaufen ist, hat er die normale Betriebstemperatur erreicht. Die Abkühlzeit ist dann genau die Zeit, die benötigt wird, um die Temperatur unter den Temperatursollwert in Menü 6214 zu bringen.</p>

Kann der Motor aus irgendeinem Grund die Temperatur nicht innerhalb des Zeitlimits in Parameter 6211 unter den Temperatursollwert in Menü 6214 bringen, wird der Motor durch diesen Timer abgeschaltet. Grund hierfür könnte eine hohe Umgebungstemperatur sein.

ANMERKUNG Wird die Nachlaufzeit auf 0,0 s eingestellt, erfolgt eine unendliche Nachlaufzeit.

ANMERKUNG Wird die Temperatur auf 0° eingestellt, erfolgt die Abstellung nur über den Timer.

ANMERKUNG Wenn der Motor unerwartet stoppt, siehe **Rückmeldung „Motor-läuft“**.

2.7.7 Schaltersequenzen

Die Schaltersequenzen sind betriebsartenabhängig:

Betriebsart	Aggregatbetriebsart	Schaltersteuerung
Automatik/Test	Alle	Kontrolliert von der Steuerung
Handbetrieb	Alle	Tasten
Manuell	Alle	Tasten
Blockieren	Alle	Keine

Vor dem Schließen des Schalters werden Spannung und Frequenz geprüft. Die Einstellung der Sollwerte erfolgt in Parameter 2110.

Sollwerte für die Netzschaltersteuerung

7080 NS-Steuerung	
Notstromüberlagerung	Bei Aktivierung führt die AGC die Notstromfunktion bei Netzausfall durch, unabhängig von der eingestellten Betriebsart.
NS Schließ-Verzögerung	Das ist die Zeit zwischen GS-AUS und NS-EIN, bei Schaltvorgängen ohne Synchronisation.
Rücksynchronisation	Aktiviert die Synchronisation des NS.
Synchronisation zum Netz	Aktiviert die Synchronisation des GS.
Ladezeit	Nach dem Öffnen des NS ist ein Wiedereinschalten für die eingestellte Zeit nicht möglich. Siehe auch Kapitel Schalterspannzeit.

ANMERKUNG Ist kein Netzschalter vorhanden, sind die entsprechenden Relais und Eingänge konfigurierbar. Die Konfiguration erfolgt über die USW („Application Configuration“).

ANMERKUNG AGC ohne Rücksynchronisation: Der GS kann nur dann geschlossen werden, wenn der NS geöffnet ist. Der NS kann nur dann geschlossen werden, wenn der GS geöffnet ist.

ANMERKUNG AGC mit Rücksynchronisation: Werden die Tasten NS-EIN oder GS-EIN betätigt, startet die AGC die Synchronisierung, wenn Generator- oder Netzspannung vorhanden ist. Der GS kann direkt geschlossen werden, wenn der NS geöffnet ist. Der NS kann direkt geschlossen werden, wenn der GS geöffnet ist.

Netzschalter öffnen im Notstromfall (Menü 7065)

Es ist möglich, die Netzschalter-Öffnungsfunktion bei Netzausfall einzustellen. Dies ist notwendig für den Notstrombetrieb.

Auswahlmöglichkeiten im Menü 7065:

Auswahl	Beschreibung
Motor starten und Netzschalter öffnen	Tritt ein Netzfehler ein, wird der Netzschalter geöffnet und das Aggregat gestartet.
Motor starten	Tritt ein Netzfehler ein, wird das Aggregat gestartet. Wenn Spannung und Frequenz des Generators im Fenster sind, wird der NS geöffnet und der GS geschlossen.

2.7.8 Notstrom-Timer und Sollwerte

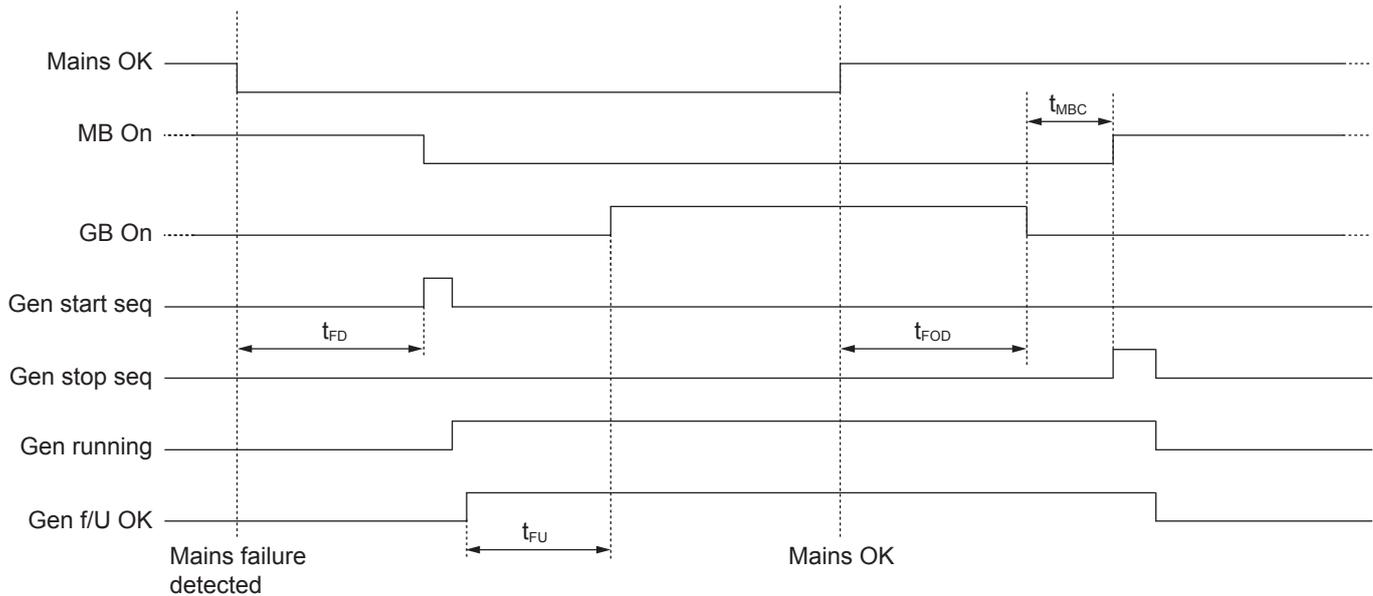
Die Zeitdiagramme beschreiben die Abläufe bei einem Netzausfall und bei Netzwiederkehr. Die Rücksynchronisation ist deaktiviert. Die von der Notstromfunktion verwendeten Timer sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

Timer	Beschreibung	Parameter
t_{FD}	Netzausfallverzögerung	7071 Netzfehler f 7061 Notstrom U
t_{FU}	f/U OK	6220 Hz/V OK
t_{FOD}	Netzwiederkehr	7072 Netzfehler f 7062 Notstrom U
t_{GBC}	GS-EIN-Verzögerung	6231 GS Steuerung*
t_{MBC}	NS-EIN-Verzögerung	7082 NS Steuerung

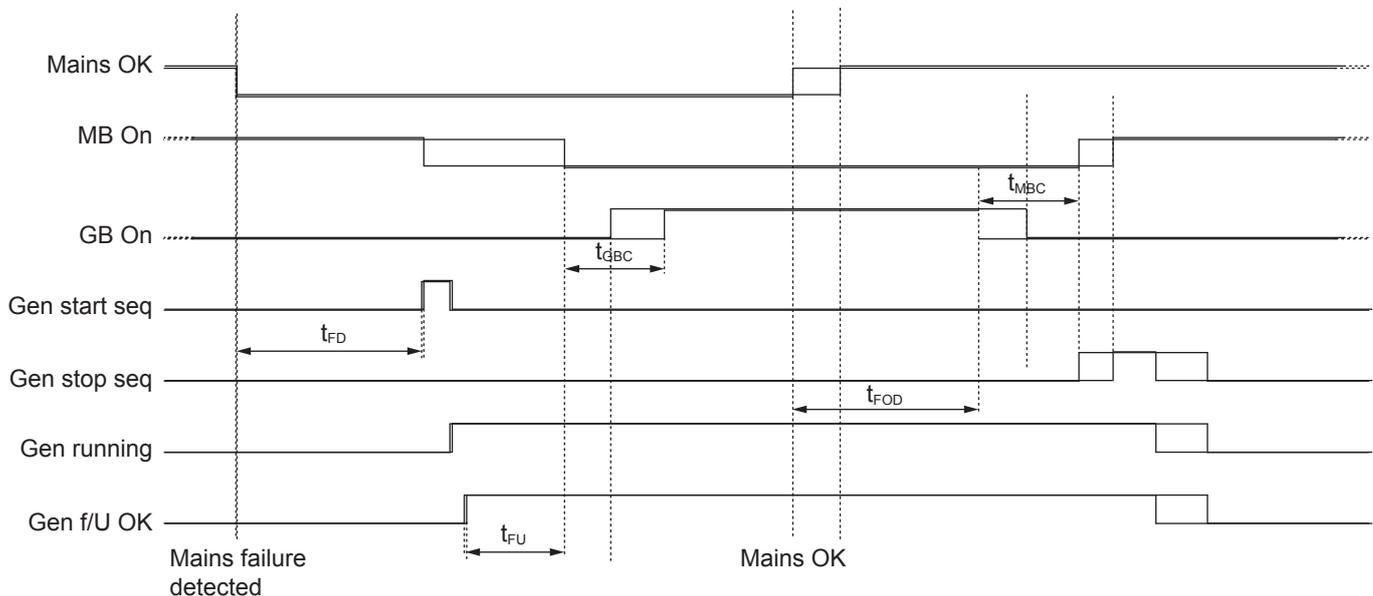
*Anmerkung: Nur für eine Aggregatsteuerung in einer Applikation mit *Einzelaggregat*. Im Falle eines Stromausfalls ist dies die kurze Verzögerung, nachdem Spannung und Frequenz wieder in Ordnung sind.

Der Timer t_{MBC} ist nur bei deaktivierter Rücksynchronisation aktiv.

Beispiel 1: 7065 NS Notstrombehandlung: Motor starten und NS öffnen



Beispiel 2: 7065 NS Notstrombehandlung: Motor starten



Sollwerte für den Notstrombetrieb

Für die Timer müssen einige Sollwerte eingestellt werden, die angeben, wann die Timer starten sollen. Die Steuerung weist unterschiedliche Sollwerte für verschiedene Situationen auf. Die Limite, innerhalb derer die Netzspannung liegen muss, bevor der Netzfehler-Timer startet, werden unter den Parametern 7063 und 7064 festgelegt. Es gibt einen unteren (7063) und einen oberen (7064) Limit. Außerdem verfügt die Steuerung über Limite für die Frequenz. Es gibt ebenfalls einen unteren (7073) und einen oberen Limit(7074). Wenn die Netzspannung oder -frequenz einen dieser Limite über- bzw. unterschritten hat und der entsprechende Fehler-Timer abgelaufen ist, wird der Notstrombetrieb gestartet.

Wenn die Netzspannung/-frequenz wieder in den vorgesehenen Bereich zurückgekehrt ist, können einige Hysteresen eingestellt werden. Das Multi-line 2 bietet vier separate Hysteresen, die im Menü 7090 konfiguriert werden können. Die erste Hysterese ist für die „Niederspannungsgrenze“. Wenn die „Niederspannung“ des Netzes auf 90 % (7063) eingestellt ist, startet das Multi-line 2 den Notstrombetrieb, wenn die Spannung niedriger ist als 90 % der Nennspannung. Standardmäßig ist die Hysterese auf 0 % (7091) eingestellt. Das bedeutet für dieses Beispiel, dass die Last wieder aus dem Netz eingespeist werden darf, wenn die Spannung über 90 % gestiegen ist. Wäre die Hysterese auf 2 % eingestellt, wäre erst wieder eine Einspeisung aus dem Netz zulässig, wenn die Netzspannung über 92 % gestiegen ist.

Wenn z. B. die Niederspannung des Netzes auf 85 % und die Hysterese auf 20 % eingestellt ist, würde die Berechnung bedeuten, dass erst bei einer Netzspannung von 105 % wieder auf den Netzbetrieb zurück gewechselt werden darf. Das

Multi-line 2 erlaubt die maximale Einstellung von 100 % des Nennwertes. Das gilt auch für „Hochspannung“ des Netzes und beide Frequenzlimite. Die Hysterese kann maximal 100 % des Nennwertes betragen.

Schaltbedingungen

Die Schaltersequenzen reagieren entsprechend der Schaltstellungen und der Spannungs- und Frequenzmessungen.

Die Bedingungen für die Ein- und Ausschaltsequenzen können den folgenden Tabellen entnommen werden.

Schalterschließbedingungen

Sequenz	Bedingung
GS direkt EIN	Rückmeldung „Motor läuft“ Gen. f/U i.O. NS offen
NS direkt EIN	Netz f/U i.O. GS offen
GS EIN, synchronisiert	Rückmeldung „Motor-läuft“ Gen. f/U i.O. NS geschlossen Keine Generatorfehlermeldungen
NS EIN, synchronisiert	Netz f/U i.O. GS geschlossen Keine Generatorfehlermeldungen

Schalteröffnungsbedingungen

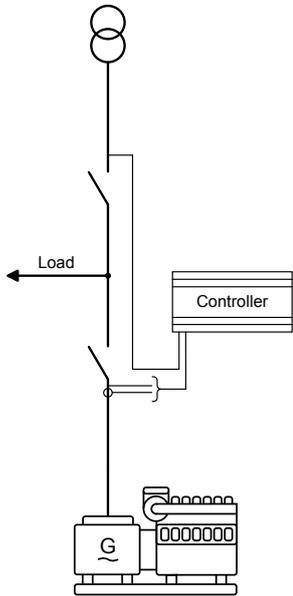
Sequenz	Bedingung
GS AUS, direkt öffnen	NS offen
NS AUS, direkt öffnen	Alarmer mit Fehlerklassen: Abschaltung oder Trip NS
GS AUS, entlasten	NS geschlossen
NS AUS, entlasten	Alarmer mit Fehlerklasse: Auslösung und Stopp

3. Anwendungen ohne Power Management

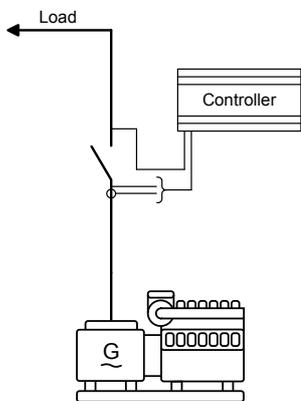
3.1 Prinzipschaltbilder

Die folgenden Einliniendiagramme zeigen eine Reihe von AGC-Anwendungen. Diese Anwendungen benötigen kein Power Management (Option G5).

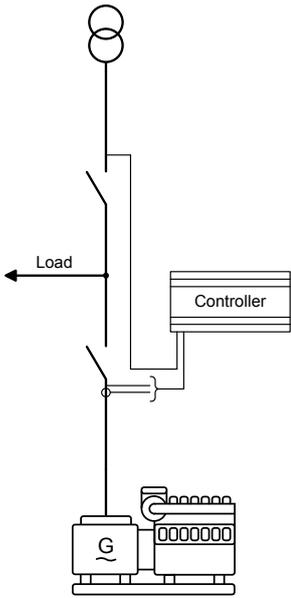
3.1.1 Notstrombetrieb



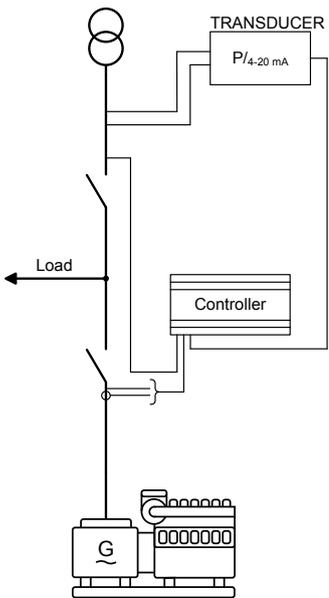
3.1.2 Inselbetrieb



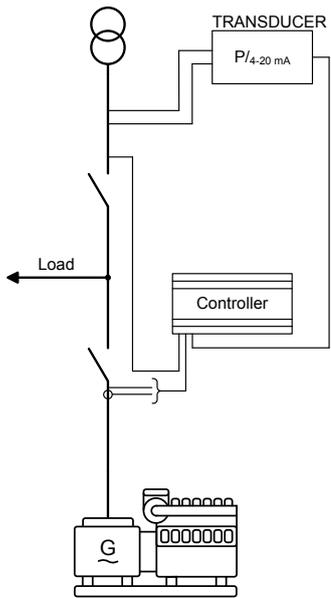
3.1.3 Festlast/Grundlast



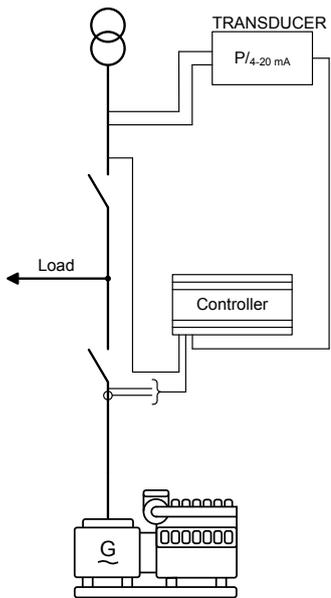
3.1.4 Spitzenlast



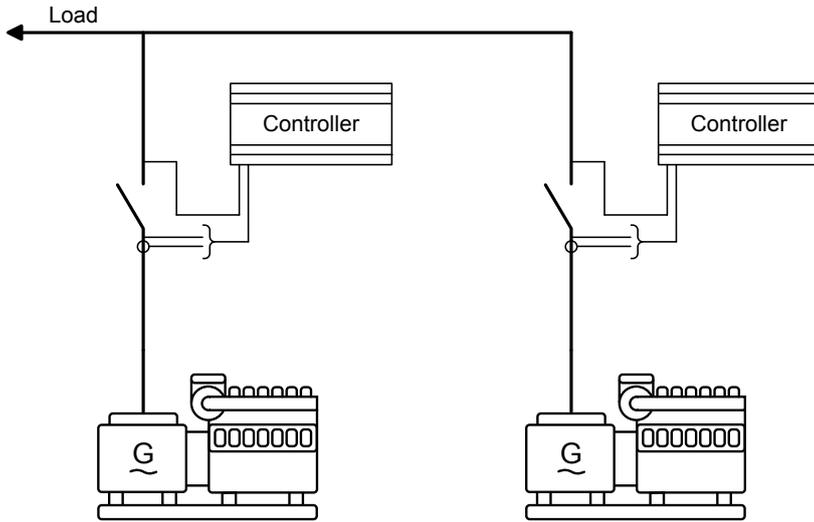
3.1.5 Lastübernahme



3.1.6 Netzbezugsregelung



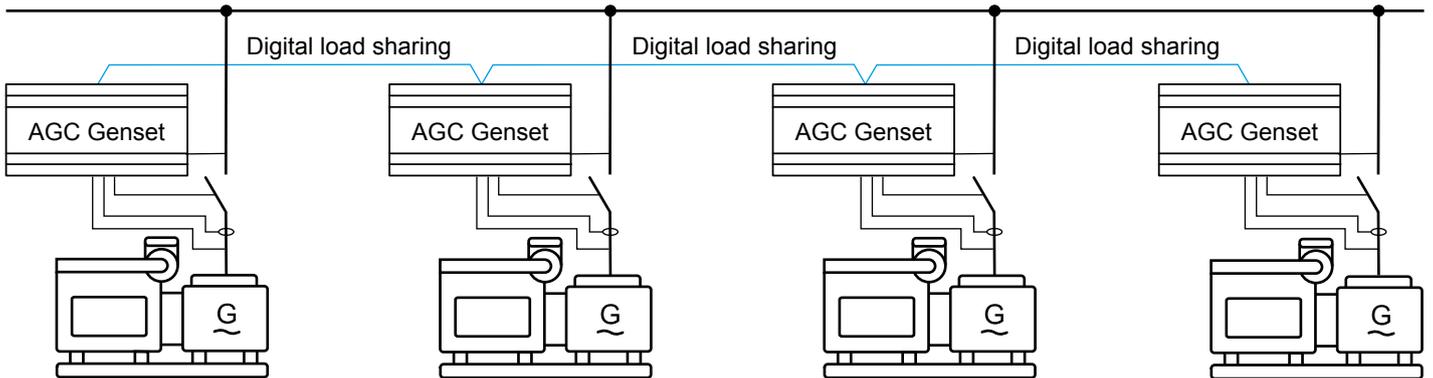
3.1.7 Mehrere Aggregate, Lastverteilung (Hardware-Option M12 erforderlich)



3.2 CANShare

3.2.1 Einliniendiagramm

Mehrere Einzelaggregate, mit digitaler Lastverteilung CAN-Share



CANshare (digitale Lastverteilung) ermöglicht die Lastverteilung von Stromerzeugern über den CAN-Bus, mit einfacher Installation und Einrichtung. Die CANshare-Lastverteilung ist gleich (als Prozentsatz der Nennleistung der einzelnen Generatoren). CANshare stellt sicher, dass sowohl Wirkleistung (P) als auch Blindleistung (Q) gemeinsam genutzt werden.

Sie können CANshare in Anwendungen mit 2 bis 127 Generatoren verwenden. Für CAN-Share können Sie eine Mischung aus AGC-4 Mk II und AGC 150 Generatorsteuerungen verwenden.

CANshare kann nicht mit Power Management verwendet werden. CANshare kann nicht mit Netzanschlüssen verwendet werden.

3.2.2 Konfigurieren Sie CANshare (digitale Lastverteilung)

Richten Sie das CAN-Protokoll und die Anwendung **in jeder Steuerung** ein. Sie können die Utility-Software verwenden oder die Parameter über das Display einstellen.

Einstellen des CAN-Protokolls über die Utility-Software oder das Display

1. Wählen Sie das CAN-Protokoll, das den CAN-Terminals entspricht, die Sie für CANshare verwenden werden:
 - Parameter 7843 für CAN-Protokoll C
 - Parameter 7844 für CAN-Protokoll D
 - Parameter 7845 für CAN-Protokoll E

- Parameter 7846 für CAN-Protokoll F

ANMERKUNG Sie müssen nicht in jeder Steuerung das gleiche CAN-Protokoll verwenden.

2. Wählen Sie für den Sollwert *CAN-Lastverteilung*:

The screenshot shows a dialog box titled "Parameter 'CAN E 128.LO-130.HI' (Channel 78...". It features a "Set point:" dropdown menu with a list of options: "Off", "External I/O", "EIC", "Canshare", "Ext. Modules DEIF", and "PMS lite". The "Canshare" option is currently selected and highlighted in blue. Below the dropdown, there are several checkboxes: "Enable", "High Alarm", "Inverse proportional", and "Auto acknowledge", all of which are currently unchecked. At the bottom of the dialog, there is an "Inhibits..." dropdown menu, a star icon, and three buttons: "Write", "OK", and "Cancel".



Zusätzliche Informationen

Siehe **CANshare (Option H12.2/H12.9)** in der **Installationsanleitung** für die Verkabelung der CAN-Anschlüsse.

Verwenden Sie die Utility-Software, um die Anwendung einzurichten.

1. Erstellen Sie eine neue Anlagenkonfiguration. Als *Anlagentyp*, wählen Sie *Einzel DG*.

Plant options [X]

Product type
AGC-4 Mk II Genset

Plant type
Single DG

Application properties
 Active (applies only when performing a batchwrite)
 Name: Genset 1 CANshare

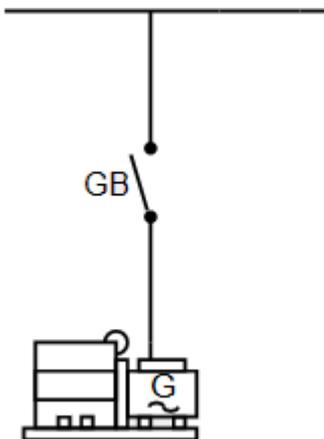
Bus Tie options
 Wrap bus bar

Power management CAN
 Primary CAN
 Secondary CAN
 Primary and Secondary CAN
 CAN bus off (stand-alone application)

Application emulation
 Off
 Breaker and engine cmd. active
 Breaker and engine cmd. inactive

OK Cancel

2. Wenn Sie Einzel-DG wählen, zeigt die Utility-Software eine Anwendungszeichnung mit einem einzelnen Generator*. Hier können Sie den Typ des Generatorschalters auswählen.



3. Schreiben Sie die Konfiguration der Anwendung in die Steuerung.

ANMERKUNG * Für CANshare darf die Quelle nur ein Aggregat sein. Wählen Sie nicht auch noch das Stromnetz als Quelle.

Verwendung von Display*-Parametern zum Einrichten der Anwendung

Um die Anwendung für CANshare einzurichten, konfigurieren Sie die folgenden Parameter:

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
9181	9180 Quick-Setup	AUS Einzelbetrieb einrichten	AUS	Wählen Sie Einzelbetrieb einrichten .

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
		Setup Anlage:		
9182	9180 Quick-Setup	AUS CAN PM primär CAN PM sekundär CAN PM PRI + SEC	AUS	Wählen Sie Aus
9183	9180 Quick-Setup	Impuls Kein Ns Dauer Kompakt	Kein Ns	Wählen Sie Kein NLS
9184	9180 Quick-Setup	Impuls Dauer Kompakt	Impuls	Wählen Sie den Typ des Generatorschalters.
9185	9180 Quick-Setup	Netz vorhanden Kein Netz vorhanden	Kein Netz vorhanden	Wählen Sie Kein Netz vorhanden .
9186	9180 Quick-Setup	SingleDG Standard	SingleDG	Wählen Sie Einzel-DG .

ANMERKUNG * Für eine DU-2, springen Sie zu Menü 9180.

Funktionsweise

Das System ist nun bereit für CANshare (digitale Lastverteilung). Es können weitere Generatoren in die CANshare-Linie aufgenommen werden, ohne dass CAN-IDs zugewiesen werden müssen. Eine CANshare-Steuerung kann sich auch von der CAN-Busleitung abkoppeln.

3.2.3 CANshare im Einsatz

Wenn eine Steuerung zur CANshare Linie hinzugefügt wird, wird sie automatisch in die Lastverteilung einbezogen. Wenn eine Steuerung aus der CANshare-Linie entfernt wird, wird sie auch automatisch aus der Lastverteilung entfernt.

Es gibt keine CANshare Leitungsüberwachung. Das heißt, es wird kein Alarm ausgelöst, wenn die CANshare-Leitung ausfällt. Jede Gruppe von Steuerungen auf beiden Seiten des Fehlers arbeitet unabhängig. Innerhalb jeder Gruppe ist die Belastung gleichmäßig verteilt.

CANshare, Fehler

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
7860	CANshare, Fehler	0 bis 100 s	0 s	Wenn eines der CAN-Protokolle <i>CANshare</i> , ist, die Steuerung aber keine andere CANshare-Steuerung auf der CAN-Leitung erkennen kann, dann aktiviert die Steuerung diesen Alarm. Sie können diesen Alarm zur Fehlersuche bei der CANshare-Kommunikation verwenden.
7866	CAN-Share, Fehlermodus	MANUELL Handbetrieb Keine Änderung	MANUELL	Sie können auswählen, ob die Betriebsart der Steuerung geändert werden soll, wenn der CANshare-Fehleralarm aktiviert wird.



Zusätzliche Informationen

Siehe **Nicht unterstützte Anwendung** für den Alarm, der aktiviert wird, wenn die Steuerung eine Mischung aus CANshare und PMS Lite auf der CAN-Leitung erkennt.

3.2.4 M-Logic CANshare Markierungen

CANshare-Markierungen sind in M-Logic verfügbar. Sie können diese für den Austausch von Status und Befehlen zwischen den an die CANshare-Leitung angeschlossenen Steuerungen verwenden. Sie können jede der Markierungen von jeder der Steuerungen aus aktivieren. Sie können mehr als eine Markierung von einer Steuerung aus aktivieren.

ANMERKUNG Für einen zuverlässigen Betrieb müssen Sie kontinuierliche Signale verwenden, um die CAN-Markierungen zu aktivieren.

M-Logic: Ausgang > CANshare-Markierungen

Beschreibung	Anmerkungen
CANshare Markierung [1 bis 128]	Aktiviert die CANshare-Markierung [#] in jeder Steuerung, die mit der CANshare-Leitung verbunden ist.

M-Logic: Ereignisse > CANshare-Markierungen

Beschreibung	Anmerkungen
CANshare Markierung [1 bis 128]	Das CANshare-Markierung [#] ist in einer an die CANshare-Leitung angeschlossenen Steuerung aktiviert.

Beispiel einer CANshare-Markierung

Der Betreiber möchte mit einem Schalter die Sollwerte in allen CANshare-Steuerungen ändern. Wenn der Schalter ausgeschaltet ist, müssen alle Steuerungen die Nenneinstellungen 1 verwenden. Wenn der Schalter eingeschaltet ist, müssen alle Steuerungen die Nenneinstellungen 2 verwenden.

Erstellen Sie die folgende M-Logic in der Steuerung, in der der Schalter an den Digitaleingang 23 angeschlossen ist:

The screenshot displays three M-Logic rules in a configuration window:

- Logic 1:** Title "Digital input 23 activates CANshare flag 73". It features a NOT operator connected to Event A (checked) with the value "Dig. Input No23: Inputs". The output is "CANshare Flag 73: CANshare Flags".
- Logic 2:** Title "When CANshare flag 73 is not activated, use parameter set 1". It features a NOT operator connected to Event A (checked) with the value "CANshare Flag 73: CANshare Flags". The output is "Set parameter 1: Command Parameter set".
- Logic 3:** Title "When CANshare flag 73 is activated, use parameter set 2". It features a NOT operator connected to Event A (unchecked) with the value "CANshare Flag 73: CANshare Flags". The output is "Set parameter 2: Command Parameter set".

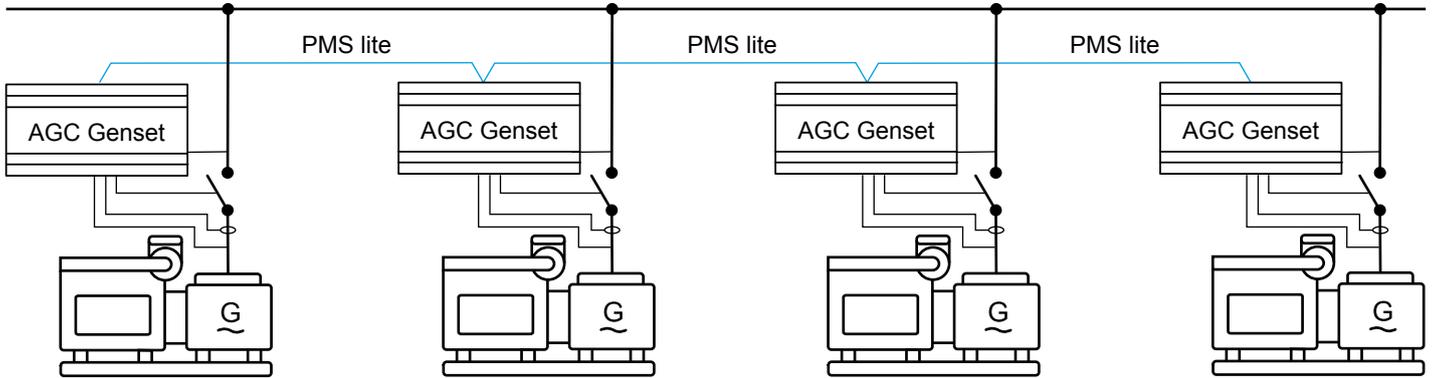
Each rule includes a delay of 0 seconds and an "Enable this rule" checkbox that is checked.

Erstellen Sie die M-Logic-Zeilen 2 und 3 in jeder der anderen Steuerungen.

4. PMS Lite

4.1 Einliniendiagramm

PMS lite, mit bis zu 127 Einzelaggregaten



4.2 PMS Lite

PMS lite ist für netzunabhängige Anlagen mit bis zu 127 Generatoren geeignet. PMS lite ist nur für Generatoren geeignet - andere Stromquellen sind nicht möglich. Jede Steuerung schützt und steuert ein Aggregat und den Aggregatschalter. Der Bediener kann die Anlage einfach über das Display konfigurieren, ohne einen PC mit Utility-Software verwenden zu müssen.

PMS lite sorgt dafür, dass die Generatoren je nach Last und Priorität gestartet oder gestoppt werden. PMS lite sorgt dafür, dass die Generatoren die Last gleichmäßig verteilen. Die Einrichtung der Anlage geht schnell, da sich die Steuerungen über die CAN-Bus-Verbindungen automatisch gegenseitig erkennen und IDs zuweisen. Um die für PMS lite erforderlichen CAN-Bus-Anschlüsse zu erhalten, muss jede AGC-4 Mk II Steuerung über die Hardware-Option H12.2 oder H12.8 verfügen.

ANMERKUNG PMS lite kann nur in einem System verwendet werden, in dem alle Steuerungen PMS lite verwenden. Für PMS lite können Sie eine Mischung aus AGC-4 Mk II und AGC 150 Generatorsteuerungen verwenden. PMS lite kann nicht in einem Standard-Energieverwaltungssystem verwendet werden.

PMS light-Anlage

Automatische Erkennung und ID-Zuweisung

- Der Bediener kann über das Display manuell IDs zuweisen

PMS lite-Einstellungen

- Verschiedene Einstellungen in jeder Steuerung unterstützt
- Unterstützt die gemeinsame Nutzung der PMS lite-Konfiguration durch mehrere Steuerungen

Konfigurierbare Baudrate für PMS lite Kommunikation (125/250 kbps)

PMS lite-Lastverteilung

- Gleichmäßige Lastverteilung für Wirk- (P) und Blindleistung (Q)

Generatorpriorität:

- Automatisch zugewiesen
- Manuell zugewiesen (mehrere Steuerungen können die gleiche Priorität haben)
- Basierend auf Betriebsstunden

Auswahl der zu startenden Aggregate (z. B. nach einem Stromausfall)

Timer starten (lastabhängigen Start und Stopp aussetzen, während der Timer läuft)

Lastabhängiger Start und Stopp

Automatischer Start des nächsten Generators bei hoher Last

Automatischer Stopp des nächsten Generators bei niedriger Last

Lastabhängiger Start und Stopp

Manueller Start und Stopp möglich

Wählen Sie die Mindestanzahl der laufenden Generatoren

SPS Start/Stopp

- Lastabhängiges Starten und Stoppen deaktivieren
- SPS steuert Start und Stopp über digitale Eingänge, Modbus und/oder M-Logic

4.3 PMS Lite einrichten

Richten Sie das CAN-Protokoll und die Anwendung **in jeder Steuerung** ein. Sie können die Parameter über das Display einstellen oder die Utility-Software verwenden.

Stellen Sie das CAN-Protokoll über das Display oder die Utility-Software ein.

1. Wählen Sie das CAN-Protokoll, das den CAN-Klemmen entspricht, die Sie für PMS Lite verwenden werden:

- Parameter 7843 für CAN-Protokoll C
- Parameter 7844 für CAN-Protokoll D
- Parameter 7845 für CAN-Protokoll E
- Parameter 7846 für CAN-Protokoll F

ANMERKUNG Sie müssen nicht in jeder PMS Lite Steuerung das gleiche CAN-Protokoll verwenden.

ANMERKUNG Sie können keine anderen Arten der CAN-Bus-Kommunikation (z. B. CANshare, MK, DVC oder CIO) auf der PMS Lite CAN-Leitung haben.

2. Wählen Sie für den Sollwert *PMS Lite*:

Parameter "CAN E 128.LO-130.HI" (Channel 78... X

Set point :

Off

Off

External I/O

EIC

Canshare

Ext. Modules DEIF

PMS lite

Enable

High Alarm

Inverse proportional

Auto acknowledge

Inhibits... v

Write OK Cancel



Zusätzliche Informationen

Siehe **PMS Lite (Option H12.2/H12.8)** in der **Installationsanleitung** für die Verdrahtung der CAN-Anschlüsse.

Verwendung der Display*-Parameter zum Einrichten der Anwendung (Einzel-DG ohne Netz)

Um die Anwendung für PMS Lite einzurichten, konfigurieren Sie die folgenden Parameter:

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
9181	9180 Quick-Setup	AUS Einzelbetrieb einrichten	AUS	Wählen Sie Einzelbetrieb einrichten .

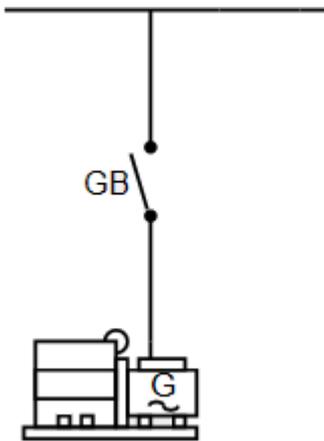
Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
		Setup Anlage:		
9182	9180 Quick-Setup	AUS CAN PM primär CAN PM sekundär CAN PM PRI + SEC	AUS	Wählen Sie Aus
9183	9180 Quick-Setup	Impuls Kein Ns Dauer Kompakt	Kein Ns	Wählen Sie Kein NLS
9184	9180 Quick-Setup	Impuls Dauer Kompakt	Impuls	Wählen Sie den Typ des Generatorschalters.
9185	9180 Quick-Setup	Netz vorhanden Kein Netz vorhanden	Kein Netz vorhanden	Wählen Sie Kein Netz vorhanden.
9186	9180 Quick-Setup	SingleDG Standard	SingleDG	Wählen Sie Einzel-DG.

ANMERKUNG * Für eine DU-2, springen Sie zu Menü 9180.

Einrichten der Anwendung mit Hilfe der Utility-Software (Einzel-DG ohne Netz)

1. Erstellen Sie eine neue Anlagenkonfiguration. Als *Anlagentyp* wählen Sie *Einzel DG*.

2. Wenn Sie Einzel-DG wählen, zeigt die Utility-Software eine Anwendungszeichnung mit einem einzelnen Generator*. Hier können Sie den Typ des Generatorschalters auswählen.



3. Schreiben Sie die Konfiguration der Anwendung in die Steuerung.

ANMERKUNG * Für PMS Lite darf die Quelle nur ein Stromaggregat sein. Wählen Sie nicht auch noch das Stromnetz als Quelle.

Funktionsweise

Wenn die Steuerung an die CAN-Busleitung angeschlossen wird, weist PMS Lite der Steuerung automatisch eine ID zu.

4.4 Konfiguration

4.4.1 Lastabhängiger Start/Stopp

Konfigurieren Sie diese Parameter für den lastabhängigen Start und Stopp von PMS Lite.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8501	PMS Lite, lastabhängiger Start	1-100% der Nennleistung 0 bis 990 s	90 % 10 s	Senden Sie eine Anforderung über PMS Lite, um das nächste vorrangige Aggregat zu starten. Die Anforderung wird gesendet, wenn die Leistung des Aggregats der Steuerung über dem Sollwert für die Zeitdauer des Timers liegt.
8503	PMS Lite, lastabhängiger Stopp	1 bis 100 % 5 bis 990 s	70 % 30 s	Senden Sie eine Anforderung über PMS Lite, um das nächste vorrangige Aggregat zu stoppen. Die Anforderung wird gesendet, wenn die Leistung des/der verbleibenden Aggregate(s) für die Dauer des Zeitraums unter dem Sollwert liegen würde. Untenstehendes Beispiel beachten.

ANMERKUNG Die lastabhängigen Einstellungen werden nicht automatisch von den PMS Lite-Steuerungen gemeinsam genutzt. Sie können also in jeder Steuerung unterschiedliche lastabhängige Einstellungen verwenden.

ANMERKUNG Verwenden Sie nicht die Parameter 8001 bis 8014 oder 8301 bis 8314. Diese Parameter gelten für die Option G5 Power-Management, lastabhängiger Start und Stopp.



Leistungsberechnung bei lastabhängigem Stopp

Die Anlage besteht aus zwei Aggregaten mit je 1500 kW Nennleistung. Die Steuerungen haben die Standardeinstellungen für lastabhängige Stopps.

Wenn beide Aggregate laufen, kann das zweite Aggregat nur dann abschalten, wenn die Last des verbleibenden Aggregats unter 70 % liegen würde. Das heißt, das zweite Aggregat schaltet nur ab, wenn die Last 30 Sekunden lang unter 1050 kW liegt.

4.4.2 Multi-Start

Die Multi-Start-Funktion wird verwendet, wenn eine schwarze Sammelschiene vorhanden ist und *Auto-Start/Stop* aktiviert ist.

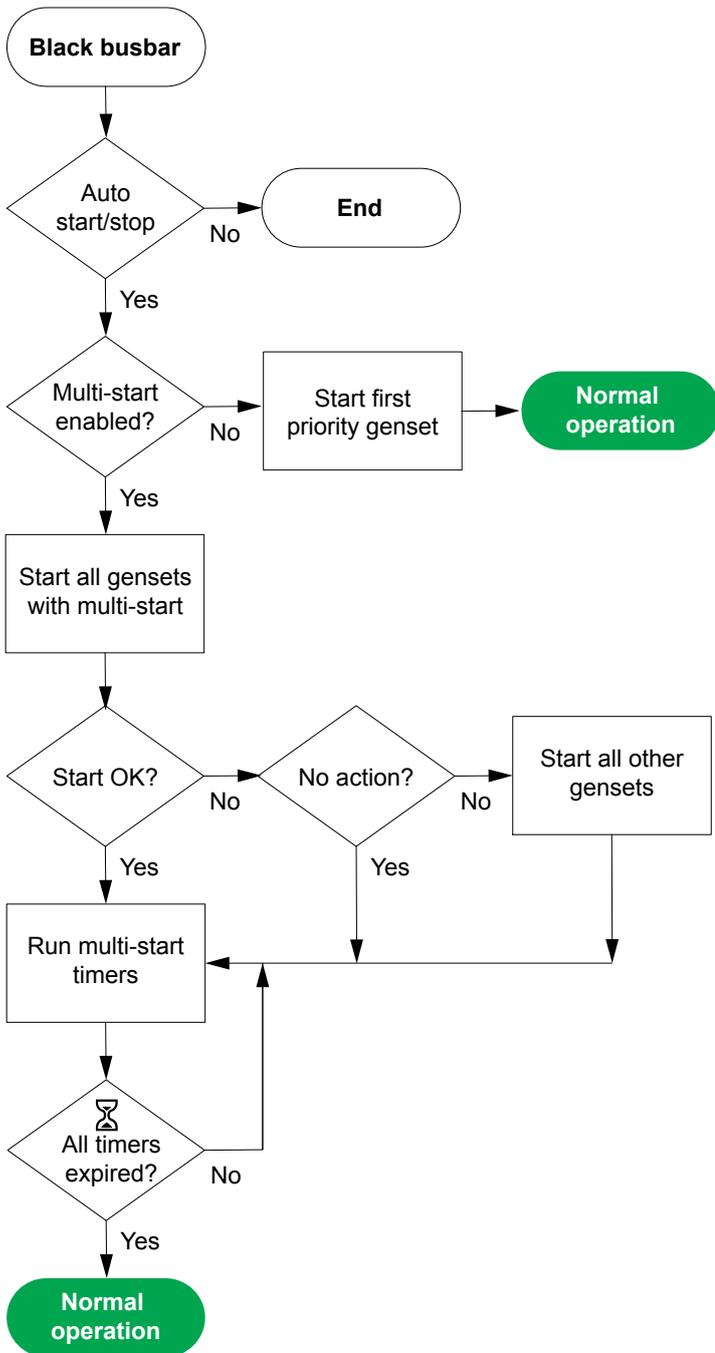
Die Funktion hat diese drei Dimensionen:

- Bei allen Steuerungen, bei denen Multi-Start aktiviert ist, sorgt die Funktion dafür, dass ihre Aggregate starten. Die Aggregate werden synchronisiert und an die Sammelschiene angeschlossen.
- Wenn *Alle anderen DGs starten* ausgewählt ist und ein Aggregat nicht starten kann, fordert die Steuerung alle anderen PMS Lite-Steuerungen auf, ihre Aggregate zu starten.
- Die Timer verzögern den Beginn des lastabhängigen Starts und Stopps von PMS Lite, bis der letzte Multi-Start-Timer in der PMS Lite-Anwendung abgelaufen ist.

Das erstrangige Aggregat wird zuerst an die Sammelschiene angeschlossen. Sobald das erste vorrangige Aggregat an die Sammelschiene angeschlossen ist, wird das nächste vorrangige Aggregat an die Sammelschiene angeschlossen. Wenn ein Aggregat die Verbindung zur Sammelschiene nicht herstellen kann, versucht das nächste vorrangige Aggregat, die Verbindung zur Sammelschiene herzustellen.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8521	PMS Lite Multi-Start	Keine Maßnahme bei Fehler Alle anderen DGs starten 0 bis 999,9 s Aktiviert, Nicht aktiviert	Keine Maßnahme bei Fehler, 60 s, Nicht aktiviert	Siehe oben.

Multi-Start Flussdiagramm



4.4.3 Priorität

Sie können eine lastabhängige Start- und Stopp-Priorität für die Steuerung konfigurieren. Mehrere Steuerungen können die gleiche Priorität haben. Steuerungen mit der gleichen Priorität werden gleichzeitig gestartet und gestoppt. Wenn mehrere Aggregate die gleiche Priorität haben und der Multi-Start aktiviert ist, verbindet sich das Aggregat mit der niedrigsten ID-Nummer zuerst mit der Sammelschiene.

Die Prioritätenliste beginnt mit den konfigurierten Prioritäten. Wenn es keine konfigurierten Prioritäten gibt, werden die IDs der Steuerungen für die Prioritätenliste verwendet.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8512	PMS Lite Priorität	0-127	0	0 : Die Steuerung hat keine Priorität. 1-127 : Priorität 1 beginnt zuerst und hält zuletzt an.

ANMERKUNG Verwenden Sie nicht die Parameter 8081 bis 8106 bzw. 8321 bis 8343. Diese Parameter gelten für die Option G5 Priorität des Power-Managements.

4.4.4 Betriebsstunden

Sie können auswählen, wie sich die Betriebsstunden auf die Priorität des Aggregats auswirken. Wenn die Betriebsstundenbedingungen für ein Aggregat erfüllt sind, startet PMS Lite zusätzliche Aggregate, bis der lastabhängige Stopp das Aggregat anhalten kann.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8531	Betriebsstunden	1 bis 20000 h	2 h	Wählen Sie die Betriebsstunden für die Prioritätsänderung aus.
8533	Betriebsstundentyp	Absolut Relativ/Auslösung Über Lastprofil	Relativ/Auslösung	Wählen Sie die Funktion Betriebsstunden. Sie müssen bei allen Steuerungen den gleichen Betriebsstundenmodus wählen, sonst wird ein Alarm <i>PMS Lite, Betriebsstundentyp</i> aktiviert. Für weitere Informationen siehe unten.

Absolut

Die Betriebsstunden basieren auf den Gesamtbetriebsstunden des Aggregats. Sie können die Gesamtbetriebsstunden des Aggregats im Fenster *Zähler* der Utility-Software sehen und einstellen.

Relativ/Auslösung

Die Betriebsstunden basieren auf der Zeit seit dem letzten Zurücksetzen. Wenn die Betriebsstundenbedingungen erfüllt sind, wird der Zähler zurückgesetzt.

Über Lastprofil

Die Betriebsstunden basieren auf der Zeit seit dem letzten Zurücksetzen und werden entsprechend der Aggregatlast gewichtet. Wenn der Sollwert für die Betriebsstunden beispielsweise 100 Stunden beträgt und das Aggregat mit 50 % der Nennleistung betrieben wurde, muss das Aggregat 200 Stunden laufen, bevor die Betriebsstundenbedingungen erfüllt sind.

4.4.5 Verfügbare Leistung

Der Benutzer kann einen Alarm für verfügbare Leistung erstellen. Der Benutzer kann diesen Alarm verwenden, um M-Logic zu aktivieren, um auf niedrige verfügbare Leistung zu reagieren.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8540	PMS Lite verfügbare Leistung	10 bis 30000 kW	1000 kW	Wenn Sie <i>Aktivieren</i> wählen, wird der Alarm aktiviert, wenn die erforderliche verfügbare Leistung nicht verfügbar ist.

ANMERKUNG Es handelt sich nicht um eine Funktion zur Regelung der verfügbaren Leistung. Wenn Sie die verfügbare Leistung regeln müssen, sollten Sie die Option G5 Power-Management verwenden.

4.4.6 Mindestzahl laufender Aggregate

Der Benutzer kann eine Mindestanzahl von Aggregaten festlegen, die einen Alarm auslösen sollen. Mit diesem Alarm kann der Benutzer M-Logic aktivieren, um ihn zu warnen, wenn zu wenige Aggregate in Betrieb sind.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8550	PMS Lite, Mindestzahl laufender Aggregate	1-128 0 bis 360 s	1, 1 s	

ANMERKUNG Es handelt sich nicht um eine Funktion zur Kontrolle der Anzahl der laufenden Aggregate. Wenn Sie die laufenden Aggregate regeln möchten, sollten Sie die Option G5 Power Management verwenden.

4.4.7 Baudrate

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8515	PMS Lite, Baudrate	125kbps 250kbps	125kbps	Für 50 oder mehr PMS Lite Steuerungen sollten Sie 250kbps verwenden.

ANMERKUNG Sie müssen in allen PMS Lite Steuerungen die gleiche Baudrate verwenden.

4.4.8 Gemeinsame Nutzung von Parametern

Mit Parameter 8514 können Sie die Steuerung veranlassen, die PMS Lite-Parametereinstellungen an die anderen PMS Lite-Steuerungen auf der CAN-Leitung zu senden.

Parameter, die bei Verwendung von *Parameter gemeinsam nutzen (8514)* übertragen werden.

Parameter	Name
8501	PMS Lite, lastabhängiger Start
8503	PMS Lite, lastabhängiger Stopp
8513	PMS Lite Fehlermodus
8531	PMS Lite Betriebsstunden
8533	PMS Lite Betriebsstundentyp
8540	PMS Lite verfügbare Leistung
8550	PMS Lite min. Betrieb
8560	PMS Lite min. Einheiten
8570	PMS Lite ID fehlt/hinzufügen
8580	PMS Lite ID nicht verfügbar
8590	PMS Lite ID verdoppelt

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8514	PMS Lite, Parameter gemeinsam nutzen	AUS, EIN	AUS	Wählen Sie Ein , um die Parameter zu übertragen. Alle Parameter in der Liste der gemeinsam genutzten Parameter werden über die CAN-Leitung von PMS Lite an andere Steuerungen übertragen. Dies dauert etwa 10 Sekunden. Nach Übertragung der Parameter wird <i>PMS Lite, Parameter gemeinsam nutzen</i> auf Aus gesetzt.

4.5 SPS-Regelung

Falls erforderlich, kann eine SPS die Start- und Stoppvorgänge des Aggregats regeln. Wenn eine PMS Lite-Steuerung sich in SPS-Regelung befindet:

- Die Steuerung ignoriert ihre eigenen Einstellungen für lastabhängige Starts und Stopps.
- Wenn sie ein SPS-Startsignal erhält, startet die Steuerung ihr Aggregat.
- Wenn die Steuerung ein SPS-Stoppsignal erhält, stoppt sie ihr Aggregat.

Aktivierung der SPS-Regelung

Mit Parameter 8505 können Sie die SPS-Regelung aktivieren. Alternativ können Sie die *SPS-Regelung Start/Stop* über den digitalen Start-/Stopp-Eingang oder M-Logic aktivieren,

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8505	PMS Lite Start/ Stopp	Lastabhängiger Start/Stopp SPS Start/Stopp	Lastabhängiger Start/ Stopp	Wählen Sie SPS Start/Stopp , um die SPS-Regelung zu aktivieren.

ANMERKUNG Wenn die SPS-Regelung nicht aktiviert ist, ignoriert die Steuerung die Start- und Stoppsignale der SPS-Regelung.

Startsignale der SPS-Regelung

Mit einem davon können Sie das Aggregat der Steuerung starten:

- Digitaleingang: *Start der SPS-Regelung*
- M-Logic: *Ausgang > PMS Lite-Befehle > SPS-Regelung, Start*
- Modbus Funktionscode (01;05;15), Modbus-Adresse 14 oder SPS-Adresse 15 (*Start+sync. (semi) / SPS-Regelung Start +Sync*)

SPS-Regelung, Stoppsignale

Mit einer dieser Tasten können Sie das Aggregat der Steuerung anhalten:

- Digitaleingang: *SPS-Regelung, Stopp*
- M-Logic: *Ausgang > PMS Lite-Befehle > SPS-Regelung, Stopp*
- Modbus Funktionscode (01;05;15), Modbus-Adresse 15 oder SPS-Adresse 16 (*Nachladen/Stoppen (halb) / SPS-Regelung Nachladen+Stoppen*)

SPS-Regelung in Betrieb

Die PMS Lite-Anwendung kann sowohl Aggregate mit SPS-Regelung als auch solche mit lastabhängigem Start und Stopp umfassen.

Seien Sie vorsichtig, wenn Sie einen Stopp durch SPS-Regelung durchführen, da das PMS Lite nicht sicherstellen kann, dass nach dem Stoppen des Aggregats noch genügend Strom zur Verfügung steht.

Wenn Sie einen Start durch die SPS-Regelung durchführen, können die lastabhängigen Stoppeinstellungen in den anderen Steuerungen mit dem Anhalten eines Aggregats reagieren.

Wenn Sie die SPS-Regelung verwenden, während sich die Steuerung im AUTO-Modus befindet, müssen Sie den Auto-Start/ Stopp-Eingang aktivieren. Ist diese Funktion nicht aktiviert, ignoriert die Steuerung die Start- und Stoppsignale der SPS-Regelung.

4.6 PMS Lite im Einsatz

Steuerungs-IDs

Wenn die Steuerungen an die CAN-Leitung angeschlossen werden, werden jeder Steuerung automatisch PMS Lite IDs zugewiesen (beginnend mit ID 1).

Sie können einer Steuerung manuell eine ID zuweisen (Parameter 8511). Wenn Sie eine ID auswählen, die bereits automatisch einer anderen Steuerung zugewiesen wurde, verliert die andere Steuerung automatisch die ID (und stellt dann die Verbindung wieder her, um eine neue automatische ID zu erhalten). Wenn Sie in zwei Steuerungen die gleiche ID auswählen, wird der *PMS Lite Alarm für doppelte IDs* aktiviert.

Die benutzerdefinierten Prioritäten sind die primäre Quelle für die Priorität der Steuerung. Die benutzerdefinierten Prioritäten bestimmen die Reihenfolge des ersten Teils der Prioritätenliste.

Die IDs der Steuerungen sind die sekundäre Quelle für die Priorität der Steuerungen. Steuerungen, die keine benutzerdefinierten Prioritäten haben, bilden den zweiten Teil der Prioritätenliste. Für diese Steuerungen wird die Prioritätsreihenfolge durch ihre Steuerungs-IDs bestimmt.

ANMERKUNG Um den Betrieb der Anlage nicht zu stören, sollten Sie die IDs nicht ändern, während die Anlage läuft.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8511	PMS Lite ID	0-127	0	0: Die PMS Lite ID wird automatisch zugewiesen.
8590	PMS Lite, Doppelte-ID	Fehlerklassen	Warnung	

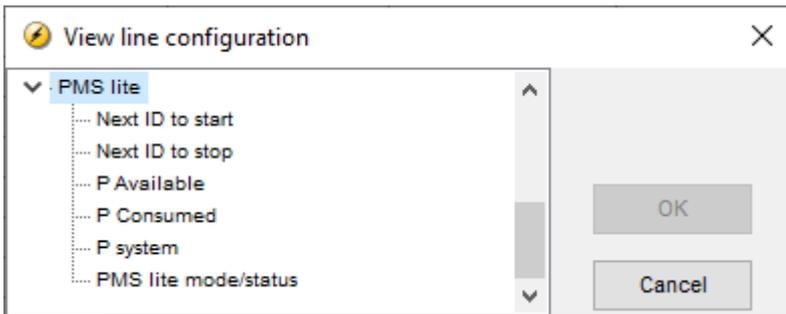


Zusätzliche Informationen

Siehe **PMS Lite nicht verfügbar** unter **Kommunikationsfehlern** für zu ergreifende Maßnahmen, wenn der Alarm *PMS Lite ID nicht verfügbar* angezeigt wird.

PMS Lite Informationen auf dem Display

Wählen Sie in der Utility-Software *Konfiguration der Benutzeransichten* Wählen Sie im Feld *Geräteanzeige* eine Ansichtszeile aus, die Sie konfigurieren möchten. Wählen Sie im Feld *Linienkonfiguration anzeigen* die Informationen aus, die angezeigt werden sollen. Denken Sie daran, die Auswahl in die Steuerung zu schreiben.



Zusätzliche Informationen

Siehe **PMS Lite in Betrieb** im **Handbuch für Konstrukteure der AGC 150 PMS Lite**, um einen Überblick über die Funktionsweise der AGC 150 PMS Lite zu erhalten.

4.7 Kommunikationsfehler

Mindestanzahl von PMS Lite-Steuerungen

Ein Alarm kann ausgelöst werden, wenn die erforderliche Anzahl von PMS Lite Steuerungen auf der CAN-Leitung nicht erkannt wird.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8560	PMS Lite, Mindestanzahl der Steuerungen	1-128 0 bis 360 s	1, 0 s	Wählen Sie die Mindestanzahl der PMS Lite Steuerungen.

PMS Lite ID fehlt oder wurde hinzugefügt

Dieser Alarm kann nur aktiviert werden, wenn die Anlage mindestens 30 Sekunden lang stabil war (keine Steuerung hinzugefügt oder entfernt). Die Anzahl der Steuerungen und der 30-Sekunden-Timer werden zurückgesetzt, nachdem der Alarm quittiert wurde.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8570	PMS Lite fehlt/hinzufügen	0 bis 10 s	0 s	Der Alarm wird aktiviert, wenn die PMS Lite Steuerung(en) für die Dauer des Timers fehlen oder hinzugefügt werden.

PMS Lite ID nicht verfügbar

Der Alarm wird aktiviert, wenn die PMS Lite ID nicht manuell zugewiesen werden kann:

- Das Aggregat läuft für die Steuerung, bei der der Benutzer versucht, die ID manuell zuzuweisen*.
- Die ID ist bereits manuell einer anderen Steuerung zugewiesen.
- Eine andere Steuerung hat die ID (automatisch oder manuell zugewiesen), und ihr Aggregat ist in Betrieb*.

ANMERKUNG Die ID der Steuerung kann nicht geändert werden, wenn ihr Aggregat in Betrieb ist.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8580	PMS Lite, ID nicht verfügbar	Sie können die Alarmaktion auswählen.	Warnung	Der Alarm ist immer aktiviert.

Doppelte Steuerungs-IDs

Ein Alarm wird ausgelöst, wenn zwei oder mehr Steuerungen die gleiche ID haben. Dies kann während der Initialisierung der Anlage geschehen oder wenn zwei PMS Lite-Anlagen miteinander verbunden sind.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
8590	PMS Lite, Doppelte-ID	Sie können die Alarmaktion auswählen.	Warnung	Der Alarm ist immer aktiviert.

4.8 M-Logic Befehle und Ereignisse

Ausgang > PMS Lite-Befehle

Beschreibung	Anmerkungen
Start der SPS-Regelung	Wenn die SPS-Regelung aktiv ist, starten Sie das Aggregat.
SPS-Regelung, Stopp	Wenn die SPS-Regelung aktiv ist, stoppen Sie das Aggregat.
Freigabe Multi-Start	Ändern Sie <i>Multi-Start-Konfiguration</i> (Parameter 8521) auf <i>Aktiviert</i> .
Multi-Start deaktivieren	Ändern Sie <i>Multi-Start-Konfiguration</i> (Parameter 8521) auf <i>Nicht aktiviert</i> .
PMS Lite, Sollwerte gemeinsam nutzen	PMS Lite, Parameter gemeinsam nutzen Dies entspricht der Einstellung <i>Ein</i> in <i>Parameter gemeinsam nutzen</i> (Parameter 8514).
LDSS-Steuerung einstellen	Verwenden Sie die lastabhängigen Start- und Stopp-Einstellungen des PMS Lite der Steuerung und ignorieren Sie die Start- und Stoppbefehle einer SPS. Dies entspricht der Auswahl <i>Lastabhängiger Start/Stop</i> in <i>PMS Lite Start/Stop</i> (Parameter 8505).
SPS-Regelung einstellen	Verwenden Sie Start- und Stoppbefehle von einer SPS und ignorieren Sie die lastabhängigen Start- und Stoppeinstellungen von PMS Lite. Dies entspricht der Auswahl von <i>SPS-Start/Stop</i> in <i>PMS Lite Start/Stop</i> (Parameter 8505).
Auf erste Priorität setzen	Machen Sie diese Steuerung zur ersten Priorität für PMS Lite Dies entspricht dem Parameter 8512.
Multi-Start-Fehlermodus auf „keine Maßnahme“ einstellen	Ändern Sie <i>Multi-Start-Konfiguration</i> (Parameter 8521) auf <i>Keine Maßnahme bei Fehler</i> .
Multi-Start-Fehlermodus einstellen, um alle DGs zu starten	Ändern Sie <i>Multi-Start-Konfiguration</i> (Parameter 8521) auf <i>Alle anderen DGs starten</i> .

Ereignisse > PMS Lite Ereignis

Beschreibung	Anmerkungen
Alarm für Mindestzahl laufender Aggregate	In der Steuerung wird der Alarm <i>Mindestzahl laufender Aggregate</i> aktiviert.
Alarm für Mindestzahl von Geräten	In der Steuerung wird der Alarm <i>Mindestzahl laufender Aggregate</i> aktiviert
Verfügbare Leistungsalarm	Der Alarm <i>Verfügbare Leistung</i> wird in der Steuerung aktiviert.
Nächste Steuerung zum Starten eines Aggregats	Die Steuerung ist die nächste, die ihr Aggregat startet, wenn dies von PMS Lite verlangt wird.
Nächste Steuerung zum Stoppen eines Aggregats	Die Steuerung ist die nächste, die ihr Aggregat stoppt, wenn dies von PMS Lite verlangt wird.

Beschreibung	Anmerkungen
Multi-Start-aktiviert	<i>Multi-Start-Konfiguration</i> (Parameter 8521) ist <i>aktiviert</i> .
LDSS-Regelung aktiv	SPS-Regelung ist für die Steuerung nicht aktiv
SPS-Regelung aktiv	Die SPS-Regelung ist für die Steuerung aktiv.
Erste Priorität	Die Steuerung hat Vorrang.

5. Anwendungen mit Power Management

5.1 Prinzipschaltbilder

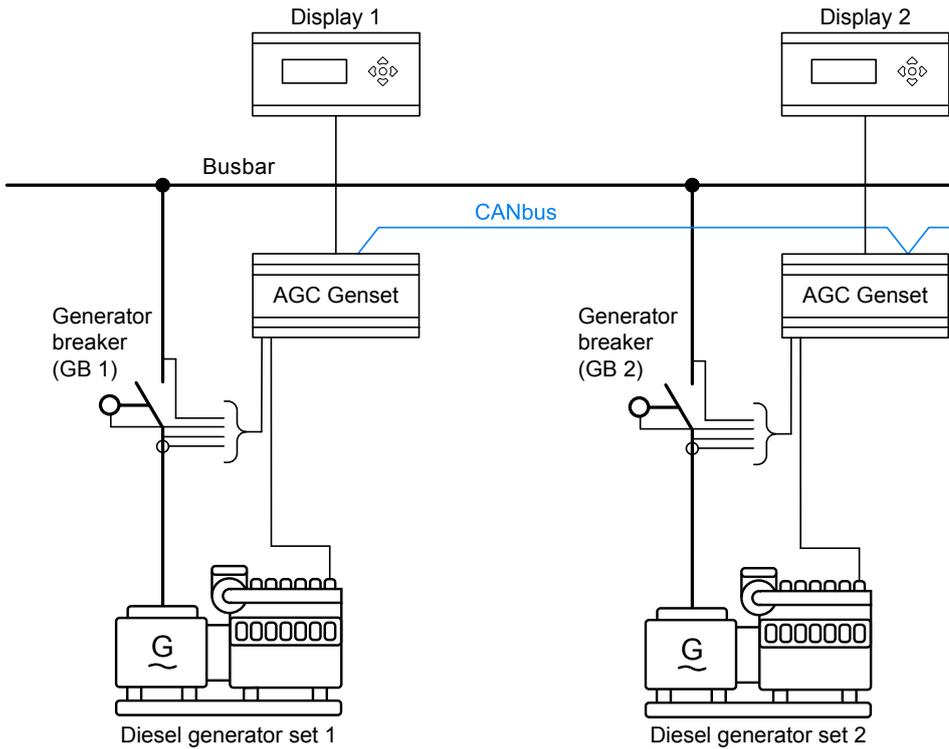
Die folgenden Einliniendiagramme zeigen eine Vielzahl von AGC-Anwendungen, die Power Management (Option G5) verwenden.



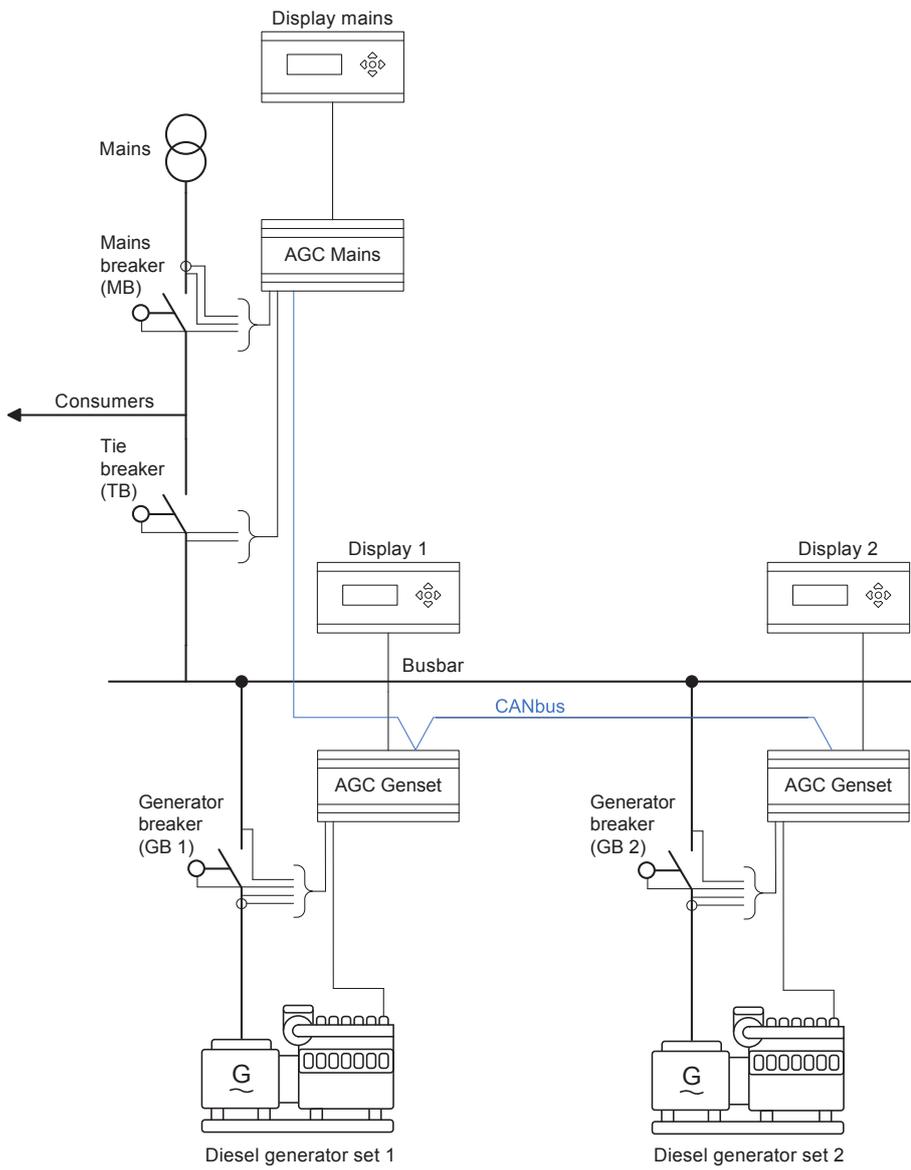
Zusätzliche Informationen

Informationen zur Verwendung von Gruppen- und Anlagensteuerungen finden Sie unter **Option G7 Erweitertes Power Management**.

5.1.1 Inselbetrieb

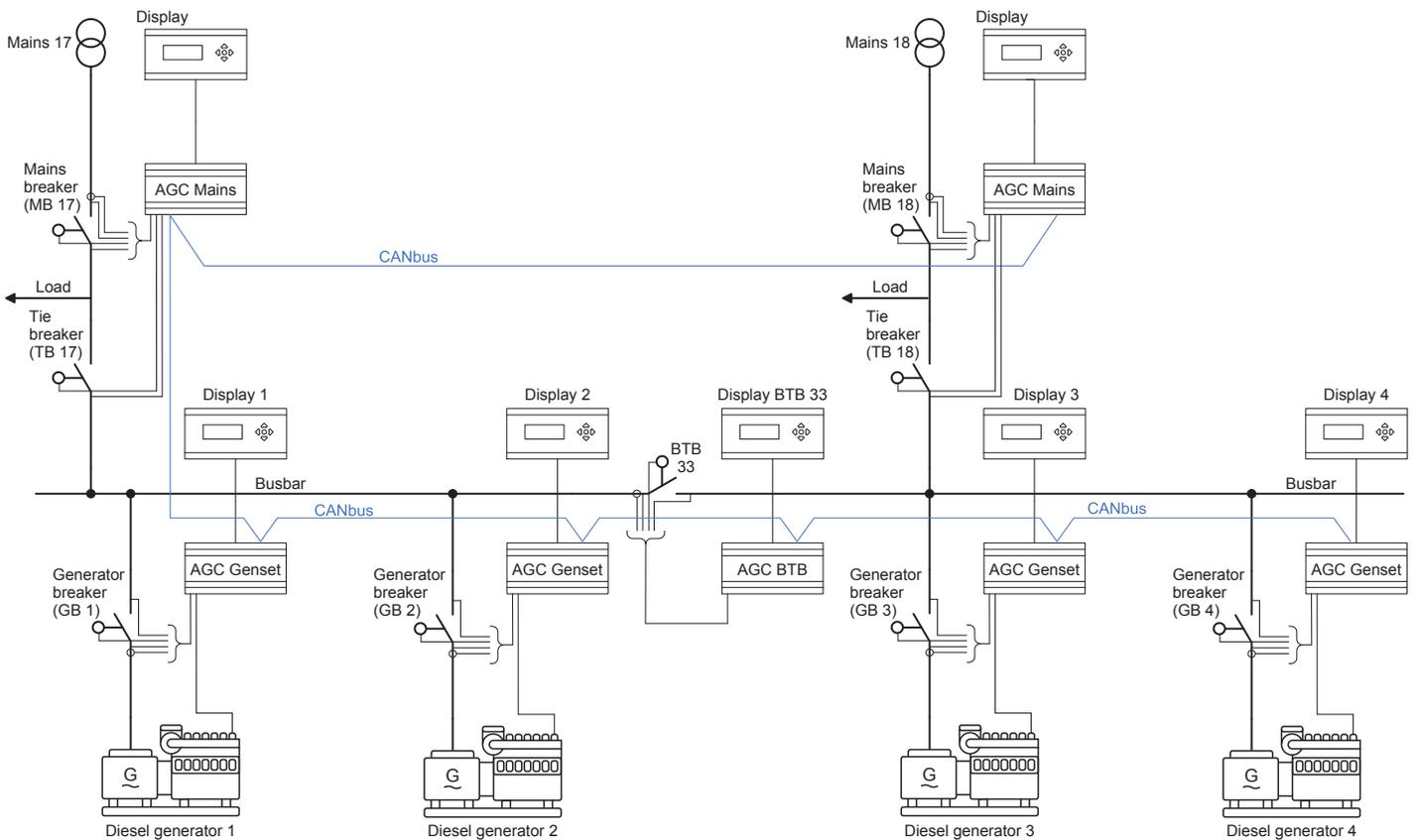


5.1.2 Netzparallelbetrieb



5.1.3 Mehrere Netze

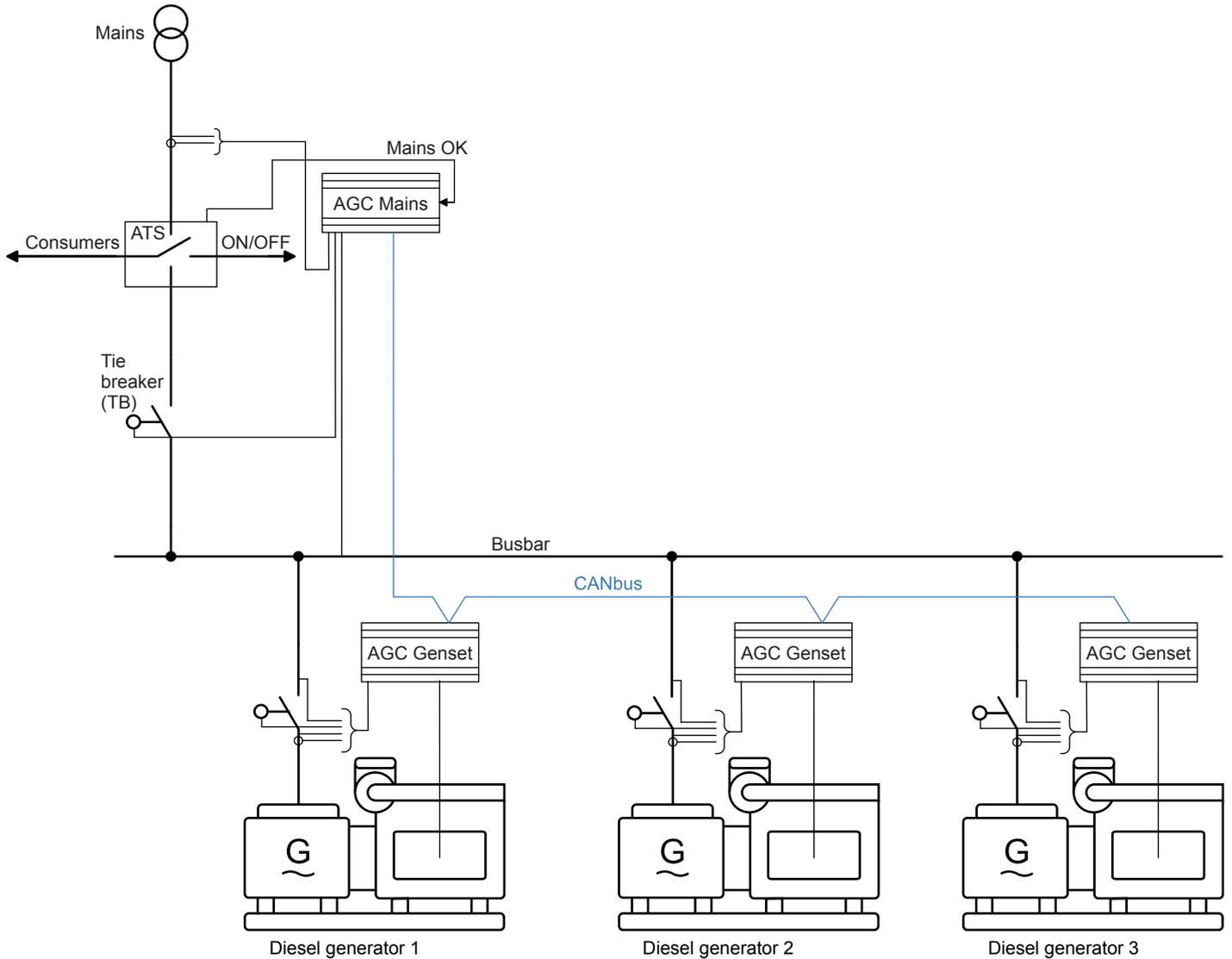
Mehrere Netze mit zwei Netzschaltern, zwei Kuppelschaltern, einem Sammelschienenkuppelschalter und vier Aggregaten



ANMERKUNG Das Diagramm zeigt vier Generatoren. Das System kann aber bis zu 32 Generatoren unterstützen. Weitere Informationen finden Sie unter **Option G5**.

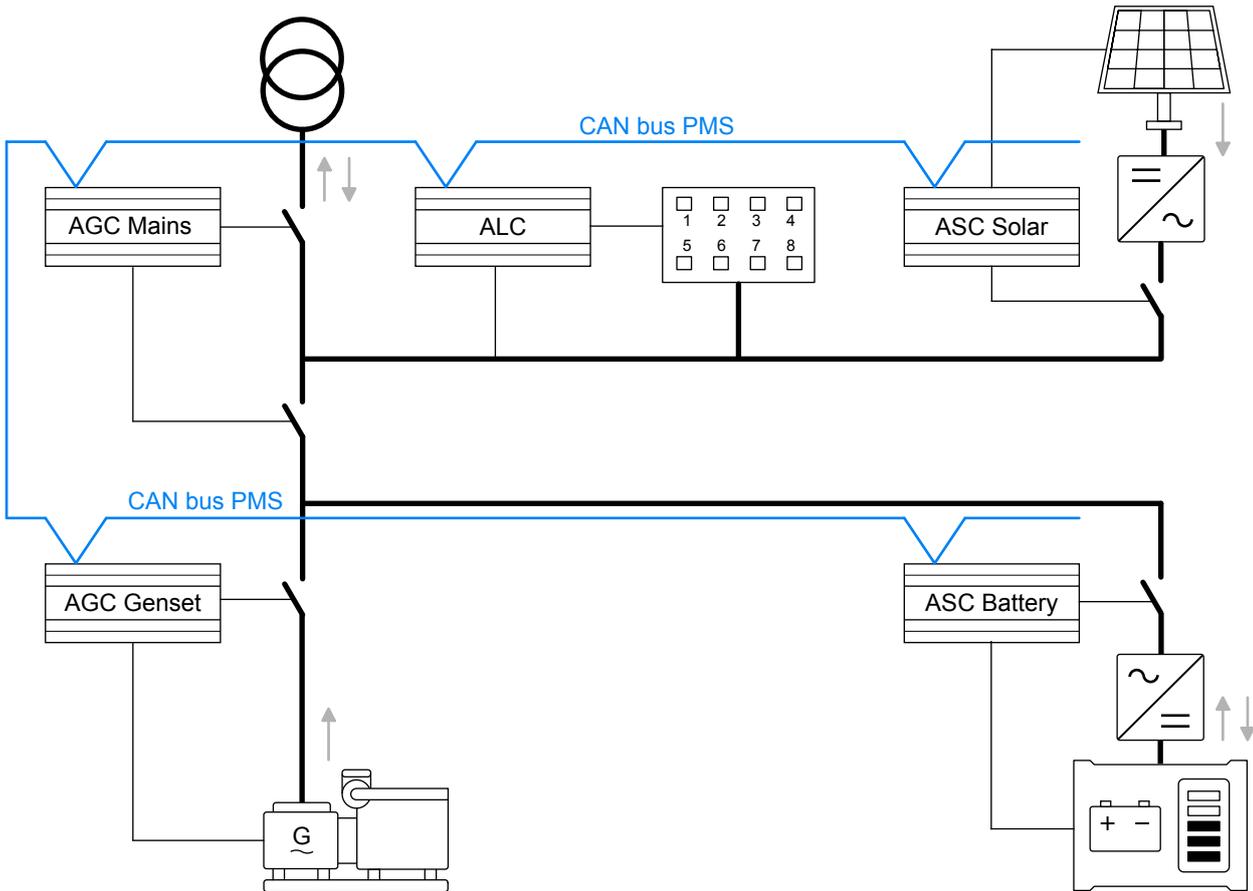
5.1.4 Automatischer Transferschalter

ATS-Anlage, Netzsteuerung

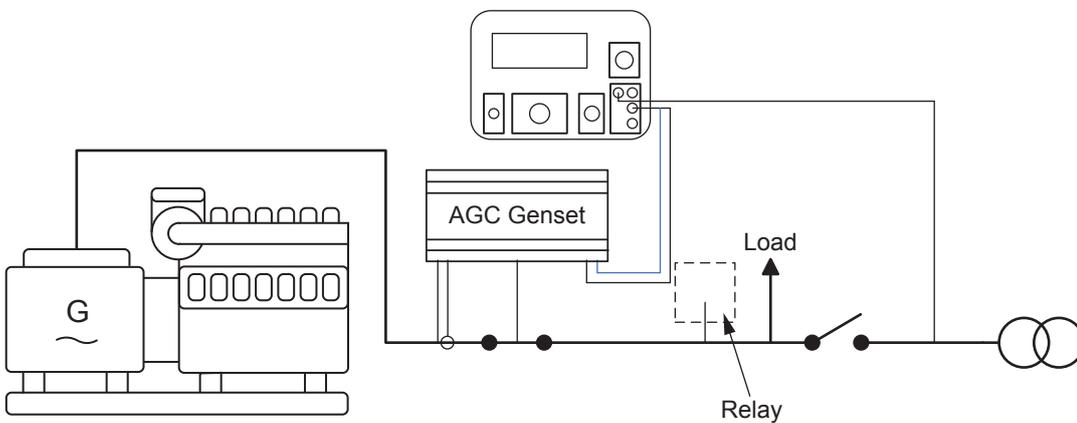


ANMERKUNG Die einfache ATS-Funktion (ein Signal *Netz wiederkehr* wird an einen AGC-Digitaleingang gesendet) wird hier gezeigt. Siehe **Option G5 Power Management** für eine Beschreibung der erweiterten ATS-Funktion.

5.1.5 Energiemanagementsystem



5.1.6 Fernwartung



Zusätzliche Informationen

Weitere Informationen finden Sie in der **Bedienungsanleitung** der Fernwartungsbox.

5.2 Dokumentation zum Power-Management



Zusätzliche Informationen

Siehe **Option G5, Power-Management, Aggregat-, Netz- und SKS-Steuerungen** für die Einrichtung eines Power-Management-Systems, Parameter und Funktionen.



Zusätzliche Informationen

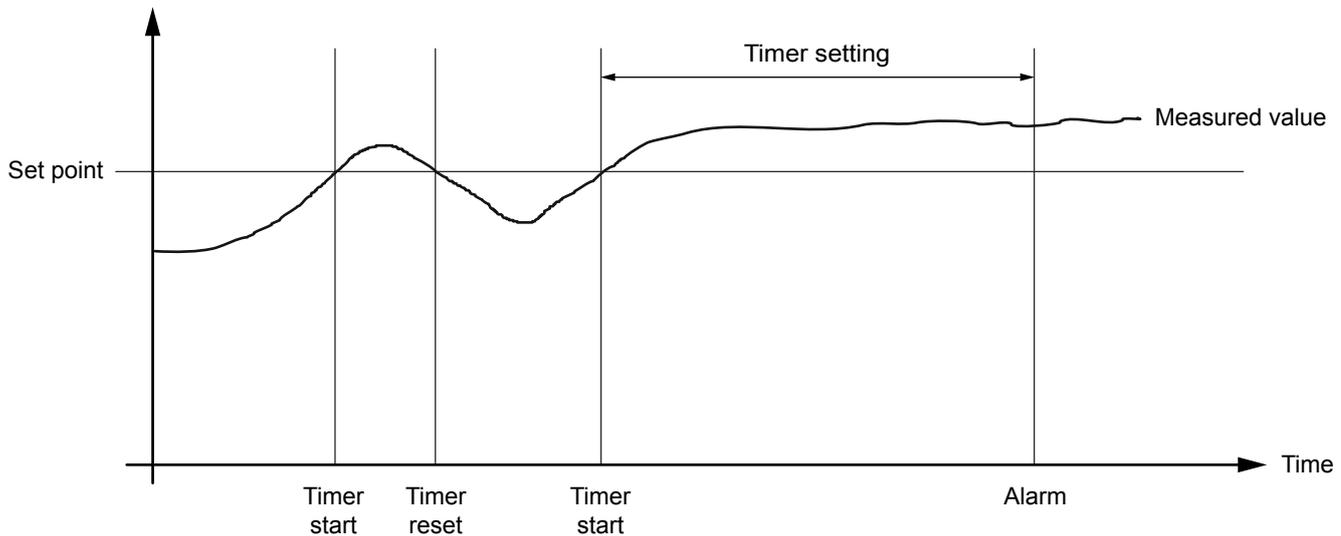
Siehe **Option G7, Erweitertes Power-Management (>32 Aggregate)** für die Einrichtung eines erweiterten Power-Management-Systems, Parameter und Funktionen.

6. Standardschutzfunktionen

6.1 Generell

Die Schutzfunktionen sind alle vom Typ „definierte Zeit“, d. h. ein Sollwert und eine Zeit werden ausgewählt.

Lautet z. B. die Schutzfunktion „Überspannung“, wird der Timer gestartet, sobald der Sollwert überschritten wird. Wenn der Messwert vor Ablauf der Verzögerung den Sollwert unterschreitet, wird die Zeitfunktion unterbrochen und die Verzögerung zurückgesetzt.



Der Ausgang ist aktiviert, sobald der Timer ausgelaufen ist. Die Gesamtverzögerungszeit = die Verzögerungseinstellung + Reaktionszeit.

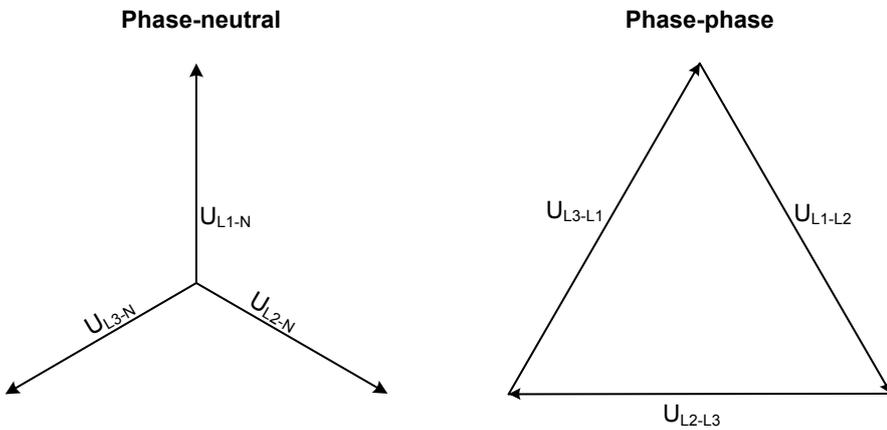
Beim Konfigurieren der Parameter in der Steuerung von DEIF müssen die Messklasse der Steuerung und ein ausreichender „Sicherheitszuschlag“ berücksichtigt werden.

Beispiel

Ein Energieerzeugungssystem muss nicht wieder mit dem Netz verbunden werden, wenn die Spannung $85\% \text{ von } U_n \pm 0\% \leq U \leq 110\% \text{ +/- } 0\%$. Um ein Wiedereinschalten innerhalb dieses Intervalls zu gewährleisten, muss die Toleranz/Genauigkeit der Steuerung (Klasse 1 des Messbereichs) berücksichtigt werden. Es wird empfohlen, den Einstellbereich 1 bis 2 % höher/niedriger als den tatsächlichen Sollwert einzustellen, wenn die Toleranz des Intervalls $\pm 0\%$ beträgt. So kann sichergestellt werden, dass das Aggregat nicht außerhalb des Intervalls Leistung ins Netz einspeist.

Phase-Null Spannungsalarme

Wenn die Spannungsalarme auf der Basis von Phase-Null-Messungen arbeiten müssen, passen Sie die Parameter 1201 (Aggregat/Netz/Sammelschiene A) und 1202 (Sammelschiene) entsprechend an. Sie können wählen, ob Sie Phase-Phase-Spannungen, Phase-Null-Spannungen oder Phase-Phase- / Phase-Null-Spannungen verwenden.



Wie im Vektor-Diagramm dargestellt, entsteht bei einer Fehlersituation eine Differenz der Spannungswerte für Strangspannungen und Außenleiterspannungen.

Die Tabelle zeigt Messwerte bei einer Unterspannung von 10 % in einem 400/230-V-System.

	Phase-Null	Phase-Phase
Nennspannung	400/230	400/230
Spannung, Fehler 10 %	380/207	360/185

Der Alarm tritt bei zwei verschiedenen Spannungswerten auf, obwohl der Alarm-Sollwert in beiden Fällen 10 % beträgt.

Beispiel

Das folgende 400-V-AC-System zeigt, dass sich die Phase-Null-Spannung um 20 % ändern muss, wenn sich die Phase-Phase-Spannung um 40 Volt (10 %) ändert.

Beispiel:

$$U_{\text{NENN}} = 400/230 \text{ V AC}$$

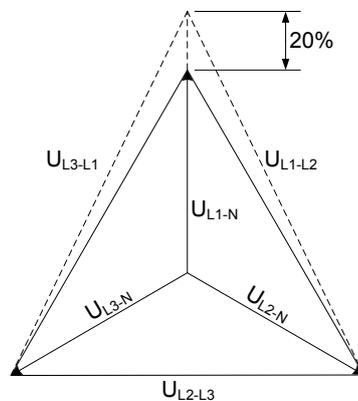
Fehlersituation:

$$U_{L1L2} = 360 \text{ V AC}$$

$$U_{L3L1} = 360 \text{ V AC}$$

$$U_{L1-N} = 185 \text{ V AC}$$

$$\Delta U_{\text{PH-N}} = 20 \%$$

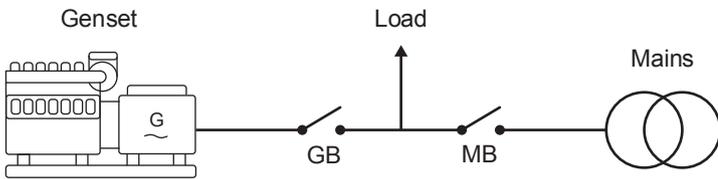


6.2 Phasenfolgefehler und Phasendrehung

Die AGC können die Drehung der Spannung überwachen und einen Alarm auslösen, wenn sich die Spannung in die falsche Richtung dreht. Die Steuerungen können die Drehung in beide Richtungen überwachen. Nach Alarmauslösung ist es möglich, verschiedene Fehlerklassen einzustellen, die verschiedene Möglichkeiten bieten. Die Dokumentation über Phasenfolgefehler kann in zwei Kapitel unterteilt werden: Das erste Kapitel befasst sich mit Applikationen mit Einzelaggregat und das zweite mit Standard-/Applikationen mit mehreren Steuerungen.

6.2.1 Applikationen mit Einzelaggregat

Eine Applikation mit Einzelaggregat kann bis zu ein Aggregat, einen Generatorschalter und einen Netzschalter steuern. Eine solche Applikation ist unten dargestellt.



Wenn die AGC ordnungsgemäß montiert ist, werden die Spannungsmessgeräte der Aggregate zwischen dem Generatorschalter (GS) und dem Aggregat platziert. Die anderen Spannungsmessgeräte werden zwischen dem Netzschalter (NS) und dem Netzeingangsanschluss installiert. Die Spannungsklemmen der verschiedenen Steuerungen sind im Folgenden abgebildet:

Spannungsklemmen Aggregat	Spannungsklemmen Netz
79–84	85–89

ANMERKUNG Die Tabelle gilt nur für Applikationen mit Einzelaggregat!

In der AGC gibt es zwei verschiedene Alarme für den Phasenfolgefehler und damit zwei verschiedene Fehlerklassen. Der Alarm für den Phasenfolgefehler und die Phasendrehung wird unter Parameter 2150 eingestellt. Die Parameter werden in der unten stehenden Tabelle beschrieben:

Parameter	Text	Beschreibung
2151	Ausgang A	Relaisausgang, wenn die AGC einen Phasenfolgefehler an den Spannungsklemmen des Aggregates feststellt.
2152	Ausgang B	Relaisausgang, wenn die AGC einen Phasenfolgefehler an den Spannungsklemmen des Aggregates feststellt.
2153	Fehlerklasse	Bestimmt, wie die AGC reagiert, wenn sie einen Phasenfolgefehler an den Spannungsklemmen des Aggregates erkennt.
2154	Drehung	Bestimmt die Drehung der Spannungen, an denen die AGC Messungen durchführt. Das gilt sowohl für die Spannungen des Aggregates als auch des Netzes.
2155	Ausgang A	Relaisausgang, wenn die AGC einen Phasenfolgefehler an den Spannungsklemmen des Netzes feststellt. Da bei diesem Alarm kein Ausgang B vorhanden ist, wurde konfiguriert, dass Ausgang B mit Ausgang A identisch ist.
2156	Fehlerklasse	Bestimmt, wie die AGC reagiert, wenn sie einen Phasenfolgefehler an den Spannungsklemmen des Netzes erkennt.

Beispiel

In einer Einzelaggregat-Anwendung mit GS und NS (wie die zuvor gezeigte Anwendung) werden die Parameter wie in der folgenden Tabelle eingestellt:

Parameter	Text	Beschreibung
2151	Ausgang A	Nicht belegt
2152	Ausgang B	Nicht belegt
2153	Fehlerklasse	Abstellung mit Nachlauf
2154	Drehung	L1L2L3
2155	Ausgang A	Nicht belegt
2156	Fehlerklasse	Trip MB

ANMERKUNG Ein Alarm wird aktiviert, wenn kein Relaisausgang A/B ausgewählt ist. Wählen Sie nicht *Grenzwerte* aus, wenn Sie möchten, dass ein Alarm zusammen mit einem Relaisausgang A/B ausgelöst wird.

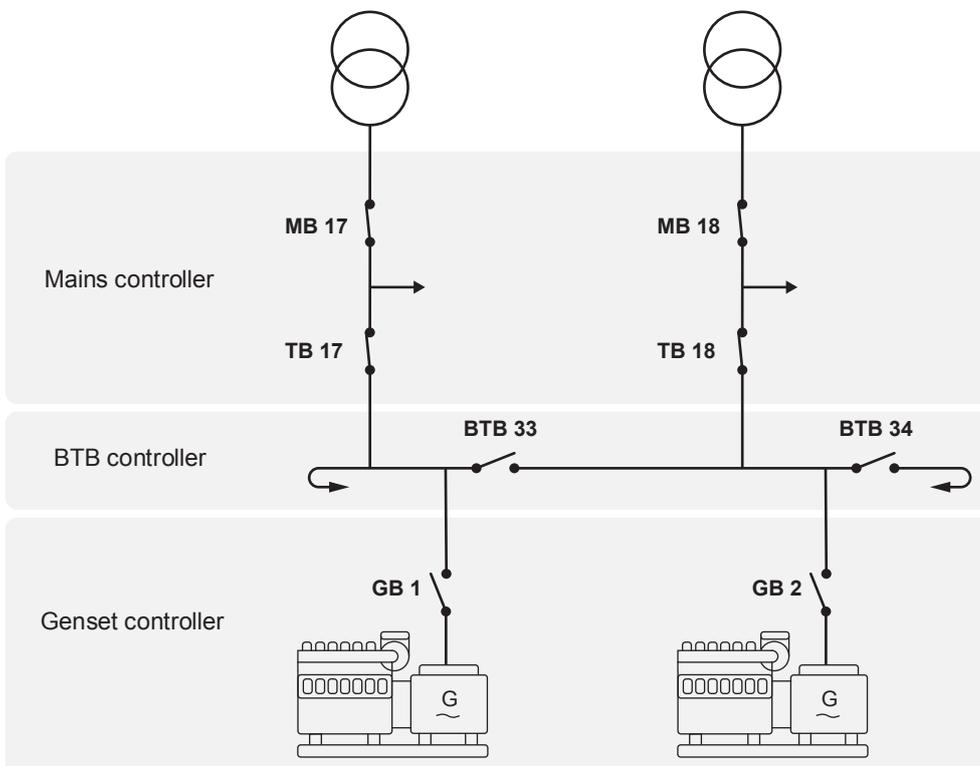
Wenn die Steuerung auf Lastübernahme (LTO) eingestellt ist und das Startsignal erzeugt wird, läuft das Aggregat an. Wenn eine Wartung des Generators durchgeführt und zwei der Phasen vertauscht wurden, als der Generator wieder zusammengebaut wurde, stellt die AGC einen Phasenfolgefehler fest. Da dieser an den Spannungsklemmen des Aggregates auftritt, wird die unter Parameter 2153 eingestellte Fehlerklasse verwendet. Die Fehlerklasse ist auf „Auslösung und Stopp“ eingestellt: Der Schalter wird ausgelöst (wenn der Schalter nicht geschlossen ist, sendet die Steuerung kein Auslösesignal) und anschließend wird die Stoppssequenz aktiviert. Wenn der Alarm quittiert wird, läuft das Aggregat wieder an, sofern das Startsignal noch anliegt.

In dieser Anlage könnte es zu einer Situation kommen, in der sich etwas im Netz verändert. Wenn die Netzgesellschaft Strom in das Netz einspeist, die Phasenfolge am Netzanschluss geändert wird und die Netzausfall-Timer nicht auf den kleinen Stromausfall reagieren, wird die Fehlerklasse unter Parameter 2156 verwendet. Es liegt ein Phasenfolgefehler an den Spannungsklemmen des Netzes vor und die Fehlerklasse lautet „NS-Auslösung“. Wenn der NS ausgelöst wird, startet das Aggregat, da ein NS-Auslösealarm vorliegt und die Last keine Leistung aufweist. In der gleichen Anlage kann eine Wartung des Transformators stattfinden. Um die Sequenz des Notstrombetriebes (AMF) zu testen, entfernt die Technikfachkraft die Sicherungen. Die AGC stellt dann fest, dass keine Spannung anliegt, startet anschließend das Aggregat und nimmt die Last auf. Wenn die Technikfachkraft den Transformator wieder zusammenbaut, vertauscht sie versehentlich zwei Phasen. Wenn die Sicherungen wieder eingesetzt werden, stellt die AGC einen Phasenfolgefehler bei den Netzspannungen fest und läuft dadurch weiter, bis der Phasenfolgefehler behoben ist.

6.2.2 Standard-/Applikationen mit mehreren Steuerungen

In diesen Applikationen gibt es Steuerungen verschiedener Typen. Die drei verschiedenen Typen sind: Aggregat-, Sammelschienenkuppelschalter- (SKS) und Netz-Steuerungen. Die Alarmlisten der Phasenfolge befinden sich unter Parameter 2150. Dort ist es möglich, sowohl die Alarmlisten für einen Phasenfolgefehler als auch die der Phasendrehung zu konfigurieren.

Die Alarmlisten beziehen sich auf verschiedene Spannungsklemmen. Die verschiedenen Steuerungstypen und -modelle weisen verschiedene Klemmen auf. Die folgenden Abbildungen und Tabellen helfen, zu erkennen, auf welche Spannungsklemme sich die verschiedenen Alarmlisten beziehen.



Für die Netzsteuerungen gilt die folgende Tabelle:

Spannungsklemmen Netz	Spannungsklemmen Sammelschiene
79–84	85–89

ANMERKUNG Die obige Tabelle gilt nur für Netzsteuerungen in Standard-Anlagen!

Für die SKS-Steuerungen gilt die folgende Tabelle:

Spannungsklemmen Sammelschiene A	Spannungsklemmen Sammelschiene B
79–84	85–89

ANMERKUNG Die obige Tabelle gilt nur für SKS-Steuerungen in Standard-Anlagen!

Für Aggregatsteuerungen in einer Einzelaggregat-Anwendung gilt die folgende Tabelle:

Spannungsklemmen Aggregat	Spannungsklemmen Netz
79–84	85–89

Für Aggregatsteuerungen in einer Power Management-Anwendung gilt die folgende Tabelle:

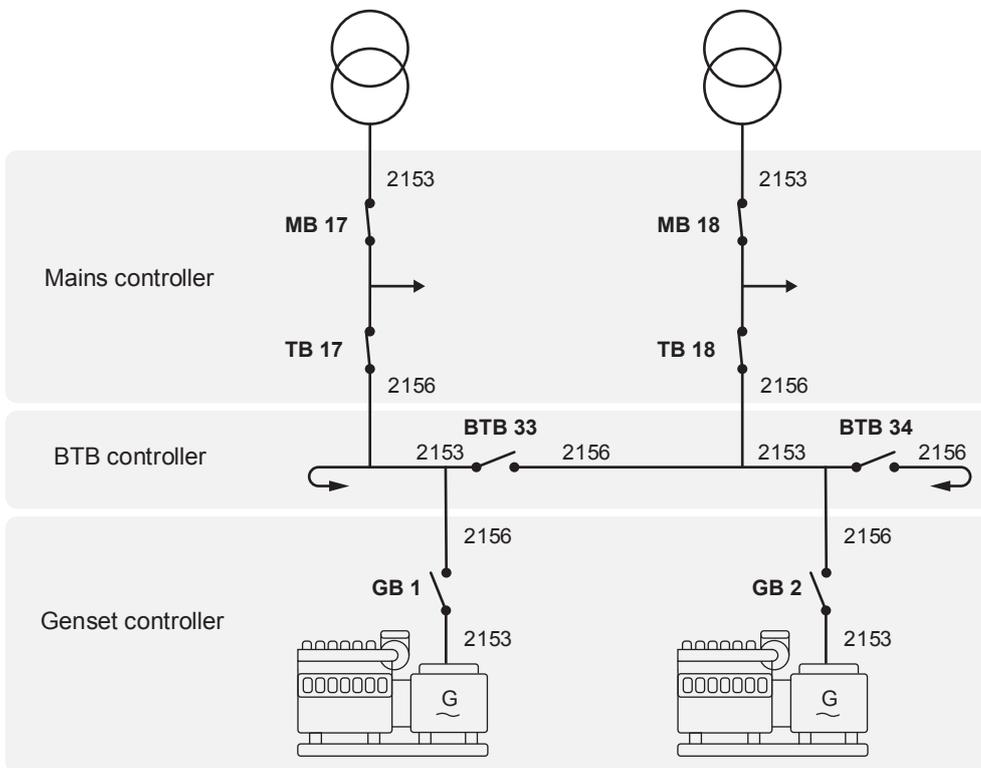
Spannungsklemmen Aggregat	Spannungsklemmen Sammelschiene
79–84	85–89

Parameter 2150 umfasst zwei Alarmer und die Einstellung der Richtung der Phasendrehung. Die Einstellung für die Phasendrehung ist bei beiden Klemmensätzen gleich. Die beiden Alarmer beziehen sich auf die Spannungsklemmen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick darüber, welcher Alarm sich auf die Spannungsmessung bezieht:

Nr. des Menüs/Parameters	Netzsteuerung	SKS-Steuerung	Aggregatsteuerung
2153	Netzspannung	Spannung Sammelschiene A	Aggregatspannung
2156	Sammelschienenspannung	Spannung Sammelschiene B	Sammelschienenspannung

Das zuvor erstellte Diagramm kann bei der Lokalisierung der verschiedenen Stellen hilfreich sein, an denen die einzelnen Spannungsmessungen durchgeführt werden.

Die obige Tabelle zeigt, bei welchem Klemmensatz der Phasenfolgefehler auftritt, um die unter den Parametern 2153 und 2156 eingestellte Fehlerklasse zu aktivieren. Das kann auch in einem Diagramm wie diesem dargestellt werden:



Beim Einrichten der Phasenfolgen-Alarmer kann es hilfreich sein, die Funktion „NS-Schließfehler, Start“ (8181) in einigen der Netzsteuerungen zu aktivieren. Dadurch besteht die Möglichkeit, dass die Aggregate anlaufen, wenn z. B. der Phasenfolgefehler für die Netzspannung (2153) auftritt und die Fehlerklasse „NS-Auslösung“ ist. Ist auch die automatische Umschaltung aktiviert (8184), kann der andere Netzanschluss Reservelast liefern, bevor die Aggregate starten. Wenn im anderen Netz kein Phasenfolgefehler auftritt, liefert das andere Netz weiterhin die Last, und die Aggregate starten nicht.

Beispiel

Bei Aggregat 1 ist der Parameter 2153 auf „Abstellung mit Nachlauf“ eingestellt. Das Aggregat 1 ist seit Kurzem ausgeschaltet und es wurden versehentlich zwei Phasen vertauscht. Nun tritt ein Netzausfall an Netz 17 auf und das Aggregat 1 wird eingeschaltet. Die Steuerung für Aggregat 1 erkennt einen Phasenfolgefehler und aktiviert seine Fehlerklasse. GS1 wird niemals geschlossen. SKS33 wird geschlossen. Aggregat 2 wird eingeschaltet und liefert die Last. Wenn auch auf der B-Seite von SKS33 ein Phasenfolgefehler auftritt und 2156 in SKS33 auf die SKS-Auslösung eingestellt ist, schließt das System stattdessen SKS34, da es sich um ein System mit umwickelter Sammelschiene handelt.

6.3 Erregerverlust

Um Schäden am Aggregat wegen eines Polschlupfes zu vermeiden, kann die AGC einen Schalter auslösen, wenn ein Erregungsverlust auftritt. Der Schutz wird im Menü 1520 konfiguriert.

Die in Parameter 1521 angegebene Prozentzahl ist die maximale Prozentzahl der importierten kvar verglichen zu den nominellen kW des Aggregats.

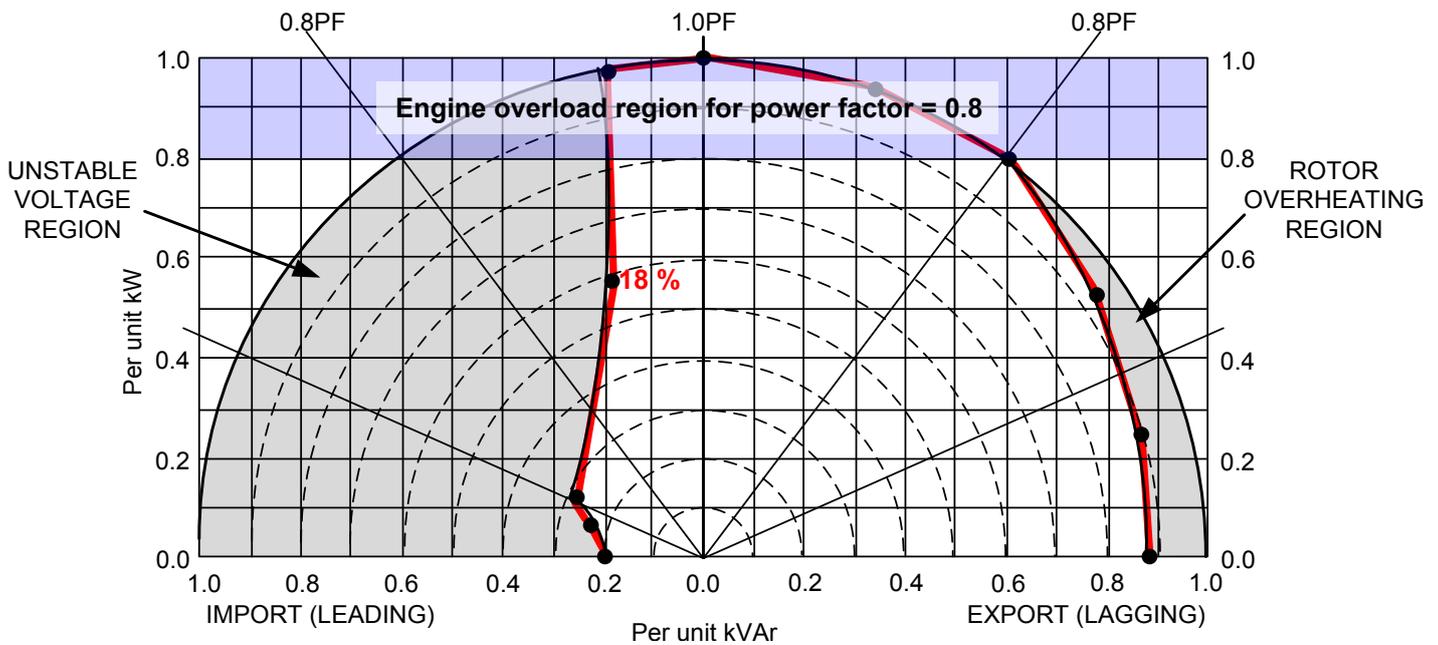


Aggregat, Beispiel

Das Aggregat hat eine Nennleistung von 1000 kW. Der Parameter 1521 beträgt 15 %. Das bedeutet, dass bei einem Aggregat von 150 kvar oder mehr Kapazität der in Parameter 1522 eingestellte Timer startet. Wenn der Timer abläuft, erfolgt eine Aktion. Diese Aktion/Fehlerklasse wird in Parameter 1526 konfiguriert.

Um die Prozentzahl richtig festzulegen, ist eine Berechnung erforderlich. Zu diesem Zweck ist das Bediendiagramm für den Generator erforderlich. Ein Bediendiagramm für einen Generator ist unten abgebildet. Der blaue Block zeigt die Überlastung des Motors bei einem Leistungsfaktor von 0,8.

STEADY STATE ALTERNATOR REACTIVE POWER CAPABILITY CURVE



Die Last von 100 % des Generators ist der äußere Kreis und die Last von 100 % des Motors ist der Unterteil des blauen Blocks. Mit dem Bediendiagramm ist es möglich, zu sehen, wo die Sicherheitslinie des Generators am nächsten zur LF-Linie 1,0 ist. In diesem Bediendiagramm repräsentiert jede vertikale Linie 10 % und daher wird der Punkt am nächsten zu Leistungsfaktor 1,0 als 18 % ausgewiesen. Mit den Nennwerten des Generators und des Motors können die Berechnungen ausgeführt werden.



Berechnung des Parameters 1521

Die Anzeige von 18 % wird verwendet. Der Generator verfügt über eine Nennleistung von 2500 kVA und der Motor hat eine Nennleistung von 2000 kW. Der Abstand zwischen dem Messwert und der LF-Linie 1,0 repräsentiert einen Rechenwert wie folgt: $2500 \text{ kVA} * 18 \% = 450 \text{ kvar}$

Die Einstellung von Parameter 1521 kann nun berechnet werden: $450 \text{ kvar} / 2000 \text{ kW} = 22,5 \%$

ANMERKUNG Dieser Schutz verhindert nicht die Überlastung des Motors. Zum Schutz vor Motorüberlastung konfigurieren Sie die Generatorüberlastsicherungen in den Menüs 1450 bis 1490.

6.4 Spannungsabhängiger Überstrom

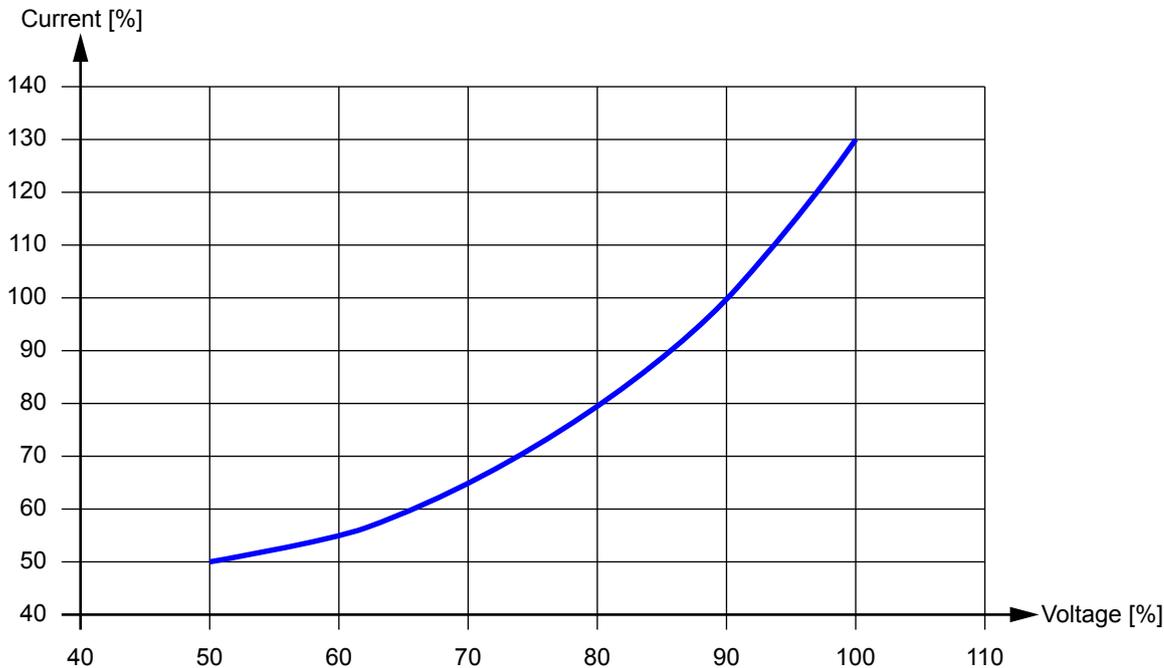
Der spannungsabhängige Überstrom ist ein Schutz für Generatoren ohne Permanentmagnet. Der Schutz wirkt, wenn es zu einem Kurzschluss kommt und die Spannung abfällt. Wenn es zu einem Kurzschluss kommt, fällt die Spannung und der Strom nimmt kurze Zeit lang zu und fällt danach auf ein niedrigeres Niveau. Das Niveau des Kurzschlussstroms kann unter den Nennstrom des Generators fallen und der Kurzschluss wird daher nicht ausgelöst, was zu Personen- oder Sachschäden an der Anlage führen kann. Wenn der Kurzschluss vorhanden ist, ist die Spannung niedrig. Dies kann für die Auslösung bei niedrigerem Strom verwendet werden, wenn die Spannung niedrig ist.

Die Parameter hierfür sind 1101-1115. Die Einstellung der Sollwerte für die unterschiedlichen Niveaus erfolgt in den Parametern 1101-1106. Der Sollwert bezieht sich auf sechs unterschiedliche Stromniveaus und Spannungsniveaus. Alle Werte erfolgen in Prozentsätzen, die in den Parametern 6000-6030 eingestellt werden. Die sechs Spannungsniveaus sind bereits festgelegt, daher müssen nur die Stromniveaus eingestellt werden. Die sechs Sollwerte erzeugen eine Kurve, die in der unten stehenden Tabelle mit einem Beispiel erläutert wird:

Die sechs verschiedenen Sollwerte wurden zu den in der unten stehenden Tabelle gezeigten Werten gesetzt.

Parameter	1101	1102	1103	1104	1105	1106
Spannungsniveau (Fest/nicht einstellbar)	50	60	70	80	90	100
Stromniveau (Sollwert/einstellbar)	50	55	65	80	100	130

Die sechs Werte können dann zu einer Kurve übertragen werden, was leichter zu lesen ist:



Wenn die aktuellen Werte einen Punkt über der Kurve repräsentieren, sollte der Schalter ausgelöst werden. Die Kurve zeigt, dass der Generatorschalter ausgelöst wird, wenn zwei Bedingungen erfüllt sind: Die Generatorspannung ist unter 50 % der Nennspannung und der Strom ist 50 % über dem Nennwert.

Die Einstellung von Timer, Ausgängen und Fehlerklassen erfolgt in den Parametern 1111-1115. Der Timer in 1111 gibt an, wie lange der Fehler bei der Limitüberschreitung andauert, bevor eine Aktion ausgeführt wird. Diese Aktion/Fehlerklasse wird in Parameter 1115 bestimmt und kann von der Warnung bis zur Abstimmung reichen. Standardmäßig wird dies als Auslösung des Generatorschalters eingestellt. Die Ausgänge können zur Aktivierung eines Relais verwendet werden. Dies ermöglicht es, ein Signal von externen Anlagen bezüglich dieses spezifischen Alarms zu senden. Es ist möglich, zwei Relaisausgänge für den Alarm zu konfigurieren. Die Schutzfunktion wird standardmäßig aktiviert, kann aber in Parameter 1114 deaktiviert werden.

6.5 Stromasymmetrie

Der Generator kann sich in einem Zustand befinden, in welchem er nicht seine Nennlast liefert, aber der Strom in einer der Phasen sehr hoch ist. Das kann von einer Stromasymmetrie verursacht sein. Wenn eine Generatorlast asymmetrisch ist, ist der Stress für den Generator höher als normal. Die Temperatur in einer der Wicklungen kann ebenfalls sehr hoch sein. Asymmetrische Last sich auch entwickeln, wenn ein Kabel beschädigt oder verloren wurde oder wenn eine Sicherung für eine einzelne Phase durchgebrannt ist. Um den Generator vor unnötigem Stress zu schützen, kann der Schutz gegen asymmetrisch Last verwendet werden. Dieser ist in den Parametern 1501 bis 1506 zu finden. Parameter 1203 bezieht sich ebenfalls auf diese Parameter. Parameter 1203 definiert, wie die Berechnungen auszuführen sind und er kann auf einen Nenn- oder Durchschnittswert gesetzt werden.

Wenn Parameter 1203 auf einen Nennwert gesetzt wird, verwendet die AGC den maximalen und den minimalen Strom und subtrahiert die Werte. Dann vergleicht sie dies mit den in den Parametern 6003, 6013, 6023 oder 6033 (abhängig von den aktivierten nominalen Einstellungen) eingegebenen Werten. Der Vergleich zum Nennstrom ergibt einen Prozentsatz, der mit Parameter 1501 abgeglichen wird.

Beispiel: Ein Aggregat hat eine Nennleistung von 400 A und speist eine Last ein. Der Strom der drei Phasen ist wie folgt: 115 A, 110 A und 100 A. Die AGC verwendet den maximalen und den minimalen Strom, in diesem Fall 115 A und 100 A. Die Berechnung lautet nun: $((115 - 100) * 100) / 400 = 3,75 \%$. Wenn Parameter 1501 auf 4 % eingestellt ist, läuft das Aggregat weiter. Wenn Parameter 1501 auf 4 % eingestellt ist und der Nennstrom 400 A beträgt, kann berechnet werden, wie asymmetrisch das Aggregat sein darf: $(4 * 400) / 100 = 16 \text{ A}$. Wenn die Phasen mehr als 16 A Last aufweisen, wird der Generatorschalter ausgelöst. Dies ist unabhängig von der Lastgröße.

Parameter 1203 kann auch auf einen Durchschnitt eingestellt werden. Die AGC berechnet dann einen Durchschnitt der Phasen und vergleicht, wie asymmetrisch die Last zwischen ihnen ist.

Beispiel: Ein Aggregat hat eine Nennleistung von 400 A und speist eine Last ein. Der Strom der drei Phasen ist wie folgt: 115 A, 110 A und 100 A. Die AGC berechnet nun einen Durchschnitt hiervon, nimmt diejenige, die am meisten vom Durchschnitt abweicht und berechnet einen Prozentsatz der Abweichung: $(115 + 110 + 100) / 3 = 108,3 \text{ A}$. Dann analysiert die AGC jene Phase mit der größten Differenz. In diesem Beispiel ist es jene mit 100 A. Die maximale Abweichung wird mit dem Durchschnittsstrom verglichen: $((108,3 - 100) * 100) / 108,3 = 7,7 \%$. Wenn die Last höher gewesen wäre, wäre der berechnete Prozentsatz geringer gewesen. Wenn der Phasenstrom 315 A, 310 A und 300 A betragen würde, wäre der Durchschnitt wie folgt: $(315 + 310 + 300) / 3 = 308,3 \text{ A}$. Dies ergäbe eine Abweichung von:

$$((308,3 - 300) * 100) / 308,3 = 2,7 \%$$

6.6 Spannungsasymmetrie

Zusätzlich zum Schutz gegen Stromasymmetrie weist die AGC auch einen Schutz gegen Spannungsasymmetrie auf. Die AGC misst jede Phasenspannung und vergleicht die Spannungen miteinander. Wenn sich das Aggregat in einer Applikation mit Kondensatoren zur Kompensation befindet und ein Fehler in einem der Kondensatoren auftritt, kann ein Spannungsunterschied entstehen. Die Wicklungen für diese Phase überhitzen und sind daher enormem Stress ausgesetzt. Um dies zu verhindern, kann der Schutz gegen Spannungsasymmetrie eingestellt werden.

Die in Parameter 1511 angegebene Prozentzahl ist eine prozentuale Abweichung von der durchschnittlichen Spannung in den drei Phasen. Die Berechnung des Vergleichs des Durchschnitts ist unten in einem Beispiel erläutert.

Beispiel: Phase L1 zu L2 ist 431 V, Phase L2 zu L3 ist 400 V und Phase L3 zu L1 ist 410 V. Die drei Spannungen müssen addiert werden, um die Durchschnittsspannung zu berechnen: $(431 + 400 + 410) / 3 = 414 \text{ V}$. Jetzt wird die größte Spannungsdifferenz abgezogen, in diesem Fall L1 zu L2: $431 - 414 = 17 \text{ V}$. Nun kann die größte Spannungsabweichung in Prozent berechnet werden: $(17 / 414) \times 100 = 4,1 \%$.

Dies bedeutet, wenn Parameter 1511 auf 4,1 % eingestellt ist, dass ein Spannungsunterschied von 31 V in dieser Applikation zulässig ist, bevor der Schutz gegen Spannungsasymmetrie aktiviert werden kann.

In diesem Beispiel wurden Phasen-Phasen-Messungen verwendet. Phase-Phase wird standardmäßig verwendet, aber die Messungen können auch phasenneutral sein, was im Parameter 1201 geändert werden kann. (Parameter 1201 wird später beschrieben).

ANMERKUNG Beachten Sie, dass bei Änderungen in Parameter 1201 andere Schutzfunktionen beeinflusst werden.

In Parameter 1512 kann der Timer eingestellt werden und in Parameter 1515 wird dieser Schutz aktiviert. In Parameter 1516 wird die Fehlerklasse festgelegt. Es ist auch möglich, zwei Relaisausgänge zu aktivieren, wenn der Alarm auftritt. Die zwei Relaisausgänge können in den Parametern 1513 und 1514 eingestellt werden.

6.7 Übererregung

Wenn große induktive Lasten verbunden werden, kann es zu einer Übererregung des Generators kommen. Alternativ kann eine Übererregung auftreten, wenn sich die Last eines Generators schnell von induktiv zu kapazitiv ändert. Eine Übererregung kann auch in einer Applikation mit mehr als einem Generator auftreten, wenn der Erreger von einem der Generatoren ausfällt. Übererregung kann die Wicklungen des Generators überhitzen und im Laufe der Zeit einen Ausfall verursachen.



Beispiel: Einstellen der Übererregung

Der Motor ist auf 2000 kW und der Generator auf 2500 kVA ausgelegt.

Es muss berechnet werden, wie viele kvar das Aggregat exportieren kann:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{2500^2 - 2000^2} = 1500 \text{ kvar}$$

Verwenden Sie den kvar-Wert, um den Prozentsatz für den Parameter 1531 zu berechnen: $\text{kvar} / \text{kW} = 1500 / 2000 = 75 \%$.

Wenn der Parameter 1531 auf 75 % gestellt ist, kann das Aggregat bis zu 1500 kvar exportieren. Der Alarm wird aktiviert, wenn die Last den Sollwert für die Zeit unter Parameter 1532 überschritten hat.

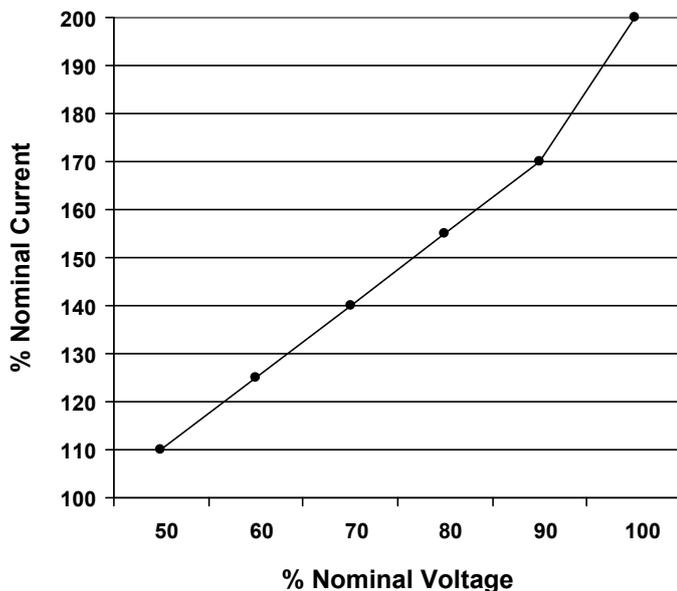
ANMERKUNG Die Option C2 (in der Standard-AGC enthalten) umfasst einen Kapazitätskurvenschutz mit 12 konfigurierbaren Punkten. Wenn der einfache Übererregungsschutz nicht ausreicht, verwenden Sie Option C2.

6.8 Spannungsabhängiger (eingeschränkter) Überstrom

Diese Schutzvorrichtung wird verwendet, wenn der Generator aufgrund einer Fehlersituation ausgelöst werden muss, bei der eine reduzierte Generatorspannung erzeugt wird, d. h. ein Spannungseinbruch. Während des Spannungseinbruchs kann der Generator nur Teil seiner üblichen Nennspannung erzeugen. Ein Kurzschluss während eines Spannungseinbruchs kann sogar niedriger sein als die Nennstromstärke.

Die Schutzvorrichtung wird gemäß dem Überstromsollwert als Funktion der gemessenen Spannung an den Generator-Spannungsklemmen aktiviert.

Das Ergebnis lässt sich als Kurvenfunktion ausdrücken, wobei die Spannungswerte feste Werte sind und sich die Stromsollwerte einstellen lassen (Menü 1100). Das bedeutet, dass der Überstromsollwert bei einem Spannungsabfall ebenfalls sinkt.



ANMERKUNG Die Spannungswerte für die sechs Punkte der Kurve sind festgelegt. Die Stromwerte können in einem Bereich von 50 bis 200 % eingestellt werden. Die Prozentwerte (%) von Spannung und Strom beziehen sich auf die Nenneinstellungen. Der Timerwert kann im Bereich von 0,1 bis 60,0 s eingestellt werden.

6.9 Art der Messungen

Der Schutz gegen asymmetrische Spannung kann beispielsweise als Phase-zu-Phase- oder phasenneutrale Messung eingestellt werden. Diese Einstellungen beeinflussen auch andere Schutzfunktionen und Einstellungen der AGC. Es gibt drei Parameter, welche die Art der Messungen in der AGC ändern können: 1201, 1202 und 1203.

In Parameter 1201 kann eingestellt werden, wie die Spannungsmessungen beispielsweise für den Spannungsschutz eines Generators auszuführen sind. Die Messung kann als Phase-zu-Phase oder phasenneutral eingestellt werden. Die Standardeinstellung ist Phase-zu-Phase. Wenn dieser Parameter eingestellt wird, sollte beachtet werden, wie die Lasten innerhalb der Applikation verbunden sind. Wenn viele der Lasten phasenneutral verbunden sind, sollte die Einstellung des Parameters 1201 auf phasenneutral lauten. Bei einer Generatorsteuerung sind es die Spannungsmessungen auf der Generatorseite eines Schalters und bei einer Netzsteuerung die Spannungsmessungen auf der Netzeinspeiseseite des Netzschalters.

Parameter 1201 beeinflusst	
1150, 1160	Generatorschutz, Überspannung 1 und 2.
1170, 1180, 1190	Generatorschutz, Überspannung 1, 2 und 3.
1510	Generatorschutz, Spannungsasymmetrie.
1660, 1700	Zeitabhängige Unterspannung 1 und 2 im Netz (gemessen auf der Netzzufuhrseite des Netzschalters, nur in Netzsteuerungen).

Parameter 1202 ist ähnlich wie 1201. Auch dabei geht es um die Art der vorgenommenen Messungen. Aber dieser Parameter bezieht sich auf die anderen Spannungsmessungen. Bei einer Generatorsteuerung sind es die Spannungsmessungen auf der Sammelschiene, bei einer Netzsteuerung die Spannungsmessungen nach dem Netzschalter. Dieser Parameter kann ebenfalls als Phase-zu-Phase oder phasenneutrale Messung eingestellt werden.

Parameter 1202 beeinflusst	
1270, 1280, 1290, 1940	Sammelschienenschutz, Überspannung 1, 2, 3 und 4.
1300, 1310, 1320, 1330, 1950	Sammelschienenschutz, Unterspannung 1, 2, 3, 4 und 5.
1620	Sammelschienenschutz, Spannungsasymmetrie.
1660, 1700	Sammelschiene - Zeitabhängige Überspannung 1 und 2 (gemessen auf der Sammelschienenenseite des Generatorschalters, nur bei Generatorsteuerungen).
7480, 7490	Sammelschienenschutz, Überspannungsdurchschnitt 1 und 2.

Parameter 1203 verweist auf die Spannungsmessung wie weiter oben in diesem Kapitel unter „Stromasymmetrie“ beschrieben.

Parameter 1203 beeinflusst	
1500	Stromasymmetrie 1.
1710	Stromasymmetrie 2.

7. PID-Regler für DZR und SPR

7.1 Beschreibung des PID-Reglers

Die AGC enthält einen PID-Regler für die DZR- und SPR-Kontrolle. Er besteht aus einer Proportional-, einer Integral- und einer Differentialkomponente. Der PID-Regler gleicht die Regelabweichung aus und ist leicht einzustellen.



Zusätzliche Informationen

Siehe hierzu **Inbetriebnahmeanleitung** (General Guidelines for Commissioning).

7.2 Regler

Es gibt drei Regler für die DZR-Kontrolle und ebenfalls drei Regler für die SPR-Kontrolle.

Regler	Drehzahl	Spannung	Anmerkung
Frequenz	●		Frequenzregelung
Leistung	●		Leistungsregelung
P Lastverteilung	●		Wirklastverteilung
Spannung		●	Spannungsregelung
VAr		●	Cosφ-Regelung
Q Lastverteilung	●	●	Blindlastverteilungsregelung

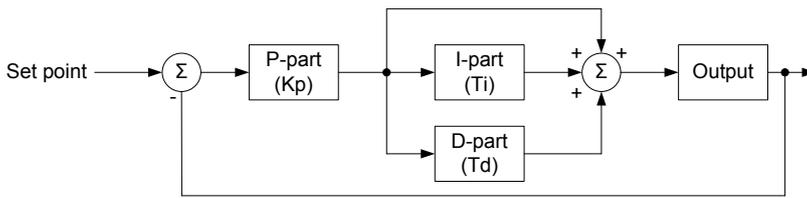
Die Tabelle zeigt, wann welcher Regler aktiv ist und eingestellt werden kann. Ein Regler sollte nur dann eingestellt werden, wenn er auch aktiv ist.

Drehzahl			SPR			Schaltbild
Frequenz	Leistung	P LS	Spannung	VAr	Q LS	
●			●			
●			●			
	●			●		
		●			●	

ANMERKUNG Der Lastverteilungsmodus hängt von der Option G5 (Power Management) ab und davon, ob die Hardware-Option M12 installiert ist (für analoge Lastverteilung).

7.3 Prinzipschaltbild

Die Zeichnung zeigt das Prinzip des PID-Reglers.



$$\text{PID}(s) = K_p \cdot \left(1 + \frac{1}{T_i \cdot s} + T_d \cdot s \right)$$

Wie in Zeichnung und Formel dargestellt, gibt jeder Regler (P, I und D) ein Ausgangssignal welches zum Gesamtreglerausgang aufsummiert wird.

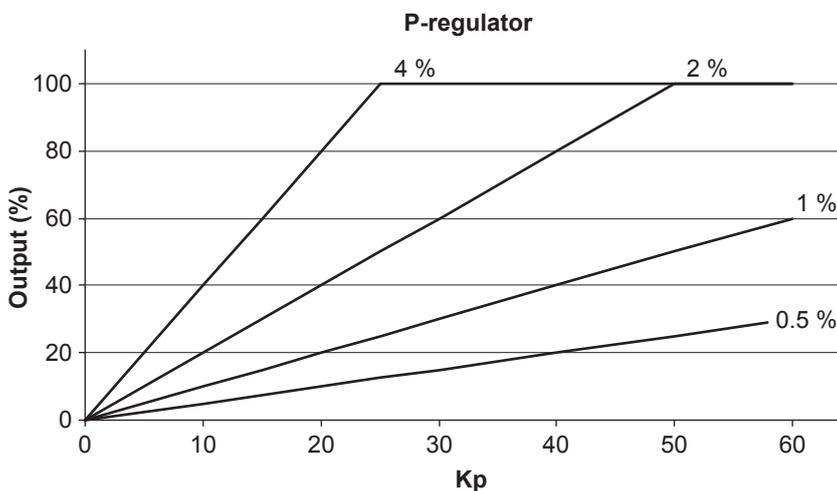
Die anpassbaren Einstellungen für die PID-Regler in der AGC sind:

- K_p : Die Verstärkung für den P-Anteil.
- T_i : Die Integralreaktionszeit für den I-Anteil.
- T_d : Die Vorhaltzeit für den D-Anteil.

7.4 Proportionalregler

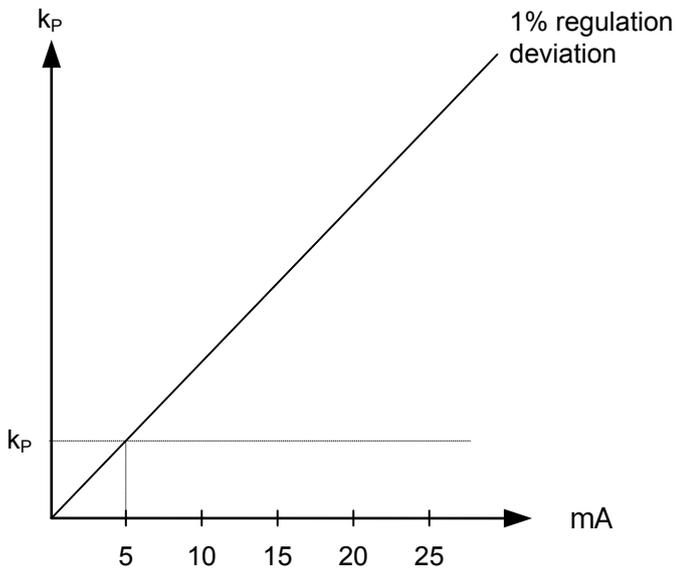
Wenn eine Regelabweichung auftritt, zeigt die P-Komponente eine sofortige Änderung des Ausgangs. Die Größe der Änderung bestimmt K_p .

Das Zeichnung zeigt, wie der P-Ausgang von der K_p -Einstellung abhängt. Die Änderung des Ausgangs wird verdoppelt, wenn sich die Regelabweichung verdoppelt.



7.4.1 Drehzahlbereich

Bedingt durch die obige Charakteristik ist es dringend zu empfehlen, den vollen Reglerausgangsbereich zu nutzen, um eine instabile Regelung zu vermeiden. Ist der Ausgangsbereich zu klein, erzeugt eine kleine Regelabweichung eine unverhältnismäßig große Ausgangsänderung. Der Regler ist instabil, siehe Darstellung.

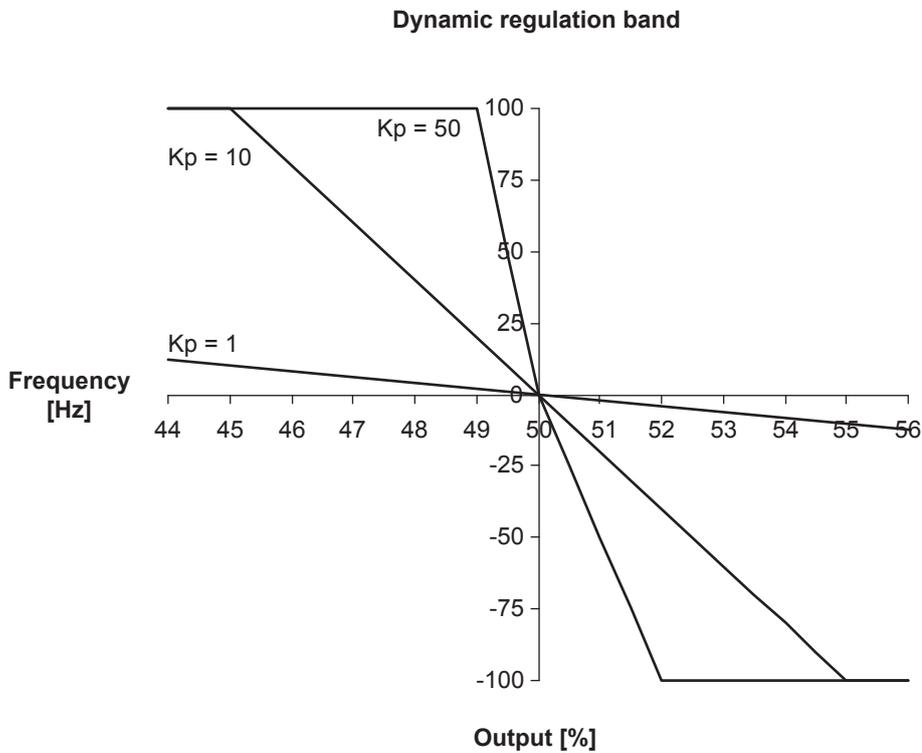


Eine Regelabweichung von 1% tritt ein. Mit dem eingestellten K_p ergibt sich bei dieser Regelabweichung eine Ausgangsänderung von 5 mA. Die Tabelle zeigt, dass sich der Ausgang der AGC relativ oft ändert, wenn der max. Drehzahlbereich klein ist.

Max. Drehzahlbereich	Ausgangsänderung		Ausgangsänderung in % des max. Drehzahlbereichs
10 mA	5 mA	$5/10 \cdot 100\%$	50
20 mA	5 mA	$5/20 \cdot 100\%$	25

7.4.2 Dynamischer Regelbereich

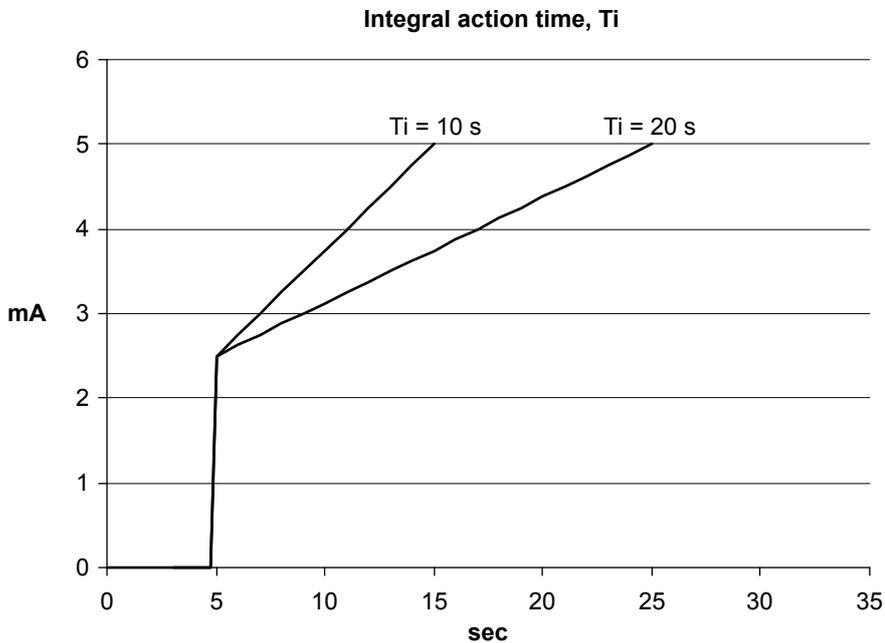
Die Zeichnung zeigt den dynamischen Regelbereich bei verschiedenen K_p -Einstellungen. Der dynamische Bereich wird kleiner, je größer K_p eingestellt ist.



7.4.3 Integralregler

Die Hauptfunktion dieses Reglers ist es, den Offset auszuregulieren. Die Integralzeit ist definiert als die Zeit, die der Integralregler für das Replizieren der momentanen Änderung durch den Proportionalanteil benötigt.

In der Zeichnung erzeugt der Proportionalregler eine Änderung von 2,5 mA. Die Integralzeit wird gemessen, wenn der Ausgang $2 \times 2,5 \text{ mA} = 5 \text{ mA}$ erreicht.



Der Ausgang erreicht 5 mA bei der T_i -Einstellung 10 s doppelt so schnell wie bei der Einstellung 20 s.

Die Integralgeschwindigkeit des I-Regulators steigt, wenn die Integralzeit sinkt. Eine kleinere Zeiteinstellung ergibt eine schnellere Regelung. Die Integralzeit T_i darf nicht zu klein eingestellt werden. Dies führt zu einer instabilen Regelung wie ein zu großer K_p .

ANMERKUNG Wenn T_i 0 s beträgt, ist der I-Regler ausgeschaltet.

7.4.4 Differentialregler

Die Hauptaufgabe des Differentialreglers (D-Regler) besteht darin, die Regelung zu stabilisieren. Auf diese Weise ermöglicht er das Einstellen einer höheren Verstärkung und einer niedrigeren Integralzeit T_i . Dies macht die Gesamtregelung viel schneller.

In den meisten Fällen wird der Differentialregler nicht benötigt. Wenn eine sehr präzise Regelung benötigt wird, z. B. bei der statischen Synchronisation, kann er jedoch sehr nützlich sein.

Formel für den D-Regler:

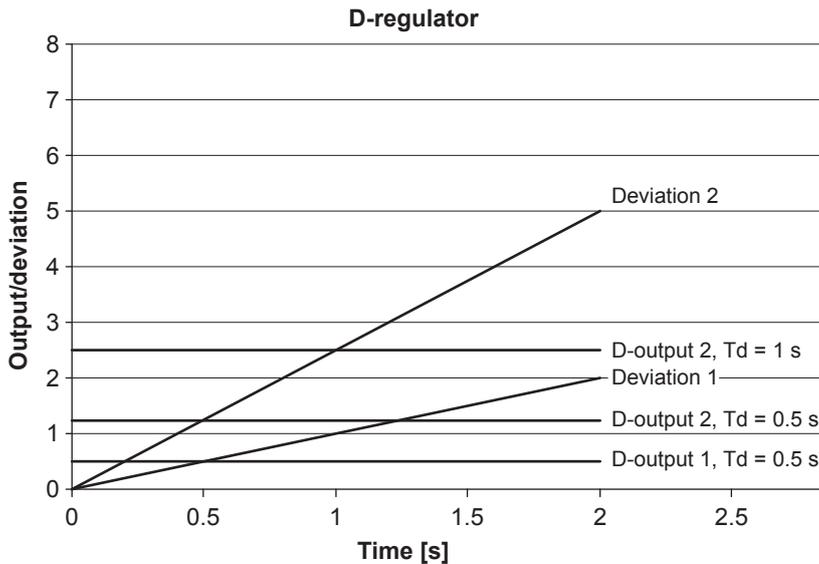
$$D = T_d \cdot K_p \cdot \frac{de}{dt}$$

- D = Reglerausgang
- K_p = Verstärkung
- de/dt = Abweichungsgeschwindigkeit (wie schnell ist die Regelabweichung)

Dies bedeutet, dass der D-Regler-Ausgang von der Steigung der Abweichung, der K_p - und der T_d -Einstellung abhängt.

Beispiel

$K_p = 1$



- Deviation 1: Eine Abweichung mit Steigung 1.
- Abweichung 2: Eine Abweichung mit Steigung 2,5 (2,5-fach größer als Deviation 1).
- D-Ausgang 1, $T_d=0,5$ s: Ausgang des D-Reglers mit $T_d=0,5$ s und Abweichung 1.
- D-Ausgang 2, $T_d=0,5$ s: Ausgang des D-Reglers mit $T_d=0,5$ s und Abweichung 2.
- D-Ausgang 2, $T_d=1$ s: Ausgang des D-Reglers mit $T_d=1$ s und Abweichung 2.

Das Beispiel zeigt: Je höher die Abweichung und je höher T_d , desto höher wird der Ausgang des D-Reglers. Da der D-Regler auf die Regelabweichung reagiert, ist der D-Ausgang 0, wenn keine Änderungen vorgenommen werden. Die Vorhaltzeit (T_d) darf nicht zu hoch eingestellt sein. Dies führt zu einer instabilen Regelung wie ein zu großer K_p .

ANMERKUNG Wenn T_d 0 s beträgt, ist der D-Regler ausgeschaltet.

7.5 Lastverteilungsregler

Der Lastverteilungsregler wird in jedem Lastverteilmodus verwendet, der aktiviert ist. Die Lastverteilungsregler sind PID-Regler wie die anderen Regler im System. Er regelt Frequenz und Leistung (Wirklastverteilung).

Die Einstellung des Reglers erfolgt in Parameter 2540 (Analog) oder 2590 (Relais).

Der Hauptzweck des PID-Reglers ist immer die Frequenz/Spannungsregelung, weil die Frequenz in einem Lastverteilungssystem genauso variabel ist wie die Leistung eines einzelnen Aggregates. Da das Lastverteilungssystem auch Leistungsregelung benötigt, kann der PID-Regler vom Leistungsregler beeinflusst werden. Hierfür wird ein sogenannter Wichtungsfaktor verwendet (P_{WICHTUNG}).

Die Regelabweichung vom Leistungsregler kann somit einen großen oder einen kleinen Einfluss auf den PID-Regler haben. Eine Einstellung auf 0 % bedeutet: Der Leistungsregler ist ausgeschaltet. Eine Einstellung auf 100 % bedeutet: Der Leistungsregler wird vom Wichtungsfaktor nicht begrenzt. Jede Einstellung von 0-100% ist möglich.

Der Unterschied zwischen einer niedrigen und einer hohen Wichtungseinstellung ist die Ausregelgeschwindigkeit einer Leistungsabweichung. So muß bei einer kompakten Lastverteilung die Wichtung höher eingestellt werden als bei einer einfachen Lastverteilung.

Ein zu erwartender Nachteil bei einem zu hohen Wichtungsfaktor ist eine instabile Regelung, wenn gleichzeitig Leistung- und Frequenzabweichung ausgeregelt werden müssen. Um dies zu vermeiden, kann der Wichtungsfaktor oder der Parameter des Frequenz-/Spannungsreglers herabgesetzt werden.

7.6 Synchronisierungsregler

Der Synchronregler der AGC wird immer verwendet, wenn die Synchronisation aktiviert ist. Nach einer erfolgreichen Synchronisation wird auf andere relevante Regler umgeschaltet. Das kann zum Beispiel der Lastverteilungsregler sein. Die Einstellungen erfolgen in Parameter 2050.

Dynamische Synchronisierung

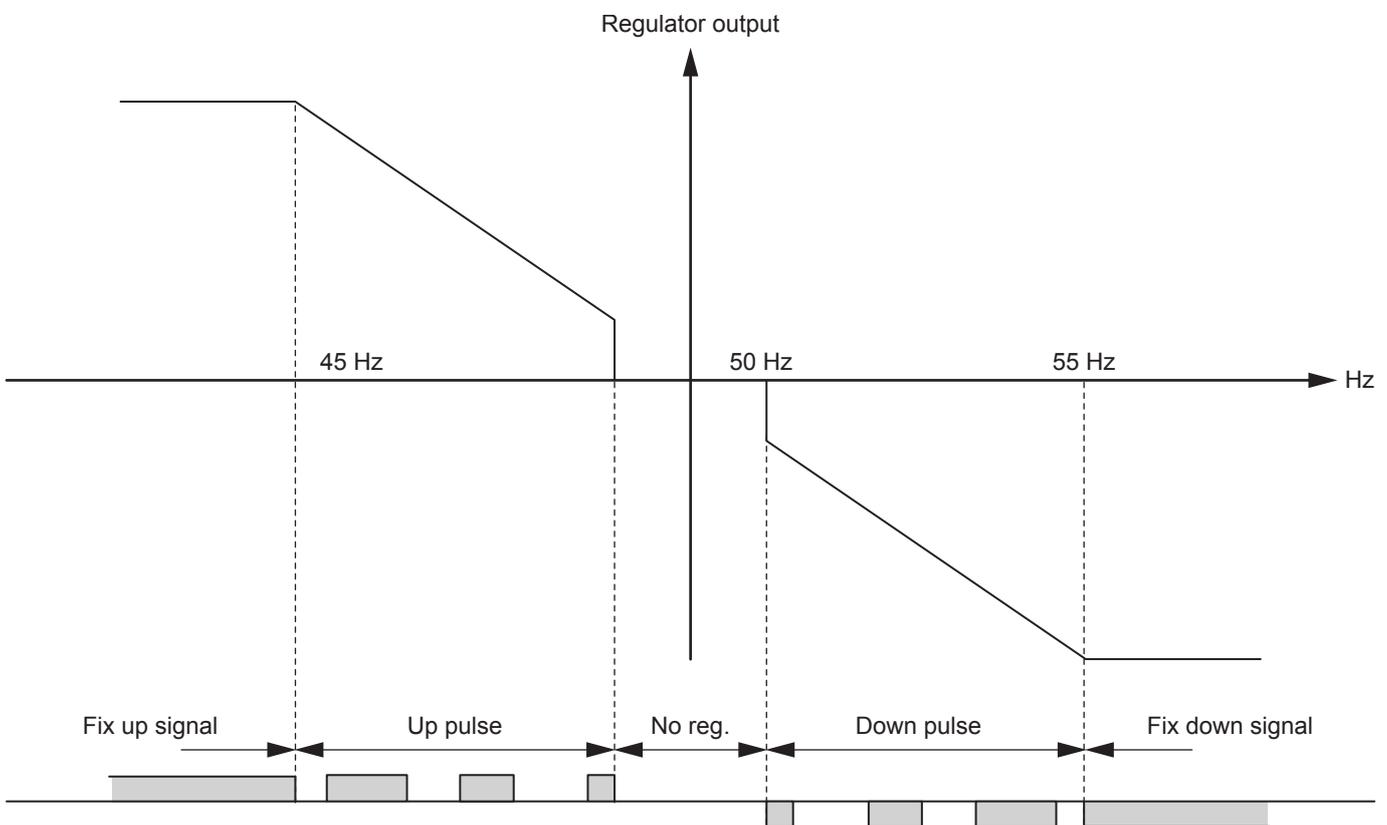
Wenn die dynamische Synchronisation ausgewählt wurde, ist der Synchronregler (2050) für die Zeit der Synchronisation aktiv. Ein Vorteil der dynamischen Synchronisation ist die kurze Synchronisationszeit. Um die Geschwindigkeit der Synchronisation zu erhöhen, wird das Aggregat zwischen zwei Synchronpunkten beschleunigt. Normalerweise ergibt eine Schlupffrequenz von 0,1 Hz alle 10 s einen Synchronpunkt, mit diesem System wird dieser Abstand verkürzt.

Statische Synchronisierung

Nach Start der Synchronisation ist zunächst der Synchronregler (2050) aktiv und die Generatorfrequenz wird in Richtung des Wertes der Sammelschienen-/Netzfrequenz geregelt. Der Phasenregler setzt ein, wenn die Frequenzabweichung so klein ist, daß der Phasenwinkel geregelt werden kann. Der Phasenregler wird in Parameter 2070 eingestellt.

7.7 Überwachung mit Relais

Wenn die Relaisausgänge zur Überwachung eingesetzt werden, erfolgt die Regelung wie folgt:



Die Relaisregelung kann in fünf Schritte unterteilt werden.

#	Bereich	Beschreibung	Anmerkung
1	Statischer Bereich	Dauersignal aufwärts	Die Regelung ist aktiv, das Drehzahl-aufwärts-Relais ist jedoch durch die hohe Regelabweichung im Dauerbetrieb.
2	Dynamischer Bereich	Anstieg Impuls	Die Regelung ist aktiv, das Drehzahl-aufwärts-Relais pulst zur Eliminierung der Regelabweichung.
3	Totzone	Keine Regelung	In diesem speziellen Fall erfolgt keine Regelung. Die Regelung akzeptiert eine voreingestellte Totzone, um die Lebensdauer des Relais zu erhöhen.

#	Bereich	Beschreibung	Anmerkung
4	Dynamischer Bereich	Abfall Impuls	Die Regelung ist aktiv, das Drehzahl-abwärts-Relais pulst zur Eliminierung der Regelabweichung.
5	Statischer Bereich	Dauersignal abwärts	Die Regelung ist aktiv, das Drehzahl-abwärts-Relais ist jedoch durch die hohe Regelabweichung im Dauerbetrieb.

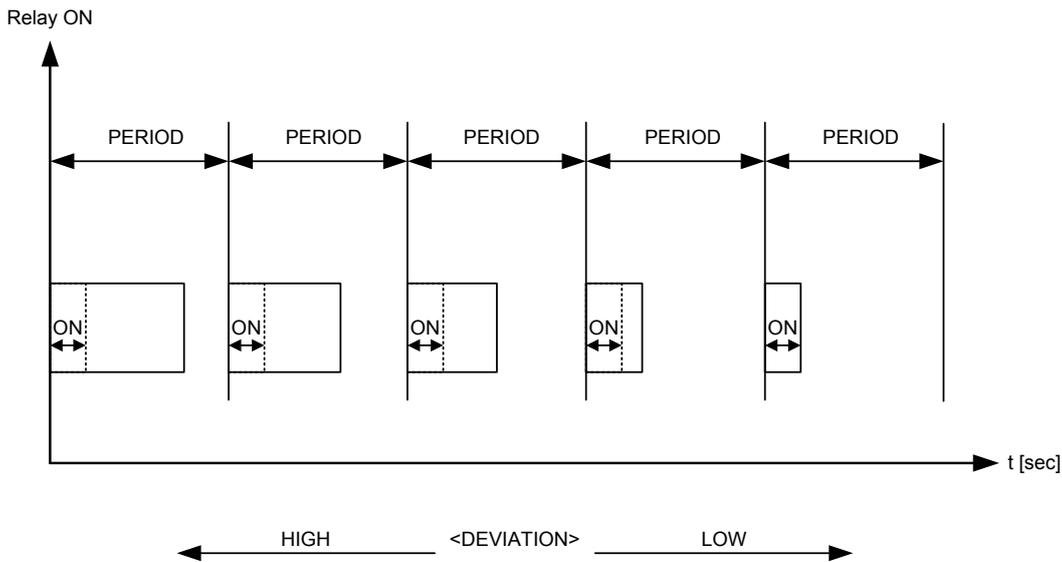
Wie in der Zeichnung dargestellt, sind die Relais im Dauerbetrieb, wenn eine große Regelabweichung vorliegt. Die Relais takten, wenn sie näher am Sollwert liegen. Im dynamischen Bereich werden die Impulse immer kürzer und kürzer, wenn die Regelabweichung geringer wird. Kurz bevor die Totzone erreicht wird, ist der Impuls am kürzesten. Dies ist die 'DZR-/SPR-EIN'-Zeit. Der längste Impuls tritt am Ende des dynamischen Bereiches (45Hz im oberen Beispiel) auf.

7.7.1 Relaiseinstellungen

Die Zeiteinstellung für die Reglerrelais erfolgt unter 'Steuerungseinstellungen Regler'. Es besteht die Möglichkeit, die Zeiten 'period' und 'EIN' einzustellen. Siehe Abbildung.

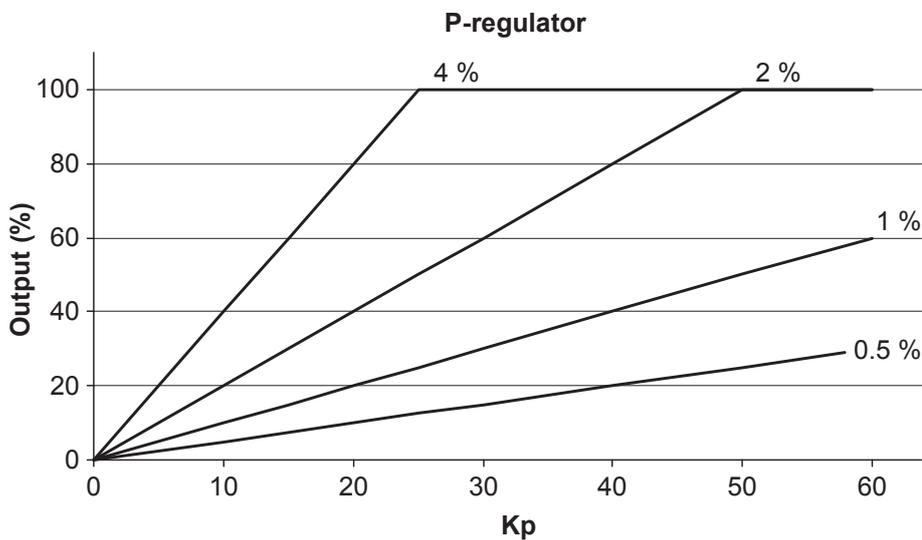
Text	Beschreibung	Anmerkung
Periodenzeit	Impulslänge + Impulspause	Die Zeit zwischen zwei Relaisimpulsen.
EIN-Zeit	Mindestimpulslänge	Minimale Impulslänge. Das Relais ist niemals kürzer angezogen.

Wie in der Zeichnung dargestellt, hängt die Länge des Impulses von der aktuellen Regelabweichung ab. Ist die Regelabweichung groß, ist der Impuls lang (oder ein Dauersignal). Ist die Regelabweichung klein, ist der Impuls kurz.



7.7.2 Signallänge

Die Signallänge wird bezogen auf die Periodenzeit berechnet. In der Zeichnung wird der Effekt auf den P-Regler dargestellt.



In diesem Beispiel haben wir eine Regelabweichung von 2% und einen eingestellten $K_p = 20$. Der berechnete Ausgangswert der Steuerung ist 40%. Jetzt kann die Impulslänge für eine Periodendauer von 2500ms berechnet werden:

$$e(\text{Abweichung}) / 100 \times t(\text{Periode})$$

$$40 / 100 \times 2500 = 1000 \text{ ms}$$

Die Periodenzeit kann niemals kürzer als die Min.-Ein-Zeit sein.

7.8 P-Grad-Betrieb

7.8.1 Prinzip und Einstellung

Der P-Grad-Betrieb kann bei der Installation eines neuen Aggregats mit bestehenden Aggregaten im P-Grad-Betrieb verwendet werden, um eine balancierte Lastverteilung zwischen den bestehenden Aggregaten zu erreichen. Diese Einstellung kann verwendet werden, wenn es erforderlich/erlaubt ist, dass die Aggregatfrequenz bei steigender Last fällt.

Der P-Grad-Betrieb kann mit einem Abfall von 0-10 % eingestellt werden. Bei einem anderen Wert als 0 % wird der Prozentsatz des P-Grads zusätzlich zum Steuerausgang des DZR (f) oder SPR (U) berechnet.

Droop-Regler-Parameter

Parameter	Name	Beschreibung
2514	f-Droop	Droop-Einstellung für Frequenzregler mit Analogeingang
2573	f-Droop-Relais	Droop-Einstellung für Frequenzregler mit Relaisregelung
2644	U-Droop	Droop-Einstellung für Spannungsregler mit Analogausgang
2693	U-Droop-Relais	Droop-Einstellung für Spannungsregler mit Relaisregelung

ANMERKUNG Im P-Grad-Betrieb sind PID-f (Frequenz) und PID-U (Spannung) aktiv. Wenn die Option M12 vorhanden ist, müssen Sie die analoge Lastverteilung sperren.

Droop-Regelung aktivieren

Über folgende M-Logic-Befehle wird die Droop-Regelung aktiviert. Dies bietet mehr Möglichkeiten, die Droop-Regelung zu aktivieren, z.B. Digitaleingang, AOP-Taste oder Ereignis.

M-Logic-Befehl	Beschreibung
Ausgang, Befehl, Aktivierung Regelung für Frequenz-Droop	Siehe vorangegangene Beschreibung
Ausgang, Befehl, Aktivierung Regelung für Spannung-Droop	Siehe vorangegangene Beschreibung

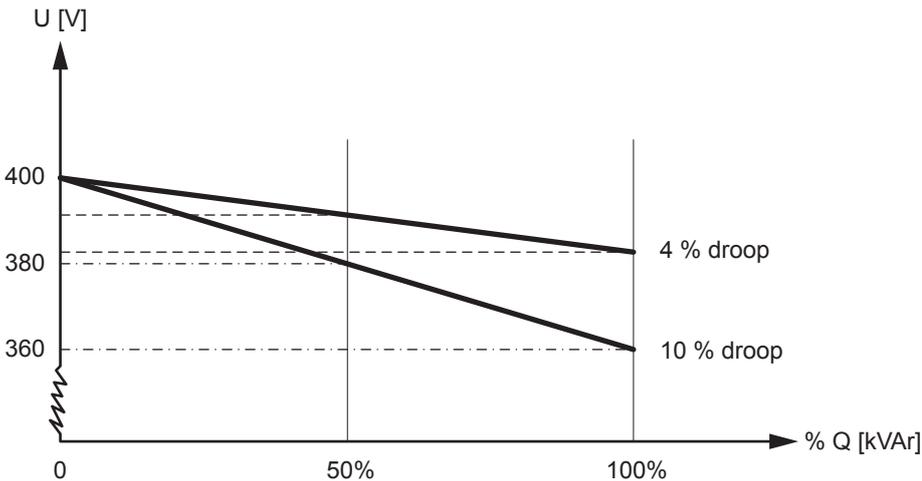
Applikationskonfiguration

Für den P-Grad-Betrieb muss die AGC nach einer Anwendungszeichnung als Einzelaggregat konfiguriert werden. Dies kann über die USW oder per Schnell-Setup erfolgen.

Siehe 'Hilfe'-Funktion (F1) in der USW für Details über die Applikationskonfiguration.

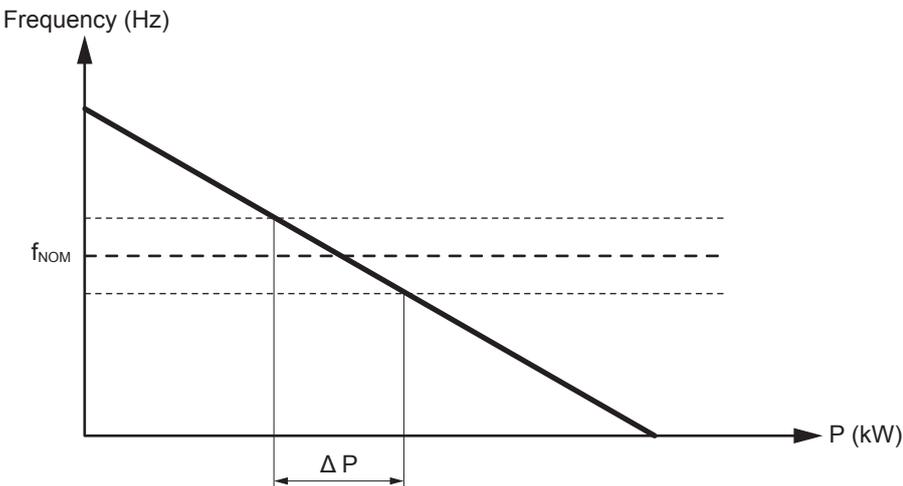
7.8.2 U-Droop-Beispiel

Das folgende Diagramm zeigt einen Generator mit einer U-Droop-Einstellung von 4 % und 10 % im Verhältnis zur Blindleistung, Q (kVAr). Wie das Beispiel zeigt, fällt die Spannung, sobald die Last zunimmt. Das Prinzip ist dasselbe mit parallelen Aggregaten, wo die Aggregate den Droop zur Lastverteilung verwenden und die Spannung/frequenz entsprechend abfällt.



7.8.3 Einstellung hoher Droop

Zur Illustration der Wirkung einer hohen Droop-Einstellung zeigt das Diagramm unten, wie eine Frequenzänderung eine Änderung der Last bewirkt. Das Prinzip ist dasselbe bei der Spannungsregelung. Die Laständerung ist mit ΔP angegeben.

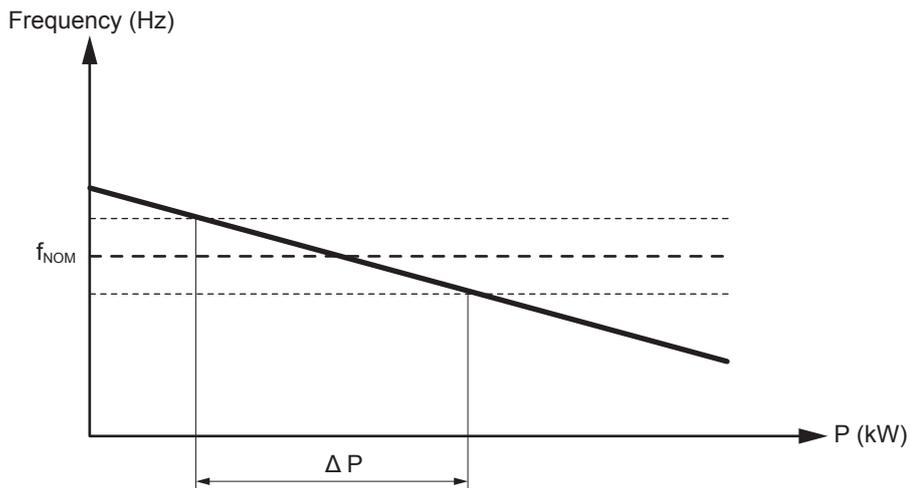


ANMERKUNG Dies kann verwendet werden, wenn der Generator mit Grundlast laufen muss.

7.8.4 Einstellung niedriger Droop

Zur Illustration der Wirkung einer niedrigen Droop-Einstellung zeigt das Diagramm unten, wie eine Frequenzänderung eine Änderung der Last bewirkt. Das Prinzip ist dasselbe bei der Spannungsregelung. Die Laständerung ist mit ΔP angegeben.

In diesem Diagramm ist die Laständerung (ΔP) höher als zuvor. Das bedeutet, dass der Generator eine höhere Varianz der Last aufweist als mit der höheren P-Grad-Einstellung.



ANMERKUNG Dies kann verwendet werden, wenn der Generator mit Spitzenlast laufen muss.

7.8.5 Korrektur isochroner Regler

Wenn das Aggregat mit einem Drehzahlregler ausgerüstet ist, der nur Isochronbetrieb zulässt, kann die Droop-Einstellung zur Kompensation der fehlenden Droop-Einstellungsmöglichkeit am Drehzahlregler verwendet werden.

8. Synchronisation

8.1 Synchronisationsprinzip

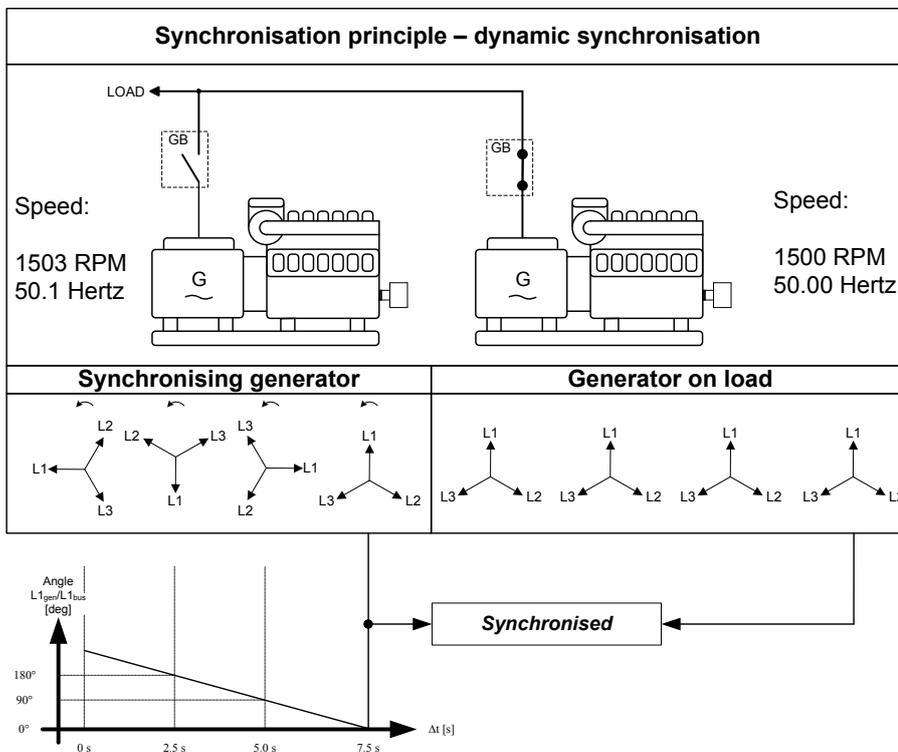
Die Steuerung kann den Generator und den Netzschalter (wenn installiert) synchronisation. Zur Verfügung stehen das statische Synchronisationsprinzip oder das dynamische (Werkseinstellung). In diesem Kapitel werden die Synchronisationsfunktionen und die Einstellungen erklärt.

ANMERKUNG Im folgenden Text ist mit dem Begriff Synchronisation 'Synchronisierung und Schließen des synchronisierten Schalters' gemeint.

8.2 Dynamische Synchronisation

Bei der dynamischen Synchronisation läuft das zu synchronisierende Aggregat mit einer leicht abweichenden Drehzahl zum Generator auf der Netzseite. Diese Drehzahldifferenz ist die *Schlupffrequenz*. Typischerweise läuft das synchronisierende Aggregat mit einer positiven Schlupffrequenz. Das bedeutet, dass es mit einer höheren Drehzahl läuft als der Generator auf der Netzseite. Ziel dieser höheren Drehzahl ist es, Rückleistung in das Aggregat zu umgehen.

Das dynamische Prinzip ist nachfolgend dargestellt:



Im vorangegangenen Beispiel läuft das synchronisierende Aggregat mit 1503 U/min ~ 50,1 Hz. Der Generator mit Last läuft mit 1500 U/min ~ 50,0 Hz. Das gibt dem synchronisierenden Aggregat eine positive Schlupffrequenz von 0,1 Hz.

Zweck der Synchronisierung ist es, den Phasenwinkelunterschied zwischen den beiden rotierenden Systemen (das Dreiphasensystem des Generators und das Dreiphasensystem des Netzes) zu senken. (das Dreiphasensystem des Generators und das Dreiphasensystem des Netzes). In der Zeichnung zeigt Phase L1 der Sammelschiene immer auf 12 Uhr, während Phase L1 des synchronisierenden Aggregates, aufgrund der Schlupffrequenz, in unterschiedliche Richtungen zeigt.

ANMERKUNG Selbstverständlich rotieren beide Dreiphasensysteme. Zu Darstellungszwecken aber werden die Vektoren für den Generator mit Last als nicht rotierend gezeigt, da nur die Slipfrequenz relevant ist, zu kalkulieren, wann der Synchronisationsimpuls abgesetzt werden soll. Dies ist deshalb der Fall, da wir nur an der

Schlupffrequenz interessiert sind, um zu kalkulieren, wann der Synchronisationsimpuls abgesetzt werden soll.

Läuft der Generator im Vergleich zur Sammelschiene mit einer positiven Schlupffrequenz von 0.1 Hz, sind die beiden Systeme alle 10 Sekunden synchron.

$$t_{\text{SYNC}} = \frac{1}{50.1 - 50.0} = 10 \text{ sec.}$$

ANMERKUNG Siehe hierzu auch das Kapitel über PID- und Synchronregler.

Die vorangegangene Abbildung zeigt eine kleiner werdende Differenz (eventuell bis 0) im Phasenwinkel, zwischen dem synchronisierenden Aggregat und dem Netz. Dann ist das Aggregat zum Netz synchronisiert und der Schalter wird geschlossen.

8.2.1 Signal zur Schalterschließung

Die Steuerung berechnet, wann der Schalter geschlossen werden muss, um die genaueste Synchronisation zu erhalten. Das heißt, dass das Signal zur Schalterschließung vor der Synchronisation erteilt wird. (Phase L1 steht genau auf 12 Uhr).

Das Signal zur Schalterschließung wird abhängig von der Schaltereigenzeit und der Schlupffrequenz (Reaktionszeit des Schalters ist 250 ms und die Schlupffrequenz 0,1 Hz) erteilt:

- Grad $\text{SCHLIESSEN} = 360 \times t_{\text{CB}} \times f_{\text{SCHLUPF}}$
- Grad $\text{SCHLIESSEN} = 360 \times 0,250 \times 0,1$
- Grad $\text{SCHLIESSEN} = 9 \text{ Grad}$

ANMERKUNG Der Synchronisationsimpuls wird immer so erteilt, dass das Schließen des Schalters auf der 12Uhr-Position erfolgt.

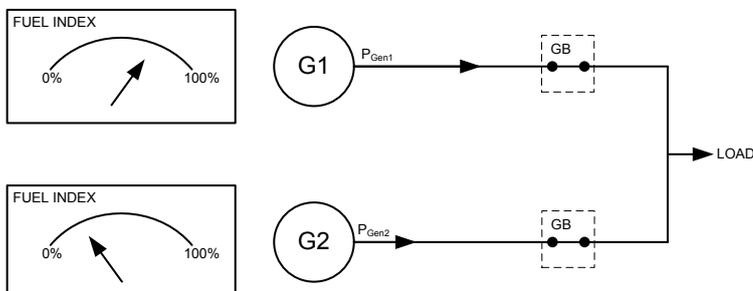
Die Länge des Synchronisationsimpulses ist die Reaktionszeit des Schalters + 20 ms.

8.2.2 Belastung nach der Synchronisierung

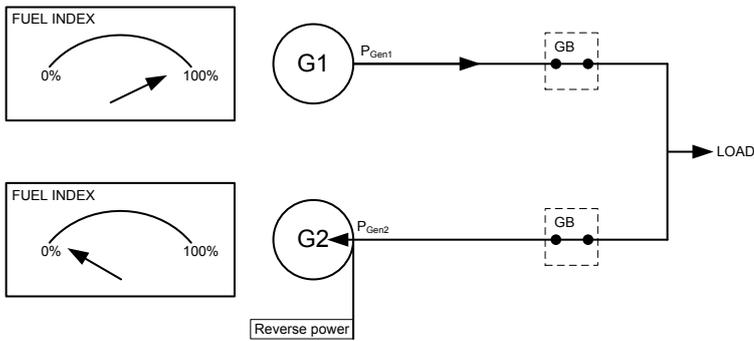
Wenn das zusynchronisierte Aggregat seinen Schalter geschlossen hat, übernimmt es einen Teil der Last, der vom aktuellen Kraftstoffverbrauch abhängig ist. Darstellung 1 zeigt, dass bei einer *positiven* Schlupffrequenz das synchronisierte Aggregat Leistung zur Last *exportieren* wird. Darstellung 2 zeigt, dass bei einer *negativen* Schlupffrequenz das synchronisierte Aggregat Leistung vom ursprünglichen Aggregat *erhalten* wird. Dieses Phänomen wird als *Rückleistung* bezeichnet.

ANMERKUNG Um unnötige Schalterauslösungen durch Rückleistung zu vermeiden, können die Synchronisierungseinstellungen mit einer positiven Schlupffrequenz parametrisiert werden.

Positive Schlupffrequenz



Negative Schlupffrequenz



8.2.3 Einstellungen

Die dynamische Synchronisation wird in Menü 2000 „Sync. Typ“ (Reglereinstellungen) ausgewählt und in Menü 2020 „Synchronisation“ eingestellt.

Name	Parameter	Beschreibung	Anmerkung
Sync df _{MAX}	2021	Max. Schlupffrequenz.	Anpassung an örtliche Vorschriften und Gegebenheiten.
Sync df _{MIN}	2022	Min. Schlupffrequenz.	Anpassung an örtliche Vorschriften und Gegebenheiten.
Sync dU _{MAX}	2023	Max. Spannungsdifferenz (+/-)	Der max. erlaubte Spannungsunterschied zwischen Sammelschiene/Netz und Generator.
Sync dU _{MIN}	2024	Minimale Spannungsdifferenz (+/- Wert)	Der minimal erlaubte Spannungsunterschied zwischen Sammelschiene/Netz und Generator.
Sync t _{GS}	2025	Schaltereigenzeit GS	Schalterschließzeitkompensation GS.
Sync t _{NS}	2026	Schaltereigenzeit NS	Schalterschließzeitkompensation NS.

Die Schlupffrequenz wird durch zwei Einstellungen bestimmt: „Sync df_{MAX}“ und „Sync df_{MIN}“. Die Berechnung in den folgenden Beispielen veranschaulicht, warum es wichtig ist, die Schlupffrequenz richtig zu konfigurieren.

Beispiel 1

Die Schlupffrequenz des Aggregates ist 0,15 Hz höher als die Frequenz der Sammelschiene oder des Netzes, mit dem sich das Aggregat zu synchronisieren versucht.

Das bedeutet, dass die Phasenwinkeldifferenz zwischen dem Aggregat und der Sammelschiene oder dem Netz abnimmt und innerhalb des Schließfensters des GS liegt.

Beispiel 2

Das bedeutet, dass die Phasenwinkeldifferenz zwischen dem Aggregat und der Sammelschiene oder dem Netz nicht abnimmt. In diesem Beispiel wird das Aggregat das Schließfenster des GS nicht erreichen, weil es das Netz oder die Sammelschiene niemals einholen wird.

$$\text{Explanation: } \frac{df_{MAX} + df_{MIN}}{2} = \text{Slip frequency speed}$$

$$\text{Example 1: } \frac{0.3 \text{ Hz} + 0.0 \text{ Hz}}{2} = +0.15 \text{ Hz}$$

$$\text{Example 2: } \frac{0.3 \text{ Hz} + (-0.3 \text{ Hz})}{2} = +0 \text{ Hz}$$

Dieser Synchronisationstyp kann aufgrund der voreingestellten minimalen und maximalen Schlupffrequenzen relativ schnell synchronisieren. Das heißt: Wenn die Steuerung versucht, die Frequenz an den Sollwert anzupassen, kann die Synchronisierung fortgesetzt werden, sofern sich die Frequenz innerhalb der Limite für die Schlupffrequenzeinstellungen bewegt.

ANMERKUNG Die dynamische Synchronisation wird dann empfohlen, wenn schnelle Synchronisation erforderlich ist und das zuzuschaltende Aggregat Last übernehmen kann, direkt nachdem der Schalter geschlossen wurde.

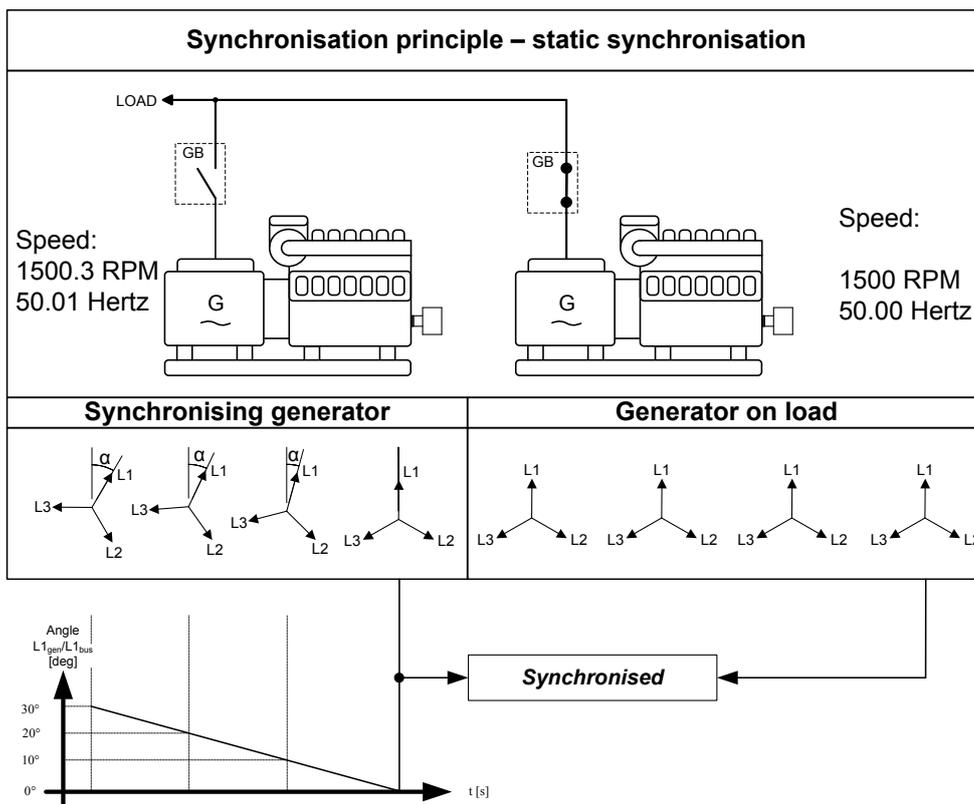
ANMERKUNG Mit M-Logic kann zwischen statischer und dynamischer Synchronisation umgeschaltet werden.

8.3 Statische Synchronisation

Bei der statischen Synchronisation läuft das synchronisierende Aggregat annähernd mit der gleichen Drehzahl wie der Generator auf der Netzseite. Ziel ist es, eine exakt gleiche Drehzahl zu erreichen und die Phasenwinkel zwischen dem Dreiphasensystem des Generators und dem des Netzes exakt anzupassen.

ANMERKUNG Es wird nicht empfohlen, die statische Synchronisation zu verwenden, wenn Relaisregelungsausgänge benutzt werden. Die Relaisausgänge könnten zu langsam sein.

Das statische Prinzip wird nachfolgend dargestellt.



8.3.1 Phasenregler

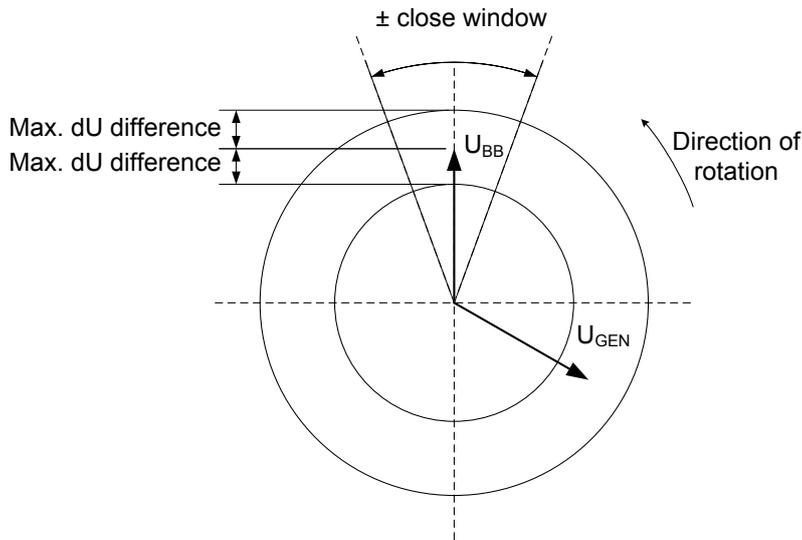
Ist die statische Synchronisation aktiviert, bringt die Frequenzregelung die Aggregatefrequenz in Richtung der Netzfrequenz. Liegt die Aggregatefrequenz innerhalb von 50 mHz der Sammelschienenfrequenz, übernimmt der Phasenregler. Der Phasenregler nutzt die Winkeldifferenz zwischen dem Generatorsystem und dem Netzsystem als Regelgröße.

Dies ist im vorangegangenen Beispiel dargestellt, in dem die Phasenregelung den Phasenwinkel von 30 Grad auf 0 Grad bringt.

8.3.2 Schalter-EIN-Befehl

Der Einschaltbefehl wird erteilt, wenn Phase L1 des synchronisierenden Generators nahe der 12-Uhr-Position ist. Bei der statischen Synchronisation ist es nicht relevant, die Reaktionszeit des Schalters zu nutzen, da die Schlupffrequenz entweder sehr klein oder nicht vorhanden ist.

Um eine schnellere Synchronisation zu erreichen, kann das Schließfenster 'close window' eingestellt werden. Das Schließsignal kann erteilt werden, wenn der Phasenwinkel $U_{GENL1}-U_{BBL1}$ innerhalb des voreingestellten Sollwertes liegt. Die Spanne ist +/-0,1-20,0 Grad. Siehe folgende Darstellung:



Der Synchronisationsimpuls wird abhängig von den Einstellungen in Menü 2030 erzeugt; abhängig auch davon, ob der GS oder der NS synchronisiert werden soll.

8.3.3 Belastung nach der Synchronisation

Das synchronisierende Aggregat wird nicht einer sofortigen Belastung nach der Schalterschließung ausgesetzt, wenn die maximale df-Einstellung auf einen niedrigen Wert eingestellt ist. Da die Position des Gaspedals fast exakt gleich ist wie die benötigte Netzfrequenz wird kein Lastsprung vollzogen.

Ist die maximale df-Einstellung auf einen hohen Wert eingestellt, muss auf die Beobachtungen im Abschnitt 'dynamische Synchronisation' verwiesen werden.

Nach der Synchronisierung ändert die Steuerung den Sollwert gemäß den Anforderungen der ausgewählten Betriebsart.

ANMERKUNG Die statische Synchronisation wird empfohlen, wenn eine Schlupffrequenz nicht akzeptiert wird. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn sich mehrere Aggregate auf eine Sammelschiene synchronisieren, an der keine Lastgruppen angeschlossen sind.

ANMERKUNG Mit M-Logic kann zwischen statischer und dynamischer Synchronisation umgeschaltet werden.

8.3.4 Einstellungen

Die folgenden Einstellungen sind vorzunehmen, wenn in Menü 2000 die statische Synchronisation ausgewählt wird:

Parameter	Beschreibung	Anmerkung
2031 df max.	Der max. erlaubte Frequenzunterschied zwischen Sammelschiene/Netz und Generator.	+/- Wert.
2032 dU max.	Der max. erlaubte Spannungsunterschied zwischen Sammelschiene/Netz und Generator.	+/- Wert, bezogen auf die nominale Generatorspannung.
2033 Schließfenster	Die Größe des Fensters, in dem der Synchronisationsimpuls abgesetzt werden kann.	+/- Wert.
2034 Statische Synchronisation	Die Zeit, in der sich die Phasenlagen im Fenster befinden müssen, bevor der Schalter geschlossen wird.	

Parameter	Beschreibung	Anmerkung
2035 Statischer GS	Auswahlmöglichkeiten sind 'Breaker' oder 'Infinite sync'.	'Infinite sync' hält den Generator in Schwebung mit dem Netz. Der GS kann nicht geschlossen werden.
2036 Statische NS	Auswahlmöglichkeiten sind 'Breaker' oder 'Infinite sync'.	'Infinite sync' hält den Generator in Schwebung mit dem Netz. Der NS kann nicht geschlossen werden.
2061 Phase K_P	Einstellung des P-Anteils des PID-Phasenreglers.	Wird nur in Verbindung mit analogem Reglerausgang verwendet.
2062 Phase K_I	Einstellung des I-Anteils des PID-Phasenreglers.	
2070 Phase K_P	Einstellung des P-Anteils des PID-Phasenreglers.	S.o. - wird nur in Verbindung mit Relaisausgängen verwendet.

8.4 Anlaufsynchrisation

Es ist möglich, die AGC so einzustellen, dass sie das Aggregat mit abgeschalteter Erregung startet. Beim Start der Aggregate werden die Schalter geschlossen und die Erregung aktiviert. Ebenso ist es möglich, den Schalter zu schließen, bevor der Motor gestartet wird. Diese Funktion wird *Anlaufsynchrisation* (CBE, Close Before Excitation) genannt.

Bei der *Anlaufsynchrisation*, können die Aggregate sehr schnell für die Last bereit sein. Alle Aggregate werden nach dem Anfahren an die Sammelschiene angeschlossen. Sobald die Erregung eingeschaltet ist, sind die Aggregate einsatzbereit. Dies ist schneller als die normale Synchronisation (bei der die Schalter erst dann geschlossen werden, wenn die Generatoren synchronisiert sind, was einige Zeit in Anspruch nimmt).

Die Funktion *Anlaufsynchrisation* kann auch eingesetzt werden, wenn die Last einen *sanften Anlauf* erfordert. Dies ist z.B. erforderlich, wenn die Aggregate an einen Transformator angeschlossen sind.

Sobald die Erregung eingeschaltet wird, gleichen die Generatoren die Spannung und Frequenz aus. Wenn die Erregung aktiviert ist, werden die Regler der AGC nach einer einstellbaren Verzögerung eingeschaltet.

Die Funktion kann sowohl in einer einzelnen AGC als auch in AGCs mit Option G5 verwendet werden.

ANMERKUNG Die Erregung muss langsam erfolgen, wenn diese Funktion benutzt wird.

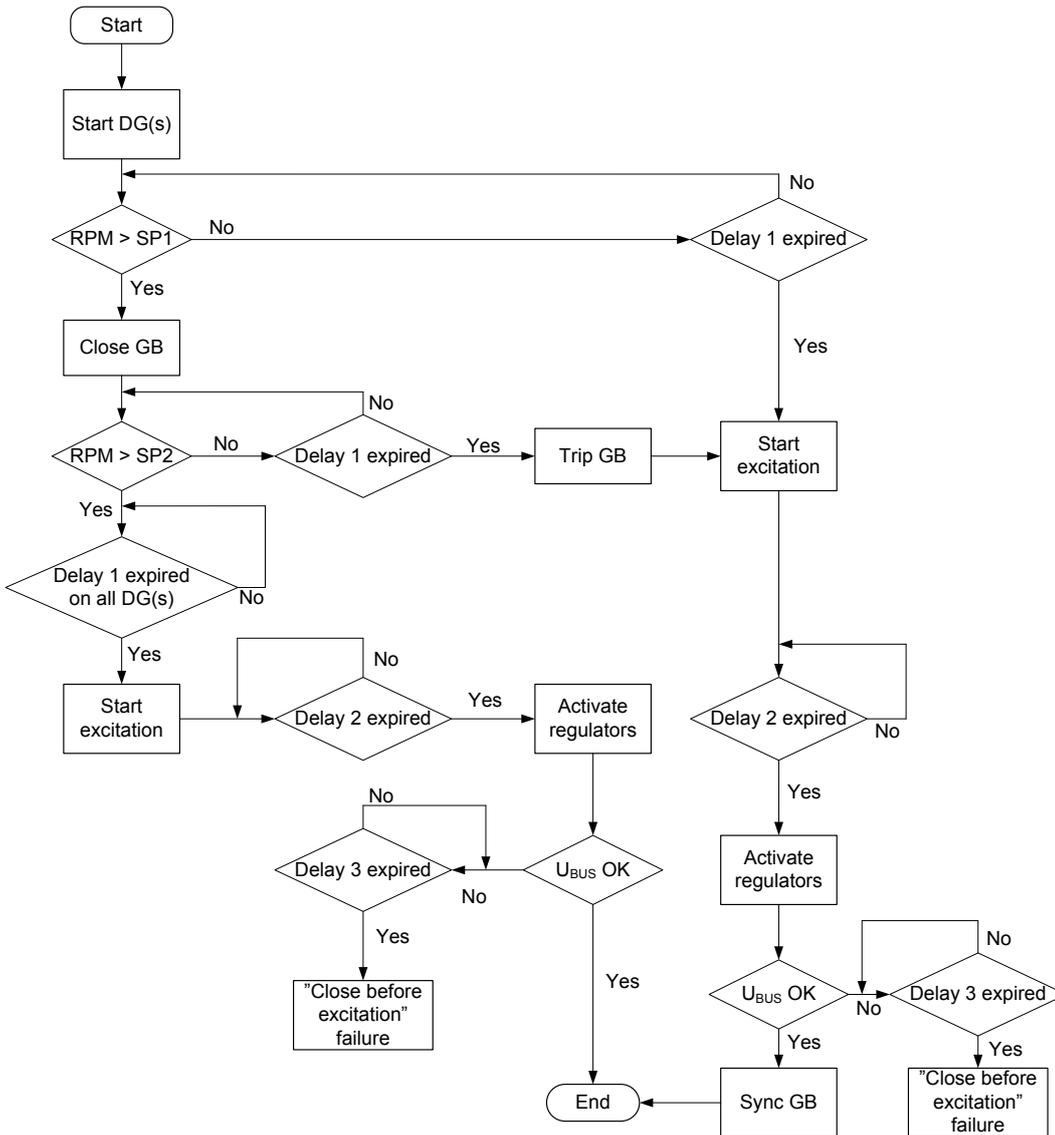
ANMERKUNG Die Funktion kann nur in Verbindung mit einem Drehzahlsignal von einem Impulsnehmer oder der MK aktiviert werden.

Das Prinzip ist im nachfolgenden Diagramm beschrieben.

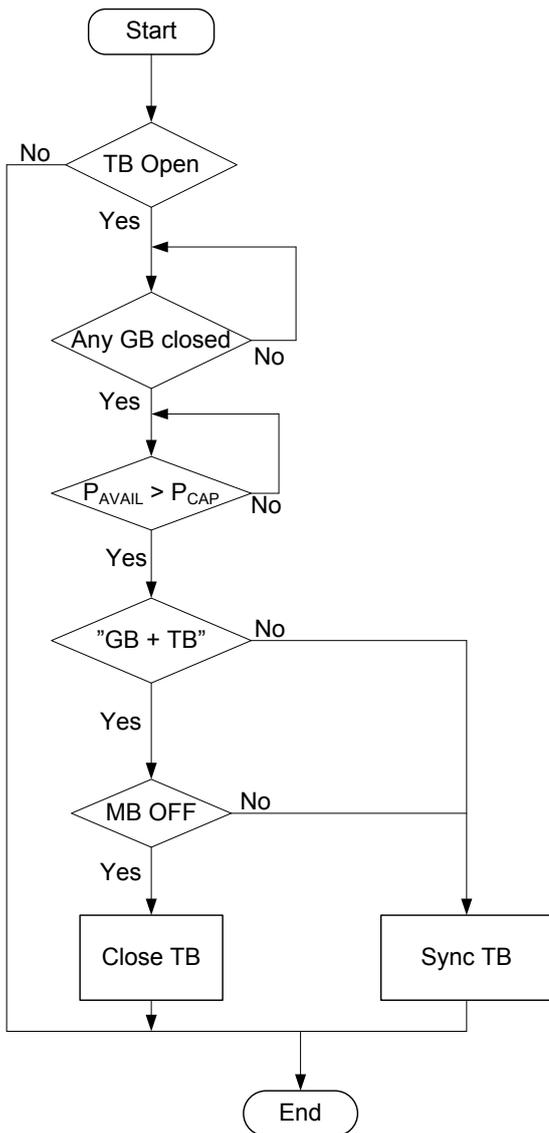
Flussdiagramm-Abkürzungen

- Verzögerung 1 = Parameter 2252 (Anlaufsynchrisation, Bruchgrenze)
- Verzögerung 2 = Parameter 2262 (Anlaufsynchrisation, Softstart)
- Verzögerung 3 = Parameter 2271 (Anlaufsynchrisation, Fehler)
- SP1 = Parameter 2251 (Anlaufsynchrisation)
- SP2 = Parameter 2263 (Erregung, Start. Drehzahl)

8.4.1 1. GS-Handling



8.4.2 2. KS-Handling (Option G5)



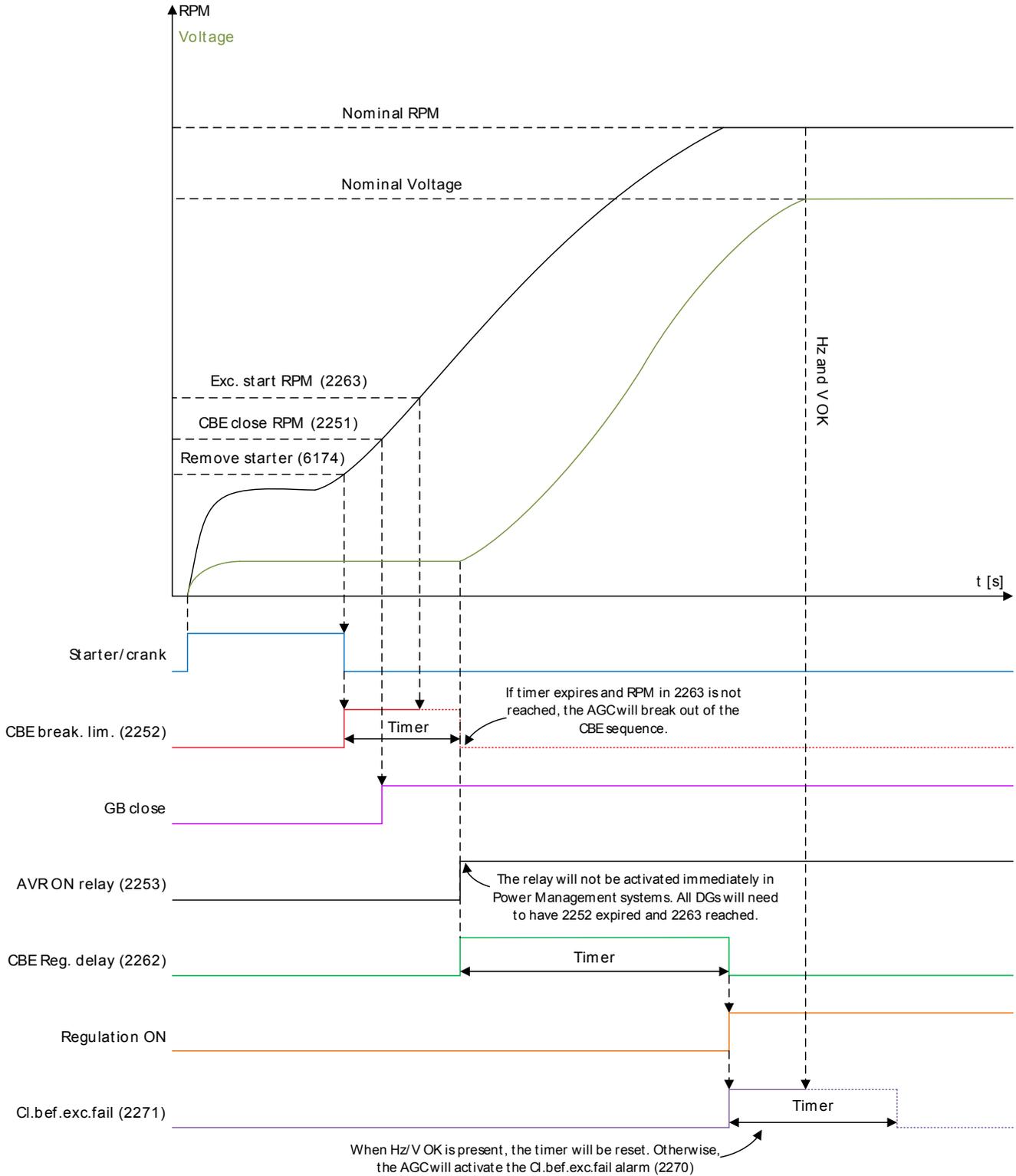
8.4.3 Startablauf

Die Startsequenz der AGC wird durch die Anlaufsynchrosation geändert. Die folgenden Parameter sind relevant:

Parameter	Name	Anmerkung
2251	Anlaufsynchrosation - Sollwert	Dies ist der Drehzahlsollwert für das Schließen des Schalters. Der Generatorschalter wird auf dem eingestellten Niveau geschlossen. Der Bereich beträgt 0-4000 U/min Ist der Wert 0, wird der Schalter geschlossen, wenn der Startbefehl gegeben wird. Im folgenden Beispiel ist die Einstellung 400 U/min
	Aktivieren	Anlaufsynchrosation aktivieren
2252	Anlaufsynchrosation , Bruchgrenze	Das Aggregat muss den Sollwert (Parameter 2263) während dieser Zeit erreichen. Wenn der Timer abläuft und die Drehzahl über dem Sollwert liegt, wird die Erregung gestartet. Wenn die Drehzahl unter dem Sollwert liegt, wird der GLS ausgelöst.
2253	Anlaufsynchrosation, SPR-Relais	Wählen Sie einen Relaisausgang aus, mit dem die Erregung gestartet werden soll.

Parameter	Name	Anmerkung
		Wählen Sie im <i>E/A & Hardware-Setup</i> für das ausgewählte Relais unter <i>Alarm</i> die Option <i>M-Logic / Grenzwertrelais</i> . Die beste Leistung der Anlaufsynchrisation erzielen Sie mit den Relais 5, 8 oder 11.

ANMERKUNG Das für die Anlaufsynchrisation verwendete Relais darf nicht für etwas anderes verwendet werden.



8.4.4 Schaltersequenz

Die Funktion „Anlaufsynchrisation“ kann in den folgenden Anwendungen verwendet werden:

1. AGC Einzelaggregat
2. AGC mit Power-Management - ohne Kuppelschalter
3. AGC mit Power-Management - mit Kuppelschalter
 - Wählen Sie in Parameter 2261, ob nur der Generatorschalter oder sowohl der Generatorschalter als auch der Kuppelschalter geschlossen werden sollen.

Die Einstellungen für die Schaltersequenz sind wie folgt:

Parameter	Name	Anmerkung
2261	Schaltersequenz	Auswahl der zu schließenden Schalter: <i>GLS schließen</i> oder <i>GLS + KS schließen</i> .
2262	Anlaufsynchrisation, Softstart	Der Zeitraum vom Beginn der Erregung bis zur Aktivierung der Regelung Alarme mit Unterdrückungsfunktion <i>Motor-läuft-nicht</i> können nach Ablauf dieses Timers aktiviert werden.
2263	Erregung, Start. Drehzahl	Die Mindestdrehzahl für den Start der Erregung.
2264	Volt. Entladung	Dieser Timer verzögert das Schließen des Gs, nachdem die Erregung deaktiviert wurde. Durch die Verzögerung kann sich die Spannung des Generators entladen, so dass beim Schließen des GLS nur noch Remanenzspannung vorhanden ist.

8.4.5 Anlaufsynchrisation – zusätzliche Regelparameter

Wenn die Anwendung so konfiguriert wurde, dass beim Start des Aggregats die Anlaufsynchrisation verwendet wird, kann die Steuerung zusätzliche Maßnahmen ergreifen, um die Sequenz korrekt zu behandeln.

Wenn es sich bei der Anwendung z.B. um eine Notstromversorgung (AMF) handelt, können Sie auswählen, was die Steuerung während der Abkühlphase tun soll. Wenn z.B. während der Abkühlphase eine neue Startanforderung kommt, können die Aggregate die Sequenz der Anlaufsynchrisation erneut durchführen, ohne die Aggregate zu stoppen.

Erregungssteuerung während Abkühlung

In Parameter 2266 (Erregung, Regelung, Abkühlphase) können Sie auswählen, wie die Steuerung während der Abkühlphase reagieren soll:

- **Erregung folgt der U-Sammelschiene** (Standard): Wenn während der Abkühlphase des Aggregats Spannung auf der Sammelschiene anliegt, ist die Erregung eingeschaltet. Liegt die Spannung an der Sammelschiene nicht mehr an, wird die Erregung deaktiviert.
- **Erregung dauerhaft aktiviert**: Die Erregung bleibt eingeschaltet, bis das Aggregat stoppt oder eine neue Startanforderung kommt. Dies kann nützlich sein, wenn die Spannung des Aggregats die Lüfter des Aggregats antreibt.
- **Erregung dauerhaft deaktiviert**: Die Erregung wird ausgeschaltet, sobald der GLS während der Abkühlphase geöffnet ist. Dies kann nützlich sein, wenn das Aggregat die Lüfter mechanisch antreibt. Dann kann das Aggregat schneller wieder anlaufen.

ANMERKUNG Der Parameter wird von den Aggregaten nicht gemeinsam genutzt.

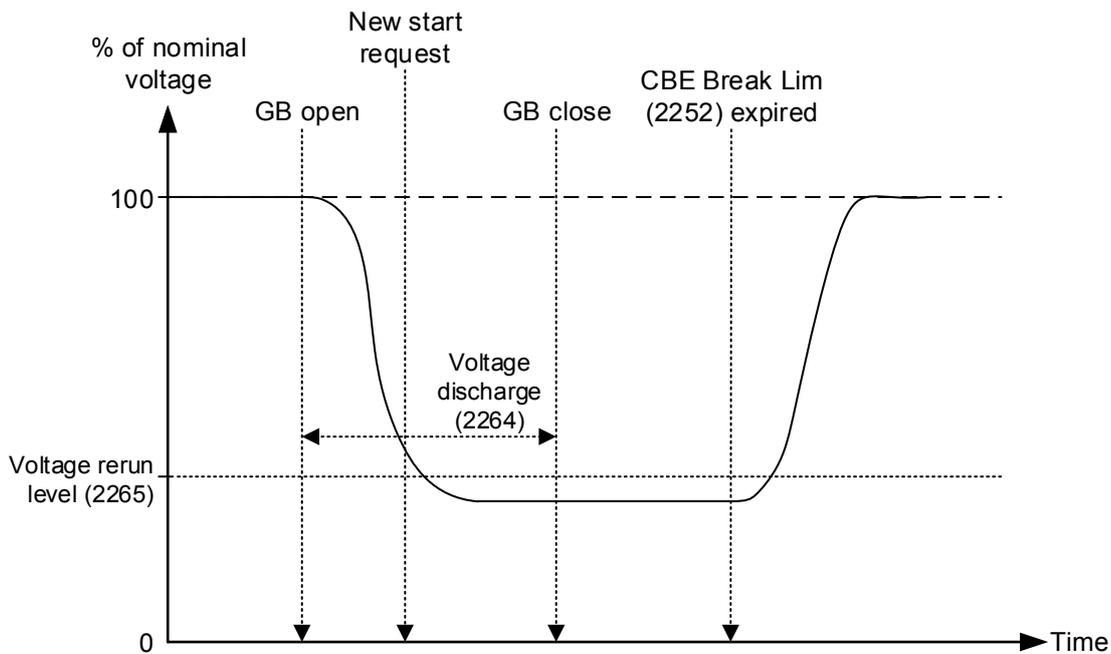
Spannungsniveau Wiederholungsdurchlauf

In Parameter 2265 (Volt. rerun levl) wählen Sie aus, wie niedrig die Spannung sein muss, damit die Steuerung den Schalter während des Wiederanlaufs schließen kann. Liegt die Spannung vor Ablauf des Timers für die Spannungsentladung (Parameter 2264) nicht unter dem Niveau für den Wiederholungsdurchlauf der Spannung, wird das Aggregat von der Wiederholungssequenz der Anlaufsynchrisation ausgeschlossen.

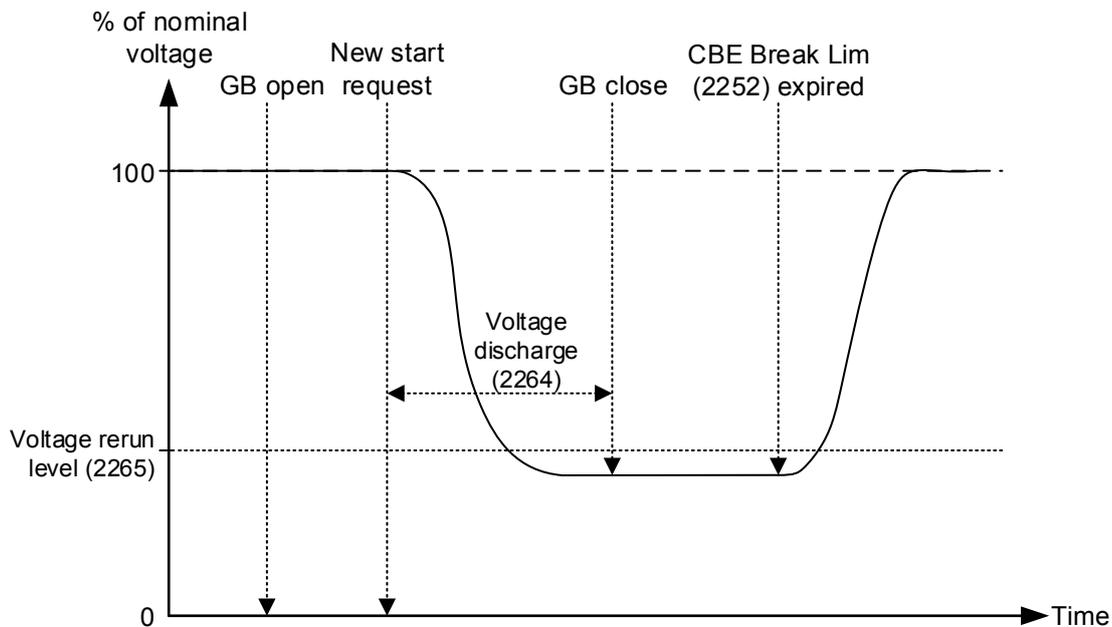
Parameter	Name	Bereich	Standard	Anmerkung
2265	Spannungsniveau Wiederholungsdurchlauf	30 bis 100 %	30 %	Der Parameter wird von den Aggregaten nicht gemeinsam genutzt.

Spannungsentladungs-Timer

Der Timer für die Spannungsentladung (Parameter 2264) legt fest, wie viel Zeit vom Wegfall der Erregung bis zum Unterschreiten des Niveaus für den Wiederholungsdurchlauf der Spannung erforderlich ist. Der Timer für die Spannungsentladung kann durch eine neue Startanforderung oder durch das Öffnen des Generatorschalters gestartet werden. Die Reaktionen hängen von der Wahl der Steuerung der Erregung während der Abkühlung ab. Die beiden Beispiele für die Wiederholungssequenz sind unten dargestellt.



Im obigen Diagramm wird die Erregung deaktiviert, sobald der Schalter geöffnet wird. Kurz nachdem der Schalter geöffnet wurde, erscheint eine neue Startanforderung. Die Steuerung verzögert das Schließen des GLS, bis der Timer für die Spannungsentladung abgelaufen ist.



Im obigen Diagramm ist die Erregung während der Abkühlung aktiviert. Bei einer erneuten Startanforderung wird die Erregung abgeschaltet. Wenn die Erregung deaktiviert ist, startet der Timer für die Spannungsentladung.

Das erste Beispiel stellt den schnellsten Vorgang dar, da die Erregung bereits ausgeschaltet ist, wenn die Startaufforderung erscheint. Wenn die neue Startanforderung etwas später kam, könnte der Timer für die Spannungsentladung bereits abgelaufen sein. Dies bedeutet, dass der Generatorschalter sehr kurz nach der neuen Startanforderung schließen könnte.

Parameter	Name	Bereich	Standard	Anmerkung
2264	Volt. Entladung	1,0 bis 20,0 s	5,0 s	Der Parameter wird von den Aggregaten nicht gemeinsam genutzt.

8.4.6 Anlaufsynchrisation, Alarme

Fehler beim Schließen vor Erregung

Wenn der Start des Aggregats fehlschlägt, aktiviert die Steuerung den Alarm *Anlaufsynchrisation, Fehler* (Menü 2270).

Um die Anlaufsynchrisation zu verwenden, wenn die Steuerung des Aggregats die Spannung nicht kontrolliert, deaktivieren Sie den Alarm.

Anlaufsynchrisation, Wiederholung fehlgeschlagen

Wenn der Wiederholungslauf nicht innerhalb der konfigurierten Zeit erfolgreich ist, aktiviert die Steuerung den Alarm *Anlaufsynchrisation, Wiederholung fehlgeschlagen* (Menu 2230).

Frequenz- oder Spannungsausfall

Wenn keine Erregung vorhanden ist, aktiviert die Steuerung den Alarm *Hz/V-Fehler* (Menü 4560) während einer Abkühlphase der Anlaufsynchrisation nicht,

8.5 Separates Synchronisierrelais

Setzt die AGC den Synchronisierbefehl ab, werden die Relais an den Klemmen 17/18/19 (GS) und 11/12/13 (NS) aktiviert und der Schalter muss schließen.

Diese Standardfunktion kann so modifiziert werden, dass sie, abhängig von der gewünschten Funktion, einen digitalen Eingang und einen zusätzlichen Relaisausgang benutzt. Die Relaisauswahl erfolgt in Menü 2240, der Eingang wird in 'Input Settings' in der USW festgelegt.

Die folgende Tabelle beschreibt die Möglichkeiten.

Digitaleingang	Relais ausgewählt Zwei Relais werden verwendet	Relais nicht ausgewählt Ein Relais wird verwendet
Nicht belegt	<p>Synchronisationsvorgang Das Schalter-EIN-Relais und das Sync.-Relais werden gleichzeitig aktiviert, wenn die Synchronisierung i.O. ist.</p> <p>Schließung bei Stromausfall Das Schalter-EIN-Relais und das Sync.-Relais werden gleichzeitig aktiviert, wenn Spannung und Frequenz i.O. sind.</p>	<p>Synchronisationsvorgang Das Schalter-EIN-Relais wird aktiviert, wenn die Synchronisierung i.O. ist.</p> <p>Schließung bei Stromausfall Das Schalter-EIN-Relais wird aktiviert, wenn Spannung und Frequenz i.O. sind.</p> <p>STANDARD-Auswahl</p>
Niedrig	<p>Synchronisationsvorgang Nicht möglich.</p> <p>Schließung bei Stromausfall Das Schalter-EIN-Relais und das Sync.-Relais werden gleichzeitig aktiviert, wenn Spannung und Frequenz i.O. sind.</p>	<p>Synchronisationsvorgang Nicht möglich.</p> <p>Schließung bei Stromausfall Das Schalter-EIN-Relais wird aktiviert, wenn Spannung und Frequenz i.O. sind.</p>
Hoch	<p>Synchronisationsvorgang Die Relais werden in zwei Stufen geschaltet:</p> <ol style="list-style-type: none"> Schalter-EIN-Relais an. Nach Synchronisierung schaltet das Synchronisierrelais. <p>Siehe Anmerkung!</p> <p>Schließung bei Stromausfall Das Schalter-EIN-Relais und das Sync.-Relais werden gleichzeitig aktiviert, wenn Spannung und Frequenz i.O. sind.</p>	<p>Synchronisationsvorgang Nicht möglich.</p> <p>Schließung bei Stromausfall Das Schalter-EIN-Relais wird aktiviert, wenn Spannung und Frequenz i.O. sind.</p>



GEFAHR!



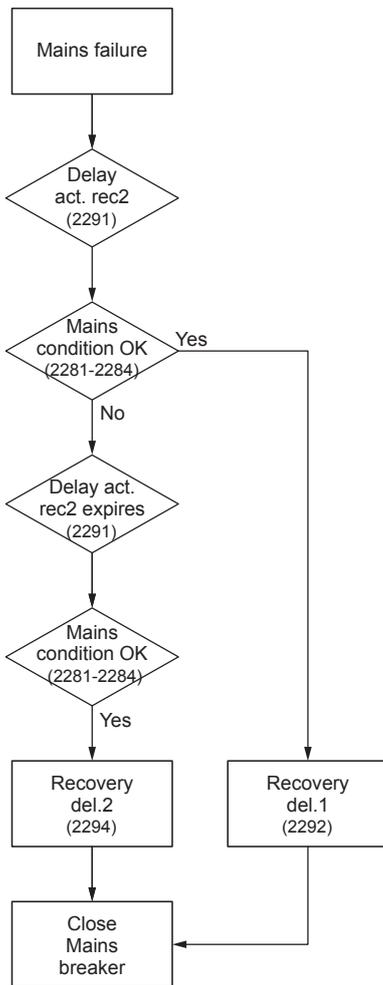
Nicht synchronisiertes Schließen des Schalters

Werden zwei Relais zusammen mit dem Eingang für die separate Synchronisation verwendet, wird das Schalter-EIN-Relais aktiviert, sobald die EIN-/Synchronisationssequenz des GS gestartet wird. Stellen Sie sicher, dass das Schalter-EIN-Relais den Schalter erst schließen kann, wenn das Synchronisationsrelais den Synchronisationsbefehl ausgibt.

ANMERKUNG Das ausgewählte Relais muss die Funktion *Grenzwerte* haben. Die Funktion wird über die E/A-Einstellung festgelegt.

8.6 Unterdrückungsbedingungen vor Netzschaltersynchronisierung

Diese Funktion ist zur Unterdrückung der Netzschaltersynchronisation nach einem Blackout. Nach einem Blackout startet der Timer in Menü 2291 (*Verzögerung, Wiederherstellung aktivieren 2*). Sind Netzspannung und Netzfrequenz innerhalb der Grenzwerte (2281/2282/2283/2284) bevor der Timer abläuft, wird der Kurzzeitunterbrechungszähler (Menü 2292 *Wiederherstellungsverzögerung 1*) gestartet. Ist dieser abgelaufen, beginnt die Synchronisation des Netzschalters.



Nach Ablauf des Timers *Verzögerung, Wiederherstellung aktivieren 2* startet der Langzeitunterbrechungszähler (Menü 2294 *Wiederherstellungsverzögerung 2*).

Beispiel 1: Regeneriertimer 1 (Kurzzeitunterbrechungszähler)

- Menü 2291 = 3 s
- Menü 2292 = 5 s

Erklärung: Ist der Kurzzeitunterbrechungszähler auf ≤ 3 s eingestellt und sind Spannung und Frequenz nach Netzwiederkehr innerhalb des zulässigen Bereichs, kann nach 5 s der Netzschalter geschlossen werden.

Beispiel 2: Regeneriertimer 2 (Langzeitunterbrechungszähler)

- Menü 2291 = 3 s
- Menü 2294 = 60 s

Über den Langzeitunterbrechungszähler erfolgt die Wiederanbindung des Netzschalters, sobald Netzspannung und Netzfrequenz unterbrechungsfrei innerhalb der Timereinstellung in Menü 2294 liegen (*Wiederherstellungsverzögerung 2*). Der Netzschalter kann geschlossen werden.

ANMERKUNG Die Unterdrückungsparameter zur Netzschaltersynchronisierung sind standardmäßig deaktiviert.

9. Zusätzliche Funktionen

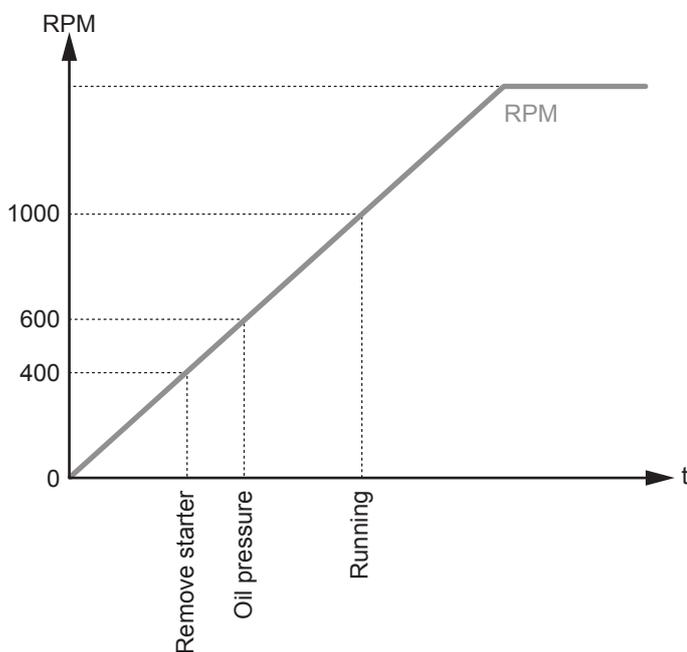
9.1 Startfunktionen

Die Steuerung startet das Aggregat, wenn der Startbefehl gegeben wird. Die Startsequenz wird unterbrochen, sobald der ‚Anlasser-ausrücken‘-Befehl erfolgt oder ein ‚Motor-läuft‘-Signal vorhanden ist.

Der Grund hierfür ist die Verzögerung der Alarme mit dem ‚Motor läuft‘-Signal.

Besteht keine Möglichkeit, die Alarme mit ‚Motor-läuft‘-Status bei niedrigen Drehzahlen zu aktivieren, muss die ‚Anlasser-ausrücken‘-Funktion verwendet werden.

Ein Beispiel hierfür ist der Öldruck-Alarm. Normalerweise ist dieser mit der Fehlerklasse ‚Abstellung‘ (shutdown) konfiguriert. Wenn der Startermotor jedoch bei 400 U/min ausgeschaltet werden muss, der Öldruck aber den voreingestellten Wert für eine Abschaltung erst bei 600 U/min erreicht, wird das Aggregat bei 400 U/min ausgeschaltet. In diesem Fall muss die Rückmeldung ‚Motor läuft‘ bei einer höheren Drehzahl als 600 RPM aktiviert werden.

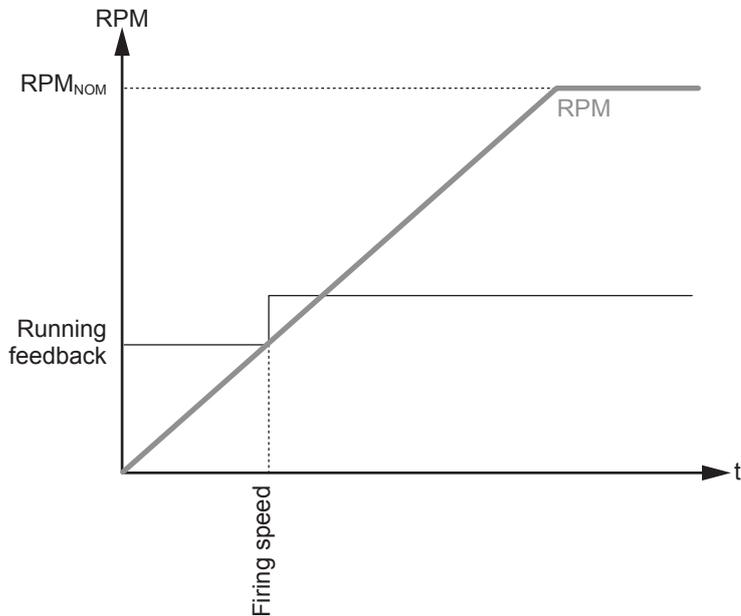


9.1.1 Digitale Rückmeldungen

Ist ein externes ‚Motor-läuft‘-Überwachungsrelais installiert, können die Digitaleingänge für ‚Motor läuft‘ oder ‚Anlasser ausrücken‘ verwendet werden.

Rückmeldung ‚Motor-läuft‘

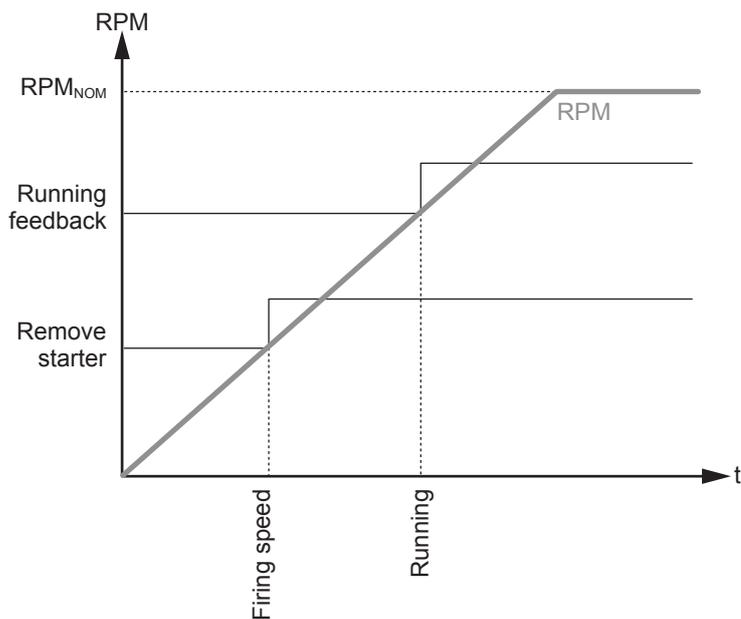
Ist der Digitaleingang ‚running feedback‘ aktiv, wird das Startrelais abgeschaltet.



Das Diagramm zeigt, wie das digitale ‚Motor-läuft‘-Signal aktiviert wird (Klemme 117) wenn der Motor seine Zünddrehzahl erreicht hat.

Anlasser ausrücken

Ist der Digitaleingang „Anlasser ausrücken“ aktiv, wird das Startrelais abgeschaltet. Der Eingang „Anlasser ausrücken“ muss auf einen freien Digitaleingang gelegt werden.



Das Diagramm zeigt, wie der Digitaleingang „Anlasser ausrücken“ aktiviert wird, sobald das Aggregat die Zünddrehzahl erreicht hat. Bei laufendem Motor ist die digitale Rückmeldung „Motor-läuft“ aktiviert.

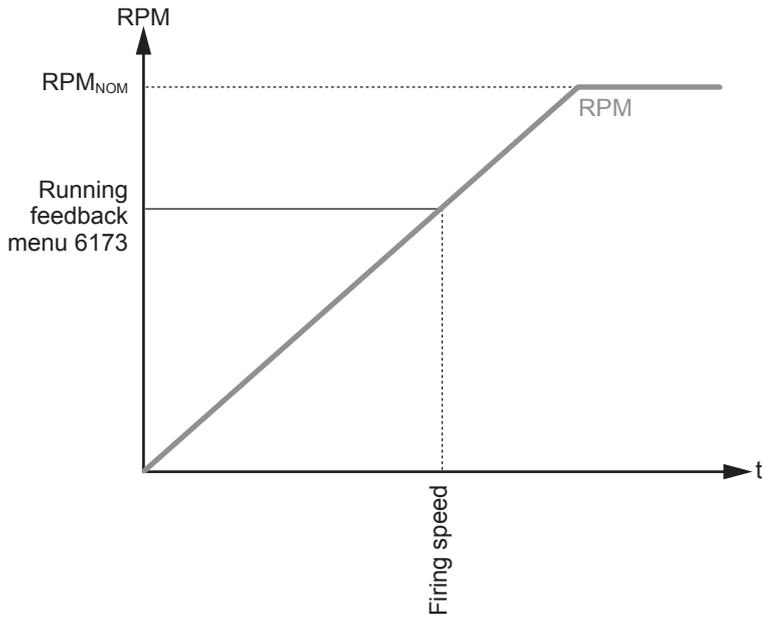
ANMERKUNG Das Signal „Motor läuft“ wird über Digitaleingang (siehe Diagramm oben), Frequenzmessung über 32 Hz, Drehzahlmessung durch magnetischen Impulsnehmer oder Motorkommunikation (Option 12) erkannt.

9.1.2 Analoges Pick-up-Signal

Falls ein magn. Pickup (MPU) verwendet wird, kann eine bestimmte Drehzahl für das Abschalten des Startrelais konfiguriert werden.

Rückmeldung „Motor läuft“

Die nachfolgende Zeichnung zeigt, wie die ‚Motor-läuft‘-Rückmeldung bei Erreichen der Zünddrehzahl erkannt wird. Die Werkseinstellung ist 1000 U/min (6170 ‚Motor-läuft‘-Erkennung).



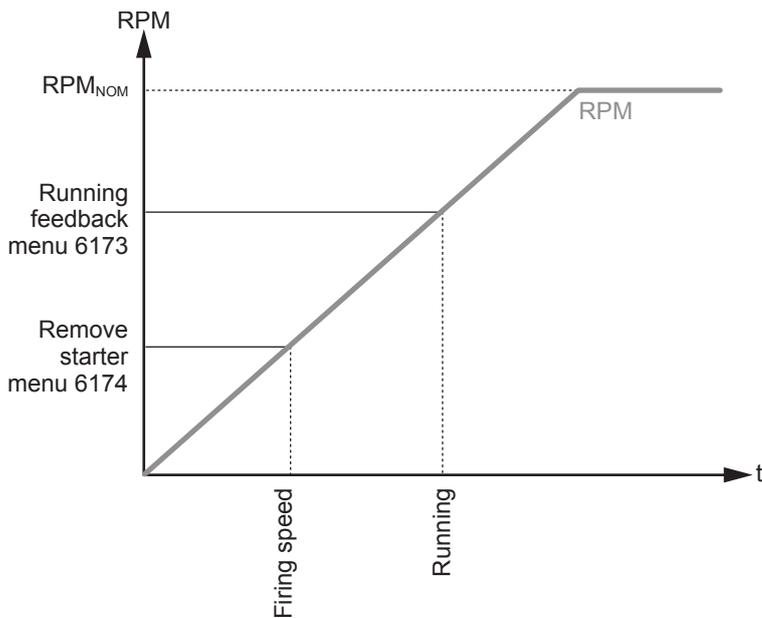
HINWEIS

Beschädigung des Anlassers

Die Werkseinstellung 1000 U/min ist höher als die Drehzahl des typischen Anlassers. Stellen Sie die Drehzahl nach Angaben des Motorherstellers ein.

Eingang 'Anlasser ausrücken'

Die nachfolgende Zeichnung zeigt, wie der Sollwert für ‚Anlasser ausrücken‘ beim Zünddrehzahl-Niveau erfasst wird. Die Werkseinstellung ist 400 U/min (6170 ‚Motor-läuft‘-Erkennung).



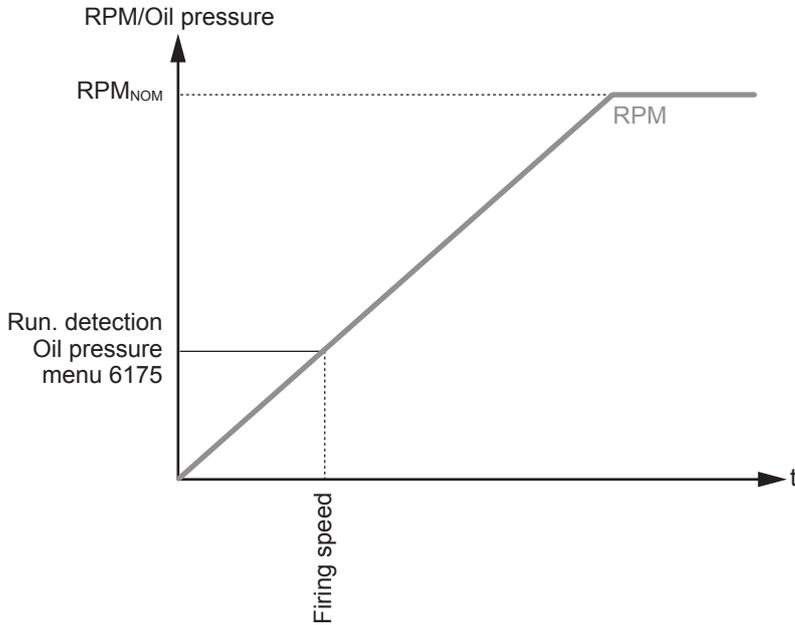
ANMERKUNG Bei MPU-Messung (magn. Pickup) muss die Zähnezahzahl des Schwungrades in Menü 6170 eingestellt werden.

9.1.3 Öldruck

Die Multiingänge der Klemmen 102, 105 und 108 können für die ‚Motor-läuft‘-Erkennung verwendet werden. Die entsprechenden Klemmen müssen als RMI-Eingang für Öldruckmessung konfiguriert werden.

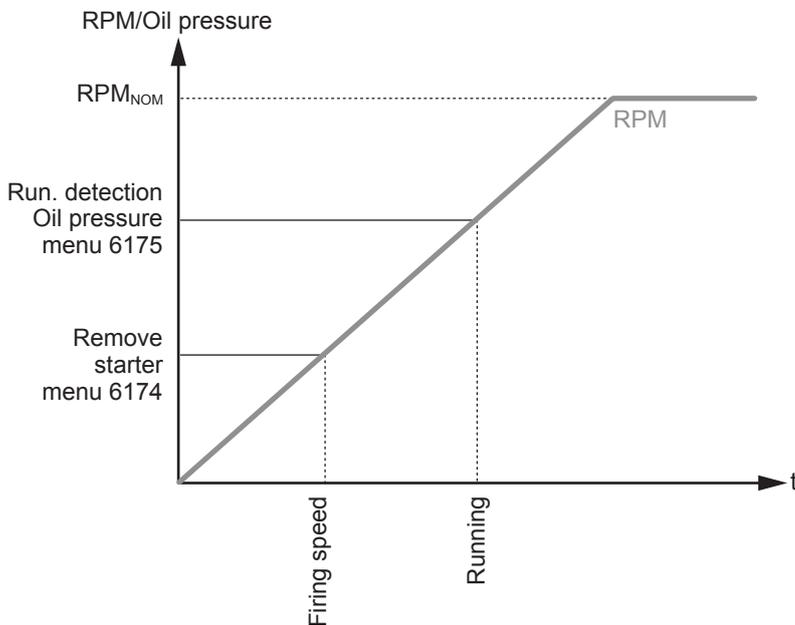
Steigt der Öldruck über den eingestellten Wert (6175 Öldruckstand), wird das ‚Motor-läuft‘-Signal erkannt und die Start-Sequenz ist beendet.

Rückmeldung ‚Motor läuft‘



Eingang ‚Anlasser ausrücken‘

Die nachfolgende Zeichnung zeigt, wie der Sollwert des Eingangs ‚Anlasser ausrücken‘ bei Erreichen der Zünddrehzahl erfasst wird. Die Werkseinstellung ist 400 U/min (6170 ‚Motor-läuft‘-Erkennung).



ANMERKUNG Die Funktion ‚Anlasser ausrücken‘ kann über Impulsnehmer oder einen Digitaleingang genutzt werden.

9.1.4 Doppelstarter

In manchen Notfallinstallationen ist die Antriebsmaschine mit einem zusätzlichen Startmotor ausgerüstet. Abhängig von der Konfiguration kann die Funktion „Doppelstarter“ zwischen den zwei Startern umschalten oder mehrere Versuche mit dem Standardstarter unternehmen, bevor zum *Doppelstarter* gewechselt wird.

Die Funktion wird in den Parametern 6191-6192 eingerichtet und ein Relais zum Anlassen mit dem Alternativstarter wird im *E/A-Setup* gewählt.

MI 102	MI 105	MI 108	Digital input 23 to 27 (STD)	Digital input 43 to 55 (M12)	Digital input 112 to 118 (STD)	Relay output 5 to 17 (STD)	Relay output 57 to 63 (M12)
			Function		Alarm		
Output 5			Output Function	Alarm function	Delay	Password	Parameter
			Double starter	Alarm relay ND	5	Customer	5000
							Modbus address
							319

ANMERKUNG Vergessen Sie nicht, die Einstellungen zu schreiben, wenn Sie die E/A-Konfiguration ändern.

Parameter	Name	Erklärung
6191	Standardversuche	Akzeptierte Gesamtzahl der Startversuche, bevor ein Alarm <i>Startfehler</i> ausgelöst wird
6192	Doppelversuche	Anzahl der Startversuche vor der Umleitung des Startsignals

Die Funktion „Doppelstarter“ wird durch die Wahl eines Werts größer als Null in Kanal 6192 aktiviert. Dieser Wert bestimmt die Anzahl der Versuche auf jedem Starter vor dem Wechsel zum nächsten. Der *Standardstarter* hat erste Priorität. Wenn die in Kanal 6191 definierte Höchstanzahl an erlaubten Versuchen erreicht wird, enden die Startversuche und der Alarm *Startfehler* erscheint.

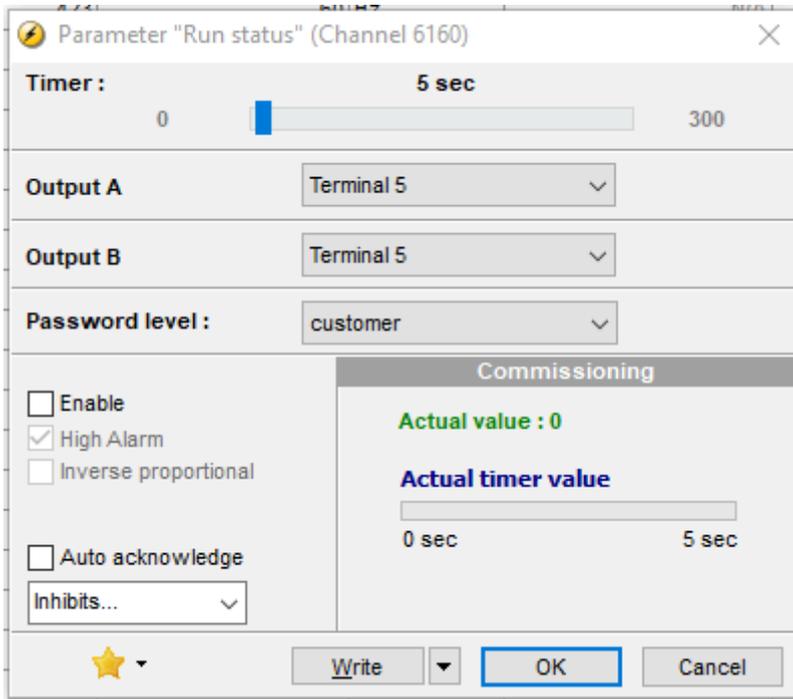
- Ein Wert von 1 in Kanal 6192 resultiert in einer Umschaltfunktion mit 1 Versuch auf jedem Starter vor dem Umschalten.
- Ein Wert von 2 in Kanal 6192 resultiert in einer Umschaltfunktion mit 2 Versuchen auf jedem Starter vor dem Umschalten.

Beispiele

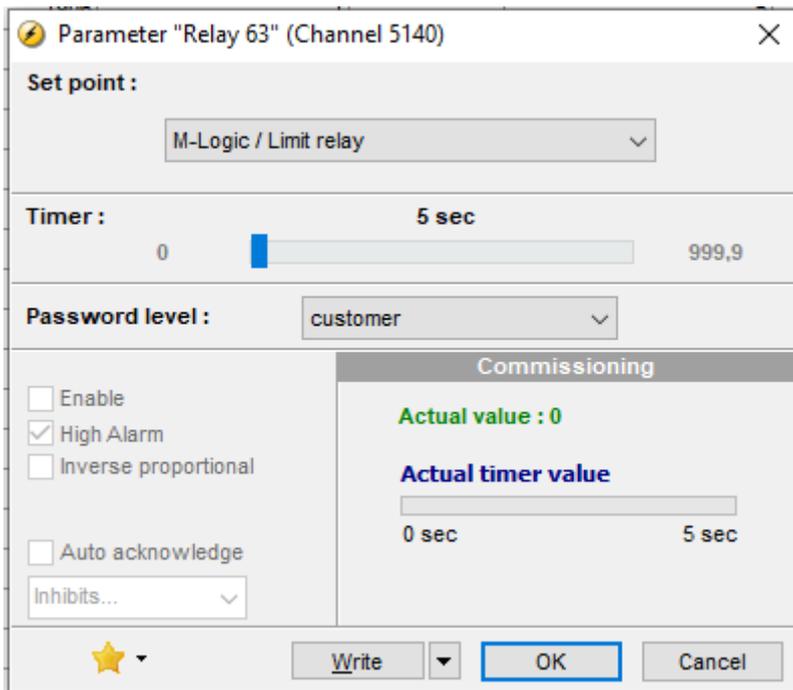
6191 Standardversuche	6192 Doppelversuche	1. Versuch	2. Versuch	3. Versuch	4. Versuch	5. Versuch
3	1	Standard	Doppelt	Standard	Alarm	-
5	1	Standard	Doppelt	Standard	Doppelt	Standard
5	2	Standard	Standard	Doppelt	Doppelt	Standard
4	5	Standard	Standard	Standard	Standard	Alarm

9.2 Ausgang ‚Motor läuft‘

Der Status „Motor läuft“ (Menü 6160) kann so eingestellt werden, dass ein digitales Ausgangssignal ausgegeben wird, sobald das Aggregat läuft.



Stellen Sie die Relaisnummer in Ausgang A und Ausgang B ein, um diese Funktion zu aktivieren. Stellen Sie die Relaisfunktion im E/A-Menü auf Limit. Das Relais wird aktiviert, ohne dass ein Alarm ausgelöst wird. Beachten Sie, dass sowohl Ausgang A als auch Ausgang B ein Relais zugeordnet werden muss, um einen Alarm zu vermeiden.



ANMERKUNG Wenn die Relaisfunktion nicht auf *M-Logic / Limit* gestellt wird, wird bei jedem Start ein Alarm ausgelöst.

9.3 Leerlauf

Diese Funktion ändert die Start- und Stopsequenzen, um einen Aggregatebetrieb unter arktischen Bedingungen zu ermöglichen.

Sie ist mit und ohne Timer möglich. Es stehen zwei Timer zur Verfügung. Es gibt einen Timer für die Startsequenz und einen für die Stopsequenz.

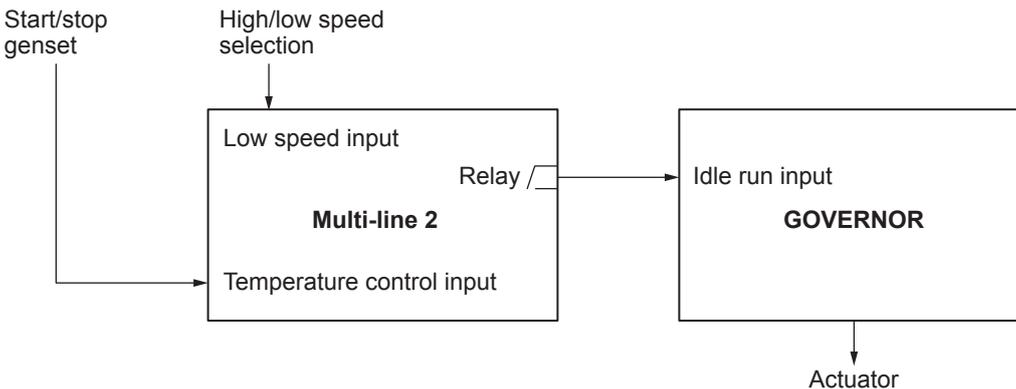
Die Hauptfunktion ist hier, das Aggregat vom Stoppen abzuhalten. Die Timer machen die Funktion flexibler.

ANMERKUNG Der Antriebsmotor muss für diese Funktion vorbereitet sein.

Die Leerlauffunktion wird typischerweise in Applikationen verwendet, in denen das Aggregat so tiefen Temperaturen ausgesetzt ist, dass Startschwierigkeiten oder Beschädigung zu erwarten sind.

9.3.1 Beschreibung

Die Funktion wird in Parameter 6290 *Leerlaufeingestellt* und aktiviert. Der Drehzahlregler muss den Motor so regeln, dass er auf der Grundlage eines digitalen Signals von der Steuerung mit der Leerlaufdrehzahl läuft (siehe das Prinzipschaltbild unten).



ANMERKUNG Um den Relaisausgang zu invertieren, müssen Sie ein Umschaltrelais verwenden. Schließen Sie die Verdrahtung an die gemeinsamen und normalerweise geschlossenen Klemmen an.

Es werden zwei Digitaleingänge zur Steuerung verwendet:

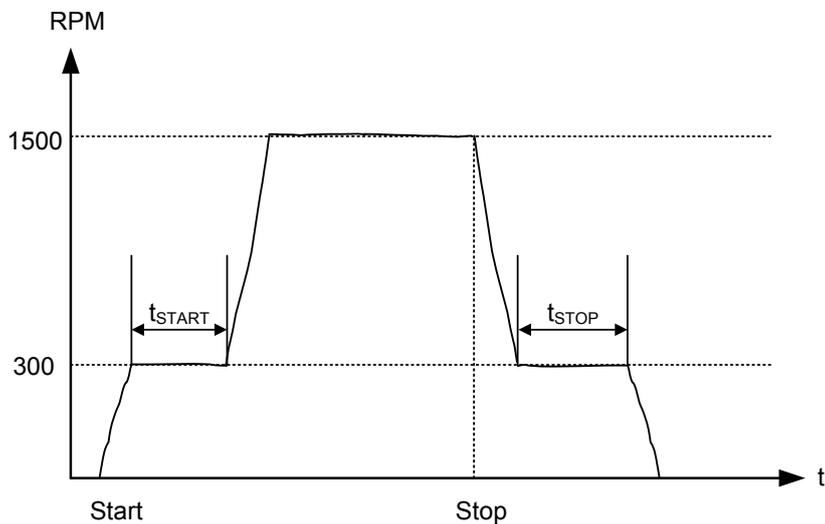
Nr.	Eingang	Beschreibung
1	Low speed input	Über diesen Eingang wird das Umschalten zwischen Leerlauf- und Nenndrehzahl vorgenommen. Dieser Eingang verhindert nicht die Abstellung des Aggregates. Es wird nur die Drehzahl umgeschaltet. Wird der Leerlauf über einen Timer gewählt, dann wird der Eingang für niedrige Drehzahl ignoriert.
2	Temperature control input	Das Aggregat wird bei aktivem Eingang gestartet. Solange der Eingang aktiv ist, kann das Aggregat nicht gestoppt werden.

ANMERKUNG Turbolader, die für diese Betriebsart nicht geeignet sind, könnten Schaden nehmen, wenn sich das Aggregat zu lange im Leerlauf befindet.

9.3.2 Beispiele

Leerlaufdrehzahl während dem Starten/Stoppen

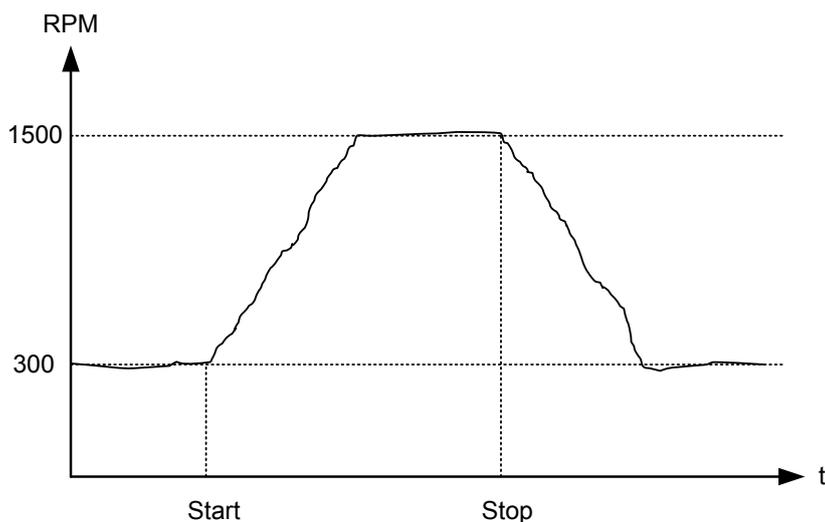
In diesem Beispiel sind beide Timer aktiviert. Die Start- und Stoppssequenzen sind modifiziert, um die Leerlaufdrehzahl zu realisieren. Vor dem Hochlaufen auf Nenndrehzahl befindet sich das Aggregat in Leerlaufdrehzahl. Nach dem Absetzen des Stoppbefehls geht das Aggregat von Nenndrehzahl auf Leerlaufdrehzahl, bevor es ganz abgestellt wird.



Leerlaufdrehzahl mit einem auf niedrige Drehzahl konfigurierten Digitaleingang

In diesem Beispiel müssen beide Timer deaktiviert sein. Die Leerlaufdrehzahl mit aktivierter niedriger Drehzahl wird im Leerlauf verwendet, bis der Eingang für die niedrige Drehzahl deaktiviert wird. Anschließend regelt das Aggregat auf die Nennwerte.

Um das Aggregat am Abstellen zu hindern, muss der Digitaleingang ‚temp. control‘ eingeschaltet bleiben. In diesem Fall sieht die Charakteristik wie folgt aus.



ANMERKUNG Der Öldruckalarm (RMI Öl) ist mit Einstellung „EINyn“ (ON) im Leerlaufbetrieb aktiviert.

9.3.3 Konfiguration von Digitaleingängen

Die Konfiguration des Digitaleingangs erfolgt unter *E/A-Setup* in der USW.

MI 102	MI 105	MI 108	Digital input 23 to 27 (STD)	Digital input 43 to 55 (M12)	Digital input 112 to 118 (STD)	Rela
--------	--------	--------	------------------------------	------------------------------	--------------------------------	------

Digital input 112
Parameter: 3430. Modbus address: 230

Function	<input type="text" value="Low speed"/>	Alarm	<input type="text" value="Disable"/>
		Alarm when input is	<input type="text" value="High"/>
		Delay	<input type="text" value="10"/>
		Fail class	<input type="text" value="Warning"/>
		Output A	<input type="text" value="Not used"/>
		Output B	<input type="text" value="Not used"/>
		Auto acknowledge	<input type="text" value="OFF"/>
		Inhibits	<input type="text" value="Inhibits..."/>

9.3.4 Temperaturabhängiger Leerlaufstart

Dieses Beispiel zeigt die Einstellungen für einen Anlauf bei Leerlaufdrehzahl, wenn sich die Kühlmitteltemperatur unter einem bestimmten Wert befindet. Überschreitet die Temperatur den eingegebenen Wert, läuft das Aggregat bei Nenndrehzahl.

Beispiel

Die Funktion wird über den Deltaeingang 1 (Menüs 4601, 4602 und 4610) und eine M-Logic-Zeile umgesetzt. Wenn die Kühlmitteltemperatur nach dem Startvorgang unter 110 Grad liegt, wird die Steuerung im Leerlauf betrieben. Sobald die Temperatur 110 Grad erreicht, fährt die Steuerung automatisch auf die volle Geschwindigkeit hoch. Siehe Einstellungen unten.

Parameter "Delta ana1 1" (Channel 4610)

Set point : 110

Timer : 0 sec

Fail class : Warning

Output A : Limits

Output B : Limits

Password level : customer

Enable
 High Alarm
 Inverse proportional
 Auto acknowledge
 Inhibits...

Commissioning

Actual value : 0

Actual timer value

0 sec 0 sec

Write OK Cancel



Um diese Funktion zu verwenden, muss das Menü „6295 Leerlauf aktiv“ eingeschaltet und der Relaisausgang konfiguriert werden. Andernfalls funktioniert der Leerlauf nicht.

9.3.5 Unterdrückung

Alarmer, die durch die Unterdrückungsfunktion deaktiviert sind, bleiben deaktiviert. Eine Ausnahme bilden die Öldruckalarmer RMI ÖI 102, 105 und 108. Diese sind auch im Leerlauf aktiv.

9.3.6 Motor-läuft-Signal

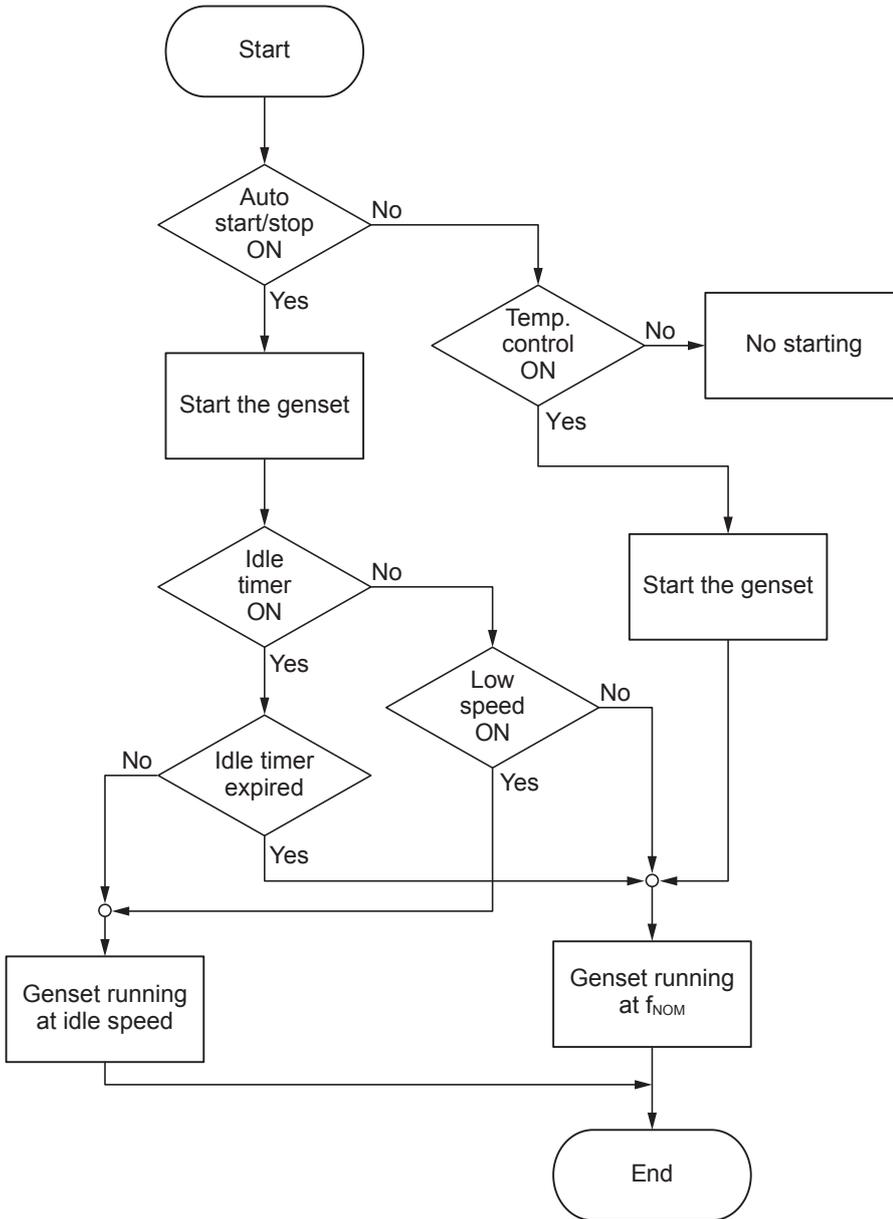
Das ‚Motor-läuft‘-Signal muss aktiviert werden, wenn sich das Aggregat im Leerlauf befindet.

ANMERKUNG Der Wert für die „Motor-läuft-Erkennung“ (Parameter 6173) muss unter der Leerlaufdrehzahl liegen. Siehe auch „Anlaufübersicht mit Leerlauf“.

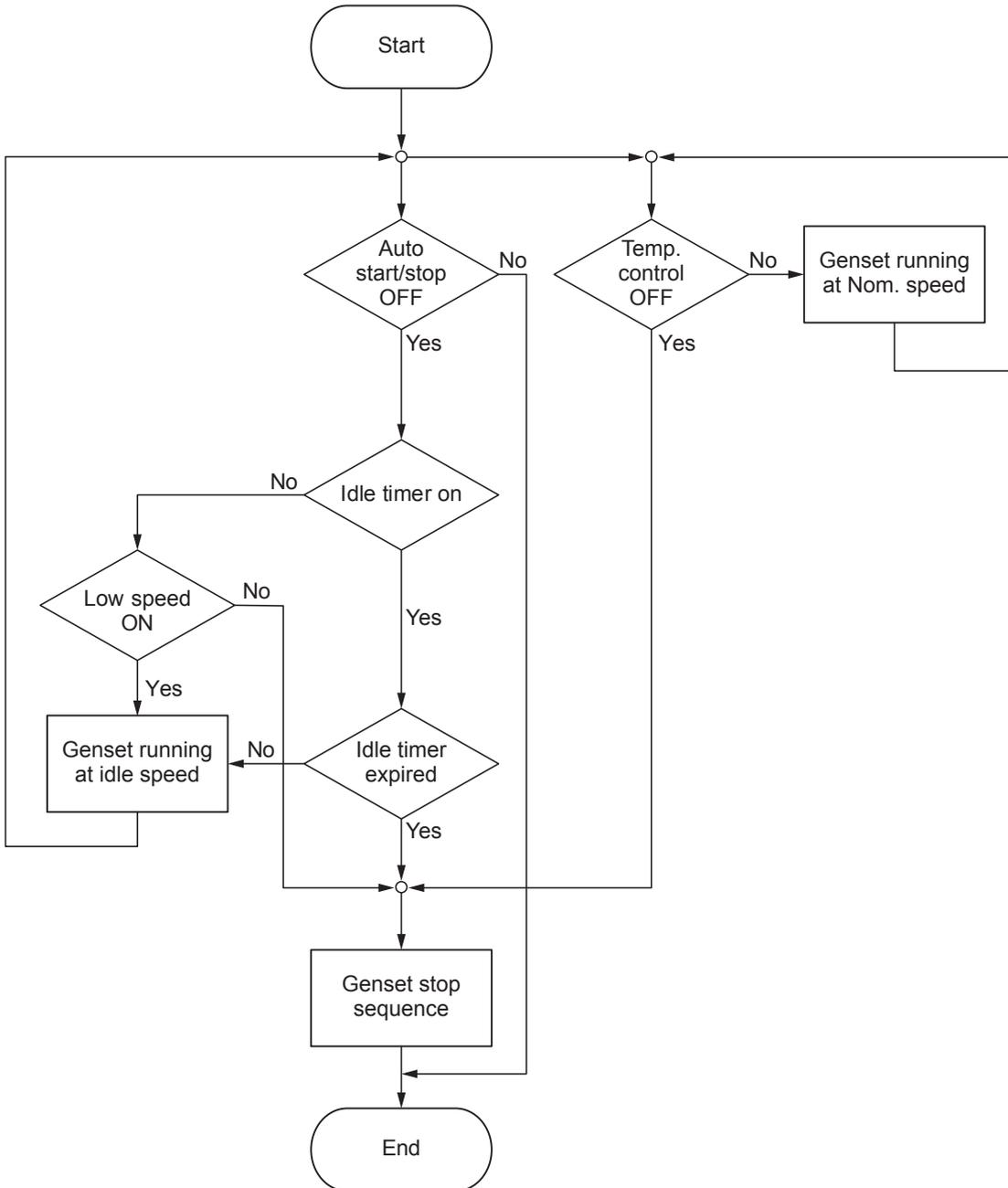
9.3.7 Flußdiagramme Leerlaufdrehzahl

Die Diagramme veranschaulichen das Starten und Stoppen der Aggregate unter Verwendung der Eingänge ‚temp. control‘ und ‚low speed‘.

Start



Stopp



9.4 Analoge Lastverteilung

Wenn die Hardware-Option M12 installiert ist, kann die Steuerung analoge Lastverteilungsleitungen verwenden, um die Last gleichmäßig zu verteilen (in Prozent der Nennleistung). Die analoge Lastverteilung kann sowohl für die Wirk- als auch für die Blindlast verwendet werden.

ANSI-Nummer

Funktion	ANSI-Nr.
Analoge Lastverteilung zwischen den Aggregaten	90

Wann ist die analoge Lastverteilung aktiv?

Die analoge Lastverteilung ist automatisch unter folgender Voraussetzung aktiv:

- Der Netzschalter ist offen und der Aggregatschalter ist geschlossen. Das heißt, das angeschlossene Aggregat ist nicht parallel zum Netz (Inselbetrieb).
 - Sie können M-Logic verwenden, um die analoge Lastverteilung zu deaktivieren.

Die analoge Lastverteilung ist automatisch unter folgender Voraussetzung nicht aktiv:

- Der Aggregatschalter ist geöffnet.

Die analoge Lastverteilung wird automatisch ignoriert, wenn das Power Management der Aggregatsteuerung einen Leistungs-Sollwert vorgibt:

- Sie können M-Logic verwenden, um die Steuerung zu zwingen, eine analoge Lastverteilung zu verwenden. Dies ermöglicht eine analoge Lastverteilung mit extern gesteuerten Aggregaten. Weitere Informationen finden Sie unter [Lastverteilungstyp](#).
- Sie können M-Logic auch verwenden, um eine analoge Lastverteilung zu aktivieren, wenn die CAN-Bus-Kommunikation des Power Managements ausfällt.

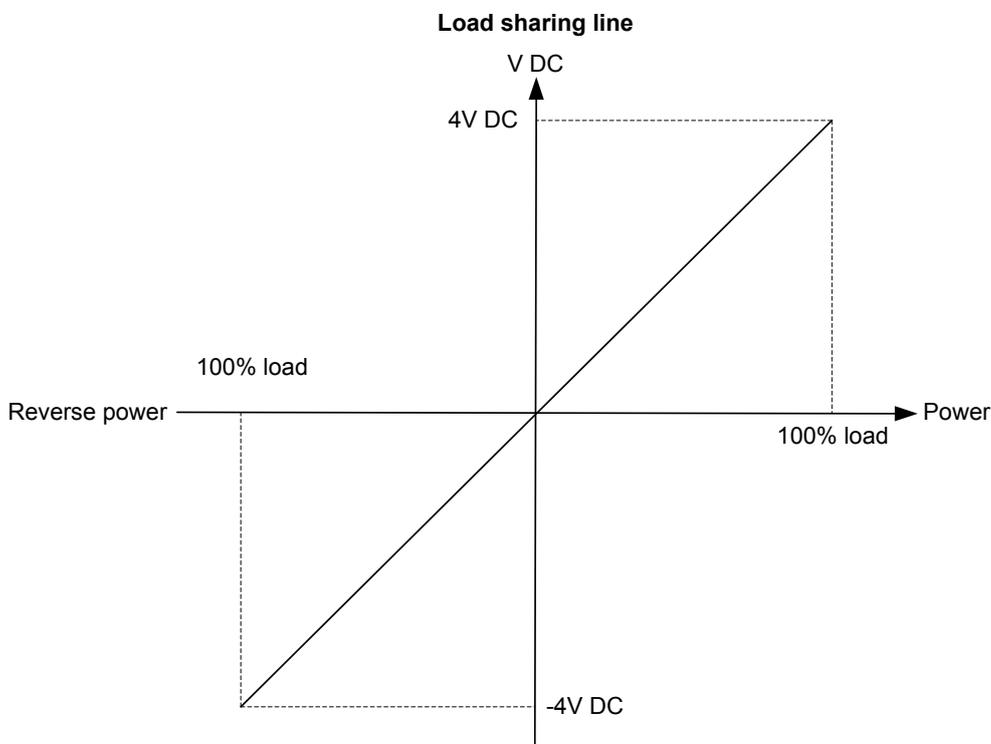


Zusätzliche Informationen

Siehe **Aggregatfunktionen, Lastverteilung** in **Option G5 Power Management** für weitere Informationen.

Funktionsweise

Ein Spannungssignal, das der vom Aggregat erzeugten Last entspricht, wird an die Lastverteilungsleitung gesendet. Wenn die Generatorlast 0 % beträgt, wird 0 V DC geliefert. Wenn die Last 100 % beträgt, beträgt die Spannung 4 V DC, wie unten dargestellt. Die aktive Lastverteilung wird angezeigt. Die Blindlastverteilung ist ähnlich.



9.4.1 Analoge Lastverteilungsklemmen

Klemmen	Funktion	Technische Daten	Beschreibung
37	-5/+5 V DC	Analoge E/A	Aktive Lastverteilung
38	Gemeinsam	Gemeinsamer	Gemeinsamer
39	-5/+5 V DC	Analoge E/A	Blindlastverteilungsleitung

9.4.2 Funktionsprinzip

Die Steuerung liefert eine Spannung auf der Lastverteilungsleitung, die proportional zur tatsächlichen Last des Aggregats ist. Diese Spannung kommt von einem eingebauten Leistungsmessumformer. Gleichzeitig wird die tatsächliche Spannung auf der Lastverteilungsleitung gemessen.

Ist die gemessene Spannung höher als die Spannung des eingebauten Leistungsmessumformers, erhöht die Steuerung ihre Last, um die Spannung auf der Lastverteilungsleitung anzupassen.

Ist die gemessene Spannung niedriger als die Spannung des eingebauten Leistungsmessumformers, verringert die Steuerung ihre Last, um die Spannung auf der Lastverteilungsleitung anzupassen.

Die Spannung auf der Lastverteilungsleitung unterscheidet sich nur dann von der Spannung des eingebauten Leistungsmessumformers, wenn zwei oder mehr Steuerungen an die Lastverteilungsleitung angeschlossen sind.

Wenn die Hardware installiert ist, ist die analoge Lastverteilungsleitung aktiv. Das heißt, sie ist sowohl aktiv, wenn ein Generator in einer einzelnen Anwendung läuft, als auch, wenn mehrere Generatoren die Last miteinander teilen. Falls ein Generator allein läuft, wird empfohlen, die Lastverteilungsleitung zu deaktivieren, um den Frequenzregler aktiv zu halten.

ANMERKUNG Um die Lastverteilungsleitung zu deaktivieren, verwenden Sie M-Logic *Ausgang*, *Unterdrückungsfunktionen*, *Analoge Lastverteilung unterdrücken*.

Um die Handhabung mehrerer Generatoren in derselben Anwendung zu verbessern, arbeitet die analoge Lastverteilung als Backup-System für das Power Management-Option G5. Das bedeutet, dass, wenn sowohl analoge Lastverteilung als auch Power Management in der gleichen Steuerung verfügbar sind, die Lastverteilung vorrangig über die CAN-Bus-Kommunikation erfolgt. Wenn ein CAN-Bus-Fehler auftritt, wird die Lastverteilung auf der analogen Lastverteilungsleitung fortgesetzt. Die Generatoren bleiben stabil, auch wenn das Power Management verloren geht.

Beispiel 1: Lastanpassung

Zwei Generatoren laufen parallel. Die Lasten der Generatoren sind:

Generator	Ist-Last	Spannung auf der Lastverteilungsleitung
Generator 1	100 %	4 V DC
Generator 2	0 %	0 V DC

Der Spannungspegel auf der Lastverteilungsleitung kann folgendermaßen berechnet werden:

$$U_{LS}: (4 + 0) / 2 = 2,0 \text{ V DC}$$

Nun wird Generator 1 die Last verringern, um die Spannung auf der Lastverteilungsleitung anzupassen (in diesem Beispiel 2,0 V DC). Generator 2 erhöht die Last, um 2,0 V DC zu erreichen.

Die neue Lastverteilungssituation sieht dann folgendermaßen aus:

Generator	Ist-Last	Spannung auf der Lastverteilungsleitung
Generator 1	50 %	2,0 V DC
Generator 2	50 %	2,0 V DC

Beispiel 2: Unterschiedliche Generatorgröße

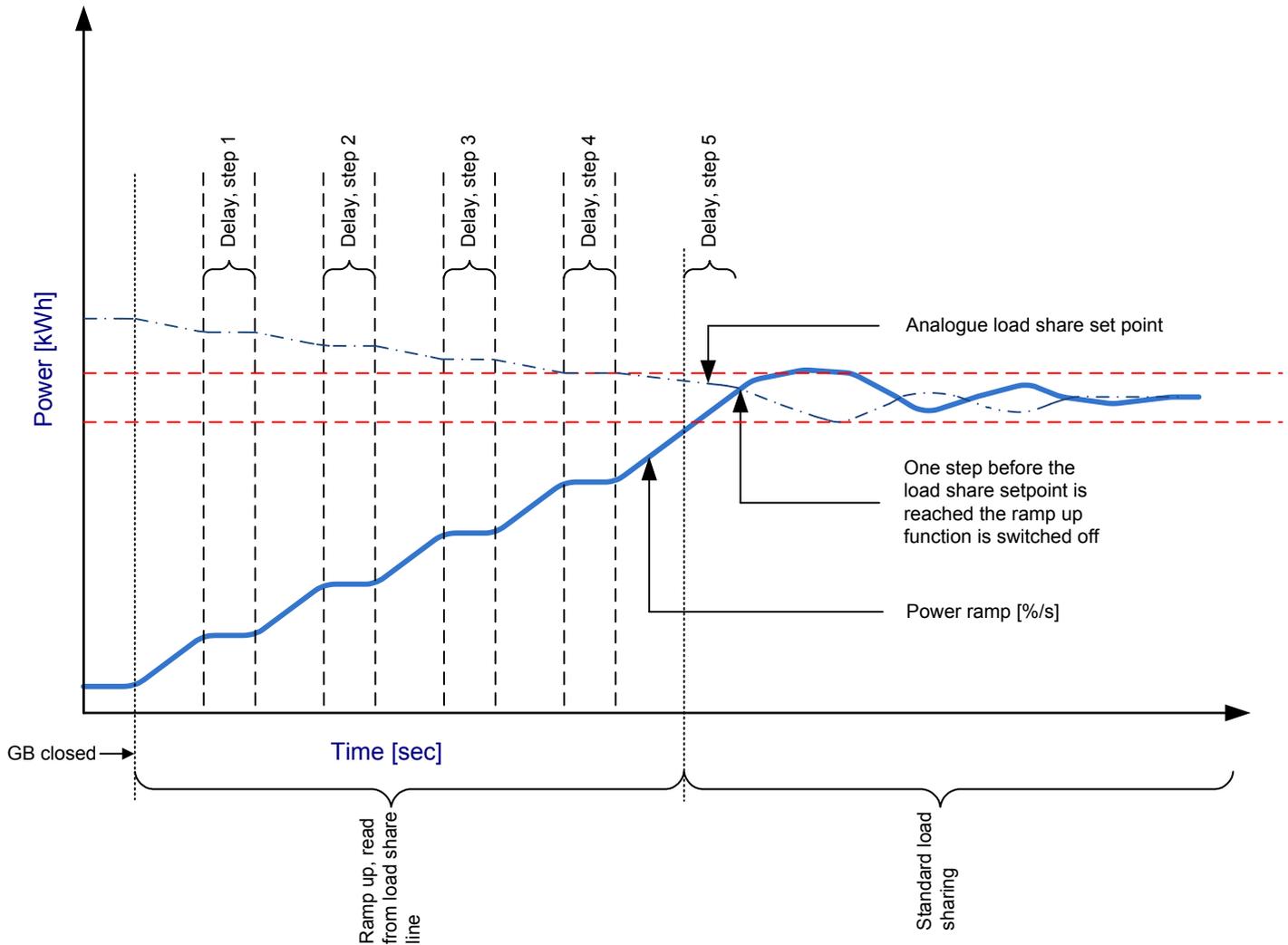
Wenn die Generatorgröße unterschiedlich ist, erfolgt die Lastverteilung immer noch auf Basis eines Prozentsatzes der Nennleistung.

Zwei Generatoren versorgen die Sammelschiene. Die Gesamtlast beträgt 550 kW.

Generator	Nennleistung	Tatsächliche Last	Spannung auf der Lastverteilungsleitung
Generator 1	1000 kW	500 kW	2,0 V DC
Generator 2	100 kW	50 kW	2,0 V DC

Beide Generatoren liefern 50 % ihrer Nennleistung.

9.4.3 „Rampe aufwärts“ im Inselbetrieb mit Laststufen



Die Aggregatsteuerung verfügt über eine Funktion zum Hochfahren der Lastrampe. Wenn aktiviert, steuert diese auch das Hochfahren der Lastrampe bei analoger Lastverteilung.

Ist Menü 2614 aktiviert, steigt der Leistungssollwert weiterhin stufenweise (wie festgelegt in Menü 2615) in Richtung des Sollwertes für die Lastverteilung. Die Verzögerungszeit zwischen den Stufen wird in Menü 2613 festgelegt. Das Hochfahren wird fortgesetzt, bis der Lastverteilungssollwert erreicht ist. Der Regler wird dann in den Standard-Lastverteilungsmodus geschaltet.

Ist der Verzögerungspunkt auf 20 % und die Anzahl der Stufen auf 3 gesetzt, fährt das Aggregat auf 20 % hoch, wartet die eingestellte Zeit, fährt auf 40 % hoch, wartet, fährt auf 60 % hoch, wartet und fährt dann auf den Sollwert hoch. Wenn der Sollwert 50 % beträgt, stoppt die Rampe bei 50 %.

9.4.4 Leistungsrampe einfrieren

Sie können einen Befehl in M-Logic (*Ausgang, Befehl, Rampe einfrieren*), um die Rampe einzufrieren.

Rampe einfrieren aktiv:

- Die Leistungsrampe kann an jedem beliebigen Punkt gestoppt werden. Der Sollwert wird so lange beibehalten, wie das Einfrieren aktiv ist.
- Wenn das Einfrieren während des Hoch- bzw. Herunterfahrens von einem Verzögerungspunkt zum anderen aktiviert wird, ist die Rampe fest, bis das Einfrieren wieder deaktiviert wird.
- Wenn das Einfrieren aktiviert wird, während der Verzögerungstimer abläuft, wird der Timer angehalten und läuft nicht weiter, bis das Einfrieren deaktiviert wird.

9.4.5 Lastverteilungstyp

Die Steuerung kann so konfiguriert werden, dass sie mit verschiedenen Lastteilungsmodulen und verschiedenen Bereichen für das Lastteilungssignal arbeitet. Dies wird durch die Parameter in 6380 (Signalpegel) und 6390 (Lastverteilungstyp) gesteuert. Der Signalpegel wird zur Einstellung der maximalen Ausgabe der Lastverteilungsleitungen verwendet. Der Standardbereich ist 0 bis 4 V DC, und daher ist 4 V DC die Spannung, die bei 100 % Last an die Lastverteilungsleitung angelegt wird. Wenn die AGC an ein anderes Gerät angeschlossen ist, bei dem der Lastverteilungsbereich anders ist, kann der Bereich in 6380 geändert werden.

Um den maximalen Bereich einstellen zu können, setzen Sie 6391 auf *Einstellbar*. Die AGC kann zwischen 1,0 und 5,0 V DC bei 100 % Last liefern. Die Lastverteilung an DEIF Uni-line LSU (Lastverteilungseinheit) und Multi-line 2 Version 1 und Version 2 kann einen Bereich von 0 bis 5 V DC erfordern. Wenn die Lastverteilung ungleich ist, überprüfen Sie die Konfiguration.

Der Parameter 6391 kann folgende Eigenschaften haben:

- Einstellbar
- Selco T4800
- Cummins PCC
- Woodward SPM-D11

Die Parameter in 6380 werden nur verwendet, wenn in 6391 *Einstellbar* gewählt wurde. Bei anderen Auswahlen modifiziert die AGC den Signalpegel der Lastverteilungsleitungen, um ihn an die ausgewählte Steuerung/Lastverteilungseinheit anzupassen.

9.4.6 Lastverteilungsmodule

Für den Anschluss an nicht spezifizierte Lastverteilungsmodule kann es erforderlich sein, eine galvanische Trennung der Lastverteilungsleitungen vorzusehen. Für eine einwandfreie Funktion sollte die Eingangsimpedanz solcher Trennverstärker hochohmig sein.

9.4.7 Selco T4800 Lastverteiler

T4800 ist nur für die gemeinsame Nutzung von kW und nicht für die gemeinsame Nutzung von kvar ausgelegt.

Der Signalpegel beträgt +/-1 V DC, so dass sich die AGC automatisch an diesen Pegel anpasst. Die Anschlüsse von T4800 sind 12 (com) und 13 (+).

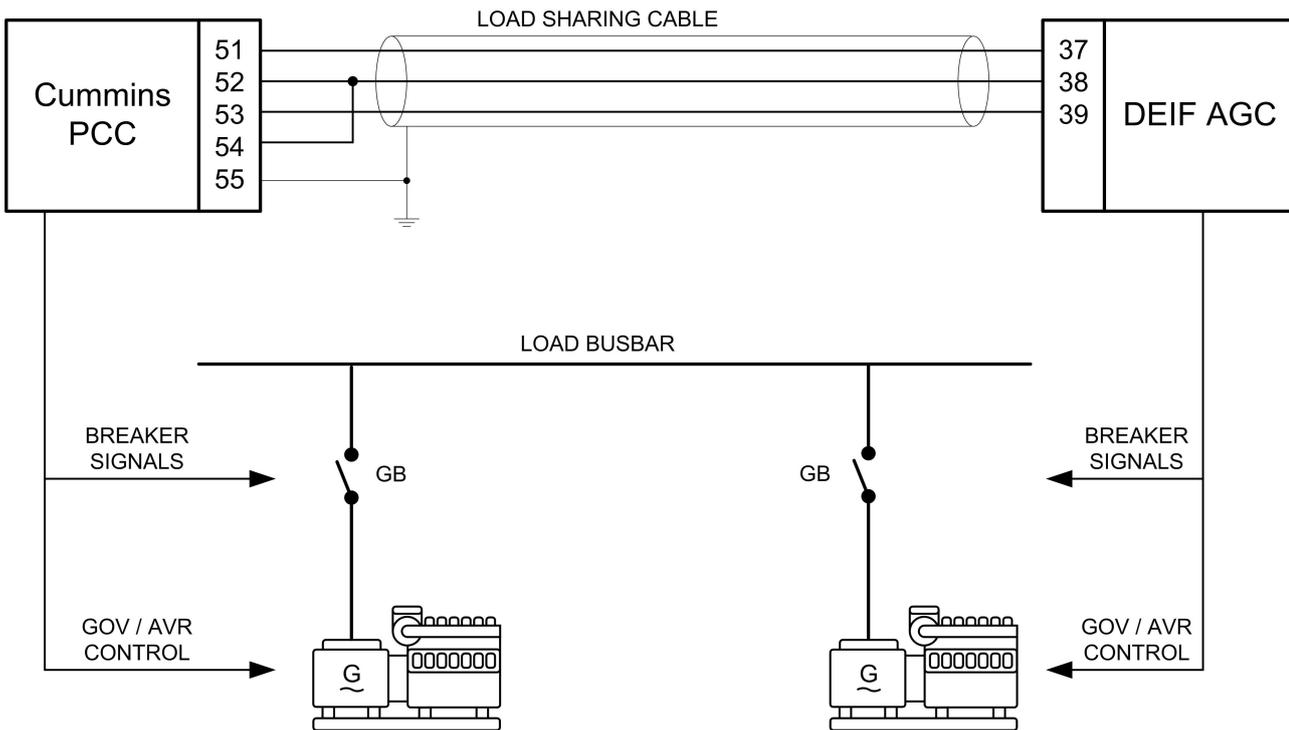
Bei T4800 wird die Frequenzdifferenz der gemessenen Frequenz gegenüber der Generatorkennfrequenz berücksichtigt, um eine ungleiche Lastverteilung zu vermeiden. Dies ist nicht benutzerkonfigurierbar.

9.4.8 Cummins PCC

Der Signalpegel beträgt 0,3 bis 2,1 V DC, so dass sich die AGC automatisch an diesen Pegel anpasst. Die Klemmen (KS3) des Cummins PCC (z. B. PCC3100 und PCC3201) befinden sich auf Stecker 8. Die Klemmen sind 51 (kW), 53 (kvar), 52 und 54 (gemeinsam). Klemme 55 ist eine spezielle Klemme für die Abschirmung des Lastverteilungskabels.

Cummins PCC-Anwendungen

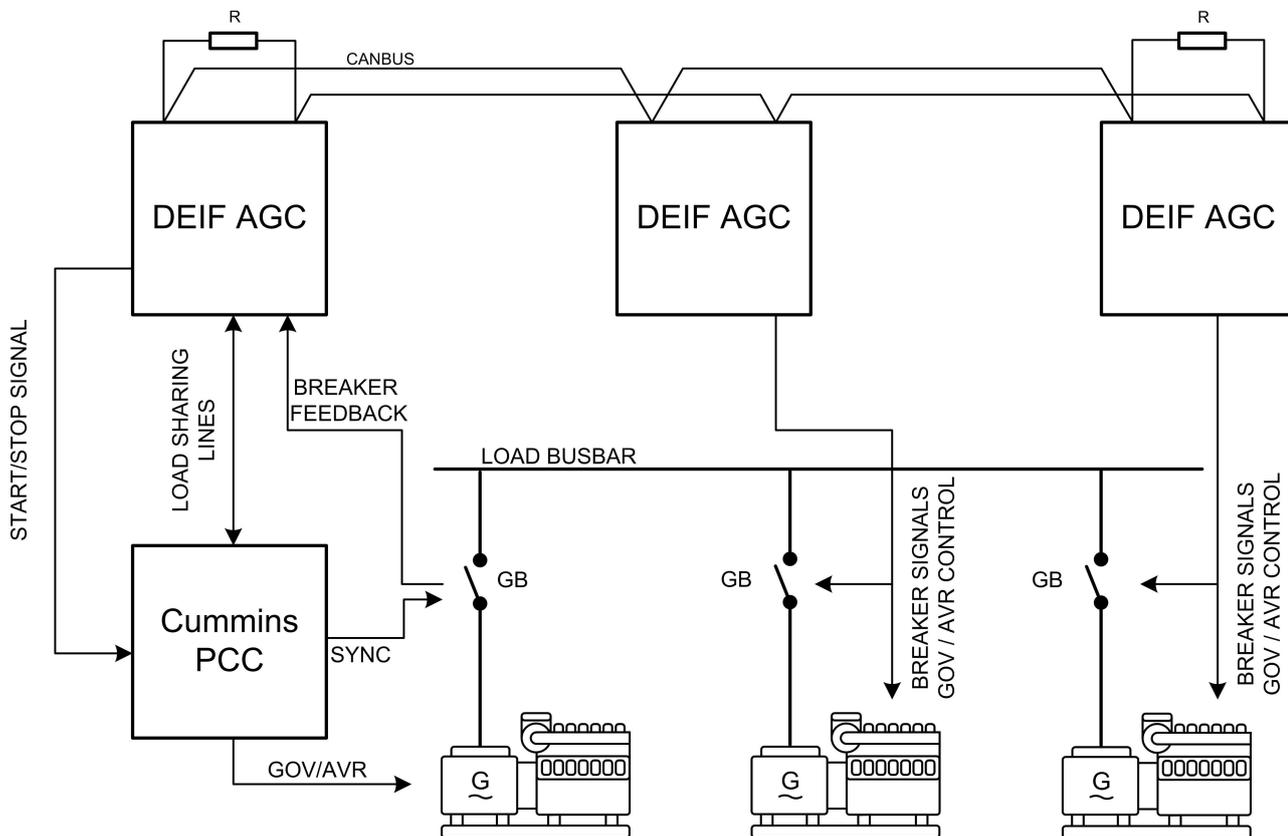
Abbildung 9.1 PCC-Schnittstelle zur AGC



PCC im Power Management-System von DEIF

Wenn die AGC Teil eines Power Management-Systems ist, erhält sie normalerweise Lastverteilungsinformationen vom Power Management-System über den CAN-Bus. Sie können eine AGC dazu zwingen, die analogen Lastverteilungsleitungen zu verwenden: Aktivieren Sie *Ausgang, Befehl Power Management, Analoge Lastverteilung anstelle von CAN* in M-Logic. Dadurch kann der Cummins PCC die Last mit den AGCs teilen.

Dies ist nützlich, wenn die AGC an allen Aggregaten angebracht ist und nur Start- und Stopfbefehle an den PCC sendet. Das bedeutet, dass die ILSI-Einheit von Cummins nicht erforderlich ist.



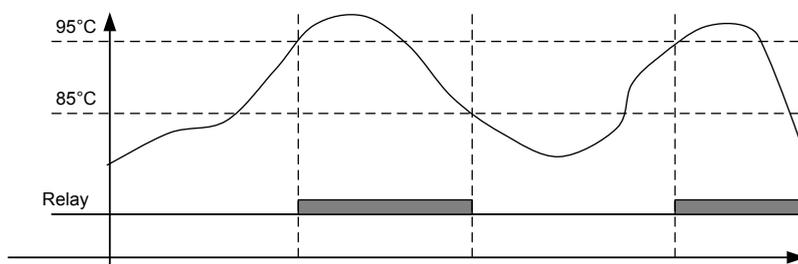
9.5 Lüftung

Diese Funktion kann die Motorkühlung regeln. Über einen Multi Eingang wird die Kühlmitteltemperatur gemessen und ein externes Lüftungssystem eingeschaltet, um die Kühlmitteltemperatur unter dem eingestellten Grenzwert zu halten. Die Funktion wird in folgendem Diagramm gezeigt.

Verfügbare Sollwerte (6460 Max. Lüftung):

- **Sollwert:** Limit für die Aktivierung des Relais in Ausgang A.
- **Ausgang A:** Das Relais wird aktiviert, wenn der Sollwert überschritten wird.
- **Hysterese:** Die Anzahl an Grad Celsius, die die Temperatur unter dem Sollwert liegen muss, um das unter Ausgang A eingestellte Relais zu deaktivieren.
- **Enable:** Ein-/Ausschalten der Lüftungsfunktion

ANMERKUNG Der Eingangstyp zur Temperaturmessung wird in Parameter 6323 *Motorheizung* eingestellt.



9.5.1 Alarm max. Lüftung

In Menü 6470 und Menü 6480 können zwei Alarme eingestellt werden, die aktiviert werden, wenn die Temperatur nach Erreichen des Start Sollwertes weiter ansteigt.

9.6 Lüfter-Logik

Die AGC kann vier verschiedene Lüfter steuern. Dabei kann es sich beispielsweise um die Lüfter für die Luftversorgung eines Aggregates in einem geschlossenen Gehäuse handeln oder um die Kühlungslüfter für die Luftkühler.

Die Lüftersteuerung der AGC bietet zwei Funktionen:

1. Die Neuordnung der Prioritäten ist abhängig von den Betriebsstunden der Lüfter.
2. Temperaturabhängiger Start und Stopp.

Eine Prioritätsroutine gewährleistet, dass die Betriebsstunden der verfügbaren Lüfter untereinander abgeglichen werden und dass die Priorität zwischen den Lüftern wechselt.

Funktion hinter dem temperaturabhängigen Start/Stopp: Die AGC misst eine Temperatur, z. B. die Kühlwassertemperatur, und schaltet anhand dieser Temperatur Relais ein bzw. aus, die zur Aktivierung des/der Lüfter(s) selbst verwendet werden müssen.

ANMERKUNG Die Lüftersteuerfunktion ist so lange aktiv, wie eine Betriebsrückmeldung erkannt wird.

9.6.1 Lüfterparameter

Jeder Lüfter verfügt über eine Gruppe von Parametern, welche deren Betriebschema definiert. Es wird empfohlen, für die Konfiguration die PC Utility SW zu verwenden, da in diesem Fall alle Parameter eingesehen werden können. Die Konfiguration der Lüftersteuerung erfolgt in den Menüs 6561-6620 sowie durch Verwendung der M-Logic in der PC Utility SW.

Parameterliste

DEIF utility software - Connected to "AGC-4 Mk II Genset" (version 6.00.0 rev. 1353)

File Connection Parameters Help

View mode: Tree List

All groups Protection Synchronisation Regulation Digital In Analogue In Outputs General Mains Communication Powe

Drag a column header here to group by that column

Category	Channel	Text	Address	Value	Unit
General	6561	Fan input	1466	0	
General	6562	Fan prio update	1471	0	Hours
General	6563	1st prio fan	1467	70	deg
General	6564	1st pr. fan hys	1469	10	deg
General	6565	2nd prio fan	1468	80	deg
General	6566	2nd pr. fan hys	1470	10	deg
General	6571	3rd prio fan	1536	90	deg
General	6572	3rd pr. fan hys	1538	10	deg
General	6573	4th prio fan	1537	100	deg
General	6574	4th pr. fan hys	1539	10	deg
General	6581	Fan A output	1472	N/A	
General	6582	Fan B output	1473	N/A	
General	6583	Fan C output	1540	N/A	
General	6584	Fan D output	1541	N/A	
General	6585	Fan Run.H reset	1535	0	
General	6586	Fan start delay	1544	N/A	
General	6590	Fan A failure	1474	N/A	
General	6600	Fan B failure	1475	N/A	
General	6610	Fan C failure	1542	N/A	
General	6620	Fan D failure	1543	N/A	

Application supervision

Alarms

Trending

Advanced Protection

Parameters

I/O status

9.6.2 Eingang für Lüftersteuerung

Die Lüftersteuerung benötigt einen Temperatureingang, um die Lüfter anhand einer Temperaturmessung starten und stoppen zu können.

Fan Temperatur-Eingang wird in Parameter 6561 eingestellt, und dieser Eingang kann zwischen diesen Eingängen gewählt werden:

- Es stehen drei Multieingänge an Steckplatz 7 zur Verfügung
- MK-Messung (Motorkommunikation)
- Externe Analogeingänge 1-8 (H12.X)
- Analogeingänge (M15.X)
- Multieingänge (M16.X)

Die Multieingänge können beispielsweise für einen Pt100-Sensor konfiguriert werden, der die Motor- oder die Umgebungstemperatur misst. Bei ausgewählter Motorkommunikation wird dies als höchste gemessene Temperatur von entweder Kühlmittel- oder Öltemperatur definiert.

Anhand der Messung am ausgewählten Eingang werden der bzw. die Lüfter gestartet und gestoppt.

9.6.3 Lüfter Start/Stop

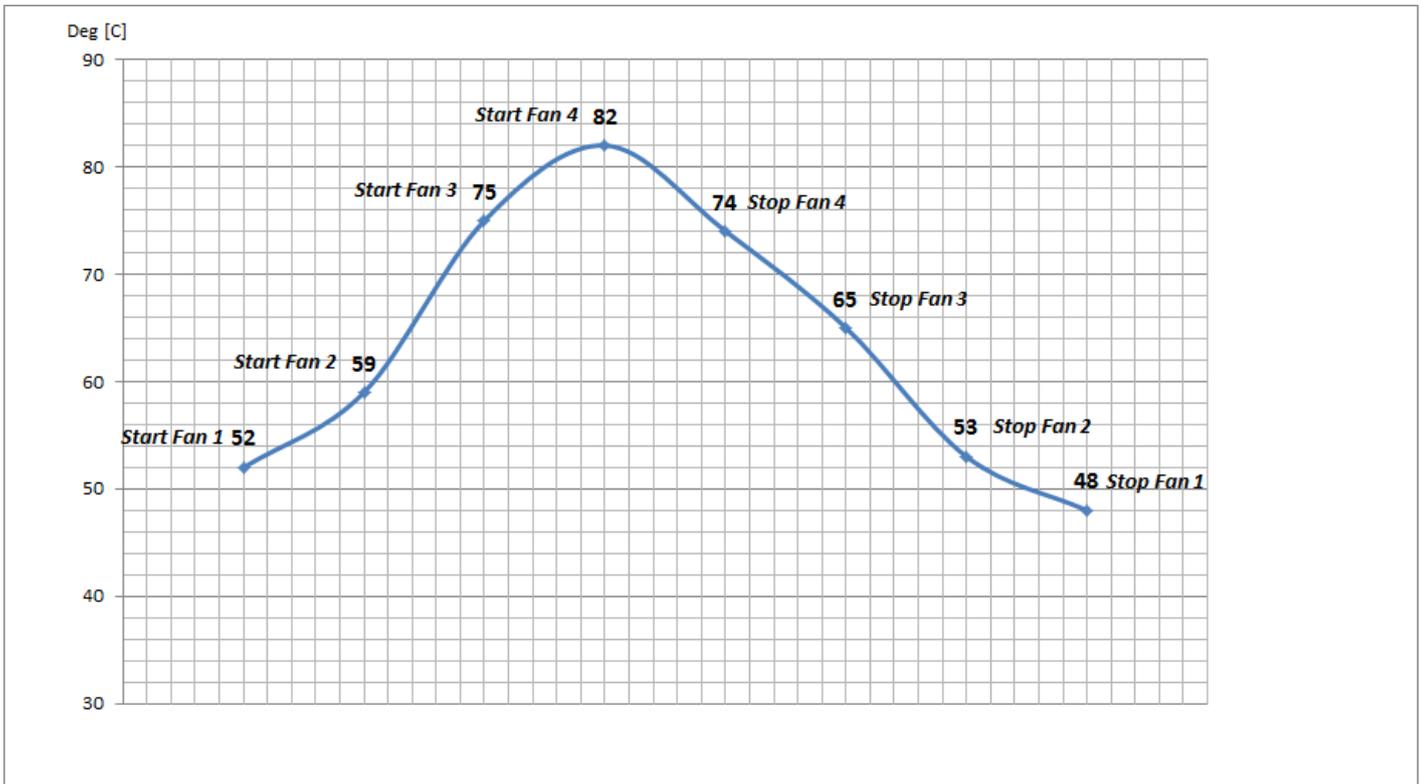
Die Start-/Stoppeinstellungen für den/die Lüfter erfolgt in Menü 6563-6574. Mit den Einstellungen in der Tabelle unten kann die Veranschaulichungskurve angezeigt werden.

Eine Hysterese (Abb.: Hyst.) gewährleistet, dass zwischen Start und Stop ein Bereich liegt.

6563	1st level fan setp.	50	deg
6564	1st level fan hyst.	2	deg
6565	2nd level fan setp.	56	deg
6566	2nd level fan hyst.	3	deg
6571	3rd level fan setp.	70	deg
6572	3rd level fan hyst.	5	deg
6573	4th level fan setp.	78	deg
6574	4th level fan hyst.	4	deg

Fan	Setp.	hys.	Start	Stop
1	50	2	52	
2	56	3	59	
3	70	5	75	
4	78	4	82	
4	78	4		74
3	70	5		65
2	56	3		53
1	50	2		48

Die folgende Start-/Stoppkurve wird bei Verwendung einer Bogeneinstellung generiert:



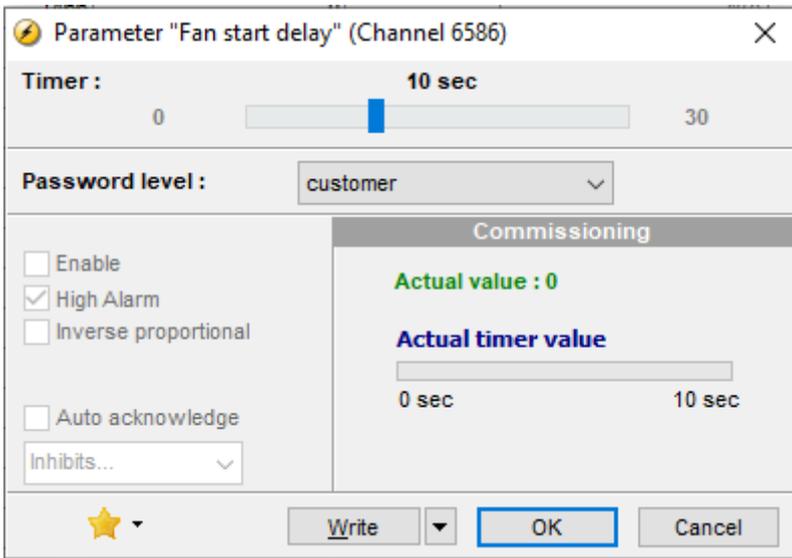
9.6.4 Lüfterausgänge

In Menü 6581-6584 werden die Ausgangsrelais für die Lüfter A-D bestimmt. Diese Relais dienen dazu, ein Signal an den Lüfterstarterschrank abzugeben. Am Relais muss Spannung anliegen, damit der Lüfter läuft.

Gen	6581	Fan A output	1472	N/A	N/A	Terminal 57
Gen	6582	Fan B output	1473	N/A	N/A	Terminal 59
Gen	6583	Fan C output	1540	N/A	N/A	Terminal 61
Gen	6584	Fan D output	1541	N/A	N/A	Terminal 63

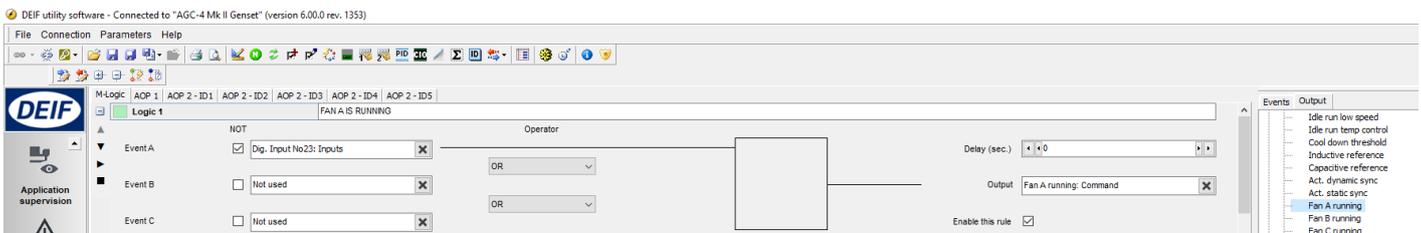
9.6.5 Lüfterstartverzögerung

Sollen zwei oder mehr Lüfter gleichzeitig starten, kann eine Startverzögerung zwischen den Lüfterstarts gesetzt werden. Der Grund dafür besteht darin, den Spitzen-Startstrom zu begrenzen, sodass nicht alle Lüfter gleichzeitig mit einem Startstrom beitragen. Die Verzögerung wird in Menü 6586 eingestellt.



9.6.6 Rückmeldung „Lüfter läuft“

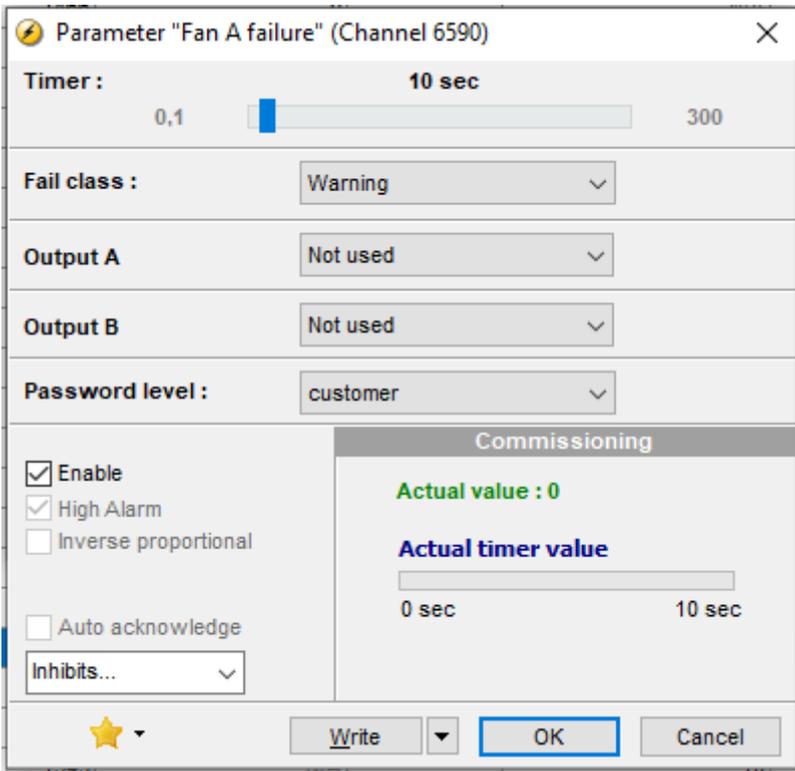
Um sicherzustellen, dass der Lüfter läuft, kann ein digitaler Eingang für die Rückmeldung „Läuft“ zugewiesen werden. Die Rückmeldung „Lüfter läuft“ muss über die M-Logic programmiert werden. Hier ist ein Beispiel.



Der Ausgang *Lüfter A/B/C/D läuft-Befehl* informiert die AGC darüber, dass der Lüfter läuft. Der Ausgang ist unter *Ausgang, Befehl* zu finden, wie oben dargestellt.

9.6.7 Lüfterausfall

Es besteht die Möglichkeit, einen Alarm zu aktivieren, wenn der Lüfter nicht startet. Der Lüfterausfall-Alarm wird angezeigt, wenn die Betriebsrückmeldung vom Lüfter nicht eingeblendet wird. Die Einstellung des Fehleralarms für Lüfter A bis D erfolgt in Menü 6590 bis 6620.

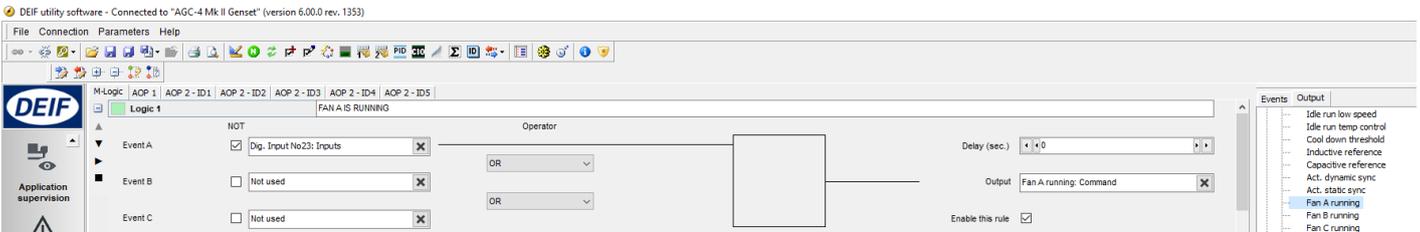


9.6.8 Lüfterpriorität (Betriebsstunden)

Die Priorität der Lüfter A bis D wechselt automatisch zwischen Priorität ¹ und ⁴. Dies geschieht automatisch, da die Betriebsstunden der Lüfter erkannt und für die Neuordnung verwendet werden.

M-Logic-Konfiguration

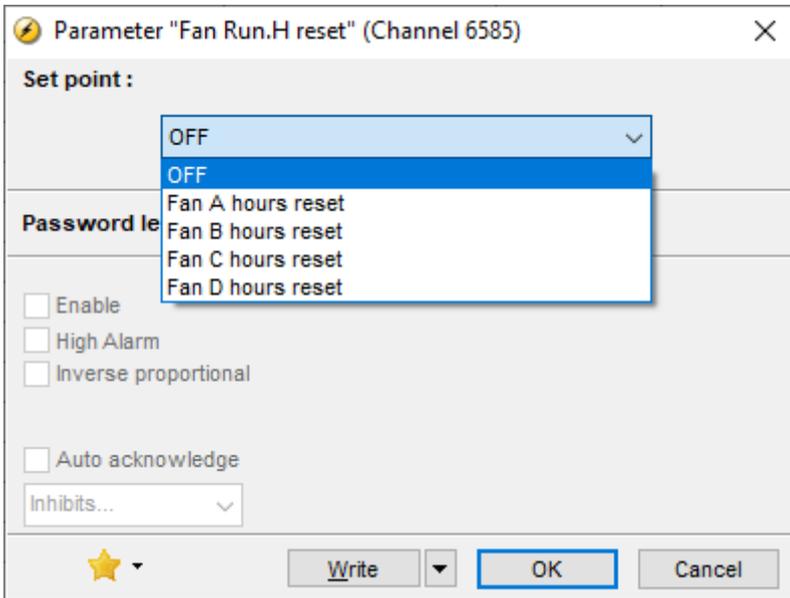
Wenn eine Lüftereinheit ein Signal ausgibt, das bei laufendem Betrieb an einen digitalen Eingang der AGC geleitet wird, muss die folgende M-Logic programmiert werden:



Wenn es nicht möglich ist, eine Rückmeldung „Läuft“ von der Lüftereinheit zu erhalten, muss das interne Relais der AGC verwendet werden, um den Betrieb des Lüfters anzuzeigen. Wenn z. B. Relais 57 das Relais für Lüfter A ist, muss die folgende M-Logic programmiert werden:



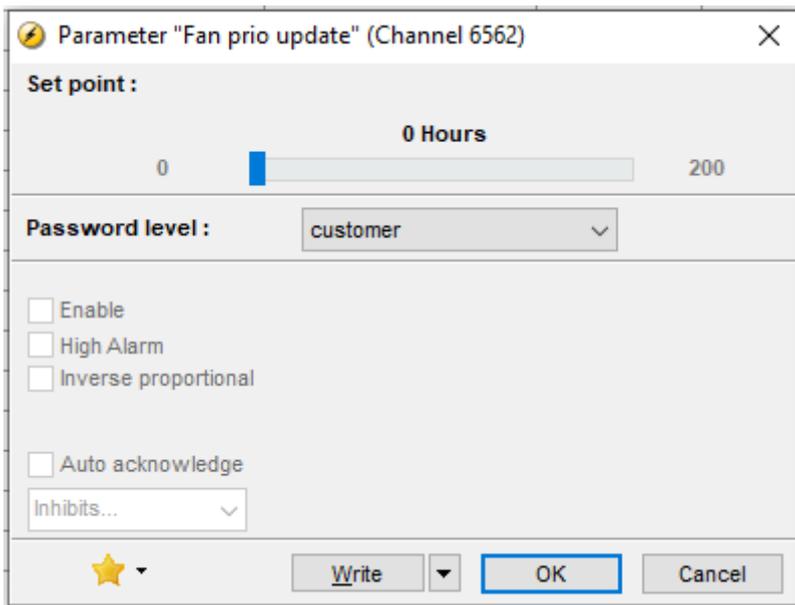
Die Betriebsstunden können durch Auswahl des zurückzusetzenden Lüfters in Parameter 6585 zurückgesetzt werden.



ANMERKUNG Es ist nur das Zurücksetzen möglich. Es ist nicht möglich, dem Betriebsstundenzähler einen Offset hinzuzufügen.

9.6.9 Lüfterprioritätsberechnungen, Update

In Parameter 6562 wird die Aktualisierungsrate der Priorität (die Stunden zwischen den Prioritätsänderungen) ausgewählt:



Wenn die Aktualisierung der Lüfterpriorität auf 0 Stunden eingestellt ist, ist die Prioritätsreihenfolge wie folgt: Lüfter A, Lüfter B, Lüfter C, Lüfter D.

9.7 Derating des Aggregats

Mit dieser Funktion kann die maximale Ausgangsleistung des Aggregates reduziert werden, falls dies durch äußere Umstände erforderlich ist. Dies kann z.B. der Fall sein, wenn die Umgebungstemperatur so stark ansteigt, dass die Kühlwasserkühler nicht genügend Kühlleistung haben. Wenn das Aggregat nicht gedrosselt wird, kann es zu Alarmen und/oder einer Abschaltung kommen. Es stehen drei unabhängige Derating-Funktionen zur Verfügung.

Das Derating bezieht sich auf die Nennleistung.

ANMERKUNG Die Derating-Funktion wird typischerweise verwendet, wenn Probleme mit der Kühlung zu erwarten sind.

9.7.1 Eingangsauswahl

Jede Derating-Funktion kann einem der folgenden Eingänge zugewiesen werden (über Parameter 6241, 6251 oder 6261):

Eingang	Anmerkung
Multieingang 102 (slot #7)	0-40V DC
Multieingang 105 (slot #7)	4-20 mA Pt100/1000
Multieingang 108 (slot #7)	RMI: Digital
Analogeingänge (M15.X)	4-20 mA
Multi-Eingänge (M16.X)	0-5V DC 4-20 mA Pt100
Externe Analogeingänge (H12.X)	
MK (nur mit Option H12)	MK Kühlmitteltemperatur (SPN 110) MK Öltemperatur (SPN 175) MK Umgebungstemperatur (SPN 171) MK Ladeluftkühlertemperatur (SPN 52) MK Kraftstofftemperatur (SPN 174) Anforderung für Motor-Derating (SPN 3644)*
M-Logic	Wenn <i>M-Logic</i> , <i>Ausgang</i> , <i>Befehl</i> , <i>Derating Pnenn 1/2/3</i> aktiviert ist, verwendet die AGC den Wert in Parameter 6246 für das Derating.

ANMERKUNG * Siehe [MK-Derating](#). Alternativ können Sie Parameter 7551 aktivieren, um Derating-Anforderungen direkt von der MK zu aktivieren.

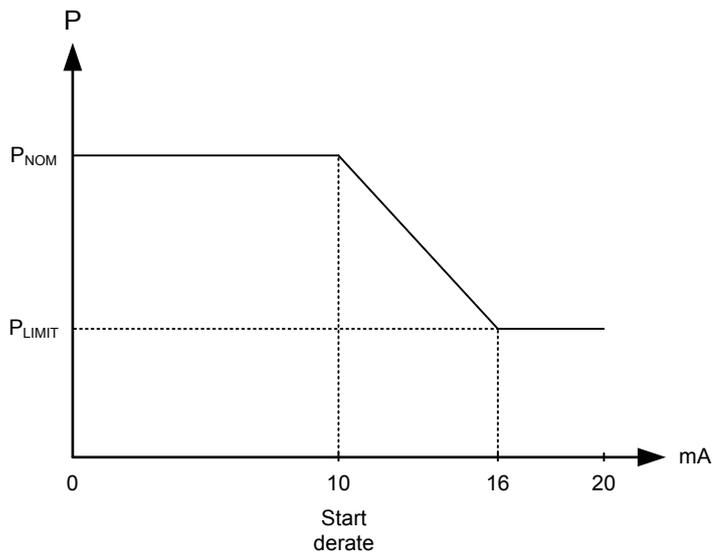
ANMERKUNG Wenn mehr als eine Derating-Funktion und/oder Parameter 7551 aktiviert sind, verwendet die AGC die niedrigste berechnete Derating-Leistung.

9.7.2 Parameter zur Leistungsreduzierung

Diese Parameter definieren die Derating-Funktion:

- **Derating-Ausgangspunkt (6242/6252/6262):** Der Wert, bei dem das Derating beginnt. Die Eingangsauswahl (6241/6251/6261) bestimmt die Einheiten.
- **Derating-Gefälle (6243/6253/6263):** Dient zur Berechnung der Leistung, basierend auf der Eingabe (Prozent pro Einheit). Wenn z. B. ein 4-20-mA-Eingang verwendet wird, erfolgt das Derating in %/mA. Wenn der Pt100/Pt1000/RMI-Eingang verwendet wird, dann ist das Derating in %/ °C.
- **Derating-Limit (6246/6256/6266):** Dies ist der untere Derating-Limit, der unten mit P(limit) angegeben wird.

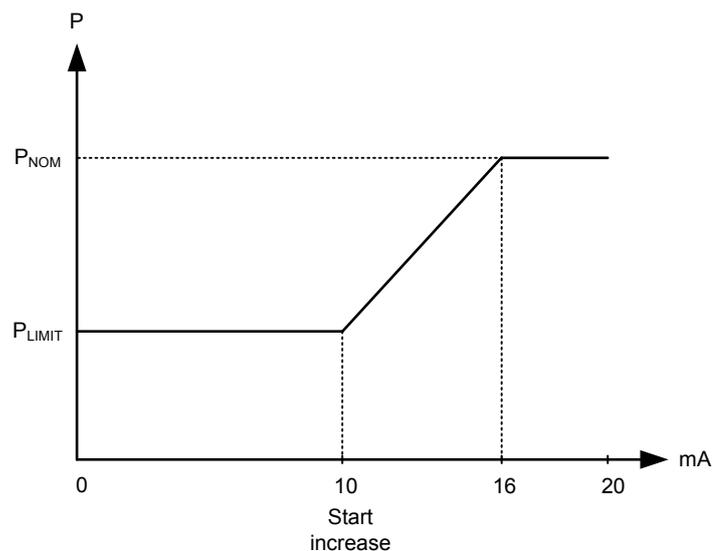
Beispiel für inverses Derating



9.7.3 Derating-Eigenschaften

Das Derating kann proportional oder invers sein.

Beispiel für proportionales Derating



Verwenden Sie *Aktivieren* in Parameter 6246/6256/6266, um die Derating-Eigenschaft auszuwählen:

- Aus: Invers. Ein höherer Steuerungswert ergibt eine geringere Leistung.
- Ein: Proportional. Ein höherer Steuerungswert ergibt eine höhere Leistung.

9.7.4 MK-Derating

ANMERKUNG Nur mit Option H12 möglich.

Die AGC kann einen Wert aus der MK zum Derating verwenden. Die AGC verwendet die MK-Derating-Anforderung (PGN 64914/0xFD92, SPN 3644), um die maximale Leistung des Aggregats zu berechnen.

Für das MK-Derating gibt es zwei Optionen.

MK-Derating mit Derating-Funktion

Wählen Sie mit Parameter 6241, 6251 oder 6261 die *MK-Derating-Anforderung* (SPN 3644)..

Um die reduzierte Leistung zu berechnen, verwendet die AGC den Wert aus der MK in der Derating-Funktion.

MK-Derating über Parameter 7551

Aktivieren Sie Parameter 7551, um den MK-Wert *MK-Derating-Anforderung* (d. h. SPN 3644) als reduzierte Leistung in der AGC zu verwenden. Das heißt, der MK-Wert wird direkt verwendet, ohne eine Derating-Berechnung.

9.8 Dynamischer Frequenzgang

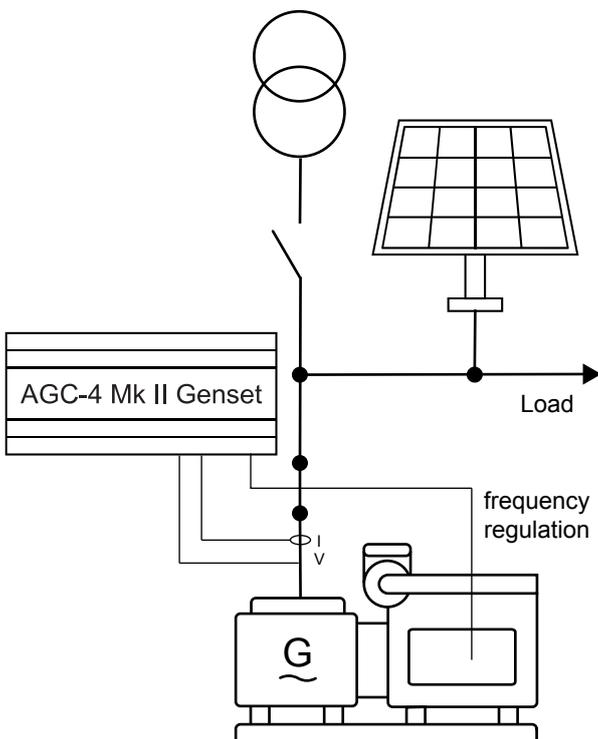
Sie können dem dynamischen Frequenzgang (DFR, (Dynamic Frequency Response) verwenden, um den Frequenzsollwert des Aggregats automatisch auf der Grundlage der Aggregatlast anzupassen. Der dynamische Frequenzgang ist für Systeme konzipiert, bei denen Photovoltaik (PV) und ein Stromaggregat miteinander verbunden sind. Ohne dynamischen Frequenzgang könnte die PV-Anlage bei guten Bedingungen zu viel Strom produzieren. Die überschüssige PV-Leistung kann dann das Aggregat zwingen, mit geringer oder umgekehrter Leistung zu laufen. Wenn der dynamische Frequenzgang aktiv ist, prüft er, ob ein Netz angeschlossen ist. Wenn das Aggregat im Inselbetrieb läuft, überwacht der dynamische Frequenzgang die Leistung des Aggregats und passt den Frequenzsollwert des Aggregats automatisch an.

Beim dynamischen Frequenzgang erhöht die Steuerung die Sammelschienenfrequenz, wenn die Leistung des Aggregats niedrig ist. Die PV-Anlage sollte auf die höhere Frequenz mit einer geringeren Stromerzeugung reagieren. Der dynamische Frequenzgang schützt das Aggregat daher vor zu geringen Lasten (einschließlich Rückleistung).

Die Steuerung kann regelmäßig überprüfen, ob die Frequenz die Aggregatleistung beeinflusst. Diese Kontrollen verhindern, dass der dynamische Frequenzgang die Sammelschienenfrequenz erhöht, wenn die PV inaktiv ist (z. B. nachts). Wenn die Frequenz keinen Einfluss auf die Aggregatleistung hat, wird die Referenzfrequenz als Sollwert verwendet.

Der dynamische Frequenzgang kann über die Einstellung in der Utility-Software aktiviert werden. Wenn der dynamische Frequenzgang in der Utility-Software aktiviert ist, kann er mit M-Logic bedient werden

Systembeispiel



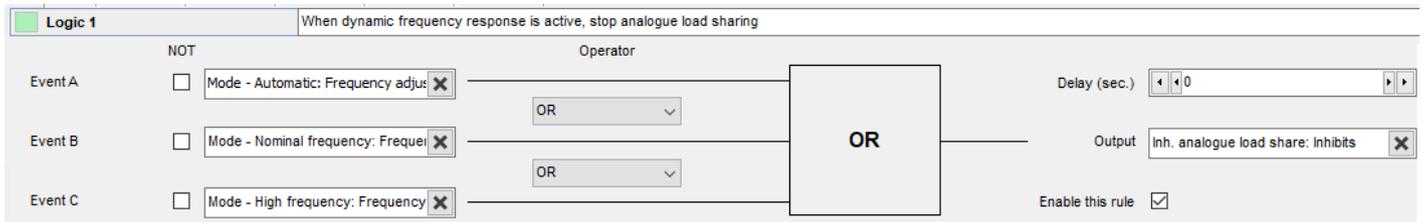
Der dynamische Frequenzgang verwendet die Standardanschlüsse der Steuerung von Stromaggregaten. Der dynamische Frequenzgang verwendet die Messungen der Spannungs- und Stromklemmen zur Berechnung der Aggregatleistung. Beim dynamischen Frequenzgang wird die Sammelschienenfrequenz mit Hilfe eines DZR geregelt.

Kein Netzanschluss

Wenn ein Netzanschluss vorhanden ist, verwendet die Steuerung keinen dynamischen Frequenzgang. Die Steuerung prüft automatisch, ob sich das Aggregat im Inselbetrieb befindet.

Keine analoge Lastverteilung

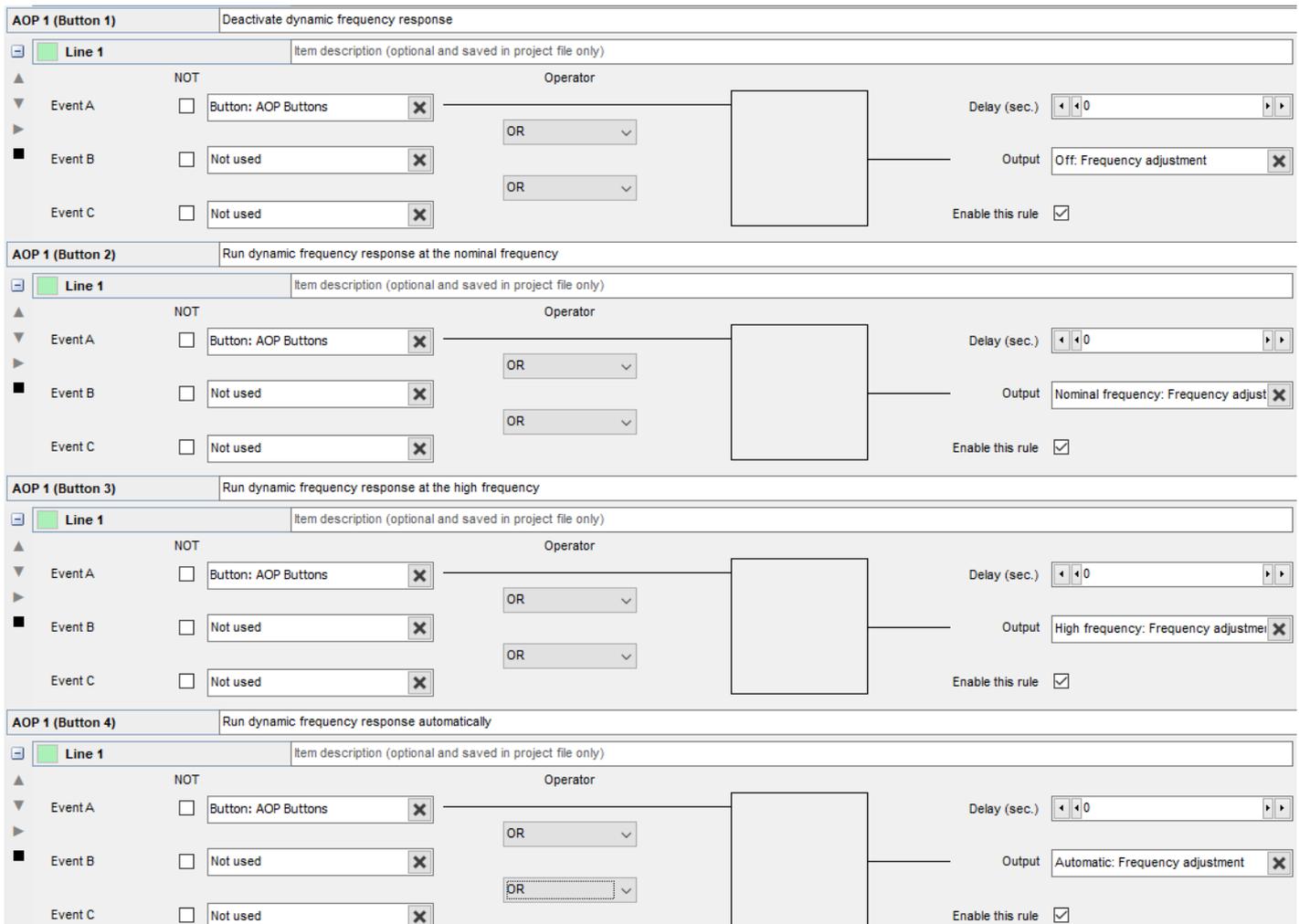
Der dynamische Frequenzgang funktioniert nicht, wenn die analoge Lastverteilung aktiv ist. Sie können M-Logic verwenden, um die P/Q-Lastverteilung zu verhindern.



Automatische Anpassung der Leistungsschwelle 1

Um eine reibungslose Steuerung zu gewährleisten, passt die Steuerung automatisch die erste Leistungsschwelle an. Der Ausgangswert ist die *Mindestleistung P1* (auch bekannt als *Leistungsschwelle 1*). Die Steuerung regelt **P1** nicht unter den *minimalen Leistungsgrenzwert P1 Grenzwert* (auch bekannt als *Grenzleistungsschwelle 1*).

Verwendung der AOP-Tasten zur Nutzung des dynamischen Frequenzgangs (Beispiel)



Verwendung von AOP-LEDs zur Überwachung des dynamischen Frequenzgangs (Beispiel)

AOP 1 (Led 1) LED is green when dynamic frequency response is off (deactivated)

Line 1 Item description (optional and saved in project file only)

NOT Operator

Event A Mode - Off: Frequency adjustment OR Delay (sec.) 0

Event B Not used OR Output Green: AOP Led

Event C Not used OR Enable this rule

AOP 1 (Led 2) LED is green when dynamic frequency response is running at the nominal frequency

Line 1 Item description (optional and saved in project file only)

NOT Operator

Event A Control active - Nominal frequency OR Delay (sec.) 0

Event B Not used OR Output Green: AOP Led

Event C Not used OR Enable this rule

AOP 1 (Led 3) LED is green when dynamic frequency response is running at the highest frequency

Line 1 Item description (optional and saved in project file only)

NOT Operator

Event A Control active - High frequency: Fr OR Delay (sec.) 0

Event B Not used OR Output Green: AOP Led

Event C Not used OR Enable this rule

AOP 1 (Led 4) LED for dynamic frequency response automatic mode

Line 1 The LED is green if DFR is in automatic mode

NOT Operator

Event A Mode - Automatic: Frequency adjustme OR Delay (sec.) 0

Event B Not used OR Output Automatic: Frequency adjustment

Event C Not used OR Enable this rule

Line 2 The LED is yellow if the genset power was low, and the DFR stepped up the frequency (step-by-step), so that the frequency set point is now at the maximum

NOT Operator

Event A Control active - High Freq. by step: Fre OR Delay (sec.) 0

Event B Not used OR Output Yellow: AOP Led

Event C Not used OR Enable this rule

Line 3 The LED is red if the genset power was very low (below P fmax), so that the DFR increased the frequency set point (in one big step) to the maximum

NOT Operator

Event A Control active - High Freq. by control: f OR Delay (sec.) 0

Event B Not used OR Output Red: AOP Led

Event C Not used OR Enable this rule

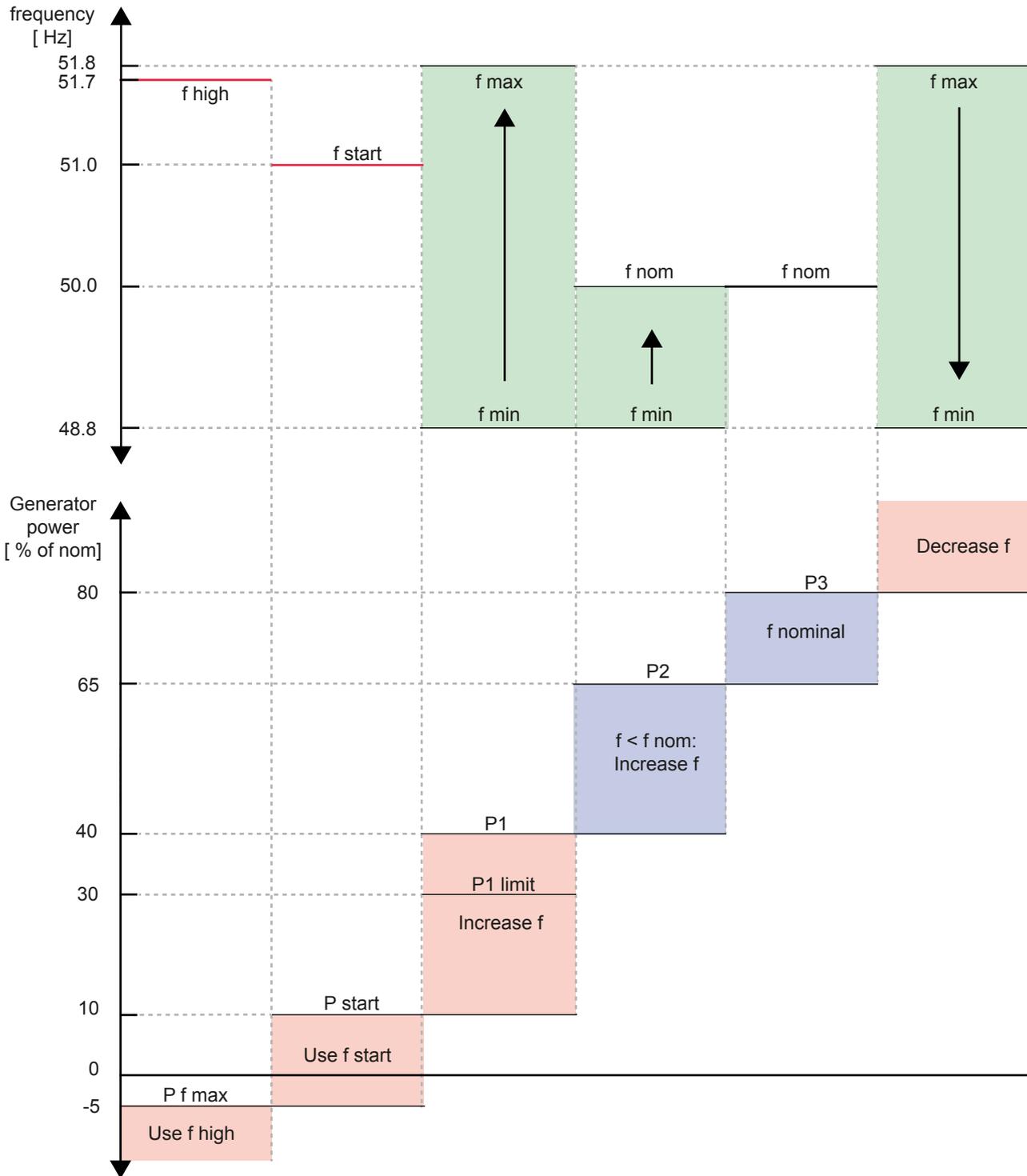
9.8.1 Einstellungen

Utility-Software > Erweiterter Schutz > Dynamischer Frequenzgang

Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
Dynamischer Frequenzgang	AUS EIN	AUS	Um den dynamischen Frequenzgang zu aktivieren, wählen Sie EIN.
Minimale Frequenz (f min)	48 bis 60 Hz	48,8 Hz	Der niedrigste Frequenzsollwert für den dynamischen Frequenzgang
Maximale Frequenz (f max)	50 bis 62 Hz	51,8 Hz	Der höchste Frequenzsollwert für den dynamischen Frequenzgang

Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
Regelung, Ende erforderlich	50 bis 62 Hz	51,4 Hz	Der höchste Frequenzsollwert für die Hochfrequenz in Stufen. Ist die Leistung des Aggregats noch gering und wird eine höhere Frequenz benötigt, verwendet die Steuerung f_{max} .
Hochfrequenz (f hoch)	50 bis 62 Hz	51,7 Hz	Der Frequenzsollwert für den Hochfrequenzmodus (aktiviert durch sehr niedrige Leistung).
Startfrequenz (f start)	50 bis 62 Hz	51 Hz	Der erste Frequenzsollwert, wenn die Leistung des Aggregats unter P_{start} fällt.
Frequenzreferenz	50 bis 61 Hz	50,1 Hz	Der Rückfall-Frequenzsollwert. Der dynamische Frequenzgang verwendet diesen Sollwert, wenn Frequenzänderungen keinen Einfluss auf die Aggregatleistung haben. Dieser Sollwert darf nicht kleiner als die Nennfrequenz sein.
Frequenzschritt	0,1 bis 0,5 Hz	0.1 Hz	Diese Einstellung wird für die Frequenzschrittregelung verwendet.
Periodenzeit (t-Schritt)	1 bis 20 s	10 s	Die Mindestzeit zwischen den Frequenzschritten.
Start unter Leistung (P-Start)	0-30 %	10 % der Nennleistung des Aggregats	Der dynamische Frequenzgang startet die Frequenzregelung, wenn die Aggregatleistung unter diesem Wert liegt.
Maximale Frequenz unter der Leistung (P fmax)	-10-10 %	-5 % der Nennleistung des Aggregats	Der dynamische Frequenzgang verwendet f_{max} als Frequenzsollwert, wenn die Aggregatleistung unter diesem Wert liegt.
Mindestleistung (P min)	10-70 %	40 % der Nennleistung des Aggregats	Auch bekannt als P1. Unterhalb von P1 erhöht der dynamische Frequenzgang den Frequenzsollwert. Zwischen P1 und P2 erhöht der dynamische Frequenzgang den Frequenzsollwert nur, wenn die Frequenz unter der Nennfrequenz liegt.
Minimale Leistungsgrenze	0-40 %	30 % der Nennleistung des Aggregats	Auch als P1-Grenzwert bekannt. Der Grenzwert für die automatische Anpassung von P1. Siehe unten für weitere Einzelheiten.
Leistungsreferenz	20-80 %	65 % der Nennleistung des Aggregats	Auch bekannt als P2. Zwischen P2 und P3 regelt der dynamische Frequenzgang die Frequenz auf die Nennfrequenz.
Maximale Leistung (P max)	70-99 %	80 % der Nennleistung des Aggregats	Auch bekannt als P3. Oberhalb von P3 senkt der dynamische Frequenzgang den Frequenzsollwert nur, wenn die Frequenz über der Nennfrequenz liegt. Der Frequenzsollwert wird nicht unter f_{min} gesenkt.
Zeitdauer des Testsignals	0 bis 600 s	300 s	Die Zeit zwischen den Tests (kleine Frequenzänderung, um die Auswirkungen auf die Systemleistung zu testen).
Testsignal, Frequenzschritt	0,1 bis 1 Hz	0,2 Hz	Die bei den Tests verwendete Änderung der Frequenz.

Beispiel für Leistungs- und Frequenzeinstellungen



9.8.2 M-Logic

Frequenzanpassung

Ausgang > Frequenzeinstellung

Beschreibung	Anmerkungen
AUS	Deaktivieren Sie die dynamische Frequenzgangfunktion (die Steuerung passt den Frequenzsollwert nicht an).
Nennfrequenz	Der dynamische Frequenzgang steuert die Frequenz bei der Nennfrequenz.

Beschreibung	Anmerkungen
Hochfrequenz	Steuert die Frequenz im dynamischen Frequenzgang, Einstellung <i>Hochfrequenz</i> ,
Automatisch	Automatische Auswahl des dynamischen Frequenzgangmodus. Aktivieren Sie die geeignete Steuerung für den dynamischen Frequenzgang.

Frequenzanpassung

Ereignisse > Frequenzanpassung

Beschreibung	Anmerkungen
Regelung inaktiv	Die dynamische Frequenzgangfunktion regelt nicht die Frequenz.
Regelung aktiv - Nennfrequenz	Die dynamische Frequenzgangfunktion regelt die Frequenz bei der Einstellung der <i>Frequenzreferenz</i>
Regelung aktiv - Hochfrequenz	Die dynamische Frequenzgangfunktion regelt die Frequenz bei der Einstellung der <i>Hochfrequenz</i>
Regelung aktiv	Die dynamische Frequenzgangfunktion regelt die Frequenz
Regelung aktiv - Hochfrequenz schrittweise	Die Leistung des Aggregats war gering. Die dynamische Frequenzgangfunktion hat daher den Frequenzsollwert schrittweise erhöht, so dass der Frequenzsollwert nun auf dem Maximum liegt.
Regelung aktiv - Hochfrequenz durch Regelung	Die Leistung des Aggregats war sehr gering (P f max). Die dynamische Frequenzgangfunktion erhöhte daher (in einem großen Schritt) den Frequenzsollwert bis zum Maximum.
Betriebsart - Aus	Die dynamische Frequenzgangfunktion ist nicht aktiviert.
Betriebsart - Nennfrequenz	Die dynamische Frequenzgangfunktion ist aktiviert Die Steuerung regelt die Frequenz auf die Nennfrequenz
Betriebsart - Hochfrequenz	Die dynamische Frequenzgangfunktion ist aktiviert Die Steuerung regelt die Frequenz mit der Einstellung <i>Hochfrequenz</i> .
Betriebsart - Automatisch	Die dynamische Frequenzgangfunktion ist aktiviert Die Steuerung wählt automatisch die Betriebsart und aktiviert die entsprechende Regelung.

9.9 Lastabwurf (NEL)

9.9.1 Abwurf der unwichtigen Verbraucher

ANMERKUNG Die beiden Begriffe „Abwurf entbehrllicher Verbraucher“ und „Lastabwurf“ beschreiben dieselbe Funktion.

Der Abwurf entbehrllicher Verbraucher (Lastabwurf) wird durchgeführt, um die Sammelschiene vor einem drohenden Blackout zu schützen, der entweder durch eine hohe Last/einen hohen Strom oder eine Überlast eines Aggregats oder eine niedrige Sammelschienenfrequenz verursacht wird.

Die Steuerung kann drei Gruppen entbehrllicher Verbraucher abwerfen aufgrund folgender Faktoren:

- Gemessene Last des Aggregats (hohe Last und Überlast)
- Gemessener Stromwert des Aggregates
- Gemessene Frequenz auf der Sammelschiene

Die Lastgruppen werden einzeln abgeworfen. Das bedeutet, dass der Abwurf der Lastgruppe 1 keinen Einfluss auf den Abwurf der Lastgruppe 2 hat. Nur die Messung der Sammelschienenfrequenz oder der Last/des Stroms des Aggregates kann den Abwurf der Lastgruppen auslösen.

Der Abwurf der Gruppen von unwichtigen Verbrauchern, aufgrund der Frequenz auf der Sammelschiene reduziert die reelle Last auf der Sammelschiene und dies wiederum reduziert den prozentualen Anteil der Last des laufenden Aggregates. Dies

kann einen möglichen Totalausfall auf der Sammelschiene verhindern. Der Abwurf über Strom erfolgt aufgrund induktiver Lasten und/oder instabilen $\cos\phi < 0,7$, was eine Erhöhung des Stromwertes nach sich zieht.

Der Lastabwurf über Sammelschienenunterfrequenz reduziert die Wirkleistung und somit die prozentuale Belastung der Aggregate. Dies kann einen möglichen Totalausfall auf der Sammelschiene verhindern.

ANMERKUNG Siehe hierzu auch die Beschreibung der Ausgänge.

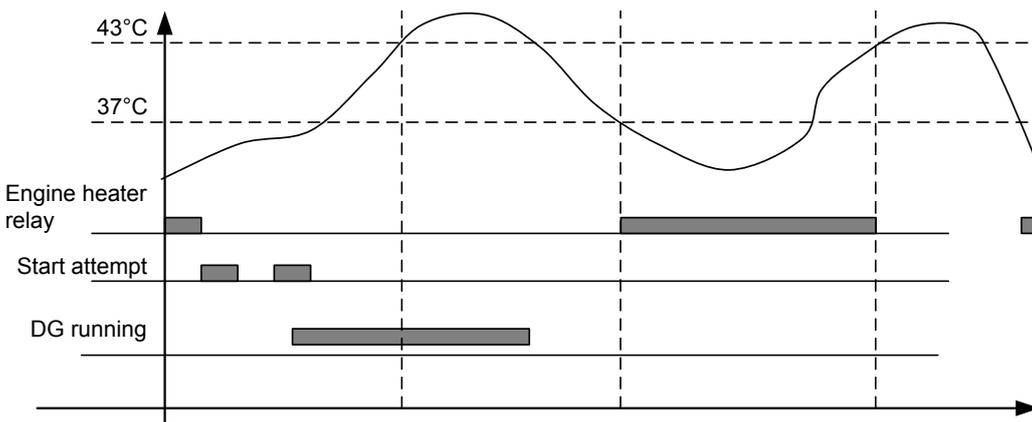
9.10 Motorheizung

Diese Funktion regelt die Kühlmitteltemperatur. Ein Sensor misst die Kühlmitteltemperatur und die AGC schaltet über einen Relaisausgang eine externe Heizung. So wird der Antriebsmotor auf einer bestimmten Temperatur gehalten.

Die eingestellten Sollwerte in Menü 6320 lauten:

- Sollwert: Dieser Wert +/- der Hysterese ist der Ein- bzw. Ausschaltzeitpunkt für die Motorheizung.
- Ausgang A: Relaisausgang für Kühlmittelheizung.
- Eingangstyp: Multieingang für Kühlmitteltemperaturmessung.
- Hysterese: Dieser Wert legt fest, wie groß die Abweichung vom Sollwert sein muss, um die Motorheizung zu aktivieren/deaktivieren.
- Aktivieren: Aktiviert die Funktion.

Prinzipschaltbild



ANMERKUNG Die Kühlmittelheizung ist nur bei abgestelltem Aggregat aktiv.

9.10.1 Alarm Kühlmittelheizung

Fällt die Temperatur nach Überschreiten des Startwertes weiter, kann ein Alarm ausgelöst werden, sofern er im Menü 6330 konfiguriert wurde.

9.11 Pumpenlogik

9.11.1 Füllpumpenlogik

Die Kraftstoffpumpenlogik dient zum Starten und Stoppen der Kraftstoffpumpe, um den Kraftstoff im Tank auf dem erforderlichen Niveau zu halten. Der Kraftstoffstand wird über einen der drei Multi-Eingänge erfasst.

Parameter

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
6551	Füllpumpenlogik	0 bis 100 % 1 bis 10 s	20 % 1 s	Startpunkt der Kraftstofftransferpumpe.
6552	Füllpumpenlogik	0 bis 100 %	80 %	Stoppunkt der Kraftstofftransferpumpe.
6553	Kraftstoff-Füll-Überwachung	0,1 bis 999,9 s Fehlerklassen	60 s Warnung	Kraftstofftransferpumpe, Alarm-Timer und Ausfallklasse. Der Alarm wird ausgelöst, wenn das Kraftstoffpumpenrelais aktiviert wird, der Kraftstoffstand aber innerhalb der Verzögerungszeit nicht um 2 % ansteigt.
6554	Füllpumpenlogik	Multi-Eingang [102/105/108], Ext. Ana. In [1 bis 8], Automatische Erkennung	Automatische Erkennung	Der Multi-Eingang oder der externe Analogeingang für den Kraftstoffstandssensor. Konfigurieren Sie den Eingang in der Utility Software unter <i>E/A & Hardware-Setup</i> Wählen Sie Multi-Eingang bei 4-20 mA Signal. Wählen Sie <i>Automatische Erkennung</i> , wenn ein Multi-Eingang mit RMI-Kraftstoffstand verwendet wird.

Relaisausgang

Wählen Sie in der Utility-Software unter *E/A & Hardware-Setup* das Ausgangsrelais zur Steuerung der Kraftstoffpumpe, wie im folgenden Beispiel gezeigt. Wenn Sie nicht wollen, dass bei jeder Aktivierung des Ausgangs ein Alarm ausgelöst wird, konfigurieren Sie das Ausgangsrelais als Grenzwertrelais.

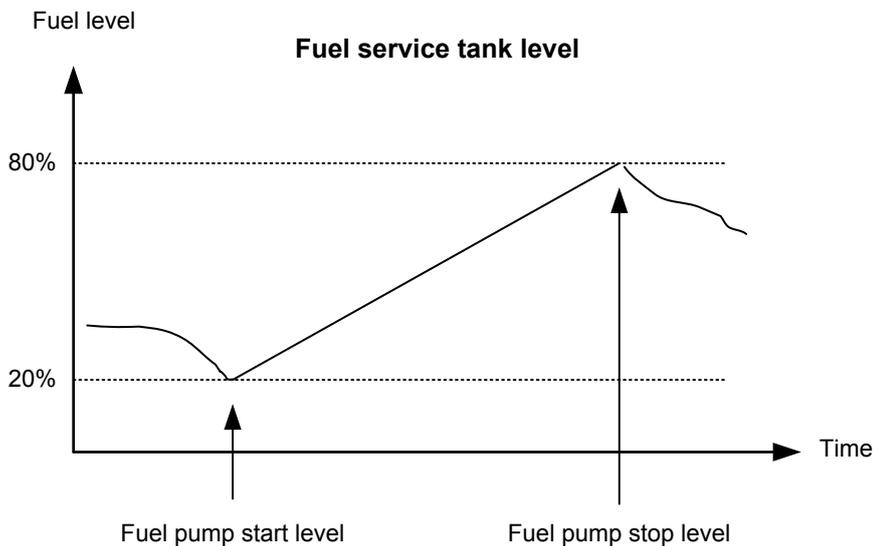
	<u>Function</u>	<u>Alarm</u>	
	Output Function	Alarm function	Delay
Output 5	Fuel tank output ▼	M-Logic / Limit relay ▼	0 ▲▼

Die Steuerung aktiviert das Relais, wenn der Kraftstoffstand unter der Startgrenze liegt. Die Steuerung schaltet das Relais ab, wenn der Kraftstoffstand über dem Grenzwert liegt.

ANMERKUNG Das Relais der Kraftstoffpumpe kann mit M-Logic aktiviert werden (Ausgang > Befehl > Kraftstoffpumpe aktivieren).

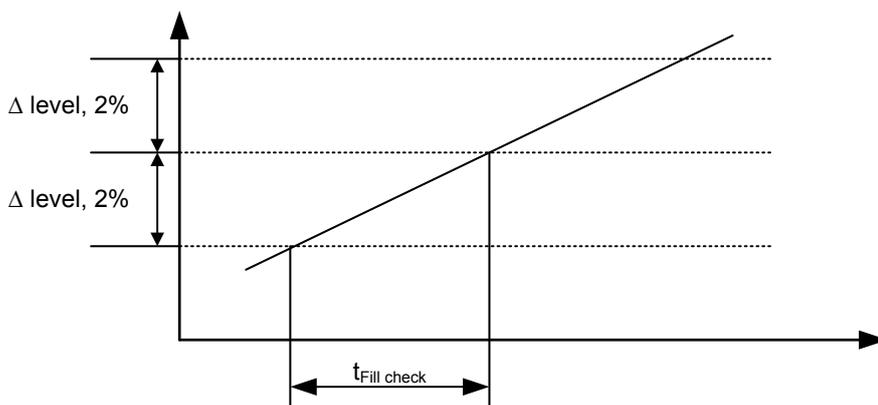
Funktionsweise

Das folgende Diagramm zeigt, wie die Kraftstoffpumpe bei einem Kraftstoffstand von 20 % gestartet und bei einem Stand von 80 % wieder gestoppt wird.



Kraftstoff-Füll-Überwachung

Läuft die Kraftstoffpumpe, muss der Kraftstoffstand um mindestens 2 % innerhalb der in Menü 6553 **Kraftstoff-Füllüberwachung** eingestellten Zeit steigen. Wenn der Kraftstoffstand nicht um 2 % ansteigt, deaktiviert die Steuerung das Kraftstoffpumpenrelais und aktiviert einen **Kraftstoff-Füllalarm**.



ANMERKUNG Die Erhöhung des Niveaus ist auf 2 % festgelegt und kann nicht geändert werden.

Füllstand und Volumen des Kraftstofftanks

Sie können die Kapazität des Tagestanks in Parameter 6911 einstellen. Die Steuerung verwendet diesen Wert und den Füllstand, um die Kraftstoffmenge zu berechnen. Die Kraftstoffmenge wird in der Utility-Software unter *Anwendungsüberwachung, Aggregatdaten, Allgemein* angezeigt.

9.11.2 DEF-Pumpenlogik

Die Logik der DEF-Pumpe kann die DEF-Pumpe starten und stoppen, um die DEF auf dem erforderlichen Niveau zu halten. Für diese Funktion muss die Motorschnittstellenkommunikation (MK) den DEF-Wert liefern. Wenn die MK den DEF-Füllstand nicht liefern kann, können Sie stattdessen die allgemeine Flüssigkeitspumpenlogik verwenden.

Parameter

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
6721	DEF-Pumpenlogik Start	0 bis 100 % 1 bis 10 s	20 % 1 s	Startpunkt der DEF-Transferpumpe
6722	DEF-Pumpenlogik Stopp	0 bis 100 %	80 %	Stoppunkt der DEF-Transferpumpe

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
6723	DEF-Füllcheck	0,1 bis 999,9 s Fehlerklassen	60 s Warnung	DEF-Transferpumpe, Alarm-Timer und Ausfallklasse. Der Alarm wird ausgelöst, wenn das DEF-Pumpenrelais aktiviert wird, der DEF-Füllstand aber nicht innerhalb der Verzögerungszeit um die DEF-Füllkurve (siehe 6724) ansteigt.
6724	DEF, Füllkurve	1 bis 10 %	2 %	Wenn das DEF-Pumpenrelais aktiviert wird, ist dies der Betrag, um den der DEF-Füllstand innerhalb der in 6723 festgelegten Zeit ansteigen muss.

Relaisausgang

Wählen Sie in der Utility-Software unter *E/A & Hardware-Setup* das Ausgangsrelais zur Steuerung der DEF-Pumpe, wie im folgenden Beispiel gezeigt. Wenn Sie nicht wollen, dass bei jeder Aktivierung des Ausgangs ein Alarm ausgelöst wird, konfigurieren Sie das Ausgangsrelais als Grenzwertrelais.

	Function	Alarm
Output Function	Alarm function	Delay
Output 5	DEF tank output ▼	M-Logic / Limit relay ▼ 0

Die Steuerung aktiviert das Relais, wenn der DEF-Füllstand unter der Startgrenze liegt. Die Steuerung schaltet das Relais ab, wenn der DEF-Füllstand über der Stoppgrenze liegt.

ANMERKUNG Das Relais der DEF-Pumpe kann mit M-Logic aktiviert werden (Ausgang > Befehl > DEF-Pumpe aktivieren).

9.11.3 Allgemeine Pumpenlogik

Die Logik der Flüssigkeitspumpe kann eine Pumpe starten und stoppen, um die Flüssigkeit auf dem erforderlichen Niveau zu halten.

Parameter

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Angaben
6731	Start der Flüssigkeitspumpe	0 bis 100 % 1 bis 10 s	20 % 1 s	Startpunkt der Flüssigkeitstransferpumpe.
6732	Stopp der Flüssigkeitspumpe	0 bis 100 %	80 %	Stoppunkt der Flüssigkeitstransferpumpe.
6733	Flüssigkeitskontrolle	0,1 bis 999,9 s Fehlerklassen	60 s Warnung	Flüssigkeitstransferpumpe, Alarm-Timer und Ausfallklasse. Der Alarm wird ausgelöst, wenn das Flüssigkeitspumpenrelais aktiviert wird, der Flüssigkeitsstand aber nicht innerhalb der Verzögerungszeit um die Füllkurve der Flüssigkeit (siehe 6735) ansteigt.
6734	Flüssigkeitspumpenlogik	Multi-Eingang [102/105/108], Ext. Ana. In [1 bis 8]	Multieing.102	Wählen Sie den Analogeingang für den Flüssigkeitsstand. Konfigurieren Sie den Eingang in der Utility Software unter <i>E/A & Hardware-Setup</i>
6735	Flüssigkeit, Füllkurve	1 bis 10 %	2 %	Wenn das Relais der Flüssigkeitspumpe aktiviert wird, ist dies der Betrag, um den der Flüssigkeitsstand in der in 6733 festgelegten Zeit ansteigen muss.

Relaisausgang

Wählen Sie in der Utility-Software unter *E/A & Hardware-Setup* das Ausgangsrelais zur Steuerung der Flüssigkeitspumpe, wie im folgenden Beispiel gezeigt. Wenn Sie nicht wollen, dass bei jeder Aktivierung des Ausgangs ein Alarm ausgelöst wird, konfigurieren Sie das Ausgangsrelais als Grenzwertrelais.

	<u>Function</u>	<u>Alarm</u>	
	Output Function	Alarm function	Delay
Output 5	Generic fluid out	M-Logic / Limit relay	0

Die Steuerung aktiviert das Relais, wenn der Flüssigkeitsstand unter der Startgrenze liegt. Die Steuerung schaltet das Relais ab, wenn der Flüssigkeitsstand über dem Grenzwert liegt.

ANMERKUNG Das Relais der Flüssigkeitspumpe kann mit M-Logic aktiviert werden (Ausgang > Befehl > Allgemeine Pumpe aktivieren).

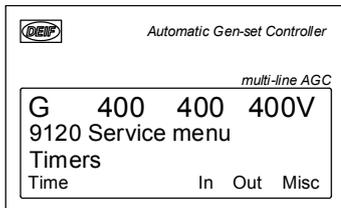
9.12 Servicemenü

Das Servicemenü gibt Informationen über die aktuellen Betriebszustände des Aggregates. Der Einstieg in das Servicemenü erfolgt über die Taste SPRUNG (9120 Servicemenü).

Das Servicemenü dient der Fehlersuche in Verbindung mit dem Ereignisspeicher.

Startfenster

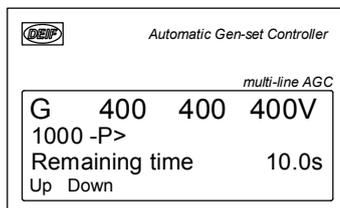
Das Zugangsfenster zeigt die Auswahlmöglichkeiten im Service-Menü.



Auswahlmöglichkeiten

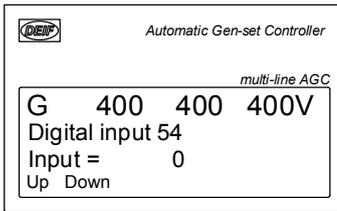
Zeit

Zeigt den Alarm und den zugehörigen Alarmtimer als Restlaufzeit an. Es wird die Mindestrestzeit angezeigt. Der Timer startet, sobald der Sollwert überschritten wurde.



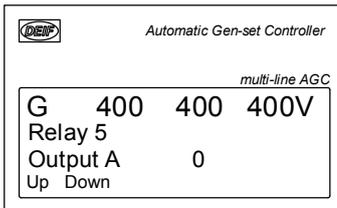
EIN (Digitaleingänge)

Zeigt den Status der Digitaleingänge an.



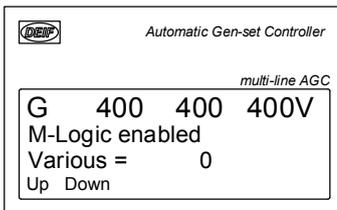
AUS (Digitalausgänge)

Zeigt den Status der Digitalausgänge an.



MISC (Verschiedenes)

Zeigt den Status der M-Logic an.



9.13 Wartungstimer

Die Steuerung kann die Wartungsintervalle überwachen. Es stehen vier unabhängige Wartungstimer zur Verfügung, die unterschiedliche Intervalle abdecken. Die Einstellung der Wartungstimer erfolgt in den Menüs 6110, 6120, 6300 und 6310.

Die Funktion basiert auf den Betriebsstunden des Aggregates. Wird die eingestellte Zeit überschritten, wird ein Alarm angezeigt. Die Betriebsstundenzählung beginnt mit der Motor-läuft-Erkennung.

Verfügbare Sollwerte in den Menüs 6110, 6120, 6300 und 6310:

- Aktivieren: Ein-/Ausschalten der Alarmfunktion.
- Betriebsstunden: Anzahl der Betriebsstunden. Der Alarm wird aktiviert, sobald die Anzahl der Betriebsstunden überschritten wird.
- Tage: Alarm nach Kalendertag. Der Alarm tritt auch dann auf, wenn die Anzahl der Betriebsstunden nicht erreicht wurde. Der Alarm wird um 8:00 Uhr aktiviert.
- Fehlerklasse: Fehlerklasse des Alarms.
- Ausgang A: Relaisausgang.
- Reset: Zurücksetzen des Wartungstimers. Ein Zurücksetzen muss nach Alarmauslösung vorgenommen werden.

9.14 Zeitgesteuerter Betrieb (Wochenzeitschaltuhr)

Der Zweck des zeitgesteuerten Betriebes ist das automatische Starten oder Stoppen des Aggregates zu bestimmten Zeiten an jedem Wochentag oder an bestimmten Wochenenden. Im Automatikbetrieb ist diese Funktion für Insel, Lastübernahme, Netzbezugsregelung und Festlast verfügbar. Bis zu vier Befehle können z. B. für Start und Stopp verwendet werden. Die

Befehle stehen auch in der M-Logic als Eingangsimpulse zur Verfügung und können dort für andere Zwecke verwendet werden. Jeder Befehl kann für Wochentage und Kombinationen eingestellt werden:

- Einzeltage (MO, DI, MI, DO, FR, SA, SO)
- MO, DI, MI, DO
- MO, DI, MI, DO, FR
- MO, DI, MI, DO, FR, SA, SO
- SA, SO

ANMERKUNG Der „Auto start/stop“-Befehl kann in der M-Logic oder in den Eingangseinstellungen programmiert werden.

ANMERKUNG Die zeitabhängigen Start-/Stoppbefehle dieser Funktion sind Impulse, die nur für den eingestellten Zeitpunkts gesendet werden.

9.15 Ölwechselfunktion

Die Ölwechselfunktion dient dazu, eine geringe Menge des Motorschmieröls durch frisches oder neues Öl austauschen zu können. Somit wird die Ölqualität auf einem zufriedenstellenden Niveau gehalten, ohne dass sie sich über den gesamten Zeitraum zwischen den Ölwechseln maßgeblich verschlechtert (z. B. Kontamination und TBN-Wert).

Bei dem Intervall zwischen den Ölwechseln wird von 1000 Betriebsstunden ausgegangen. Die Wechselfunktion liest die Motorbetriebsstunden aus dem EIC (Motorschnittstellenkommunikation) aus. Der Betriebsstundenzähler in der Steuerung wird nur verwendet, wenn der MK-Zähler nicht verfügbar ist.

Die Steuerung soll ein Relais unter definierten Bedingungen aktivieren. Das Relais muss dort für das Ölwechselsystem (nicht Bestandteil des DEIF-Lieferumfangs) verwendet werden, wo das Schmieröl aus dem Motor abgelassen und dem Motor hinzugefügt wird. Jedes frei konfigurierbare Relais ist für diese Funktion verfügbar. In Parameter 6890 ist ein Sollwert verfügbar, der auf 1 bis 999 Stunden eingestellt werden kann, um festzulegen, wann sich das Relais schließen soll. Es kann zudem gewählt werden, welches Relais verwendet werden soll. Darüber hinaus kann dieser Parameter invertiert werden, d. h. das Relais bleibt geschlossen, bis der Sollwert erreicht ist.

Parameter "Oil renewal" (Channel 6890)

Set point : 750 Hours

1 999

Output A: Terminal 5

Output B: Not used

Password level: customer

Enable

High Alarm

Inverse proportional

Auto acknowledge

Inhibits...

Write OK Cancel

Wenn der Betriebsstundenzähler 1000 Stunden erreicht hat, setzt die Steuerung die Stunden nur für die Ölwechselfunktion zurück. Beispiel: Der Sollwert wurde auf 750 Stunden eingestellt und die Invertierung ist nicht aktiviert. In diesem Fall schließt sich das Relais nach 750 Stunden und bleibt geschlossen, bis 1000 Stunden erreicht sind. Dann beginnt der Betriebsstundenzähler wieder bei 0 Stunden.

9.16 Schalterfunktionen

9.16.1 Schalertypen

Es gibt fünf mögliche Einstellungen für Netz- und Generatorschalter.

Continuous NE und Continuous ND

Dieser Signaltyp wird meist in Verbindung mit einem Schütz verwendet. Die AGC benutzt hier nur das ‚Schalter-Schließen‘-Relais. Das Relais wird zum Öffnen und Schließen des Schützes verwendet. Das ‚Schalter-öffnen‘-Relais kann auch für andere Zwecke benutzt werden. Bei Dauer-NE ist das Relais erregt, um den Schalter einzuschalten. Bei Dauer-ND ist das Relais abgefallen, um den Schalter einzuschalten (Netzschalter-Notstrom).

Impuls

Dieser Signaltyp wird meist in Verbindung mit einem Leistungsschalter verwendet. Bei der Impulseinstellung benutzt die AGC das ‚Schalter schließen‘- und das ‚Schalter öffnen‘-Relais. Zum Schließen des Leistungsschalters schließt das ‚Schalter-Schließen‘-Relais kurzzeitig. Zum Öffnen des Schalters schließt das ‚Schalter-öffnen‘-Relais ebenfalls kurzzeitig.

External/ATS no control

Dieser Signaltyp meldet nur die Schalterposition, der Schalter wird jedoch nicht von der AGC gesteuert.

Compact (Kompaktschalter)

Dieser Signaltyp wird meist mit einem Kompaktschalter, einem direkt gesteuerten und motorbetriebenen Schalter, kombiniert. Bei der Einstellung ‚Kompaktschalter‘ benutzt die AGC das ‚Schalter schließen‘- und das ‚Schalter öffnen‘-Relais. Das ‚Schalter-Schließen‘-Relais schließt kurzzeitig, um den Kompaktschalter zu schließen. Das ‚Schalter-Öffnen‘-Relais schließt, um den Kompaktschalter zu öffnen. Es bleibt so lange geschlossen, bis die Speicherfeder gespannt ist. Wird der Kompaktschalter extern geschaltet, wird er vor dem nächsten Schließen automatisch gespannt.

ANMERKUNG Ist der Kompaktschalter ausgewählt, kann die Länge des Ausschaltimpulses eingestellt werden. Dies erfolgt in Menü 2160/2200.

9.16.2 Schalterpositionsfehler

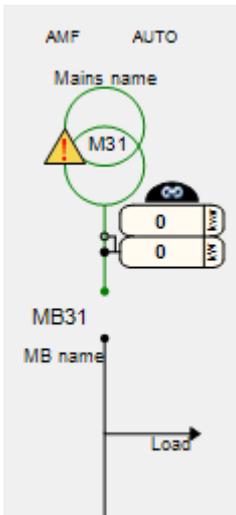
Die Steuerung muss zu jeder Zeit eine Rückmeldung vom Schalter über seine Position erhalten, d. h. ob er geöffnet oder geschlossen ist.

Der Positionsfehleralarm wird aktiviert:

- Wenn die Steuerung weder eine Öffnungs- noch eine Schließrückmeldung vom Schalter erhält.
- Wenn die Steuerung gleichzeitig Rückmeldung zu einer geöffneten und geschlossenen Position vom Schalter erhält.

Steuerung	Generatorschalter	Parameterliste
Aggregat	Generatorschalter	GS Positionsfehler (Menü 2180)
Aggregat	Netzschalter	NS Positionsfehler (Menü 2220)
Mains/Netz	Kuppelschalter	KS Positionsfehler (Menü 2180)
Mains/Netz	Netzschalter	NS Positionsfehler (Menü 2220)
BTB/SKS	Sammelschienenkuppelschalter	SKS Positionsfehler (Menü 2180)

Wenn eine Steuerung einen Positionsfehleralarm an ihrem Schalter hat, wird der Positionsfehler in der Anwendungsüberwachung wie unten dargestellt hervorgehoben.



ANMERKUNG Die Fehlerklasse des Positionsfehleralarms ist standardmäßig *Warnung*. Dadurch kann der Schalter die Aktion wiederholen, die er vor der Aktivierung des Alarms ausgeführt hat.

9.16.3 Federspannzeit

Um Einschaltfehler durch nicht gespannte Speicherfedern zu vermeiden, kann die Federspannzeit für GS, KS und NS eingestellt bzw. ein Digitaleingang verwendet werden.

Beispiel für eine Situation, in der eine solche Ausfallgefahr besteht:

1. Das Aggregat läuft über den ‚auto-start-stop‘-Befehl im Automatikbetrieb, der GS ist geschlossen.
2. Der ‚auto-start-stop‘-Eingang ist deaktiviert, dadurch wird der GS geöffnet.
3. Wird nun der ‚auto-start-stop‘-Befehl sofort erneut gesetzt, meldet der GS einen Schließfehler, weil die Speicherfeder noch nicht gespannt ist und der Schließbefehl nicht ausgeführt werden kann.

Es stehen zwei Lösungsmöglichkeiten zur Verfügung:

1. Gesteuert durch Timer: Ein Lastzeit-Sollwert für die GS/KS- und NS-Steuerung für Leistungsschalter ohne Rückmeldung, dass die Feder belastet ist. Nachdem der Schalter geöffnet wurde, kann er erst nach Ablauf der Verzögerungszeit wieder geschlossen werden. Die Sollwerte befinden sich in den Menüs 6230, 7080 und 8190. Bei der AGC-Netzsteuerung (Option G5) kann die Rückmeldung "Feder gespannt" des KS anstelle der entsprechenden Rückmeldung des GS benutzt werden.
2. Digitaleingang: Pro Schalter wird ein freier Digitaleingang benötigt: Ein „Feder gespannt“ Eingang für GS/KS und einer für NS. Nach dem Öffnen des Schalters wird das Einschalten erst freigegeben wenn der Eingang aktiv ist. Die Eingänge werden in der Utility-Software konfiguriert. Während die Timer ablaufen, wird die Zeit im Display angezeigt.

Werden beide Möglichkeiten gleichzeitig verwendet, müssen beide Bedingungen für das Schließen erfüllt sein.

LED-Anzeige

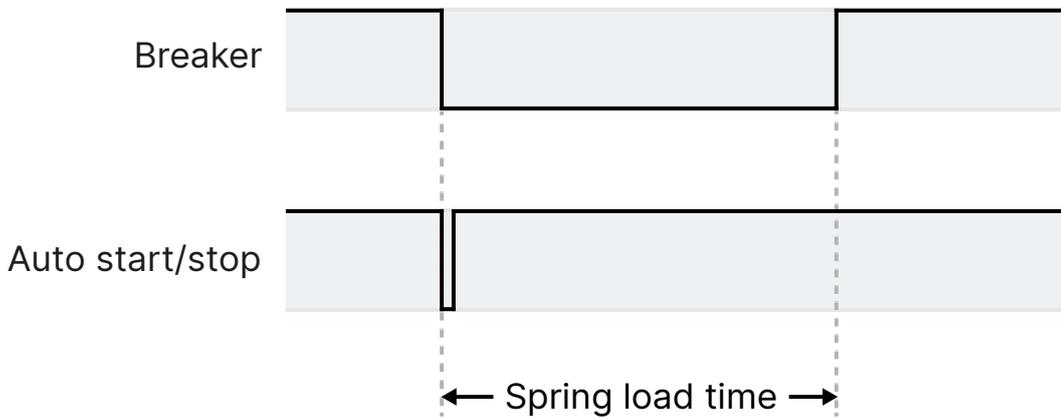
Während der Spannung der Feder blinkt die LED des jeweiligen Schalters gelb.

Benötigt der Schalter nach dem Öffnen Zeit für den Federaufzug, kann die AGC diese Verzögerung mit einkalkulieren. Das kann über Timer gesteuert werden oder, abhängig vom Schaltertyp, über digitale Schalterrückmeldungen.

9.16.4 Prinzip der Schalter-Federspannzeit

Das Diagramm zeigt eine AGC im Inselbetrieb, die über den AUTO-Start/Stop-Eingang gesteuert wird.

Ablauf: Wird der ‚auto-start/stop‘-Eingang deaktiviert, wird der GS geöffnet. Der Eingang AUTO start/stop wird sofort nach Öffnen des Generatorschalters wieder aktiviert, z. B. vom Bediener über einen Schalter in der Schaltanlage. Die AGC schließt den Schalter erst wieder, wenn die Federspannzeit abgelaufen ist. (Oder der Digitaleingang aktiviert ist - nicht dargestellt in diesem Beispiel). Danach wird der GS geschlossen.



9.16.5 Getrennter Schalter

Die Funktion „Getrennter Schalter“ wird verwendet, wenn der Testmodus des Schalters aktiv ist oder wenn der Schalter zu Wartungszwecken ausgeschaltet wird. Sie informiert das System darüber, dass die physische Position des Schalters „geöffnet“ lautet – unabhängig von der Positionsrückmeldung des eigentlichen Schalters. Dadurch ist es möglich, den getrennten Schalter zu betätigen, ohne das restliche System zu stören.

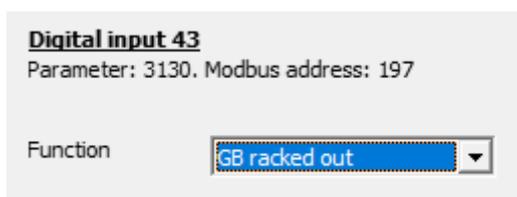
ANMERKUNG Wenn die Funktion *Getrennter Schalter* aktiviert ist, erwartet die entsprechende Steuerung, dass der Schalter physisch von der Sammelschiene getrennt wird. Auf diese Weise kann der Schalter unabhängig vom Zustand der Sammelschiene sofort ohne Synchronisationsprüfung geöffnet und geschlossen werden.

Wenn der Schalter zu Wartungszwecken ausgeschaltet wird, erfolgt möglicherweise keine Positionsrückmeldung an die Steuerung, wodurch ein Alarm *Positionsfehler* auftritt. Während sich der Schalter im Testmodus befindet, kann eine Technikfachkraft den Schalter manuell bedienen, was jedoch den Alarm *Schalter extern ausgelöst* verursacht.

Wenn die genannten Alarme ausgelöst werden, während *Getrennter Schalter* aktiv ist, werden sie unterdrückt. Dazu wird ihre Fehlerklasse auf *Warnung* geändert. Dadurch wird sichergestellt, dass der Alarm nicht andere Schalter im System stört.

Eine Aggregat- oder Netzsteuerung, bei der die Funktion *Getrennter Schalter* aktiv ist, informiert die anderen Steuerungen im System darüber, dass der Schalter geöffnet und dass die Stromquelle an der Sammelschiene nicht verfügbar ist.

In der Eingangsliste der USW wird die Kennzeichnung „Getrennter Schalter“ bestimmten Eingängen zugeordnet. Siehe Screenshot unten.



ANMERKUNG Abhängig vom Typ der Steuerung, GS, KS, NS oder SKS – wird in der Eingabeliste *Getrennt* angezeigt.

Es müssen mehrere Bedingungen erfüllt sein, bevor die Funktion „Getrennter Schalter“ aktiviert werden kann:

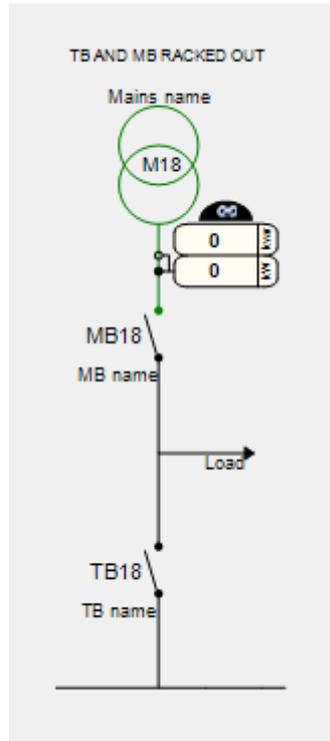
1. Die Steuerung sollte sich entweder in der Betriebsart SEMI-AUTO oder MANUELL befinden.
2. *Schalterpositionsrückmeldung AUS* ist aktiv oder am spezifischen Schalter liegt ein Positionsfehler vor.
3. Der Eingangswert für „Getrennter Schalter“ ist hoch.

Wenn alle oben genannten Bedingungen erfüllt sind, wird im Statustext und der USW „GETRENNTER SCHALTER“ angezeigt.

ANMERKUNG Wenn ein *Positionsfehler* oder eine *externe Schalterauslösung* auftritt, während der Schalter getrennt ist, und der Eingangswert für die Funktion hoch ist, werden die Alarme angezeigt, aber die Fehlerklasse wird unterdrückt.

Die Abbildungen unten zeigen ein Netz, bei dem der NS und der KS getrennt sind. Eine Rückmeldung ist aktiviert und eine ist deaktiviert, wobei letztere immer noch als Signal „geöffnet“ erkannt wird, während der Eingangswert für „Getrennter Schalter“ hoch ist.

Input status	
<input type="radio"/> Digital input 43	43
<input type="radio"/> Digital input 44	44
<input type="radio"/> Digital input 45	45
<input type="radio"/> Digital input 46	46
<input type="radio"/> Digital input 47	47
<input type="radio"/> Digital input 48	48
<input checked="" type="radio"/> MB RACKED OUT	49
<input checked="" type="radio"/> TB RACKED OUT	50
<input type="radio"/> Digital input 51	51
<input type="radio"/> Digital input 52	52
<input type="radio"/> Digital input 53	53
<input type="radio"/> Digital input 54	54
<input type="radio"/> Digital input 55	55
<input type="radio"/> Digital input 23	23
<input type="radio"/> MB pos. feedback OFF	24
<input checked="" type="radio"/> MB pos. feedback ON	25
<input checked="" type="radio"/> TB pos. feedback OFF	26
<input type="radio"/> TB pos. feedback ON	27
<input type="radio"/> Emergency stop	118
<input type="radio"/> Digital input 117	117
<input type="radio"/> Digital input 116	116
<input type="radio"/> Digital input 115	115
<input type="radio"/> Digital input 114	114
<input type="radio"/> Digital input 113	113
<input type="radio"/> Digital input 112	112



ANMERKUNG Prüfen Sie unbedingt, ob der Schalter tatsächlich von der Sammelschiene getrennt ist oder sich physisch in der Testposition befindet. Wenn das Signal „Getrennt“ aktiv ist, findet keine Synchronisation statt. Und wenn der Schalter nicht physisch entfernt wurde, könnte ein Schließbefehl der Steuerung an den Schalter möglicherweise einen Generator und eine stromführende, nicht synchronisierte Sammelschiene miteinander verbinden.

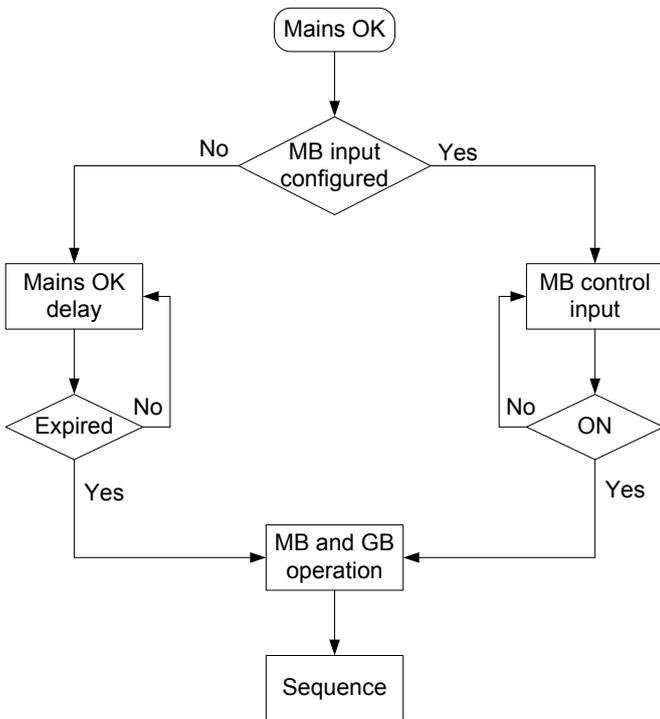
ANMERKUNG Wenn sich eine Aggregatsteuerung im Modus „Getrennter Schalter“ befindet, ist es nicht möglich, die Erdungsrelaisfunktion zu verwenden. Weitere Informationen zum Erdungsrelais finden Sie unter **Option G5**.

9.17 Digitale Netzschaltersteuerung

Die Steuerung führt normalerweise die automatische Notstromsequenz gemäß den vorgenommenen Systemeinstellungen aus. Zusätzlich ist es möglich, einen Digitaleingang zu beschalten, um die Rückschaltung zum Netzbetrieb extern zu steuern. Dieser Eingang heißt 'mains OK'. Eine externe Steuerung oder der Bediener können so entscheiden, wann die Rückschaltsequenz ausgeführt werden soll. Die externe Steuerung kann z.B. eine SPS sein.

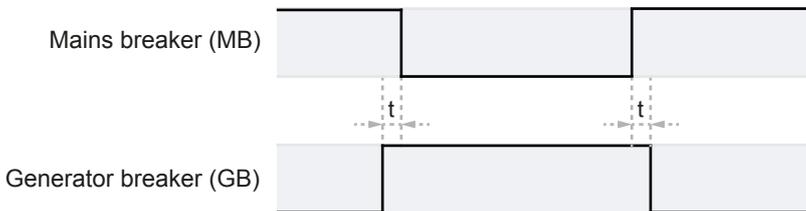
Das Diagramm zeigt, dass der Digitaleingang zur Einleitung der Rückschaltsequenz aktiviert (Impuls) werden muss. Die Verbraucher bleiben auf dem Aggregat, solange der Eingang nicht aktiviert wurde.

Die Netzwiederkehrzeit wird nicht benutzt, wenn der Eingang ‚mains OK‘ konfiguriert ist.



9.18 Kurzzeitparallelbetrieb

Wenn *Überlappung* (Menü 2760) auf *Ein* steht, erzwingt die Steuerung eine maximale Parallelaufzeit für den Generator und das Netz. Dies wird verwendet, um die lokalen Anforderungen an die Kurzzeitparallelität zu erfüllen. Die Überlappungsfunktion ist nur in den Betriebsarten Notstrom (AMF) und Lastübernahme verfügbar.



Wenn der Generatorschalter geschlossen wird, wird der Netzschalter automatisch geöffnet, bevor der Timer abläuft (t). Wenn der Netzschalter geschlossen wird, wird der Generatorschalter geöffnet, bevor der Timer abläuft (t). Der Timer ist konfigurierbar (0,10 bis 99,90 Sekunden).

ANMERKUNG Der Timer zeigt eine eine Maximalzeit an. Die beiden Schalter sind nie beide länger als bis zum eingestellten Wert geschlossen.

ANMERKUNG Wird die Funktion in einer Power-Management-Anwendung (Option G5) für die AGC-Netzsteuerung verwendet, liegt die Überlappung zwischen dem Netzschalter und dem Kuppelschalter

9.19 Frequenz- oder spannungsabhängiger P-Grad

Der P-Grad dient der aktiven Netzstützung. Er kann verwendet werden, wenn das Aggregat in folgenden Modi netzparallel läuft: *Festleistung*, *Netzbezugsregelung* und *Spitzenlast*. Fällt oder steigt die Frequenz oder die Spannung aufgrund von Netzinstabilitäten, regelt die Kurve für frequenz- oder spannungsabhängigen P-Grad den Leistungswert. Der Leistungswert wird bei höherer Netzfrequenz oder -spannung reduziert. Der Leistungswert wird erhöht, wenn die Netzfrequenz oder -spannung niedriger als angegeben ist.

Parameter für frequenz- oder spannungsabhängigen P-Grad

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Beschreibung
7051	Kontrolleinstellung P	0 bis 100 % der Nennleistung	100 %	Festlast-Einstellpunkt
*	Totzone niedrig (7121)	0 bis 99,99 % der Nennfrequenz/ Spannung	0,4 %	Totzone für Netzunterfrequenz oder Unterspannung
*	Totzone hoch (7122)	0 bis 99,99 % der Nennfrequenz/ Spannung	0,4 %	Totzone für Netzüberfrequenz oder Überspannung
*	Hysterese niedrig (7123)	0 bis 99,99 % der Nennfrequenz/ Spannung	99,89 %	Hysterese für Netzunterfrequenz oder Unterspannung Wenn dieser Wert oberhalb von „Totzone niedrig“ eingestellt ist, wird die „Hysterese niedrig“ deaktiviert.
*	Hysterese hoch (7124)	0 bis 99,99 % der Nennfrequenz/ Spannung	99,89 %	Hysterese hoch in Prozenten der Nennfrequenz/Spannung. Wenn dieser Wert oberhalb von „Totzone hoch“ eingestellt ist, wird die „Hysterese hoch“ deaktiviert.
*	P min	0 bis 20000 kW	24 kW**	Grenzwert, minimale Wirkleistung
*	P max	0 bis 20000 kW	480 kW**	Grenzwert, maximale Wirkleistung
*	Steigung niedrig	-20000 bis 20000 kW/%	96 kW/%**	Gradient bei Netzunterfrequenz oder Unterspannung. Die Einstellung bestimmt die Erhöhung/Verringerung des Leistungssollwerts pro Prozent, um den der Istwert unter die Nennfrequenz/ Spannung fällt.
*	Steigung hoch	-20000 bis 20000 kW/%	-96 kW/%**	Gradient bei Netzüberfrequenz oder Überspannung. Die Einstellung bestimmt die Erhöhung/Verringerung der Leistungsreferenz um den Prozentsatz, um den die Istfrequenz unter die Nennfrequenz/Spannung fällt.
*	Kurvenauswahl	P(X1) N/V	P(X1)	P(X1): Die X-Achse ist die Leistung.
*	Kurvenauswahl	f U N/V	f	f: Die Y-Achse ist die Frequenz. U: Die Y-Achse ist die Spannung.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Beschreibung
*	Kurvenaktivierung	Deaktivieren Aktivieren	Deaktivieren	Beachten Sie, dass die Funktion der P-Grad-Kurve standardmäßig deaktiviert ist. Ändern Sie zur Aktivierung diesen Parameter.
*	Wiederherstellungsverzögerung	0 bis 3600 s	600 s	Der Timer startet wenn die Netzfrequenz wieder auf die Totzone zurückkehrt. Die Steuerung verwendet die Leistungsrampe 3, bis dieser Timer abgelaufen ist oder sich die Frequenz aus der Totzone bewegt. Die Leistungsrampe 3 ist nur verfügbar, wenn Sie die Option A10 haben. Sie können sie mit den Parametern 2801 und 2802 einstellen.
*	Calculation method (Berechnungsmethode)	P momentary (Augenblicksleistung) P installed (installiert)	P installed (installiert)	P momentan: Verwenden Sie für die Berechnungen den tatsächlichen P-Wert. P installiert: Verwenden Sie für die Berechnungen den Nennwert P.
*	Droop slope calculation method (Berechnungsmethode für P-Grad-Steigung)	Absolut Prozentual	Absolut	Berechnungsmethode für den Gradienten.
*	Steigung niedrig	-100 bis 100	5 % Leistung/% f/U	Gradient bei Netzünterfrequenz oder Unterspannung.
*	Steigung hoch	-100 bis 100	-5 % Leistung/% f/U	Gradient bei Netzüberfrequenz oder Überspannung.

*Anmerkung: Verwenden Sie die USW, um diese Parameter zu konfigurieren unter *Erweiterte Schutzfunktionen, P-Grad-Kurve 1*.

**Anmerkung: Wenn die *Skalierung* (Parameter 9030) 100 bis 25 000 V beträgt.

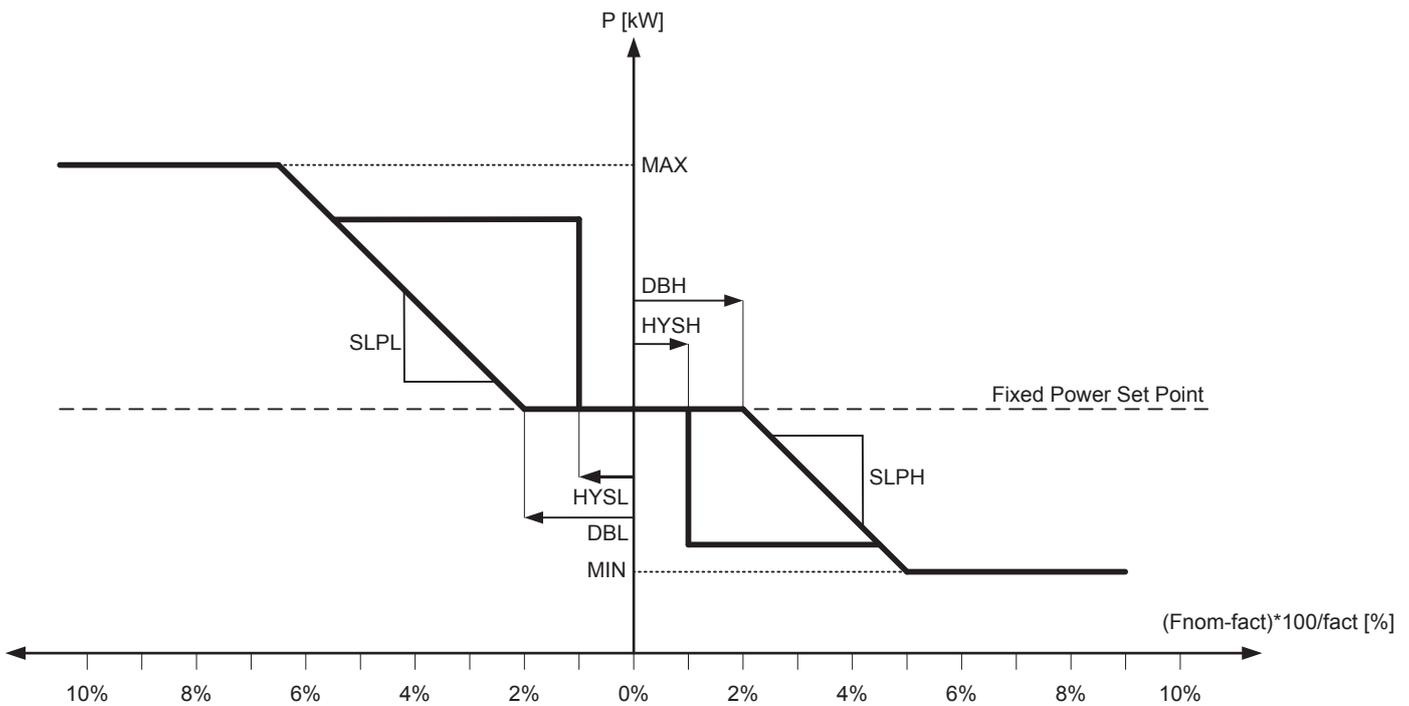


Zusätzliche Informationen

Die P-Grad-Kurve 1 wird auch von der Option A10 verwendet. Mit AGC-Steuerungen und der Option A10 ist die Einhaltung der neuen Grid-Code-Regeln möglich. Eine genauere Erläuterung und weitere Informationen zur P-Grad-Kurve 1 finden Sie unter **Über- und unterfrequenzabhängige Wirkleistung** in **Option A10**

Beispiel

Mit einer Nennfrequenz von 50 Hz und einer Messfrequenz von 51,5 Hz ergibt sich eine Abweichung von 1,5 Hz. Dies entspricht einer 3% igen Abweichung von der Nennfrequenz. Beim Aggregat erfolgt dann eine Absenkung auf 400 kW gemäß dem folgenden Diagramm.



Die P-Bereichskurve kann im Bereich von P min bis P max festgelegt werden.

Wenn die P-Bereichsfunktion aktiviert ist, basiert sie auf dem Istwert des Leistungssollwerts. Wenn die Funktion beispielsweise während des Hochfahrens aktiviert wird und der tatsächliche Leistungswert 200 kW beträgt, basiert der P-Bereich auf 200 kW als *Festleistungssollwert*, wie im Diagramm dargestellt

Die Steigungen (*Steigung niedrig (7133)* und *Steigung hoch (7134)*) werden verwendet, solange sich die Netzfrequenz von der Nenneinstellung entfernt. Wenn sich das Netz zu erholen beginnt und die Frequenz sich auf den Nennwert zubewegt, wartet der Leistungssollwert mit der Wiederherstellung, bis die Frequenz innerhalb der Hysterese Grenzen liegt. Wenn die Hysterese deaktiviert ist, wird der Leistungssollwert anhand der Steigung wiederhergestellt.

Beim P-Grad werden die Steigungen anhand der Größe der Istleistung zu Beginn des P-Grads im Vergleich mit der angegebenen Nennleistung skaliert. Wenn z. B. ein Aggregat mit einer Nennleistung von 1000 kW bei aktiviertem P-Grad 500 kW erzeugt, werden nur 50 % der Steigungswerte genutzt. Für einen nominalen P-Grad von 40 % pro Hz sollte ein 1000-kW-Aggregat (50 Hz) mit einer Steigung von 200 kW/% konfiguriert werden. Wenn das Aggregat bei aktiviertem P-Grad nur 500 kW leistet, beträgt die tatsächliche Steigung 100 kW/%.

Wenn *Automatische Rampenwahl* aktiviert ist (Parameter 2624), wird das sekundäre Rampenpaar während des frequenzabhängigen Leistungsabfalls verwendet. Um ein erneutes Auftreten von Netzfehlern in oder nach einer Situation mit einem instabilen Netz zu verhindern, können langsamere Rampen sinnvoll sein. Die Sekundärrampen werden automatisch wieder deaktiviert, wenn der frequenzabhängige Leistungsabfall nicht mehr aktiv ist und der vorgegebene Leistungssollwert erreicht ist. Ist *Autom. Rampenwahl* deaktiviert, können die sekundären Rampen nur mithilfe von M-Logic aktiviert werden. Die für die sekundären Rampen verwendeten Parameter sind in der nachstehenden Tabelle aufgeführt.

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Beschreibung
2616	Leistungssteigerung 2	0,1 bis 20 %/s	0,1 %/s	Steigung der Rampe 2 bei Leistungssteigerung (Rampe hoch)
2623	Leistungsentlastung 2	0,1 bis 20 %/s	0,1 %/s	Steigung der Rampe 2 bei Leistungsentlastung (nicht zur Entlastung verwendet)
2624	Autom. Rampenwahl	Aktiviert, Nicht aktiviert	Aktiviert	Aktivierung oder Deaktivierung der automatischen Auswahl sekundärer Rampen

9.20 Leistungs- und CosPhi Offsetwerte

9.20.1 Leistungs-Offsets

Diese Funktion legt einen Offset über $\cos\phi$, 3 Offsetwerte stehen zur Verfügung. Die Offsetwerte können in M-Logic verwendet werden. Die Einstellung erfolgt in den Menüs 7220 und 7225. Die aktivierten Leistungsoffsets werden vom festen Leistungssollwert in Menü 7051, der sich auf P_{nenn} bezieht, addiert/subtrahiert.

ANMERKUNG Der eingestellte feste Leistungssollwert wird innerhalb des Parameters 7023 *Mindestlast* und P_{nenn} gehalten.

9.20.2 $\cos\phi$ Offsets

Diese Funktion dient dazu, einen $\cos\phi$ -Offset vom festen $\cos\phi$ -Sollwert vorzunehmen. Es stehen drei Offsets zur Verfügung. Es ist möglich, Offsets über M-Logic zu aktivieren, wobei Offsets als ein Ereignis oder ein Ausgang verwendet werden können, an dem Offsets aktiviert oder deaktiviert werden können. Zum Beispiel: *Ausgang, Befehle, $\cos\phi$ Offset 1 aktivieren* und *Ausgang, Befehle, $\cos\phi$ Offset 1 deaktivieren*. Die Einstellung erfolgt in Menü 7241-7245. Die aktivierten $\cos\phi$ -Offsets werden zum/vom festen $\cos\phi$ -Sollwert im Menü 7052 addiert/subtrahiert.

ANMERKUNG Der eingestellte feste $\cos\phi$ -Sollwert wird innerhalb von *Erweiterte Schutzfunktionen, $\cos\phi$ -Kurve, $\cos\phi$ -Minimaleinstellung (7171) und $\cos\phi$ - Maximaleinstellung (7173)* gehalten.

ANMERKUNG Die Werte in Menü 7050 stellen den $\cos\phi$ ein. Dabei handelt es sich nicht um den Leistungsfaktor im Display. $\cos\phi$ und Leistungsfaktor sind nur bei reiner Sinusform gleich.

9.21 RRCR externe Sollwertregelung

Das Netz kann einen Funk-Rundsteuerempfänger (RRCR) für das Lastmanagement verwenden. Die AGC kann die RRCR-Signale zur Leistungs- und Blindleistungsregelung verwenden.

Sie können vier Binäreingänge (von einem externen RRCR) verwenden, um 16 Signalkombinationen zu konfigurieren. Jede der 16 Signalkombinationen kann für einen Sollwert für *Leistung*, und einen Sollwert für *Blindleistung* oder *$\cos\phi$* verwendet werden.

Sie können auch kombinierte Sollwerte, z. B. für *Leistung* und *Blindleistung*, über die gleichen Eingänge einstellen.

Zur Rückmeldung an den RRCR können Sie vier Relaisausgänge verwenden, um 16 Signalkombinationen zu konfigurieren. Diese Rückmeldung kann nur zur Darstellung des Sollwerts für die *Leistung* verwendet werden.

ANMERKUNG Alternativ zu RRCR kann die Steuerung Modbus- oder Analogeingänge für das Lastmanagement verwenden.

9.21.1 RRCR-Konfiguration

Verwenden Sie die USW-Software, um die Reaktion der Steuerung auf RRCR-Signale zu konfigurieren.

Konfigurieren Sie die Eingänge in M-Logic

Verwenden Sie M-Logic, um die vier Binäreingänge zu definieren. Alle vier Eingänge müssen definiert sein, damit RRCR funktioniert. Wählen Sie die Eingänge unter *Ausgang, Leistungsbegrenzungseingänge, Leistungsbegrenzungseingang [01 bis 04]*.

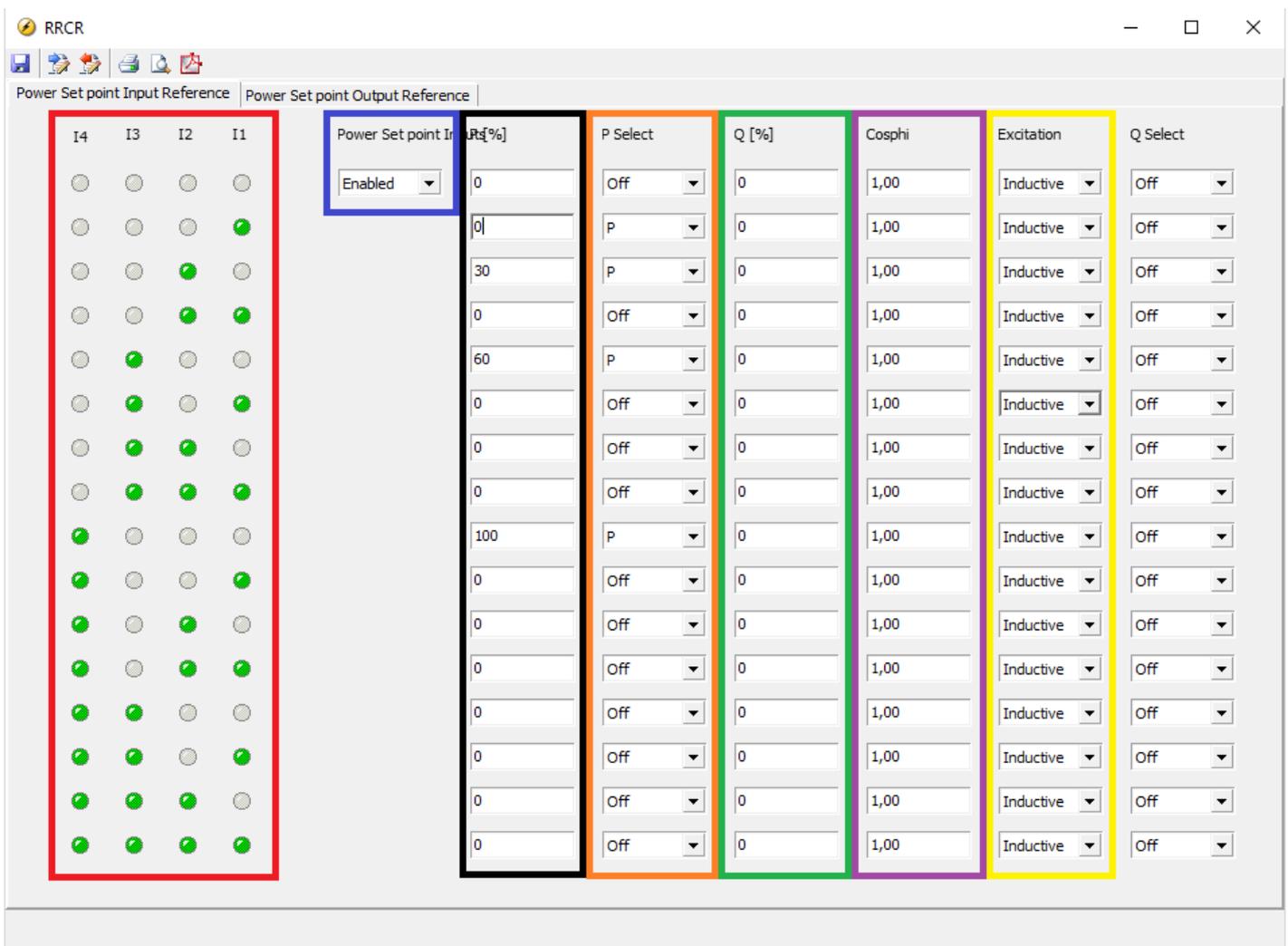
Abbildung 9.2 Beispiel für RRCR-Eingang: DI 23 aktiviert den RRCR-Eingang I1



Konfigurieren der RRCR-Eingänge für Leistungssollwerteingänge

Wählen Sie das RRCR-Symbol in der Taskleiste der USW-Software: . Das RRCR-Fenster wird geöffnet.

Abbildung 9.3 Beispiel für RRCR Leistungssollwerteingänge



Beispiel für RRCR Leistungssollwerteingänge

Wie die Abbildung zeigt, sind die Leistungssollwerteingänge für RRCR aktiviert.

- Wenn nur Eingang 1 aktiviert ist, beträgt der Leistungssollwert der Steuerung 0 %.
- Wenn nur Eingang 2 aktiviert ist, beträgt der Leistungssollwert des Reglers 30 %.
- Wenn nur Eingang 3 aktiviert ist, beträgt der Leistungssollwert der Steuerung 60 %.
- Wenn nur Eingang 4 aktiviert ist, beträgt der Leistungssollwert der Steuerung 100 %.

Für alle anderen RRCR-Eingangskombinationen beträgt der Leistungssollwert der Steuerung 0 %.

Die RRCR-Eingänge regeln nicht den Q- oder Cosφ-Sollwert.

Die 16 Eingangskombinationen werden links im Fenster angezeigt (rote Box). Diese können Sie nicht ändern.

RRCR wird über die *Leistungssollwerteingänge* (blaue Box) *aktiviert* (standardmäßig *deaktiviert*).

Wählen Sie für jede Eingangskombination unter *P [%]* (schwarze Box) den gewünschten Leistungssollwert.

Wählen Sie unter *P-Auswahl* (orangefarbene Box) *P* damit die Steuerung *P [%]* als Sollwert für die Regelung verwendet. Wenn *P-Auswahl ausgeschaltet* ist, kann diese RRCR-Eingangskombination nicht für den Leistungssollwert verwendet werden.

Konfiguration der RRCR-Eingänge für Q- oder Cosφ-Sollwerteingänge

- Wählen Sie unter *Q [%]* (grüne Box) die gewünschten Blindleistungssollwerte aus. Beachten Sie, dass *Q [%]* bei kapazitiven Sollwerten negativ sein muss.
- Wählen Sie unter *Cosφ* (violette Box) die gewünschten Cosφ-Sollwerte.
- Wählen Sie unter *Erregung* (gelbe Box) *induktiv* oder *kapazitiv* für Cosφ. Beachten Sie, dass die Auswahl hier keinen Einfluss auf den Sollwert Q hat.
- Unter *Q-Auswahl*, wählen Sie die Regelung *Aus*, *Q* oder *Cosφ*. Wenn *Aus* gewählt wird, gibt es weder Blindleistung noch Cosφ-Regelung.

Konfigurieren der Ausgänge in M-Logic

Sie können mit M-Logic auch die optionalen Ausgänge definieren. Wählen Sie die Ausgänge unter *Ereignisse*, *Leistungsbegrenzungsausgänge*, *Leistungsbegrenzungsausgang[1 bis 4]* aus.

Abbildung 9.4 Beispiel für die RRCR-Ausgabe: RRCR-Ausgang R1 aktiviert das Relais 5



ANMERKUNG Die RRCR-Ein- und Ausgänge sind nicht verknüpft. Sie sind unabhängig voneinander.

Konfiguration der RRCR-Ausgänge (optional)

Definieren Sie unter *Leistungssollwert Ausgangsreferenz* die Relaisausgänge.

Abbildung 9.5 Beispiel für Leistungssollwertausgänge für RRCR

The screenshot shows the RRCR control interface. At the top, there are window controls and a title bar 'RRCR'. Below the title bar, there are two tabs: 'Power Set point Input Reference' and 'Power Set point Output Reference'. The 'Power Set point Output Reference' tab is active. It contains a dropdown menu labeled 'Power Set point Output Reference' with 'Enabled' selected. Below this, there is a table with three columns: 'P [%]', 'P Select', and 'P Select'. The 'P [%]' column contains values from 0 to 100 in increments of 5. The 'P Select' column contains 'P' for all values. The 'P Select' column is highlighted with an orange border. To the left of the table, there is a grid of 16 circles representing output combinations for R4, R3, R2, and R1. The grid is highlighted with a red border. The circles are arranged in a 4x4 grid. The circles are either grey (deactivated) or green (activated). The activated circles are at (R4, R1), (R4, R2), (R4, R3), (R4, R4), (R3, R1), (R3, R2), (R3, R3), (R3, R4), (R2, R1), (R2, R2), (R2, R3), (R2, R4), (R1, R1), (R1, R2), (R1, R3), and (R1, R4).



Beispiel des Leistungssollwert-Ausgangs für RRCR

Wie die Abbildung zeigt, ist der Leistungssollwertausgang für RRCR aktiviert.

Wenn der Leistungssollwert der Steuerung 30 bis 39 % beträgt, werden R1 und R2 aktiviert.
Wenn der Leistungssollwert der Steuerung 40 bis 49 % beträgt, wird R3 aktiviert.

Auf der linken Seite sind die 16 Ausgangskombinationen dargestellt (rote Box). Diese können Sie nicht ändern.

RRCR wird über die Leistungssollwertausgänge (blaue Box) aktiviert (standardmäßig deaktiviert).

Wählen Sie für jede Ausgangskombination unter P [%] (schwarze Box) den Leistungssollwert aus.

Wählen Sie unter *P-Auswahl* (orangefarbene Box) *P* damit die Steuerung *P [%]* als Sollwert für die Regelung verwendet. Wenn *P-Auswahl* *ausgeschaltet* ist, verwendet die Steuerung diese RRCR-Ausgangskombination nicht zur Ausgabe des Leistungssollwerts.

ANMERKUNG Die Kurve der P %-Werte muss linear sein.

9.22 Manuelle Drehzahl- und Spannungsregelung

Die manuelle Drehzahl- und Spannungsregelungsfunktion lässt sich aktivieren durch Drücken von  für mindestens zwei Sekunden, durch Aktivierung der Digitaleingänge oder über die AOP-Tasten für Drehzahl- oder Spannungsregler im Handbetrieb. Dies ist ein wertvolles Tool zur Einstellung der Regler bei der Inbetriebnahme.

Über die Pfeiltasten AUF und AB ändert sich der Ausgang solange die Taste gehalten wird. Für Digitaleingänge und Tasten am zusätzlichen Bediendisplay gibt es einen Timer, mit dem die Impulslänge auf einen Wert zwischen 0,1 und 10 Sekunden eingestellt werden kann. Der Timer-Parameter 2782 gilt für den Drehzahlregler und 2784 gilt für den Spannungsregler. Ist der Timer zum Beispiel auf 5 s eingestellt, erhöht oder verringert ein Tastendruck am zusätzlichen Bediendisplay bzw. ein Impuls am Digitaleingang den Ausgang um 5 s.

Die Funktion der Regler ist betriebsartenabhängig:

G	0	0	0V
P-Q Setp	100 %	100 %	
P-Q Reg.	50 %	60 %	
	<u>GOV</u>	AVR	

9.22.1 Betriebsart Manuell

In dieser Betriebsart sind die Regler ausgeschaltet. Über die Pfeiltasten ‚aufwärts‘ und ‚abwärts‘ werden die Ausgangswerte für Drehzahl und Spannung verändert und als ‚Reg.‘-Wert im Display angezeigt. Die Tasten ‚aufwärts‘ und ‚abwärts‘ haben die gleichen Funktionen wie die Digitaleingänge oder die AOP-Tasten. Zum Verlassen des Reglerfensters drücken Sie bitte die Taste ‚back‘.

9.22.2 Betriebsart Hand

Die Tasten ‚Aufwärts‘ und ‚Abwärts‘ haben die gleichen Funktionen wie die Digitaleingänge oder die AOP-Tasten.

Der Wert ‚Setp‘ kann über die Pfeiltasten geändert werden. Wenn „DZR“ unterstrichen ist, wird der Drehzahlsollwert geändert. Ist „SPR“ unterstrichen, wird der Spannungssollwert geändert. Nach dem Ändern des Sollwertes wird ein Offset vom Nennwert berechnet. Der ‚Reg.‘-Wert ist der Ausgangswert des Reglers. Wenn das Aggregat im Parallelbetrieb läuft, wird der Wirk- oder Blindleistungssollwert geändert. Wenn es sich um ein Einzelaggregat handelt, wird der Nennfrequenz- oder Spannungssollwert geändert und ebenfalls angezeigt. Durch das Betätigen der Zurücktaste kehrt der Regelsollwert wieder zum Nennwert zurück.

ANMERKUNG Werden die Digitaleingänge oder die AOP-Tasten im Handbetrieb betätigt, öffnet sich das Fenster automatisch.

9.22.3 Auto und Test

Wie SEMI-AUTO, mit dem Unterschied, dass die Aktivierung der Digitaleingänge oder der AOP-Tasten für die DZR- oder SPR-Steuerung den Regelungssollwert ändert, aber nicht das Regelungsfenster öffnet. Wenn die digitalen Eingänge oder AOP-Schaltflächen deaktiviert werden, kehrt der Regelungssollwert auf den Nennwert zurück.

ANMERKUNG Weitere Informationen zur Konfiguration der zusätzlichen Bedientafel (AOP) finden Sie unter *Hilfe* in der PC-Utility-Software.

9.23 Fehlerklasse

Alle Alarme sind mit einer Fehlerklasse eingestellt. Die Fehlerklasse bestimmt die Auswirkung des Alarms auf die Funktion der Anlage.

Die folgenden Tabellen zeigen die Auswirkungen der Fehlerklassen für eine Aggregatsteuerung bei laufender und stehender Maschine.

ANMERKUNG Alle Fehlerklassen lösen den Alarm *Warnung* aus, der im aktiven Alarmprotokoll angezeigt wird.



Zusätzliche Informationen

Siehe **Option G5 Power Management** für Netz- und SKS-Steuerungsfehlerklassen. Siehe **Option G7 Erweitertes Power Management** für Anlagen- und Gruppensteuerungs-Fehlerklassen.

9.23.1 Motor läuft

Fehlerklasse	Aktion	Hupe	Alarmanzeige	Entlasten	Abwurf GS	Abwurf NS	Kühlnachlauf	Aggregat stoppen
1 Block		●	●					
2 Warnung		●	●					
3 GS Aus		●	●		●			
4 GS-Aus+stop		●	●		●		●	●
5 Abstellung		●	●		●			●
6 NS Aus		●	●			●		
7 Sicherheitsstopp*		●	●	●**	●		●	●
8 Abw. NS/GS		●	●		●**	●		
9 Kontrolliert ausgelöster Stopp*		●	●	●	●		●	●

*Anmerkung: *Sicherheitsstopp* und *Kontrollierter Stopp* werden als identisch dargestellt, wirken aber unterschiedlich: Der *Sicherheitsstopp* entlastet und stoppt das Aggregat, wenn andere Stromquellen die Last aufnehmen können. Ist das nicht der Fall, wird das Aggregat nicht gestoppt. *Kontrollierter Stopp* entlastet das Aggregat. Wenn aber keine anderen Stromquellen zur Verfügung stehen, um die Last aufzunehmen, löst das Aggregat den Schalter aus und stoppt. Das bedeutet, dass *Kontrollierter Stopp* dem Schutz des Aggregates Vorrang einräumt, während beim *Sicherheitsstopp* die Last Vorrang hat.

**Anmerkung: Der *Sicherheitsstopp* entlastet das Aggregat vor dem Öffnen des Schalters nur, wenn die Option G5 (Power Management) verwendet wird. Wenn das Power Management nicht aktiv ist, ist *Sicherheitsstopp* ähnlich wie *Kontrollierter Stopp*.

***Anmerkung: *NS/GS auslösen* löst den Generatorschalter nur dann aus, wenn kein Netzschalter in der Applikation vorhanden ist.

Die Tabelle zeigt die Aktionen der einzelnen Fehlerklassen. Ist z. B. ein Alarm auf die Fehlerklasse *Abstellung* eingestellt, passiert Folgendes.

- Die Hupe wird aktiviert
- Der Alarm wird in der Alarmliste angezeigt
- Der Generatorschalter öffnet sofort
- Das Aggregat wird sofort abgestellt
- Das Aggregat kann nicht von der Steuerung aus gestartet werden (siehe nächste Tabelle)

9.23.2 Motor steht

Fehlerklasse	Aktion	Start blockiert	NS-Sequenz blockiert	GS-Sequenz blockiert
1 Block		●		
2 Warnung				
3 GS Aus		●		●
4 GS-Aus+stop		●		●
5 Abstellung		●		●
6 NS Aus			●	
7 Sicherheitsstopp		●		
8 Abw. NS/GS		●*	●	●*
9 Kontrolliert ausgelöster Stopp		●		●

*Anmerkung: Die Fehlerklasse *NLS/GLS-Auslösung* blockiert den Motorstart und die GLS-Sequenz nur, wenn kein Netzschalter vorhanden ist.

ANMERKUNG Zusätzlich zu den Fehlerklassen können bis zu zwei Relais pro Alarm parametrierbar werden, falls freie Relais in der Steuerung vorhanden sind.

9.23.3 Konfiguration der Fehlerklassen

Die Fehlerklassen sind über das Display oder die USW einstellbar.

Bei Änderungen über die USW muss die zu konfigurierende Alarmfunktion ausgewählt werden. Die Auswahl erfolgt über ein Pull-Down-Menü.

The screenshot shows a software interface for configuring a parameter. The window title is "Parameter "-P> 1" (Channel 1000)".

- Set point:** A slider is set to -5% between -200 and 0.
- Timer:** A slider is set to 10 sec between 0.1 and 100.
- Fail class:** A dropdown menu is open, showing options: Trip MB/GB, Warning, Trip GB, Trip+stop, Shutdown, Trip MB, Safety stop, Trip MB/GB (highlighted), and Controlled stop.
- Output A** and **Output B:** These fields are currently empty.
- Password level:** This field is currently empty.
- Enable:** Checked.
- High Alarm:** Not checked.
- Inverse proportional:** Not checked.
- Auto acknowledge:** Not checked.
- Inhibits...:** A dropdown menu.
- Commissioning:** A sub-window showing "Actual value : 0 %" and "Actual timer value" with a slider from 0 sec to 10 sec.
- Buttons:** Write, OK (highlighted), and Cancel.

9.24 Alarmunterdrückung

Um die Alarmaktivierung möglichst flexibel zu gestalten, stehen konfigurierbare Alarmunterdrückungsfunktionen zur Verfügung. Die Konfiguration ist nur über die USW möglich. Für jeden Alarm gibt es ein Drop-down-Fenster. Hier können die Bedingungen für die Alarmunterdrückung ausgewählt werden.

The screenshot shows a configuration window titled "Parameter -P> 1\" (Channel 1000)". It contains several sections:

- Set point:** A slider ranging from -200 to 0, currently set at -5%.
- Timer:** A slider ranging from 0.1 to 100, currently set at 10 sec.
- Fail class:** A dropdown menu set to "Trip GB".
- Output A:** A dropdown menu set to "Not used".
- Output B:** A dropdown menu set to "Not used".
- Password level:** A dropdown menu set to "customer".
- Enable/Disable options:**
 - Enable
 - High Alarm
 - Inverse proportional
 - Auto acknowledge
- Inhibits:** A dropdown menu with a list of options:
 - Inhibit 1
 - Inhibit 2
 - Inhibit 3
 - GB on
 - GB off
 - Run status
 - Not run status
 - Generator voltage > 30 %
 - Generator voltage < 30 %
 - MB on
 - MB off
 - Parallel
- Commissioning:** A sub-window showing "Actual value : 5 %" and "Actual timer value" with a slider from 0 sec to 10 sec.

Buttons at the bottom include "All", "None", "OK", and "Cancel".

Auswahl für Alarm Inhibit:

Funktion	Beschreibung
Unterdrückung 1	
Unterdrückung 2	M-Logic-Ausgänge: Bedingungen werden in M-Logic programmiert.
Unterdrückung (Inhibit) 3	
GS EIN (KS EIN)	
GS AUS (KS AUS)	Der GS/KS ist geöffnet
Run status	Motor-läuft'-Signal / Timer in Menü 6160 abgelaufen.
Not run status	Kein ,Motor-läuft'-Signal / Timer in 6160 nicht abgelaufen.

Funktion	Beschreibung
Generator voltage > 30%	Generatorspannung >30% der Nennspannung.
Generatorspannung < 30 %	Generatorspannung ist unter 30 % der Nennspannung
NS Ein	Netzschalter ist geschlossen.
NS Aus	Netzschalter ist geöffnet.
Parallel	Netzschalter und Generatorschalter sind geschlossen.
Not parallel	Generatorschalter oder Netzschalter sind geschlossen.
Redundante Steuerungen	Die Steuerung ist die redundante Steuerung (wird nur angezeigt, wenn Option T1 aktiviert ist)

ANMERKUNG Der Timer in Menü 6160 wird bei binärer ‚Motor-läuft‘-Rückmeldung ignoriert.

Die Alarmunterdrückung ist aktiv, solange eine der Unterdrückungsbedingungen erfüllt ist.

The screenshot shows a configuration window with the following items:

- Inhibit 1
- Inhibit 2
- Inhibit 3
- GB on
- GB off
- Run status
- Not run status
- Generator voltage > 30 %
- Generator voltage < 30 %
- MB on
- MB off
- Parallel

Buttons: All, None, OK, Cancel

In diesem Beispiel sind die Alarmunterdrückungsfunktionen (Inhibits) *Not run status* (Status nicht ausgeführt) und *GB ON* (GS ein) festgelegt. Der Alarm ist somit bei Aggregatestart aktiv. Wenn der Generator zur Sammelschiene synchronisiert wurde, wird der Alarm wieder deaktiviert.

ANMERKUNG Die LED für Unterdrückungsfunktionen an der Steuerung und am Display wird aktiviert, wenn eine der Unterdrückungsfunktionen aktiv ist.

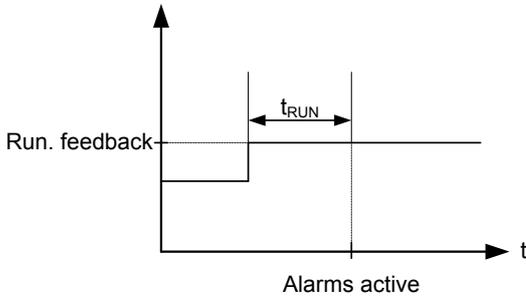
ANMERKUNG Funktionseingänge wie die Rückmeldung „Motor läuft“, Fernstart oder Zugriffssperre werden nie gesperrt. Nur Alarmeingänge können unterdrückt werden.

ANMERKUNG Die SKS-Steuerung hat keine konfigurierbare Lauferkennung, daher sind die einzigen Sperrfunktionen der Binäreingang und die KS-Position.

9.24.1 Status Motor läuft (6160)

Alarmer können so eingestellt sein, dass sie nur bei ‚Motor-läuft‘-Signal und abgelaufener Verzögerungszeit aktiviert werden.

Das Diagramm zeigt den Ablauf. Ist der Timer abgelaufen, werden Alarmer mit *Run status* aktiviert.



ANMERKUNG Der Timer wird bei binärer ‚Motor-läuft‘-Rückmeldung ignoriert.

9.25 Ereignisse

9.25.1 Protokolle

Es gibt drei verschiedene Protokoll:

- Ereignis-Protokoll mit 500 Einträgen.
- Alarm-Protokoll mit 500 Einträgen.
- Batterietest-Protokoll mit 52 Einträgen.

Die Protokolle können im Display und in der USW angezeigt werden. Wenn die einzelnen Protokolle voll sind, überschreibt jedes neue Ereignis das älteste Ereignis nach dem Prinzip „Zuerst rein - zuerst raus“.

9.25.2 Display

Nach Drücken der 'LOG'-Taste erscheint folgende Anzeige:

```
G 400 400 400V
LOG Setup
Eventlog
Event Alarm Batt.
```

Nun kann eines der drei Logbücher ausgewählt werden.

Bei Auswahl „EVENT“ erscheint folgende Anzeige:

```
G 400 400 400V
4170 Fuel level
06-24 15:24:10.3
INFO FIRST LAST
```

Alarm oder Ereignis werden in der zweiten Displayzeile dargestellt. Im Beispiel oben wurde der Kraftstoffstand-Alarm ausgelöst. In der dritten Zeile ist der Zeitstempel zu sehen.

Steht der Cursor unter 'INFO', können die gespeicherten Werte mit 'SEL' abgerufen werden:

```
G 400 400 400V
4170 Fuel level
VALUE 8%
INFO FIRST LAST
```

Das erste Ereignis wird aufgerufen, wenn der Cursor unter 'FIRST' steht und mit 'SEL' bestätigt wurde.

Das letzte Ereignis wird aufgerufen, wenn der Cursor unter 'LAST' steht und mit 'SEL' bestätigt wurde.

Die Tasten keyUP und keyDOWN dienen der Navigation in der Liste.

9.26 Verbindung TCP/IP und Netzwerkparameter

Für die Verbindung zur Steuerung können Sie TCP/IP-Kommunikation verwenden. Dazu ist ein Ethernet-Kabel oder eine Verbindung mit dem Netzwerk erforderlich, in dem sich die Steuerung befindet.

Standard-Netzwerkadresse der Steuerung

- IP: 192.168.2.21
- Gateway: 192.168.2.1
- Subnetzmaske: 255.255.255.0

Konfigurieren der IP-Adresse der Steuerung über die Displayeinheit oder eine USB-Verbindung

Wenn Sie eine Verbindung zu einer Steuerung über TCP/IP herstellen, müssen Sie die IP-Adresse der Steuerung kennen. Suchen Sie die IP-Adresse auf dem Display unter Sprungmenü 9002.

Alternativ können Sie eine USB-Verbindung oder eine Ethernet-Verbindung und die Utility-Software verwenden, um die IP-Adresse der Steuerung zu ändern.



Verwendung eines USB-Kabels für AGC-4

Hilfreiche Hinweise finden Sie in unserer Anleitung [Verwendung des USB-Kabels für AGC-4](#).

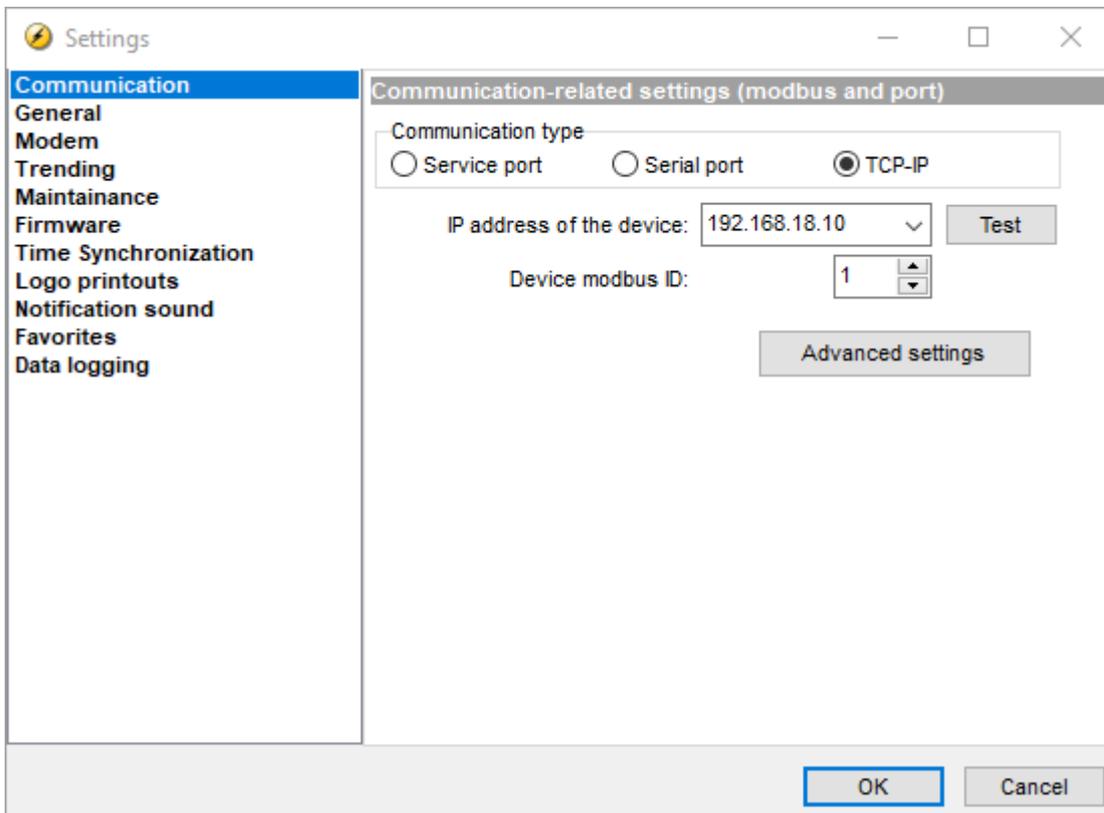
Punkt-zu-Punkt-Ethernet-Verbindung zur Steuerung

Wenn Sie die IP-Adresse nicht über eine USB-Verbindung ändern möchten, können Sie eine Punkt-zu-Punkt-Ethernet-Verbindung verwenden. Der PC muss eine statische IP-Adresse haben. Für die Standard-Netzwerkadresse der Steuerung muss die statische IP-Adresse des PCs 192.168.2.xxx sein, wobei xxx eine freie IP-Adresse im Netzwerk ist.

Wenn Sie die Adresse der Steuerung ändern (z. B. von 192.168.2.yyy zu 192.168.47.yyy), wird die Verbindung unterbrochen. Es wird eine neue statische IP für den PC benötigt. In diesem Fall: 192.168.47.zzz, wobei zzz eine freie IP-Adresse im Netz ist.

Wenn der PC die richtige statische IP-Adresse hat:

1. Verwenden Sie ein Ethernet-Kabel, um den PC mit der Steuerung zu verbinden.
2. Starten Sie die Utility-Software.
3. Wählen Sie *TCP-IP*, und geben Sie die IP-Adresse der Steuerung ein.



4. Mit der Schaltfläche *Test* können Sie überprüfen, ob die Verbindung erfolgreich ist.
5. Wählen Sie *Verbinden*, um eine Verbindung zur Steuerung über TCP-IP herzustellen.

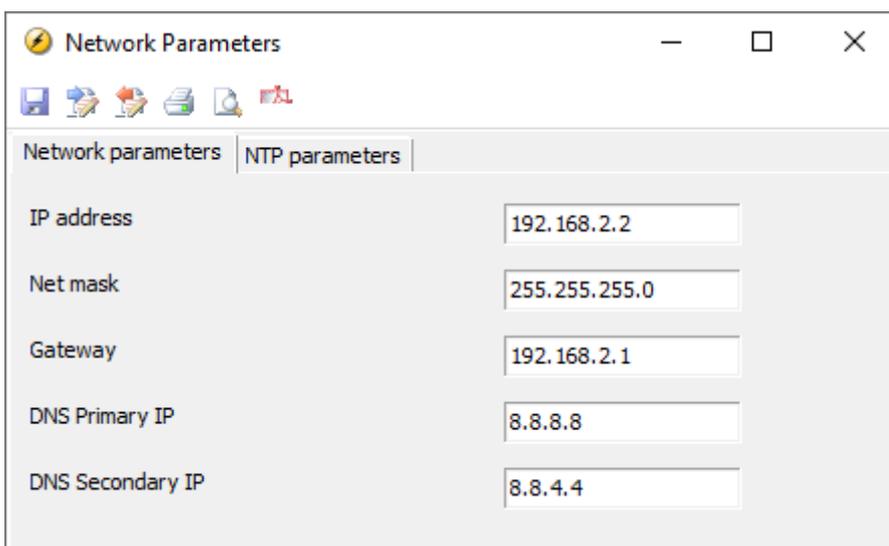


Verwendung eines Ethernet-Kabels für AGC-4

Hilfreiche Hinweise finden Sie in unserer Anleitung [Verwendung eines Ethernet-Kabels für AGC-4](#).

Konfigurieren der IP-Adresse der Steuerung mit Hilfe der Utility-Software

Um die Netzwerkparameter der Steuerung über die Utility-Software zu ändern, drücken Sie die *Option N Konfiguration* . Das Fenster *Netzwerkparameter* wird geöffnet:



Wenn die Netzwerkparameter der Steuerung geändert wurden, drücken Sie die Schaltfläche *in das Gerät schreiben*  drücken.

Die Steuerung empfängt die neuen Netzwerkparameter und führt einen Neustart der Netzwerkhardware durch.

Verwenden Sie die neue IP-Adresse der Steuerung (und eine korrekte statische IP-Adresse des PCs), um erneut eine Verbindung zur Steuerung herzustellen.

Verwendung eines Schalters

Bei einem System mit mehreren Steuerungen können alle Steuerungen an einen Schalter angeschlossen werden. Erstellen Sie eine eindeutige IP-Adresse für jede Steuerung im Netzwerk, bevor Sie die Steuerungen an einen Schalter anschließen.

Der PC kann dann an den Schalter angeschlossen werden, und das Ethernet-Kabel kann immer am selben Port des Schalters angeschlossen sein. Sie können die IP-Adresse der Steuerung in der Utility-Software eingeben.

Die TCP-IP-Verbindung ist schneller als andere Verbindungen. Außerdem kann der Benutzer im Anwendungsüberwachungsfenster der Utility-Software zwischen den Steuerungen wechseln.



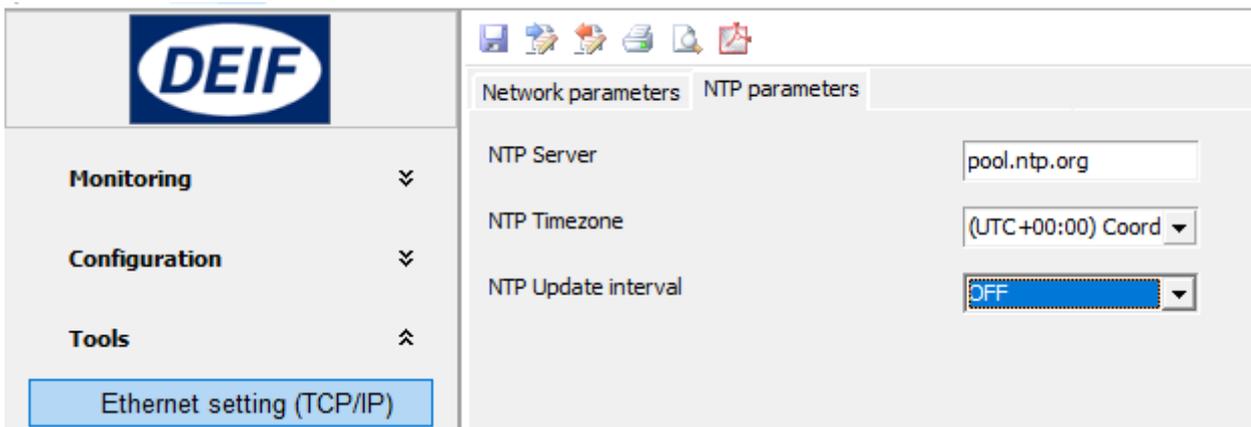
Konfiguration einer IP-Adresse bei der AGC-4

Hilfreiche Hinweise finden Sie in unserer Anleitung [Konfiguration einer IP-Adresse bei der AGC-4](#).

9.26.1 Verwendung von NTP

Um sicherzustellen, dass die Steuerung immer die richtige Zeit hat, können Sie die Funktion des Netzwerkzeitprotokolls (NTP) verwenden.

Wählen Sie in der Utility-Software die Option *Ethernet-Einstellung (TCP/IP)* und dann das Tab *NTP-Parameter* im Fenster *Netzwerkparameter*.



Sie können einen NTP-Server, eine Zeitzone und ein Aktualisierungsintervall auswählen. Schreiben Sie die Änderungen in die Steuerung, um die NTP-Funktion zu aktivieren.

9.27 M-Logic



Erstellung von M-Logic auf der AGC-4

Hilfreiche Hinweise finden Sie in unserer Anleitung [Erstellung von M-Logic auf der AGC-4](#).

M-Logic ist ein einfaches Werkzeug, das auf logischen Ereignissen basiert. Eine oder mehrere Eingangsbedingungen werden definiert, bei Aktivierung dieser Eingangsbedingungen wird die definierte Ausgangshandlung ausgeführt. Es kann eine Vielzahl von Eingängen ausgewählt werden, wie digitale Eingänge, Alarmbedingungen und Betriebsarten. Außerdem kann eine Vielzahl von Ausgängen gewählt werden, wie z. B. Relaisausgänge und Wechsel der Betriebsarten.

M-Logic ist standardmäßig in der Steuerung enthalten. Es sind keine Optionen erforderlich. Durch die Auswahl zusätzlicher Optionen (z. B. Option M12, die zusätzliche Digitaleingänge und -ausgänge bietet) kann die Funktionalität jedoch erhöht werden.

M-Logic ist keine SPS, kann aber eine solche ersetzen, wenn nur recht einfache Befehle ausgeführt werden sollen.

ANMERKUNG M-Logic ist Teil der PC-Utility-Software. M-Logic kann nur über die PC-Utility-Software konfiguriert werden (und nicht über das Display).



Zusätzliche Informationen

In den **Anwendungshinweisen für M-Logic** finden Sie einen Überblick über die M-Logic-Funktion. Sie können auch die Funktion *Hilfe* in der PC-Utility-Software verwenden.

9.28 Schnell-Setup

Zur Einrichtung einer Anlage können sowohl die PC-Utility-Software als auch das Schnell-Setup-Menü verwendet werden.

Das Schnell-Setup-Menü dient zur einfachen Konfiguration einer Anlage. Über Menü 9180 erfolgt die Konfiguration des Schnell-Setup am Display. Es ist möglich, ohne Verwendung der USW, ein Aggregat hinzuzufügen oder wegzunehmen. Es können annähernd die gleichen Grundeinstellungen vorgenommen werden wie mit der USW.

Menü 9180 Schnell-Setup

- 9181: Betriebsart
- AUS: Wenn das Modus-Menü auf **AUS** gestellt ist, wird die vorhandene Applikation des Aggregats nicht geladen.
- Anlage einrichten: Der Modus „Anlage einrichten“ wird in G5-Applikationen verwendet. Weitere Informationen finden Sie in der Anleitung zur Option G5.
- Einzelbetrieb einrichten: Wenn das Menü „Betriebsart“ auf *Einzelbetrieb einrichten* festgelegt ist, ändert die AGC die Applikationskonfiguration. Die Einstellungen im Menü 9182-9185 sind für die neue Konfiguration vorgesehen.

Menu 9185: Mains setup

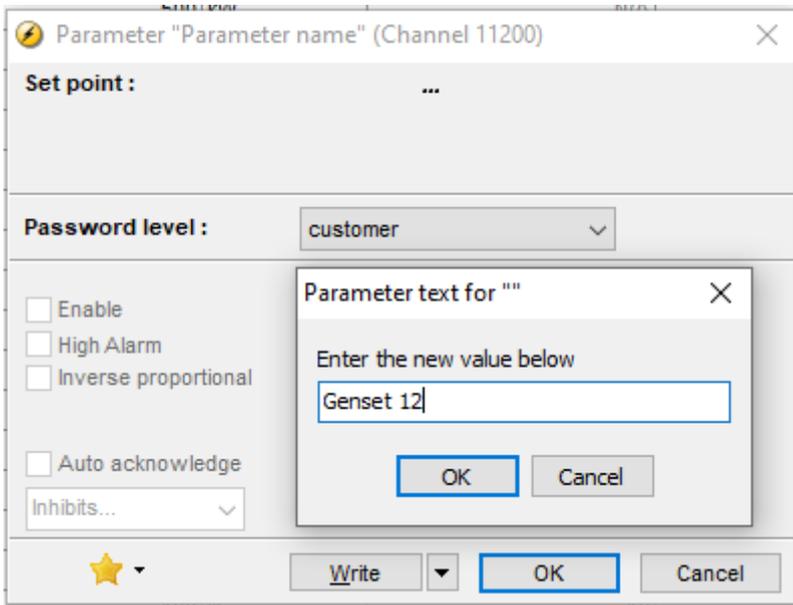
Menu 9183: Mains breaker setup

Menu 9184: Generator breaker setup

ANMERKUNG Wird *Einzelbetrieb einrichten* bei laufender Maschine aktiviert, erscheint die Informationsmeldung *Schnell-Setup-Fehler*.

9.29 Parameter-ID

Sie können in Parameter 11200 einen kurzen Textnamen hinzufügen, um die in der Steuerung verwendete Parameterdatei zu identifizieren.



9.30 Auswahl der Sprache

Die Steuerung kann verschiedene Sprachen anzeigen. Bei Auslieferung ist die Mastersprache (d. h. Englisch) voreingestellt. Die Mastersprache kann nicht verändert werden. Zusätzlich zur Mastersprache können 11 weitere Sprachen konfiguriert werden. Die Konfiguration ist ausschließlich über die USW möglich.

Die Sprachauswahl erfolgt im **Setup-Menü 6080** des Systems. Die Sprache kann über das Display oder die USW angewählt werden. Textänderungen sind nur über die USW möglich. Eine deutsche Sprachdatei ist erhältlich.

9.31 Periodenkompensation

Zweck der Periodenkompensation ist es, die Drehzahl der Anlage dahingehend zu regeln, die richtige Anzahl an Perioden zu erhalten.

ANMERKUNG Diese Funktion ist nur im Inselbetrieb möglich.

In einem 50-Hz-System dauert eine Periode 20 ms. Ändert sich das, z.B. aufgrund der Totbandeinstellung des Frequenzreglers, entsteht ein Unterschied zwischen der tatsächlichen und der theoretischen Anzahl an Perioden.

Equipment, das auf die Nulldurchgänge reagiert, kann durch diese Funktion beeinflusst werden. Dies sind z.B. Synchronuhren.

Die interne Uhr der Steuerung ist ein Zeitnehmer, der in der batteriegestützten Speicherschaltung enthalten ist. Sie ist quartzgesteuert und arbeitet somit unabhängig von der Netzfrequenz. Aufgrund der Genauigkeit des Zeitnehmers wird empfohlen, die Uhr regelmäßig, z. B. einmal im Monat, zu synchronisieren.

Parameter	Name	Beschreibung	Anmerkung
6401	Start	Startzeit.	Die Kompensation startet zur eingestellten Zeit.
6402	Stopp	Stoppzeit.	Die Kompensation stoppt zur eingestellten Zeit.
6403	Differenz	Sollwert (in Sekunden), der die Kompensation aktiviert.	

Parameter	Name	Beschreibung	Anmerkung
6404	Kompensation	Frequenzabweichung während der Kompensation.	+/- Wert.
6405	Aktivieren	Aktiviert die Funktion.	

ANMERKUNG Die Kompensationsfrequenz muss auf einen Wert außerhalb der ‚dead-band‘-Einstellung parametrieren werden.

9.31.1 Kompensationszeit

Der Zeitbedarf zur Kompensation kann wie folgt berechnet werden:

- 6403 = 30 seconds
- 6404 = +/- 0,1 Hz

$$t(\text{total}) = t(\text{set}) / (1 - f(\text{nenn}) / f(\text{diff}))$$

$$t(\text{total}) = 30 \text{ s} / (1 - 50 \text{ Hz} / 50,1 \text{ Hz})$$

$$t(\text{total}) = 15030 \text{ s} \approx 4,1 \text{ Std.}$$

9.32 Sommer/Winter-Zeit

Diese Funktion bewirkt, dass die Steuerung ihre Uhr automatisch auf Sommer- und Winterzeit umstellt. Die Aktivierung erfolgt in Parameter 6490.

ANMERKUNG Diese Funktion unterstützt nur die dänischen Regeln.

9.33 Zugriffssperre

Der Zweck der Zugriffssperre besteht darin, dem Bediener die Möglichkeit zu nehmen, die Parameter der Steuerung zu konfigurieren und die Betriebsarten der Steuerung zu ändern. Die Konfiguration des zugehörigen Digitaleingangs erfolgt über die Utility-Software.

In der Regel wird die Zugriffssperre mit einem Schlüsselschalter im Schaltschrank aktiviert. Sobald die Zugriffssperre aktiv ist, können keine Änderungen am Display vorgenommen werden.

Die Zugriffssperre blockiert nur das Display, nicht jedoch Digitaleingänge oder AOP-Tasten. Die AOP-Tasten können über die M-Logic blockiert werden. Es ist möglich alle Parameter, Timer und der Eingangsstatus im Service-Menü (9120) zu lesen.

Bei aktiver Zugriffssperre können alle Alarmer gelesen aber nicht quittiert werden. Nichts kann am Display geändert werden.

Diese Funktion ist ideal für Leihaggregate oder Anlagen mit ungehindertem Zugang. Der Bediener kann nichts ändern. Ist ein AOP-2 vorhanden, kann der Bediener bis zu 8 vordefinierte Befehle ausführen.

ANMERKUNG Die Stop-Taste ist bei Zugriffssperre nicht aktiv. Aus Sicherheitsgründen sollte eine Not-AUS-Kette installiert sein.

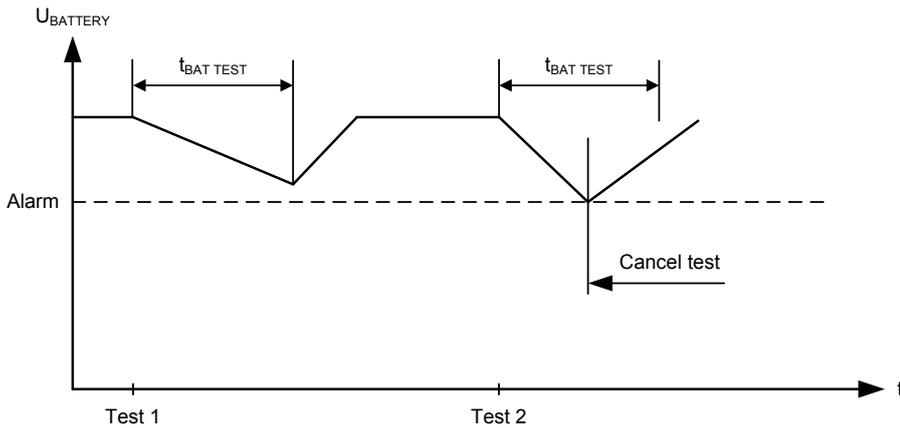
ANMERKUNG Die AOP-Tasten sind bei Zugriffssperre nicht blockiert.

9.34 Batterietest

Diese Funktion ermöglichte einen Zustandstest der Batterie. Der Batterietest kann über einen Digitaleingang in den Betriebsarten Auto und Hand aufgerufen werden.

Tritt während des Batterietests ein Netzausfall ein, so wird der Batterietest abgebrochen und die Notstromsequenz durchgeführt.

Während des Batterietests sinkt die Batteriespannung. Ein Alarm wird ausgelöst, wenn der unter *Batterietest* (Parameter 6411) eingestellte Sollwert unterschritten wird.



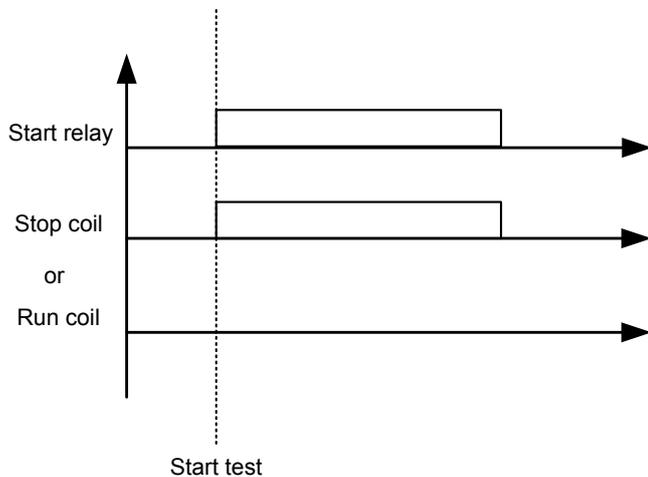
Die Abbildung zeigt, dass Test 1 ohne großen Spannungsabfall durchgeführt wird, Test 2 erreicht dagegen den Alarm-Sollwert. Da kein Grund besteht, die Batterie weiter zu entladen, wird der Test mit Alarmauslösung abgebrochen.

Der Test wird meist regelmäßig, z. B. einmal pro Woche, ausgeführt. Der Motor muss hierzu stillgesetzt sein. Bei laufendem Motor wird der Befehl ignoriert.

Die Relaisausgänge arbeiten wie folgt:

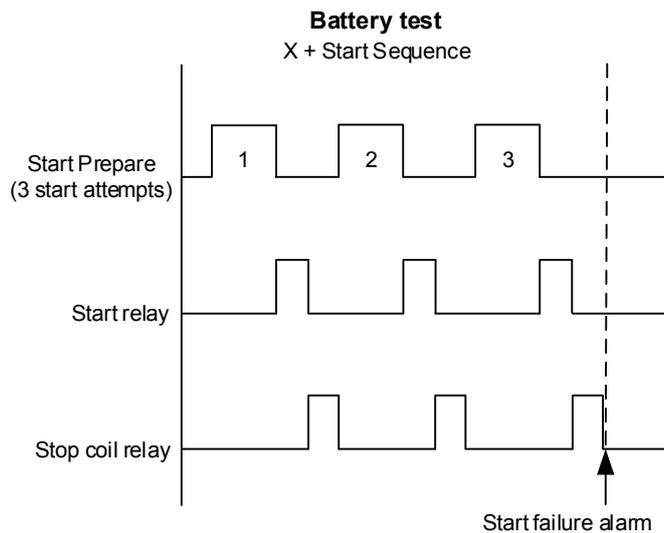
- Stoppmagnet: Der Stoppmagnet wird während des Tests aktiviert.
- Betriebsmagnet: Das Stopprelais bleibt während des Tests deaktiviert.

Die nachstehende Abbildung zeigt, dass beim Start des Tests das Startrelais aktiviert wird und den Motor zum Drehen bringt. Der Motor dreht sich im Zeitraum, der unter *Batterietest* (Parameter 6412) konfiguriert wurde.



Batterietest „X + Startsequenz“

Wenn der Sollwert unter *Batterietest* (Parameter 6413) auf *X + Startsequenz* eingestellt wurde, führt das Aggregat die festgelegte Anzahl an Startversuchen aus (ohne Aktivierung des Betriebsmagnets). Diese Funktion wird verwendet, um zu testen, ob die Batterie mehr als einem Startversuch standhält.



Ein als *X + Startsequenz* konfigurierter Batterietest wird eingesetzt (wie im obigen Beispiel): Timer *Startvorbereitung*, *Starteinschaltzeit* und *Startausschaltzeit*. In diesem Beispiel läuft das Aggregat dreimal mit der Verzögerung *Startvorbereitung* und *Startausschaltzeit* zwischen jedem Anlauf an. Wenn der Test beendet ist, wird ein Startfehler-Alarm ausgelöst.

Wenn die Batteriespannung an einem Punkt niedriger ist als der Sollwert *Batterietest* (Parameter 6411), wird der Test abgebrochen.

Beschreibung	Kommentar
Batterietest (Parameter 6411)	Mindestspannungsniveau
Batterietest (Parameter 6413)	Sollwert: X + Startsequenz
Batterietest (Parameter 6415)	Aktivieren/deaktivieren
Batterietest (Parameter 6416)	Fehlerklasse
Startvorbereitung (Parameter 6181)	Timer vor Anlasser
Starteinschaltzeit (Parameter 6183)	Timer Startrelais EIN
Startausschaltzeit (Parameter 6184)	Timer Stopprelais EIN
Startversuche (Kanal 6190)	Anzahl Startversuche

ANMERKUNG Für den Normalbetrieb muss der Startfehler-Alarm nach Beendigung des Tests bestätigt werden.

9.34.1 Eingangskonfiguration

Für diese Funktion wird ein digitaler Eingang benötigt. Dies erfolgt über die folgende Dialogbox.

Digital input 43
Parameter: 3130. Modbus address: 197

Function

ANMERKUNG In Betriebsart Auto führt ein Netzausfall zur Einleitung der Notstromsequenz.

9.34.2 Automatische Konfiguration

Um den automatischen Batterietest zu verwenden, muss die Funktion in Menü 6420 aktiviert werden. Ist die Funktion aktiviert, erfolgt der Batterietest gemäß einem bestimmten Zeitintervall, z. B. wöchentlich. Bestandene Batterietests werden im Batterie-Protokoll dokumentiert.

ANMERKUNG Die Werkseinstellung in Menü 6424 beträgt 52 Wochen. Dies bedeutet das der Test einmal im Jahr stattfindet.

ANMERKUNG Wenn *Batterietest* (Parameter 6413) auf *X + Startsequenz* eingestellt ist, wird am Ende der Alarm *Startfehler* (Parameter 4570) ausgegeben. Wenn der Alarm nicht quittiert wird, ist das Aggregat nicht betriebsbereit.

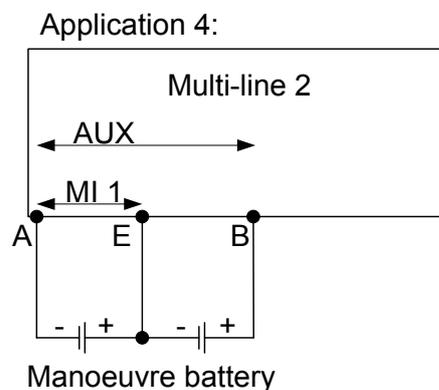
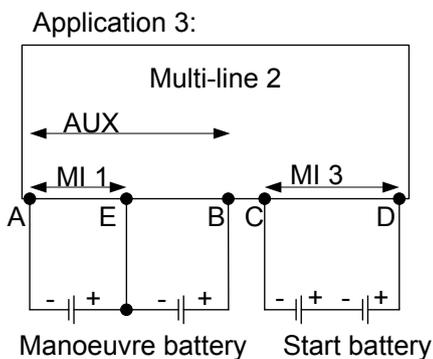
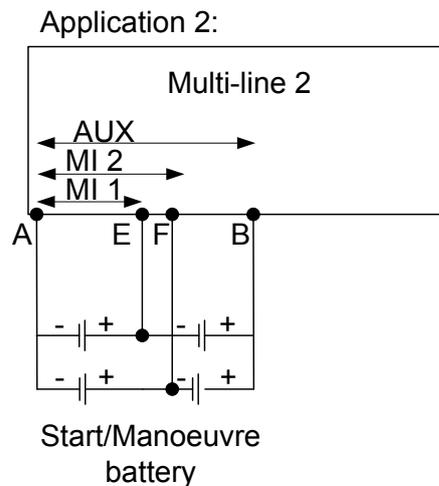
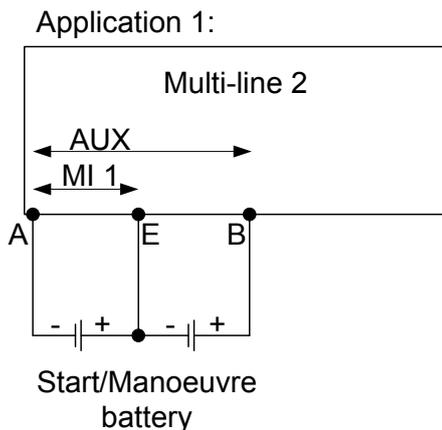
9.34.3 Batterieasymmetrie (6430 Batt. Asymmetr.)

Der Grund für die Asymmetriemessung ist es, herauszufinden ob ein Block der Batterie „schlecht“ wird. Das Ergebnis ist eine Kombination aus Messung und Berechnung.

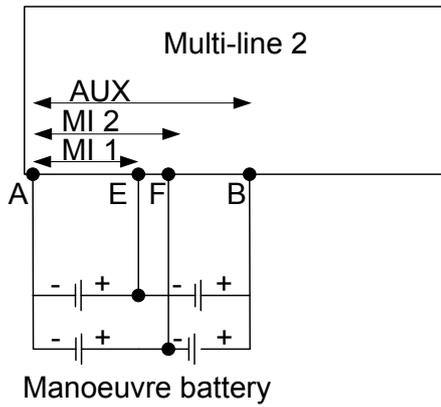
Verfügbare Sollwerte:

- T1: Der Eingangstyp zur Berechnung von Batterieasymmetrie.
- RF1: Referenz zur Asymmetriemessung 1.
- T2: Der Eingangstyp zur Berechnung von Batterieasymmetrie 2.
- RF2: Referenz zur Asymmetriemessung 2.

Die folgenden sieben Batterieapplikationen werden unterstützt. Die gezeigten Applikationen sind nur Beispiele. Die Auswahl zwischen Multiingang (MI) oder Versorgungsspannungseingang erfolgt in Parameter 6410.

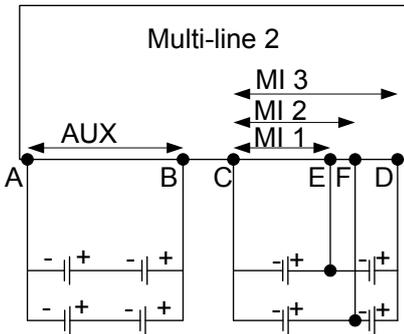


Application 5:



Manoeuvre battery

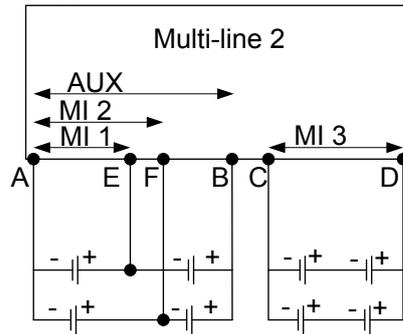
Application 6:



Manoeuvre battery

Start battery

Application 7:

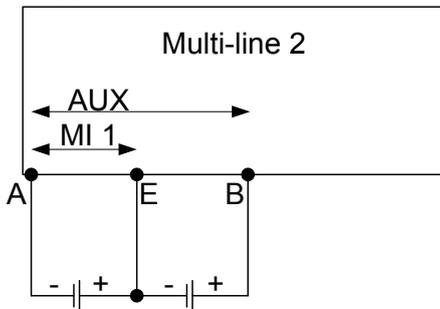


Manoeuvre battery

Start battery

Siehe Applikation 1 als Beispiel:

Application 1:



Start/Manoeuvre battery

Die Netzteilspannung wird als Referenzspannung RF1 (Punkt A und B – Parameter 6432) verwendet. Multieingang 1 dient als Messeingang T1 (Punkt A und E – Parameter 6431). Mit diesen Messwerten kann die Spannung zwischen E und B berechnet werden. So erhalten Sie einen vollständigen Überblick über die Batteriespannungen, z. B.:

- Messwert A/B (RF1) = 21 V DC
- Messwert A/E (T1) = 12 V DC
- Berechneter Wert E/B (RF1 - T1) = 9 V DC
- Batterieasymmetrie = E/B - (RF1 × 1/2) = 9 - (21 × 1/2) = -1,5 V DC

ANMERKUNG Wird Applikation 3, 6 oder 7 verwendet, wird ein Multieingang für den Batterietest benötigt.

ANMERKUNG Es wird erwartet, dass die für die Batterieasymmetrie verwendeten Multieingänge auf 0 bis 40 V DC konfiguriert sind.

ANMERKUNG Die Versorgungsspannung bezieht sich auf die Spannung an den Klemmen 1 und 2.

Batterieasymmetriearm

Die Alarmeinstellung für Batterieasymmetrie 1 und 2 erfolgt in Menü 6440 und Menü 6450.

ANMERKUNG Der Sollwert in den Menüs 6440 und 6450 ist positiv. Der Alarm wird jedoch auch aktiviert, wenn die Berechnung der Batterieasymmetrie negativ ist.

9.35 Schaltschrankfehler

Diese Funktion wird in zwei Parametern behandelt: 6500 „Schalttafl Bldk“ und 6510 „Schalttafl Stop“. Die Funktionen werden über einen konfigurierbaren Digitaleingang („Switchboard Error“) aktiviert.

ANMERKUNG Sobald der Eingang konfiguriert ist, sind die Funktionen aktiv. In den Parametern 6500 und 6510 werden nur die Alarme eingestellt.

9.35.1 Anlaufsperrung Schalttafel Fehler (Block swbd error - Menü 6500)

Der Anlauf des Aggregates wird gesperrt.

Verfügbare Sollwerte:

- Verzögerung: Wenn der Eingang aktiv ist, wird ein Alarm ausgelöst, sobald diese Verzögerung abgelaufen ist.
- Parallel:
 - AUS: Nur die Notstromstartsequenz wird blockiert.
 - EIN: Sämtliche Startsequenzen werden blockiert.
- Ausgang A: Relaisausgang (Aktivierung bei Alarmauslösung).
- Ausgang B: Relaisausgang (Aktivierung bei Alarmauslösung).
- Enable: Ein-/Ausschalten der Alarmfunktion.
- Fehlerklasse: Fehlerklasse des Alarms.

9.35.2 Abstellen Schalttafel Fehler (Stops swbd error - Menü 6510)

Bei Aktivierung wird das Aggregat in Betriebsart Automatik stillgesetzt.

Verfügbare Sollwerte:

- Verzögerung: Ist der Eingang aktiv und die Zeitverzögerung abgelaufen, wird der Schalter geöffnet und das Aggregat abgekühlt und gestoppt. Die Funktion ist unabhängig von der ‚Enable‘-Einstellung.
- Ausgang A: Relaisausgang (Aktivierung bei Alarmauslösung).
- Ausgang B: Relaisausgang (Aktivierung bei Alarmauslösung).
- Enable: Ein-/Ausschalten der Alarmfunktion.
- Fehlerklasse: Fehlerklasse des Alarms.

9.36 Step-Up- und Step-Down-Trafo

9.36.1 Aufwärtstransformator

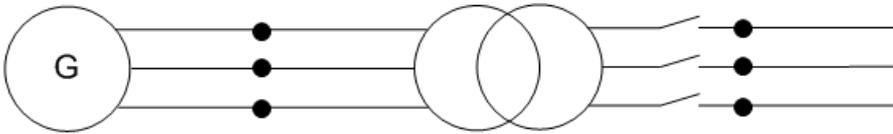
In bestimmten Fällen ist die Anwendung eines Generators mit Aufwärtstransformator (eines so genannten Blocks) erforderlich. Die Ursache dafür ist möglicherweise das Anpassen an die nächste Rasterspannung oder um die Spannung inkrementell zu erhöhen und so die Verluste in den Leitungen zu minimieren und die Leitungsgröße zu reduzieren. Die Applikationen, in denen ein Step-Up-Trafo erforderlich ist, werden vom ML-2 unterstützt. Folgende Funktionen stehen in dieser Applikation zur Verfügung:

1. Synchronisierung mit oder ohne Phasenwinkelkompensation
2. Angezeigte Spannungsmesswerte
3. Generatorschutzvorrichtungen

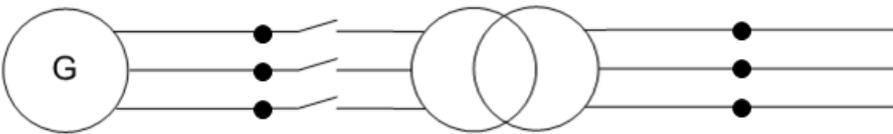
4. Sammelschienenschutzvorrichtungen

Das Diagramm eines Blocks wird nachstehend angezeigt

Generator-/Transformatorblock:



Üblicherweise befindet sich der Synchronisationsschalter auf der Hochspannung (HV)-Seite, auf der Niederspannung (LV)-Seite befindet sich kein Schalter (oder nur ein manuell betätigter). In einigen Applikationen befindet sich der Schalter auch auf der LV-Seite. Dies beeinflusst jedoch nicht die Einstellung im ML-2, solange der Schalter und der Aufspanntransformator beide zwischen Generator, Sammelschiene und Punkten der Netzspannungsmessung des ML-2 positioniert sind. Die Messpunkte sind in den Abbildungen oben und unten als schwarze Punkte dargestellt.



Die Phasenwinkelkompensation wäre kein Problem, wenn über den Step-Up-Trafo keine Phasenwinkelverschiebung erfolgte, in vielen Fällen trifft jedoch genau dies zu. Die Phasenwinkelverschiebung wird in Europa mithilfe der Vektorgruppenbeschreibung beschrieben. Statt der Vektorgruppe könnte dies auch als Taktnotation oder Phasenverschiebung bezeichnet werden.

ANMERKUNG Werden Spannungsmesswandler verwendet, müssen diese in die Gesamt-Phasenwinkelkompensation aufgenommen werden.

Wenn ein ML-2 für die Synchronisierung verwendet wird, nutzt das Gerät das Nennspannungsverhältnis für den Generator und die Sammelschiene, um so einen Sollwert für den Spannungsregler und das Spannungssynchronisierfenster zu berechnen (dU_{MAX}).

Beispiel

Ein Aufspanntransformator mit 10000/400 V wird hinter einem Generator mit einer Nennspannung von 400 V installiert. Die Nennspannung der Sammelschiene beträgt 10000 V. Jetzt beträgt die Spannung der Sammelschiene 10500 V. Der Generator wird mit 400 V betrieben, bevor die Synchronisierung beginnt. Wird jedoch ein Synchronisationsversuch unternommen, wird der Sollwert des Spannungsreglers wie folgt geändert:

$$U_{BUS-MESS} \times U_{GEN-NENN}/U_{BUS-NENN} = 10500 \times 400/10000 = 420 \text{ V}$$

9.36.2 Vektorgruppe für Aufwärtstransformator

Vektorgruppendefinition

Die Vektorgruppe wird durch 2 Buchstaben und 1 Zahl definiert:

- Der erste Buchstabe ist ein großes D oder Y, das festlegt, ob die HV-seitigen Wicklungen eine Delta- oder Ypsilon-Konfiguration aufweisen.
- Der zweite Buchstabe ist ein kleines d, y oder z, das festlegt, ob die LV-seitigen Wicklungen eine Delta-, Ypsilon- oder Zickzack-Konfiguration aufweisen.
- Die Nummer ist die Vektorgruppennummer, welche die Phasenwinkelverschiebung zwischen HV- und LV-Seite des Step-Up-Trafos definiert. Die Nummer ist der Ausdruck der LV-Seitenverschiebung im Vergleich zur HV-Seitenspannung. Die Nummer drückt den Verschiebungswinkel geteilt durch 30 Grad aus.

Beispiel

Dy11 = HV-Seite: Delta, LV-Seite: Ypsilon, Vektorgruppe 11: Phasenverschiebung = $11 \times (-30) = -330$ Grad.

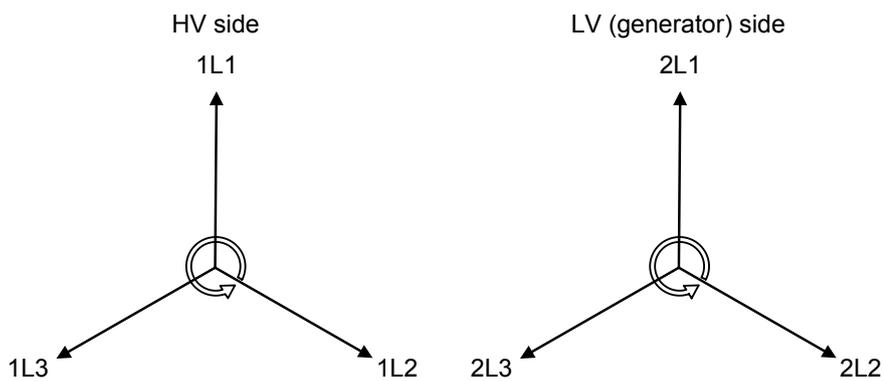
Typische Vektorgruppen

Vektorgruppe	Taktnotation	Phasenverschiebung	LV-Verschiebung in Grad verglichen mit HV
0	0	0 °	0 °
1	1	-30°	30°
2	2	-60°	60°
4	4	-120°	120°
5	5	-150°	150°
6	6	-180°/180°	180 °
7	7	150°	210°
8	8	120°	240°
10	10	60°	300°
11	11	30°	330°

Vektorgruppe 0

Die Phasenverschiebung beträgt 0 Grad.

Abbildung 9.6 Yy0-Beispiel



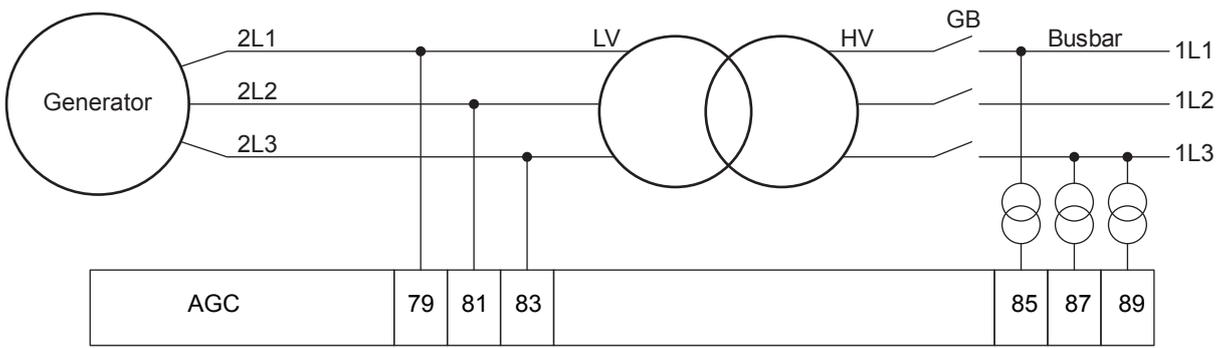
Der Phasenwinkel zwischen 1L1 und 2L1 beträgt 0 Grad

Tabelle 9.1 Phasenkorrektur Einstellung

Parameter	Funktion	Parameter
9141*	SS (Netz)Generatorwinkelkorrektur	0 Grad

ANMERKUNG * Dieser Parameter ist für den Sammelschienenparametersatz 1. Verwenden Sie den Parameter 9142 für den Sammelschienenparametersatz 2.

Abbildung 9.7 Anschlüsse

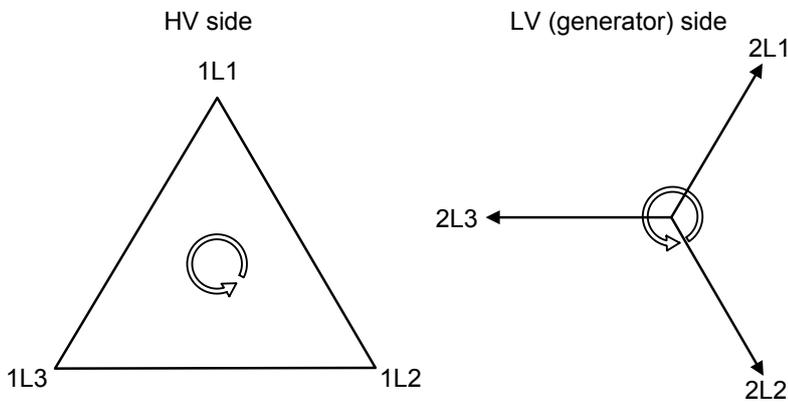


ANMERKUNG Der im Diagramm dargestellte Anschluss sollte stets verwendet werden, wenn eine AGC für ein Aggregat verwendet wird.

Vektorgruppe 1

Die Phasenverschiebung beträgt -30 Grad.

Abbildung 9.8 Dy1-Beispiel



Der Phasenwinkel zwischen 1L1 und 2L1 beträgt -30 Grad.

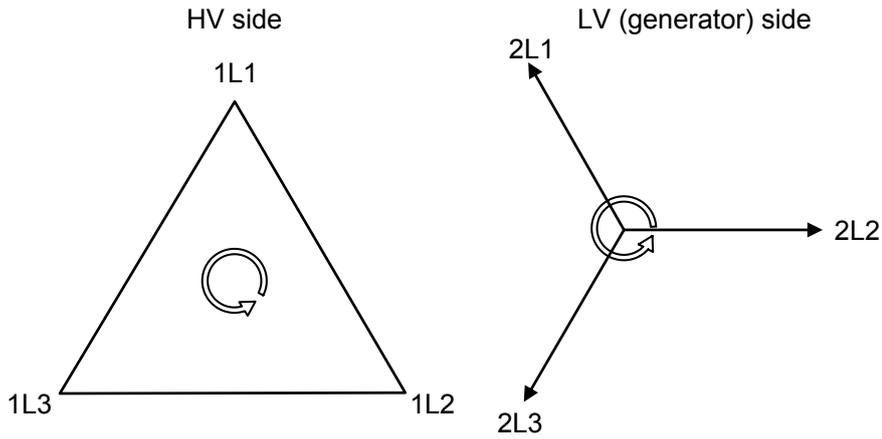
Tabelle 9.2 Phasenkorrektureinstellung

Parameter	Funktion	Parameter
9141	SS (Netz)Generatorwinkelkorrektur	30 Grad

Vektorgruppe 11

Die Phasenwinkelverschiebung beträgt $11 \times (-30) = 330/+30$ Grad.

Abbildung 9.9 Dy11-Beispiel



Der Phasenwinkel zwischen 1L1 und 2L1 beträgt $-333/+30$ Grad.

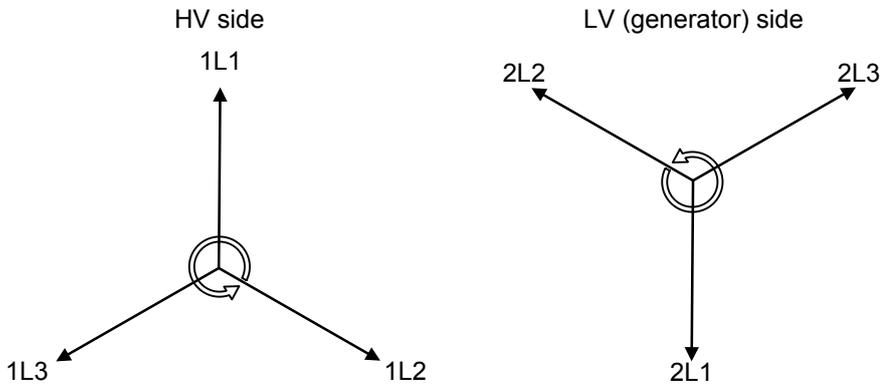
Tabelle 9.3 Phasenkorrektur Einstellung

Parameter	Funktion	Parameter
9141	SS (Netz)Generatorwinkelkorrektur	-30 Grad

Vektorgruppe 6

Die Phasenwinkelverschiebung beträgt $6 \times 30 = 180$ Grad.

Abbildung 9.10 Yy6-Beispiel



Der Phasenwinkel zwischen 1L1 und 2L1 beträgt $-180/+180$ Grad.

Tabelle 9.4 Phasenkorrektur Einstellung

Parameter	Funktion	Parameter
9141	SS (Netz)Generatorwinkelkorrektur	180 Grad

ANMERKUNG Wenn die Vektorgruppe 6 verwendet wird, wählen Sie 179 Grad in Parameter 9141 aus.

Tabelle 9.5 Vergleichstabelle zwischen verschiedenen Terminologien

Vektorgruppe	Taktnotation	Phasenverschiebung	LV-Verschiebung in Grad verglichen mit HV	LV-seitige Verschiebung	LV-seitige Führung
0	0	0 °	0 °	0 °	
1	1	-30°	30°	30°	
2	2	-60°	60°	60°	
4	4	-120°	120°	120°	
5	5	-150°	150°	150°	
6	6	-180°/180°	180 °	180 °	180 °
7	7	150°	210°		150°
8	8	120°	240°		120°
10	10	60°	300°		60°
11	11	30°	330°		30°

Nachfolgend wird die Namensvektorgruppe verwendet.

Tabelle 9.6 Tabelle zum Auslesen des Parameters 9141 im Vergleich zu einem Step-Up-Trafo

Vektorgruppe	Aufwärtstransformator-Typen	Parameter 9141
0	Yy0, Dd0, Dz0	0 °
1	Yd1, Dy1, Yz1	30°
2	Dd2, Dz2	60°
4	Dd4, Dz4	120°
5	Yd5, Dy5, Yz5	150°
6	Yy6, Dd6, Dz6	180 °
7	Yd7, Dy7, Yz7	-150°
8	Dd8, Dz8	-120°
10	Dd10, Dz10	-60°
11	Yd11, Dy11, Yz11	-30°

ANMERKUNG DEIF übernimmt keine Verantwortung dafür, dass die Kompensation korrekt ist. Vor dem Schließen des Schalters empfiehlt DEIF, dass die Kunden die Synchronisierung stets selbst messen.

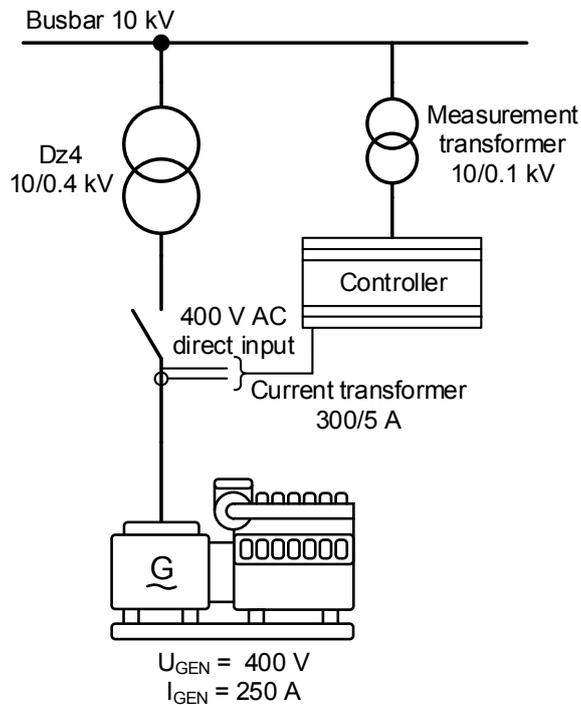
ANMERKUNG Beachten Sie, dass bei einer Verpolung der Spannungsmessung die Einstellung in Parameter 9141 falsch ist!

ANMERKUNG Die in der Tabelle oben gezeigte Einstellung berücksichtigt nicht die von Messwandlern verursachte Phasenwinkelverschiebung!

ANMERKUNG Die in der Tabelle oben angezeigten Einstellungen sind nicht korrekt, wenn ein Step-Down-Trafo verwendet wird. Diese Einstellungen werden später noch aufgeführt.

9.36.3 Konfiguration eines Step-Up-Trafos und eines Messtrafos

Wenn die HV-Seite des Transformators die Spannung bis zu einem höheren Spannungsniveau als 690 V AC umwandelt, müssen Messwandler eingesetzt werden. All diese Parameter können über die Utility Software konfiguriert und an einem Beispiel erläutert werden:



- Bei dem Transformator handelt es sich um einen Dz4 Step-Up-Trafo mit Nenneinstellungen von 10/0,4 kV.
- Der Generator verfügt über eine Nennspannung von 0,4 kV, einen Nennstrom von 250 A sowie eine Nennleistung von 140 kW.
- Der Messwandler verfügt über eine Nennspannung von 10/0,1 kV und keine Phasenwinkelverschiebung.
- Die Nennspannung der Sammelschiene (SS) beträgt 10 kV.

Da die Nennspannung des Generators 400 V beträgt, besteht in diesem Beispiel keine Notwendigkeit für einen Messtrafo auf der LV-Seite. Der ML-2 kann bis zu 690 V bewältigen. Es ist jedoch weiterhin erforderlich, Stromtrafos auf der LV-Seite zu konfigurieren. In diesem Beispiel verfügen die Stromtrafos über einen Nennstrom von 300/5 A.

Da es sich beim Aufspanntransformator um einen Dz4 handelt, liegt eine Phasenwinkelverschiebung von -120° vor.

Diese Einstellungen lassen sich über das Display oder die Utility Software programmieren. Sie müssen unter den in der Tabelle aufgeführten Parametern vorgenommen werden:

Parameter	Anmerkung	Parameter
6002	Generator-Nennleistung	140
6003	Generator-Nennstrom	250
6004	Generator-Nennspannung	400
6041	LV-Messwandler, Primärseite (hier keiner vorhanden)	400
6042	LV-Messwandler, Sekundärseite (hier keiner vorhanden)	400
6043	Stromtrafo, Primärseite	300
6044	Stromtrafo, Sekundärseite	5
6051	HV (SS)-Messtrafo, Primärseite	10000
6052	HV (SS)-Messtrafo, Sekundärseite	100
6053	HV-Nenneinstellung des Step-Up-Trafos	10000
9141*	Phasenwinkelkorrektur	120°

ANMERKUNG * Dieser Parameter ist für den Sammelschienenparametersatz 1. Verwenden Sie den Parameter 9142 für den Sammelschienenparametersatz 2.

ANMERKUNG Der ML-2-Regler kann die Spannungsstufen zwischen 100 und 690 V direkt regeln. Wenn die Spannungsstufe in der Applikation höher oder niedriger ist, müssen Messwandler verwendet werden, die die Spannung in einen Wert zwischen 100 und 690 V umwandeln.

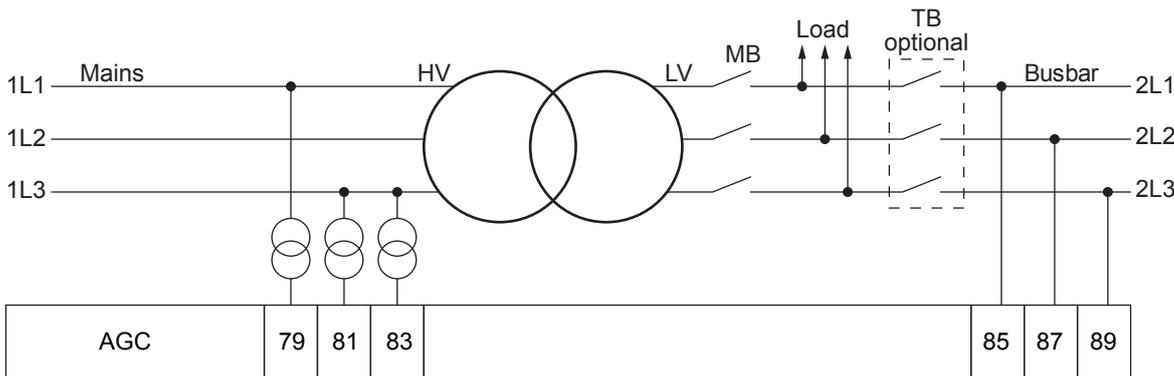
9.36.4 Vektorgruppe für Step-Down-Trafo

In einigen Applikationen kann auch ein Abspanntransformator eingesetzt werden. Dieser kann die Rasterspannung nach unten umwandeln, sodass die Last die Spannung bewältigen kann. Die Steuerung kann die Sammelschiene mit der Netzspannung synchronisieren, selbst, wenn ein Abwärtstransformator mit einer Phasenwinkelverschiebung vorhanden ist. Der Transformator muss sich zwischen den Messpunkten für die Steuerung befinden. Wenn ein Abwärtstransformator verwendet wird, müssen diese Einstellungen unter Parameter 9141 vorgenommen werden, um die Phasenwinkelverschiebung zu kompensieren.

Vektorgruppe	Aufwärtstransformator-Typen	Parameter 9141
0	Yy0, Dd0, Dz0	0 °
1	Yd1, Dy1, Yz1	-30°
2	Dd2, Dz2	-60°
4	Dd4, Dz4	-120°
5	Yd5, Dy5, Yz5	-150°
6	Yy6, Dd6, Dz6	180 °
7	Yd7, Dy7, Yz7	150°
8	Dd8, Dz8	120°
10	Dd10, Dz10	60°
11	Yd11, Dy11, Yz11	30°

ANMERKUNG Wenn ein Abwärtstransformator mit einer Aggregatsteuerung montiert wird, sollten zudem die in der obigen Tabelle aufgeführten Einstellungen verwendet werden.

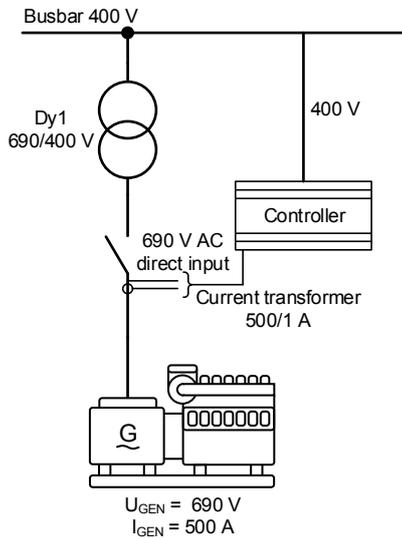
Wenn ein Abwärtstransformator und eine Netzsteuerung montiert werden, beachten Sie bitte, wie die Messgeräte an der Steuerung montiert werden. Die richtige Verbindung ist nachstehend dargestellt.



ANMERKUNG Die in der Abbildung dargestellte Verbindung sollte stets verwendet werden, wenn eine Steuerung für einen Netzschalter verwendet wird.

9.36.5 Konfiguration eines Step-Down-Trafos und eines Messtrafos

Wenn die HV-Seite des Transformators die Spannung bis zu einem höheren Spannungsniveau als 690 V AC umwandelt, müssen Messwandler eingesetzt werden. In diesem Beispiel liegen an der HV-Seite 690 V an, daher ist kein Messtrrafo erforderlich. Der Abspanntransformator (Step-Down-Trafo) kann eine Phasenwinkelverschiebung aufweisen, die korrigiert werden muss. All diese Parameter können über die Utility Software konfiguriert und an einem Beispiel erläutert werden:



- Bei dem Transformator handelt es sich um den Abspanntransformator Dy1 mit Nenneinstellungen von 690/400 V.
- Der Generator verfügt über eine Nennspannung von 690 V, einen Nennstrom von 500 A sowie eine Nennleistung von 480 kW.
- In dieser Applikation gibt es keinen Messwandler, da der ML-2 die Spannungsstufen direkt regeln kann.
- Die Nennspannung der Sammelschiene (SS) beträgt 400 V.

Dennoch müssen Stromtrafos konfiguriert werden. In diesem Beispiel haben die Stromwandler einen Nennstrom von 500/1 A. Der Abwärtstransformator ist ein Dy1, es liegt deshalb eine Phasenwinkelverdrehung von $+30^\circ$ vor.

Diese Einstellungen lassen sich über das Display oder die Utility Software programmieren. Sie müssen unter den in der Tabelle aufgeführten Parametern vorgenommen werden:

Parameter	Anmerkung	Parameter
6002	Generator-Nennleistung	480
6003	Generator-Nennstrom	500
6004	Generator-Nennspannung	690
6041	HV-Messwandler, Primärseite (hier keiner vorhanden)	690
6042	HV-Messwandler, Sekundärseite (hier keiner vorhanden)	690
6043	Stromtrafo, Primärseite	500
6044	Stromtrafo, Sekundärseite	1
6051	LV (SS)-Messtrafo, Primärseite (hier keine vorhanden)	400
6052	LV (SS)-Messtrafo, Sekundärseite (hier keine vorhanden)	400
6053	LV-Nenneinstellung des Step-Up-Trafos	400
9141	Phasenwinkelkorrektur	-30°

9.37 Anforderung von Spitzenströmen

9.37.1 I_{therm.} Bedarf

Diese Messung dient zur Simulation eines Bimetallsystems (bekannt vom Maximalbelastungs-Strommessgerät), das speziell zur Anzeige thermischer Belastungen von Kabeln, Transformatoren usw. geeignet ist.

Es ist möglich, dass zwei verschiedene Anzeigen am Display vorhanden sind. Die erste Anzeige ist die so genannte I_{therm.} Thermische Belastung. Hier wird der mittlere **maximale** Spitzenstrom über ein einstellbares Zeitintervall angezeigt.

ANMERKUNG Beachten Sie, dass der berechnete Mittelwert NICHT dem mittleren Strom über die Zeit entspricht. Der Wert für die I Thermische Belastung ist ein Mittelwert des MAXIMALEN SPITZENSTROMS im einstellbaren Zeitintervall.

Die gemessenen Spitzenströme werden ein Mal pro Sekunde erfasst. Alle 6 Sekunden wird ein mittlerer Spitzenwert berechnet. Wenn der Spitzenwert höher ist als der vorherige maximale Spitzenwert, wird er zur Berechnung eines neuen Mittelwerts herangezogen. Der thermische Belastungszeitraum liefert eine exponentiale thermale Charakteristik.

Das Zeitintervall, in dem der mittlere maximale Spitzenstrom berechnet wird, kann in Parameter 6840 eingestellt werden. Der Wert lässt sich zudem zurücksetzen. Wird der Wert zurückgesetzt, wird er im Ereignisprotokoll dokumentiert. Die Anzeige am Display wird auf 0 zurückgesetzt.

9.37.2 I max. Bedarf

Die zweite Anzeige ist die so genannte Maximalbelastung bzw. der maximale Bedarf, in der Steuerung kurz I max. Bedarf. Am Display wird der neueste maximale Spitzenstromwert angezeigt. Wenn ein neuer maximaler Spitzenstrom erfasst wird, wird der angezeigte Wert gespeichert. Der Wert kann im Menü 6843 zurückgesetzt werden. Wenn der Wert zurückgesetzt wird, wird dieser Vorgang im Ereignisprotokoll vermerkt.

ANMERKUNG Die beiden Rücksetzungsfunktionen sind auch als Befehle über M-Logic verfügbar (*Ausgang, Befehl, Rücksetzung I Maximalbedarf* und *Rücksetzung I Wärmebedarf*).

ANMERKUNG Die Display-Anzeige wird in einem Intervall von 6 Sekunden aktualisiert.

9.38 AC-Mittelwertbildung

9.38.1 Mittelwertbildung bei AC-Messungen

Mit der Utility-Software können Sie eine Mittelwertbildung für eine Reihe von AC-Messungen einrichten. Die gemittelten Werte werden dann auf der Displayeinheit und in den Modbus-Werten angezeigt. Die Steuerung arbeitet jedoch weiterhin mit Echtzeitmessungen.

Wählen Sie in der Utility-Software unter *E/A & Hardware-Setup* das Tab *AC-Mittelwert*. Für jede Messung können Sie zwischen keiner Mittelwertbildung (0 ms), Mittelwertbildung über 200 ms oder Mittelwertbildung über 800 ms wählen.

The screenshot shows the DEIF utility software interface. On the left is a navigation menu with sections 'Monitoring' and 'Configuration'. The 'I/O & Hardware setup' option is highlighted. The main area is titled 'Relay output 57 to 63 (M12) AC meas AVG'. Under 'AC averaging', it says 'Setup for averaging AC measurements: U, I, F, P, Q, S, PF' and 'Settings: 0msec, 200msec, 800msec'. Below this are six dropdown menus for 'Voltage (U)', 'Current (I)', 'Frequency (F)', 'Active power (P)', 'Reactive power (Q)', and 'Apparent power (S)', all currently set to 'OFF'.

9.38.2 AC-Mittelwertalarm

Ein Alarm wird ausgelöst, wenn der Mittelwert einer bestimmten Messung den Sollwert für eine bestimmte Zeit überschreitet.

Im Prinzip wird die Mittelwertberechnung jedes Mal durchgeführt, wenn die Messung aktualisiert wird, z. B. die Spannung. Der Mittelwert basiert auf dem RMS-Wert der drei Phasen.

Für jeden Alarm gibt es zwei Stufen. Sie können die USW verwenden, um diese Alarmer zu konfigurieren.

Parameter	Element
14000	Durchschn. G U> L-L 1
14010	Durchschn. G U> L-L 2
14020	Durchschn. G U< L-L 1
14030	Durchschn. G U< L-L 2
14040	Durchschn. G U> L-N 1
14050	Durchschn. G U> L-N 2
14060	Durchschn. G U< L-N 1
14070	Durchschn. G U< L-N 2
14080	Durchschn. G f> 1
14090	Durchschn. G f> 2
14100	Durchschn. G f< 1
14110	Durchschn. G f< 2
14120	Durchschn. I> 1
14130	Durchschn. I> 2

ANMERKUNG Sie können diese Alarmer nicht über das Display konfigurieren.

9.39 Zähler

9.39.1 Zähler-Parameter

Es sind Zähler für verschiedene Werte enthalten, von denen einige bei Bedarf angepasst werden können, z. B. wenn die Steuerung an einem vorhandenen Aggregat installiert ist oder ein neuer Schalter eingebaut wurde.

Die Tabelle zeigt die einstellbaren Werte und deren Funktion im Menü 6100 an:

Parameter	Name	Funktion	Anmerkung
6101	Laufzeit	Offset-Einstellung des Zählers für die Gesamtbetriebsstunden.	Zählung beginnt, wenn die Motor-läuft-Erkennung vorhanden ist.
6102	Laufzeit	Offset-Einstellung des Zählers für die Tausender-Gesamtbetriebsstunden.	Zählung beginnt, wenn die Motor-läuft-Erkennung vorhanden ist.
6103	GS Betriebsabläufe	Offset-Einstellung der Anzahl der GS-Schaltspiele.	Zählt bei jedem GS-Schließen-Befehl.
6104	NS Schaltspiele	Offset-Einstellung der Anzahl der NS-Schaltspiele.	Zählt bei jedem NS-Schließen-Befehl.
6105	kWh Reset	Setzt den kWh-Zähler zurück.	Wird nach dem Zurücksetzen automatisch wieder auf AUS zurückgestellt. Die

Parameter	Name	Funktion	Anmerkung
			Zurücksetzfunktion kann nicht aktiviert gelassen werden.
6106	Startversuche	Offset-Einstellung der Anzahl an Startversuchen.	Zählt bei jedem Startversuch.

ANMERKUNG Zusätzliche Zähler für *Betriebsstunden* und *Energie* können über die Utility-Software ausgelesen werden.



9.39.2 Impulzzähler

Zwei konfigurierbare Digitaleingänge können als Zählereingang verwendet werden. Die beiden Zähler können z. B. für den Kraftstoffverbrauch oder den Wärmestrom verwendet werden. Die beiden Digitaleingänge lassen sich NUR für über M-Logik für Impulseingänge konfigurieren, wie im nachstehenden Beispiel dargestellt.



- Die Skalierung des Impulseingangs kann in Menü 6851/6861 festgelegt werden. Der Skalierungswert kann als Impuls/ Einheit oder Einheit/Impuls festgelegt werden.
- Die Zählerwerte lassen sich am Display ablesen. Die Anzahl der Dezimalstellen kann im Menü 6853/6863 eingestellt werden.

ANMERKUNG Die Steuerung kann 4 bis 5 Impulse pro Sekunde erfassen.

9.39.3 kWh-/kVArh-Zähler

Der Regler verfügt über zwei Transistorausgänge, die jeweils einen Wert für die Stromerzeugung darstellen. Bei den Ausgängen handelt es sich um Impulsausgänge und die Impulslänge für jede der Aktivierungen beträgt 1 Sekunde.

Klemme Nr.	Ausgang
20	kWh
21	kvarh
22	Gemeinsame Klemme

Die Anzahl der Impulse ist abhängig von der eingestellten Isteinstellung der Nennleistung:

Generatorleistung	Einstellung Fehlerklasse	Anzahl Impulse (kWh)	Anzahl Impulse (kVArh)
P _{NOM}	<100 kW	1 Impuls/kWh	1 Impuls/kVArh
P _{NOM}	100 bis 1000 kW	1 Impuls/10 kWh	1 Impuls/10 kVArh
P _{NOM}	>1000 kW	1 Impuls/100 kWh	1 Impuls/100 kVArh

ANMERKUNG Der kWh-Messwert wird ebenfalls im Display angezeigt. Die kVArh-Messung ist jedoch nur über den Transistorausgang verfügbar.

ANMERKUNG Achtung - die Höchstlast für die Transistorausgänge beträgt 10 mA.

9.39.4 M-Logic-Zähler



Zusätzliche Informationen

Siehe **M-Logic Ereigniszähler** in den **Anwendungshinweisen M-Logic AGC-4 Mk II**.

9.40 KWG ISO5 Isolationswächter

Wenn Sie die Option H12 haben, können Sie einen Isolationswächter KWG ISO5 an die CAN-Busklemmen anschließen. Die Steuerung kann dann den Isolationswiderstand empfangen.

Sie können den Isolationswiderstand zu einer Ansicht in der Steuerung hinzufügen. Sie können den Isolationswiderstand auch für einen Analogeingangsalarm verwenden. Sie können Modbus und M-Logic zur Kommunikation mit dem KWG ISO5 verwenden.

Konfiguration

Wenn kein Steuergerät an den CAN-Bus-Klemmen angeschlossen ist, wählen Sie *KWG ISO5 Isolationswächter* in *Motor I/F* (Parameter 7561).

Wenn ein J1939-Steuergerät angeschlossen und in Parameter 7561 ausgewählt ist, erkennt die Steuerung automatisch das KWG ISO5.

Anzeige des Isolationswiderstands

Wählen Sie in der Utility-Software unter *Konfiguration der Benutzeransichten* eine Ansicht und dann eine Ansichtszeile aus. Wählen Sie *Motorkommunikation*, *Isolationsüberwachung*, *KWG ISO5 Isolationsüberwachung*.

Erstellen eines Alarms für den Isolationswiderstand

Sie können die Differenzmessfunktion verwenden, um einen Alarm für den Isolationswiderstand zu erstellen.

 **Beispiel: Aktivieren Sie einen Alarm, wenn der Isolationswiderstand unter 20 kΩ liegt**

In *Delta ana9 InpA* (Parameter 4745) und *InpB* (4746), wählen Sie *KWG ISO5 Isolationswiderstand*.

 Parameter "Delta ana9 InpA" (Channel 4745) ✕	 Parameter "Delta ana9 InpB" (Channel 4746) ✕
Set point : KWG ISO5 insulation resistance ▾	Set point : KWG ISO5 insulation resistance ▾
Password level : customer ▾	Password level : customer ▾
<input type="checkbox"/> Enable <input type="checkbox"/> High Alarm <input type="checkbox"/> Inverse proportional <input type="checkbox"/> Auto acknowledge Inhibits... ▾	<input type="checkbox"/> Enable <input type="checkbox"/> High Alarm <input type="checkbox"/> Inverse proportional <input type="checkbox"/> Auto acknowledge Inhibits... ▾
★ ▾ Write ▾ OK Cancel	★ ▾ Write ▾ OK Cancel

In *Delta ana9 1* (4790), konfigurieren Sie den Alarm.

Parameter "Delta ana9 1" (Channel 4790) X

Set point :

-999,9 999,9

Timer : 5 sec

0 999

Fail class : Warning

Output A Not used

Output B Not used

Password level : customer

Enable
 High Alarm
 Inverse proportional
 Auto acknowledge
 Inhibits...

Commissioning

Actual value : 0

Actual timer value

sec

★

ANMERKUNG Wenn der Widerstand unter 20 kΩ liegt, handelt es sich nicht um einen Hochalarm.

M-Logic-Befehle

Ausgang, MK-Befehle

Befehl	Angaben
MK KWG ISO5 Test-Telegramm	Die Steuerung sendet ein Testtelegramm an das KWG ISO5.
MK KWG ISO5 Reset-Telegramm	Die Steuerung sendet ein Reset-Telegramm an das KWG ISO5.
MK KWG ISO5 Summer-Reset-Telegramm	Die Steuerung sendet ein Buzzer-Reset-Telegramm an das KWG ISO5.

M-Logic Ereignisse

Ereignisse, MK-Ereignis

Ereignis	Angaben
KWG ISO5 - Isolationsfehler	Das KWG ISO5 hat einen Isolationsfehler festgestellt.
KWG ISO5 - Isolationswarnung	Das KWG ISO5 sendet eine Isolationswarnung.
KWG ISO5 - Isolationszeitüberschreitung	Die Steuerung kann nicht mit dem KWG ISO5 verbunden werden.



Zusätzliche Informationen

Siehe **Externes E/A-Modul CIO/IOM (Option H12.2/H12.8)** in der **Installationsanleitung** für Informationen zur Verdrahtung

9.41 Nicht unterstützte Anwendung

Die Steuerung unterliegt Konfigurationsbeschränkungen. Wenn eine Konfigurationsregel verletzt wird, aktiviert die Steuerung den Alarm *Nicht unterstützte Anwendung* oder *Falsche Schalterkonfiguration*. Der Alarmwert zeigt an, welche

Regel verletzt wurde. Sie können den Alarmwert im Alarmprotokoll der Utility-Software sehen (öffnen Sie die Seite *Protokolle* und rufen Sie die *Alarmprotokolle* auf).

Alarmwert	Konfigurationsregel
1	Für standardmäßige Steuerungsanwendungen muss die Steuerung über die Option Power Management verfügen.
2	Es ist nicht möglich, eine einzelne Steuerungsanwendung mit einer Netzsteuerung oder einer SKS-Steuerung zu konfigurieren.
4	Multinetzanzwendung mit entweder Gruppen- oder Topnetz konfiguriert.
7	Unbekannter Anwendungstyp
8	Bei der Steuerung muss die Emulationsoption aktiviert sein, um die Emulation zu aktivieren.
10	Die Anzahl der Steuerungen in einer Anlage übersteigt die maximal zulässige Anzahl.
12	Für Anwendungen mit einer Steuerung und einem externen Generatorschalter müssen beide Rückmeldungen konfiguriert werden.
13	Bei Anwendungen mit einer Steuerung und einem externen Netzschalter müssen beide Rückmeldungen konfiguriert werden.
29	Es besteht ein interner CAN-Protokollkonflikt.
36	In der Anwendungskonfiguration kann kein Netz vorhanden sein, wenn PMS Lite aktiviert ist.
37	CANshare und PMS Lite können nicht auf der gleichen CAN-Leitung laufen.

Beispiel für ein Alarmprotokoll

TimeStamp	Line	Text	Channel	PPower	QPower	PF	Gen. U1	Gen. U2	Gen. U3	Gen. I1	Gen. I2	Gen. I3	Gen. F	Bus U1	Bus U2	Bus U3	Bus F	df/dt	Vector	Multi input 102	Multi input 105	Multi input 108	Tacho	Alarm value
2023-08-25 10:39:57.300	0	Unsupported appl.		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36

10. Allgemeiner Zweck PID

10.1 Einführung

Die Allzweck PID-Regler arbeiten nach denselben Prinzipien wie die PID-Regler für den Spannungs- und Drehzahlreglerausgang. Sie bestehen aus einem proportionalen, einem integralen und einem derivativen Teil. Der integrale und derivative Teil sind von der Proportionalverstärkung abhängig. Eine Beschreibung der Prinzipien finden Sie im Kapitel über die Steuerungen für Spannungs- und Drehzahlregler. Die Relaisregelung wird ebenfalls im Kapitel über die Steuerungen für Spannungs- und Drehzahlregler beschrieben.

Beachten Sie, dass die GP-PIDs etwas weniger ansprechbar sind. Diese Steuerungen sind für Zwecke wie Temperaturregelung, Steuerung von Lüftern, Ventilen usw. vorgesehen.

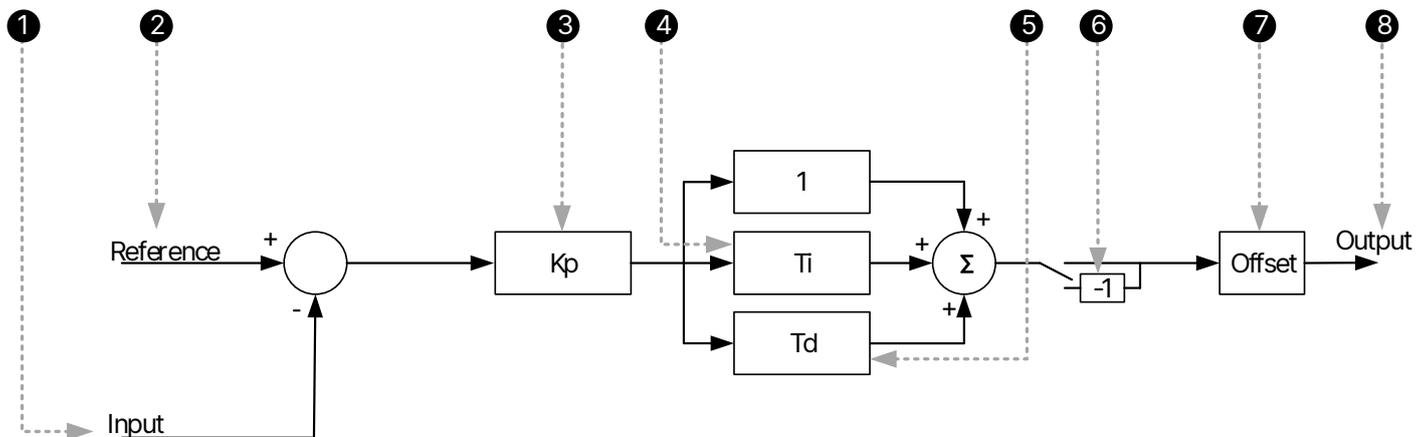
In diesem Abschnitt werden die Optionen der GP PID-Schnittstelle mit einigen Konfigurationsbeispielen beschrieben.

Akronyme

- AZ: Allgemeiner Zweck
- SW: Sollwert
- PV: Prozessvariable

10.1.1 Allzweck-PIDs, analoger Regelkreis

Die Analogregelung in den Allzweck-PIDs wird über einen PID-Regelkreis durchgeführt. Das folgende Diagramm zeigt die Elemente der PID-Schleife



1. **Eingang:** Dies ist der Analogeingang, der den Prozess misst, den die Steuerung zu regeln versucht. Siehe *Eingang* weiter unten in diesem Dokument.
2. **Referenz:** Dies ist der Sollwert, auf den die Steuerung versucht, den Eingang zu regeln. Siehe *Eingang* weiter unten in diesem Dokument.
3. **Kp:** Dies ist die proportionale Verstärkung des PID-Regelkreises. Siehe *Ausgang* weiter unten in diesem Dokument.
4. **Ti:** Dies ist die integrale Verstärkung des PID-Regelkreises.
5. **Td:** Dies ist die Differenzialverstärkung des PID-Regelkreises.
6. **Umgekehrt:** Wird „Umgekehrt“ aktiviert, erhält der Ausgangswert ein negatives Vorzeichen. Siehe *Ausgang* weiter unten in diesem Dokument.
7. **Offset:** Der Offset wird zur Funktion addiert und verschiebt den Regelbereich. Siehe *Ausgang* weiter unten in diesem Dokument.
8. **Ausgang:** Dies ist der endgültige Ausgangswert des PID-Reglers, der den Messumformer regelt

10.1.2 AZ-PID-Schnittstelle in USW

Verwenden Sie die PID-Schaltfläche () in der Utility-Software, um die Eingangs- und Ausgangseinstellungen des GP PID zu konfigurieren.

10.2 Eingängen

10.2.1 Eingängen

Jeder Ausgang kann bis zu drei Eingänge haben. Es wird jeweils nur ein Eingang für die Berechnung des Ausgangssignals verwendet. Unter **Dynamische Eingangsauswahl** ist die Auswahl beschrieben.

Erläuterung der AZ-PID-Regler-Einstellungen

The screenshot shows a software interface for configuring PID controllers. It is divided into three sections: 'PID 1 Input Configuration', 'Input 2 Configuration', and 'Input 3 Configuration'. Each section contains a list of parameters with corresponding input fields and sliders.

Parameter	Value / Setting
Activation of PID 1	1 On
Input 1	2 Ext. Input 3
Input 1 min.	3 0
Input 1 max.	4 100
Setpoint 1	5 Reference 1
Setpoint 1 min.	6 0
Setpoint 1 max.	7 100
Setpoint 1 offset	8 0
Reference 1	9 300
Weight 1	10 1
Enable 1	11 On
Input 2	EIC Oil temp. (SPN :)
Input 2 min.	0
Input 2 max.	100
Setpoint 2	Reference 2
Setpoint 2 min.	0
Setpoint 2 max.	100
Setpoint 2 offset	0
Reference 2	900
Weight 2	1
Enable 2	On
Input 3	EIC Aux coolant tem
Input 3 min.	0
Input 3 max.	100
Setpoint 3	Reference 3
Setpoint 3 min.	0
Setpoint 3 max.	100
Setpoint 3 offset	0
Reference 3	850
Weight 3	1
Enable 3	On

- Aktivierung des PID[#]:** Aktiviert das PID, oder ermöglicht seine Aktivierung durch M-Logic.
- Eingang 1:** Wählen Sie hier die Quelle für diesen Eingang. Zu den Optionen gehören Analogeingänge der Steuerung, externe Analogeingänge und MK-Messungen.
- Eingang 1 min.:** Das untere Ende der Skala für den Eingang.
- Eingang 1 max.:** Das obere Ende der Skala für den Eingang.
- Sollwert 1:** Wählen Sie **Referenz 1**, um den Sollwert in diesem Feld zu definieren. Alternativ können Sie auch eine Sollwertquelle auswählen (aus den gleichen Optionen wie für **Eingang 1**).
- Sollwert 1 min.:** Das untere Ende der Skala für den Sollwert.
- Sollwert 1 max.:** Das obere Ende der Skala für den Sollwert.
- Sollwert 1 Offset:** Der Offset für Sollwert 1.
- Referenz 1:** Wählen Sie den GP PID-Sollwert (**Referenz 1** muss für **Sollwert 1** gewählt werden) für diesen Eingang,
ANMERKUNG Der Sollwert verwendet eine Skalierung. Bei einer Temperatur von 30 °C beträgt der Sollwert zum Beispiel **300**.
- Wichtung 1:** Der Eingabewert wird mit dem Wichtungsfaktor multipliziert.
 - Ein Wichtungsfaktor von 1 bedeutet, dass der tatsächliche Eingangswert in Berechnungen verwendet wird.
 - Ein Wichtungsfaktor von 3 bedeutet, dass der Eingabewert bei den Berechnungen dreimal so groß ist.
- Aktivieren 1:**
 - Ein: Dieser Eingang wird ausgewertet.
 - Aus: Dieser Eingang wird nicht ausgewertet.

10.2.2 Dynamische Eingangsauswahl

Jedes Allzweck-PID bietet bis zu drei aktive Eingänge. Alle aktivierten Eingänge werden kontinuierlich ausgewertet. Der Eingang, der den größten oder kleinsten Ausgang verursacht, wird ausgewählt. Der größte oder kleinste Ausgang wird in den Einstellungen für den Ausgang gewählt. xxx

Beispiel zur Erläuterung der dynamischen Eingangsauswahl

Die Belüftung eines Containers, in dem ein Aggregat verbaut ist, ist ein realistisches Beispiel für den Einsatz der dynamischen Eingangsauswahl. Die folgenden drei Variablen werden von der Belüftung beeinflusst, und es ist daher sinnvoll, dass sie sich den Ausgang teilen.

- Der Container enthält einen Sensor für seine Innentemperatur Um die Lebensdauer der Elektronik im Inneren des Containers zu gewährleisten, beträgt die Höchsttemperatur 30 °C. (Eingang 1.)
- Der Lufteinlass des Motors befindet sich im Inneren des Containers. Die Eintrittstemperatur des Turbokompressors hängt also von der Lufttemperatur im Container ab. Die maximale Ansauglufttemperatur beträgt 32 °C. (Eingang 2.)
- Die Kühlung des Generators erfolgt durch die Luft im Container. Die Temperatur der Generatorwicklung hängt also von der Lufttemperatur im Container ab. Die maximale Wicklungstemperatur beträgt 130 °C. (Eingang 3.)

Diese Daten werden zur Konfiguration der Eingänge im obigen Screenshot (Eingänge) verwendet. Alle Eingänge sind sowohl mit dem vollständigen Messbereich (0 bis 100 %) als auch mit einem Wichtungsfaktor von 1 konfiguriert. Der gemeinsame Ausgang des Lüfter-Drehzahlantriebes ist so eingestellt, dass die maximale Ausgangsleistung priorisiert wird, wie im Kapitel **Ausgang** erläutert. Diese Konfiguration soll sicherstellen, dass keiner der Eingangssollwerte kontinuierlich überschritten wird, es sei denn, die maximale Belüftung wird erreicht.

Ein Betriebsszenario könnte sein, dass die Steuerung Eingang 1 verwendet hat und im Container eine Temperatur von 30 °C aufrechterhalten wird. An einem bestimmten Punkt wird das Luftfiltergehäuse durch die Strahlung des Motors erhitzt. Dies führt dazu, dass Eingang 2 stärker über 32 °C ansteigt als Eingang 1 über 30 °C. Eingang 2 hat nun die größte positive Abweichung. Alle Eingänge werden mit einem Gewichtungsfaktor von 1 konfiguriert und die maximale Leistung wird priorisiert. Die größte positive Abweichung ergibt die maximale Leistung, so dass Eingang 2 gewählt wird.

Später läuft das Aggregat unter Vollast mit einem Maximum an Blindlast. Aufgrund der hohen Ströme erwärmen sich die Wicklungen des Generators über den Sollwert von 130 °C hinaus. An einem gewissen Punkt gibt der Eingang 3 die maximale Leistung und wird daher als Eingang für die Leistungsberechnung ausgewählt. Die Belüftung wird erhöht. Die Wicklungstemperatur kann bei einer Raumtemperatur im Container von 27 °C und einer Kompressoreintrittstemperatur von 30 °C einen stationären Zustand von 130 °C erreichen. Solange diese Situation auftritt, bleibt Eingang 3 der ausgewählte Eingang, da dieser Eingang die größte Ausgangsleistung bewirkt.

Bei hohen Umgebungstemperaturen kann die Belüftung die Temperatur möglicherweise nicht ausreichend beeinflussen und die Temperatur beginnt über den Sollwert zu steigen. Die Ausgangsleistung bleibt 100 %, solange einer der Eingänge kontinuierlich über seinem Sollwert liegt.

Der Wichtungsfaktor gilt auch für die dynamische Eingangsauswahl. Wenn einer der drei Eingänge unterschiedliche Gewichtungsfaktoren hat, ist die maximale Abweichung nicht unbedingt der maximale Output. Wenn für zwei Eingänge mit ähnlicher Abweichung zu ihren jeweiligen Sollwerten ein Wichtungsfaktor von 1.0 bzw. 2.0 eingestellt wird, hat der letztere den doppelten Ausgang.

10.3 Ausgang

10.3.1 Erklärung der Ausgangseinstellungen

PID1 inp. | PID1 outp. | PID2 inp. | PID2 outp. | PID3 inp. | PID3 outp. | PID4 inp. |

PID1 Output Configuration

1 — Priority: Maximum output

2 — Output type: Analogue

Analogue Settings

3 — Analogue Kp: 0,5

4 — Analogue Ti: 60 s

5 — Analogue Td: 0 s

6 — Analogue/EIC output: Disabled

7 — Analogue output inverse: OFF

8 — Analogue offset: 50 %

9 — M-logic min event setpoint: 5 %

10 — M-logic max event setpoint: 95 %

Relay Settings

11 — Relay Db: 2 %

12 — Relay Kp: 0,5

13 — Relay Td: 0 s

14 — Relay min. on-time: 0 s

15 — Relay period time: 0,5 s

16 — Relay increase: 2,5

17 — Relay decrease: Not used

1. Priorität

Sie wird für die dynamische Eingangsauswahl verwendet. *Maximale Ausgangsleistung* führt zur Auswahl des Einganges, der die höchste Ausgangsleistung liefert. *Minimale Ausgangsleistung* führt zur Auswahl des Einganges, der die geringste Ausgangsleistung liefert.

2. Ausgangstyp

Wählen Sie *Relais-*, *Analog-* oder *MK-* Ausgang. Die folgenden mit *analog* gekennzeichneten Parameter gelten nur für die Analog- und die MK-Regelung. Die mit *Relais* gekennzeichneten Parameter gelten nur für die Relaisregelung.

3. Analoge Kp

Dies ist der Wert für die Proportionalverstärkung. Eine Erhöhung dieses Wertes führt zu einer aggressiveren Reaktion. Die Anpassung dieses Wertes wirkt sich auch auf den Integral- und Differenzialausgang aus. Wenn der Kp-Wert angepasst werden soll, ohne den Ti- oder Td-Anteil zu beeinflussen, passen Sie Ti und Td entsprechend an.

4. Analoge Ti

Die Erhöhung der Ti führt zu einer weniger aggressiven Integralreaktion.

5. Analoge Td

Die Erhöhung der Td führt zu einer aggressiveren Vorhaltzeit.

6. Analog-/MK-Ausgang

Wählen Sie einen Ausgang aus der Dropdown-Liste.

Wenn **Analog** als *Ausgangstyp*, ausgewählt ist, können Sie wählen:

Messumformer [68/70 PWM/72] Ausgänge der Steuerung.

Ext. Ana. Ausgang [1-8] Die acht Analogausgänge des CIO 308.

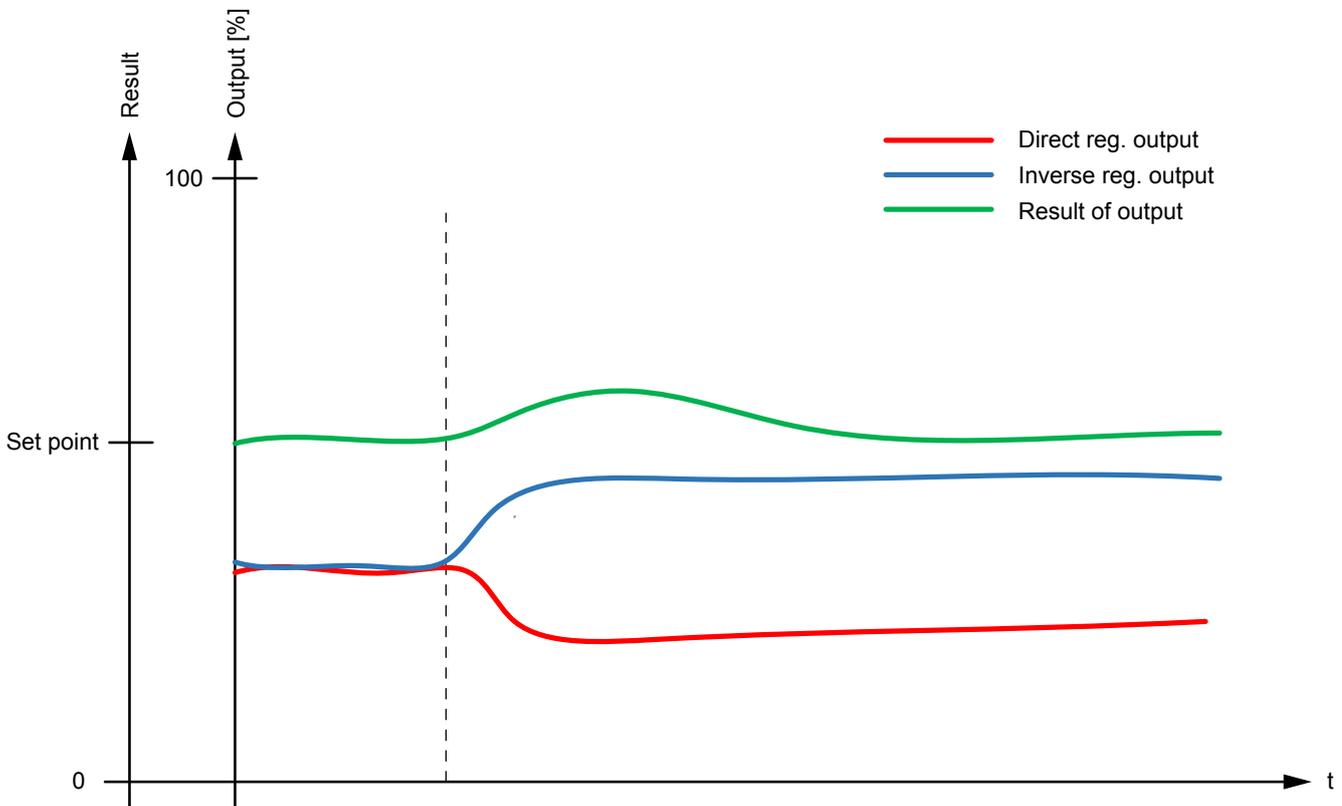
IOM2xx ID [0-2] AO [1-2]: IOM 220/230 Analogausgänge

- Bis zu drei IOMs können als PID-Ausgänge verwendet werden. Verwenden Sie die DIP-Schalter zur Auswahl der IOM-IDs. Einzelheiten finden Sie im **IOM 200 Datenblatt**.
- An jedem IOM können zwei Analogausgänge verwendet werden. AA 1 ist Klemme 7-8 und AA 2 ist Klemme 9-10.
- Die IOMs können mit einem Steuergerät und/oder anderen Geräten, die CAN-Bus-Kommunikation verwenden, in Reihe geschaltet werden.
- Die IOMs werden automatisch erkannt, wenn in Parameter 7561 ein J1939-Motorprotokoll ausgewählt wurde. Wenn kein Steuergerät vorhanden ist, wählen Sie *IOM2xx* in Parameter 7561.

Wenn **MK** unter *Ausgangstyp*, ausgewählt ist, können Sie *Deaktiviert* oder *Lüftergeschwindigkeit (SPN 986)* wählen.

7. Inverser Analogausgang

Wenn diese Einstellung aktiviert ist, wird die Ausgangsfunktion invertiert.



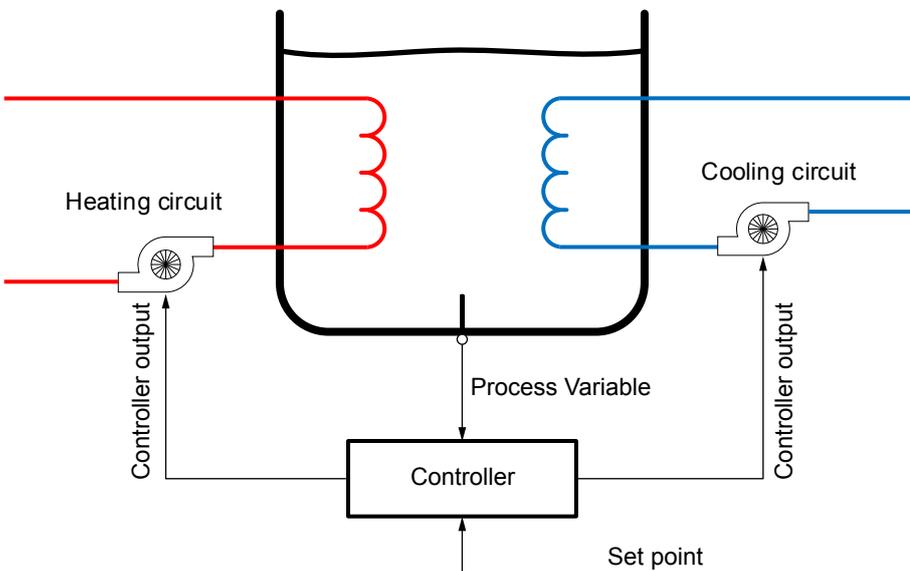
- Direkter Fehler = Sollwert - Prozessvariable
- Inverser Fehler = Prozessvariable - Sollwert

Der Direktausgang wird in Anwendungen verwendet, bei denen ein Anstieg des Analogausgangs die Prozessgröße erhöht.

Der inverse Ausgang wird in Anwendungen verwendet, bei denen ein Anstieg des Analogausgangs die Prozessvariable verringert.

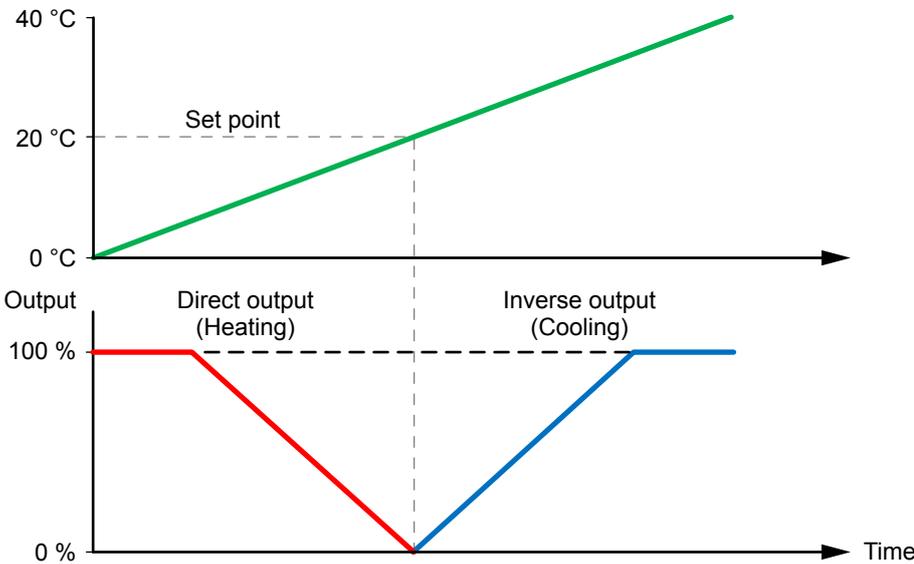
Beispiel zur Erläuterung der direkten und indirekten Regelung

Bei Heizanwendungen wird in der Regel der direkte Ausgang verwendet, bei Kühlanwendungen der inverse Ausgang. Stellen Sie sich einen Behälter mit Wasser vor, der auf 20 °C gehalten werden muss. Der Behälter kann Temperaturen zwischen 0 und 40 °C ausgesetzt werden. Es hat daher sowohl eine Heiz- als auch eine Kühlschlange, wie unten dargestellt.



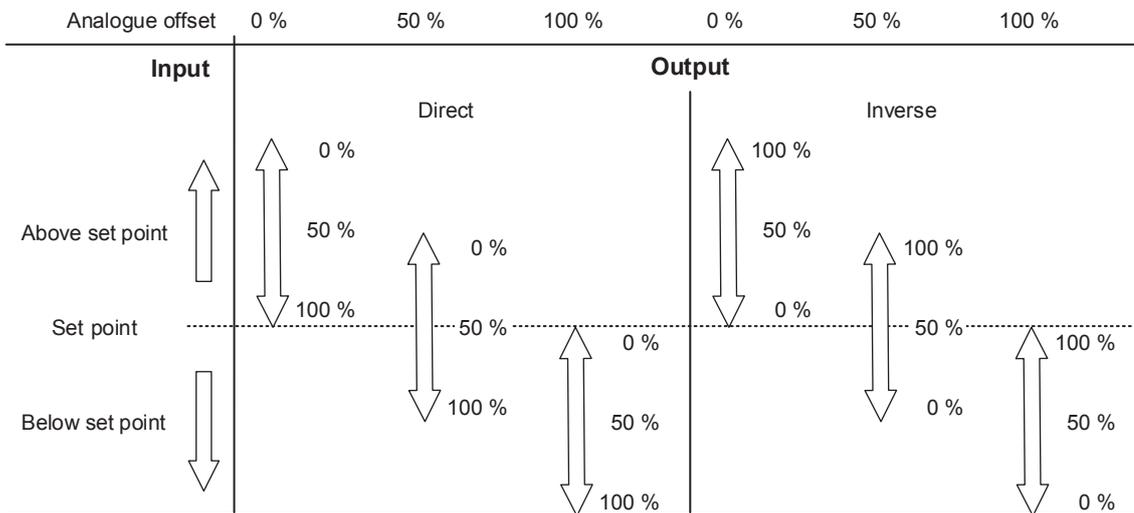
Für diese Anwendung müssen zwei Steuerungen konfiguriert werden: eine mit einem direkten Ausgang für die Heizungspumpe und eine mit einem inversen Ausgang für die Kühlungspumpe. Um die gezeigte inverse Ausgabe zu erreichen, ist ein Offset von 100 % erforderlich. In den Abschnitten **Analog-Offset** und **Beispiel eines inversen Ausgangs mit einem Offset von 100 %** finden Sie weitere Informationen.

Temperaturen unter 20 °C ergeben dann eine positive Leistung für die Heizungspumpe. Ebenso führen Temperaturen über 20 °C zu einem positiven Ausgang für die Kühlungspumpe. Die Temperatur wird also auf dem Sollwert gehalten.



8. Analog-Offset

Der Offset bestimmt den Startpunkt des Ausgangs. Der gesamte Bereich des Ausgangs kann von 0 bis 100 % reichen. Der Offset verschiebt diesen Bereich. 50 % Offset zentriert den Bereich des Ausgangs am Sollwert. Offsets von 0 und 100 % ergeben den vollen Bereich des Ausgangs oberhalb bzw. unterhalb des Sollwerts. Im Folgenden wird erläutert, wie sich die Eingänge mit unterschiedlichen Offsets auf die Ausgänge auswirken.



Ein Offset von 100 % wird üblicherweise bei inversem Ausgang verwendet, wie im vorherigen Kühlbeispiel. Siehe auch **Beispiel eines inversen Ausgangs mit 0 % Offset**.

9. Sollwert M-Logic, min. Ereignis

Die Steuerung aktiviert *Ereignisse > Allzweck PID > PID# bei min. Ausgang* in M-Logic.

10. Sollwert M-Logic, max. Ereignis

Die Steuerung aktiviert *Ereignisse > Allzweck PID > PID# bei max. Ausgang* in M-Logic.

11. Relais Db

Totzonen-Einstellung für die Relaisregelung.

12. Relais Kp

Wert für die Proportionalverstärkung für die Relaisregelung.

13. Relais Td

Differentialausgang für die Relaisregelung.

14. Relais Min. Einschaltzeit

Mindestausgangszeit für die Relaisregelung. Stellen Sie diese Funktion auf die Mindestzeit ein, mit der der angesteuerte Aktor aktiviert werden kann.

15. Relais Periodenzeit

Gesamtzeit für eine Aktivierungsdauer des Relais. Wenn der Regelausgang über dieser Periodenzeit liegt, wird der Relaisausgang kontinuierlich aktiviert.

16. Relais Erhöhung

Wählen Sie das Relais aus, das für die positive Aktivierung verwendet wird.

17. Relais Reduzierung

Wählen Sie das Relais aus, das für die negative Aktivierung verwendet wird.

10.4 Kp-Verstärkungskompensation

10.4.1 Einführung

Dieses Dokument beschreibt die Funktion der „Kp-Verstärkungskompensation“. Es liefert Informationen zur Verwendung der Funktionsparameter und zur Einrichtung der Funktion. Diese Funktion wird verwendet, wenn die AGC das Kühlwassersystem für das Aggregat steuert.

Es gibt zwei Situationen, in denen das Risiko besteht, dass der Motor Schwingungen erzeugt und ggf. abgeschaltet wird:

1. Lasteinflüsse
2. Kaltstart des Motors

In beiden Situationen ist eine höhere Verstärkung von Vorteil, wenn eine Änderung im System erforderlich ist, und eine niedrigere Verstärkung, wenn sich das System stabilisieren muss. Ohne die „Kp-Verstärkungskompensation“ muss bei den PID-Einstellungen ein Kompromiss zwischen Reaktion und Stabilität gefunden werden. Die Funktion „Kp-Verstärkungskompensation“ ermöglicht Einstellungen für eine langsamere PID-Reaktion für den Fall, dass keine Änderung oder Stabilisierung erforderlich ist. Sie beschleunigt die Reaktion des PIDs, wenn es zu erheblichen Änderungen im System kommt.

Die „Kp-Verstärkungskompensation“ besteht aus zwei separaten Funktionen:

1. Kompensation der Verstärkung der Laständerung.
2. Kompensation der Abweichung vom Sollwert.

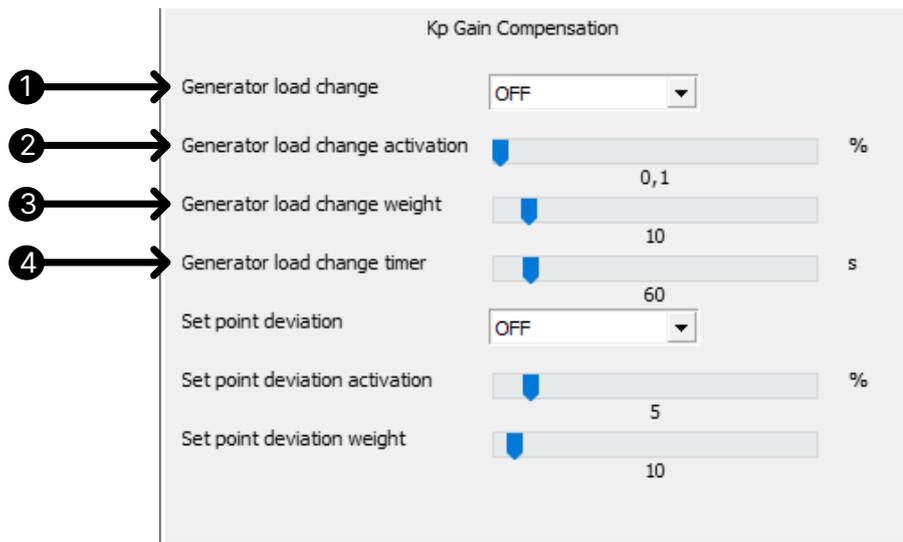
Die beiden Kompensationsfunktionen können einzeln oder in Kombination eingesetzt werden. Werden sie in Kombination aktiviert, wird jeweils diejenige Funktion mit der höchsten resultierenden Verstärkung verwendet.

10.4.2 Kompensation der Verstärkung der Laständerung

Bei großen Lastaufschaltungen oder -abwürfen kann es zu großen Abweichungen im Kühlbedarf und damit zu einer Instabilität im Kühlsystem kommen. Um einen Teil dieser Instabilität abzuschwächen, erhöht die Kompensation für die Verstärkung der Laständerung die Verstärkung sofort im Verhältnis zur Lastverstärkung. Größere Laständerungen führen zu

einer größeren Verstärkung. Diese Verstärkungssteigerung nimmt über einen bestimmten Zeitraum ab, bis die Verstärkung den Nennwert erreicht.

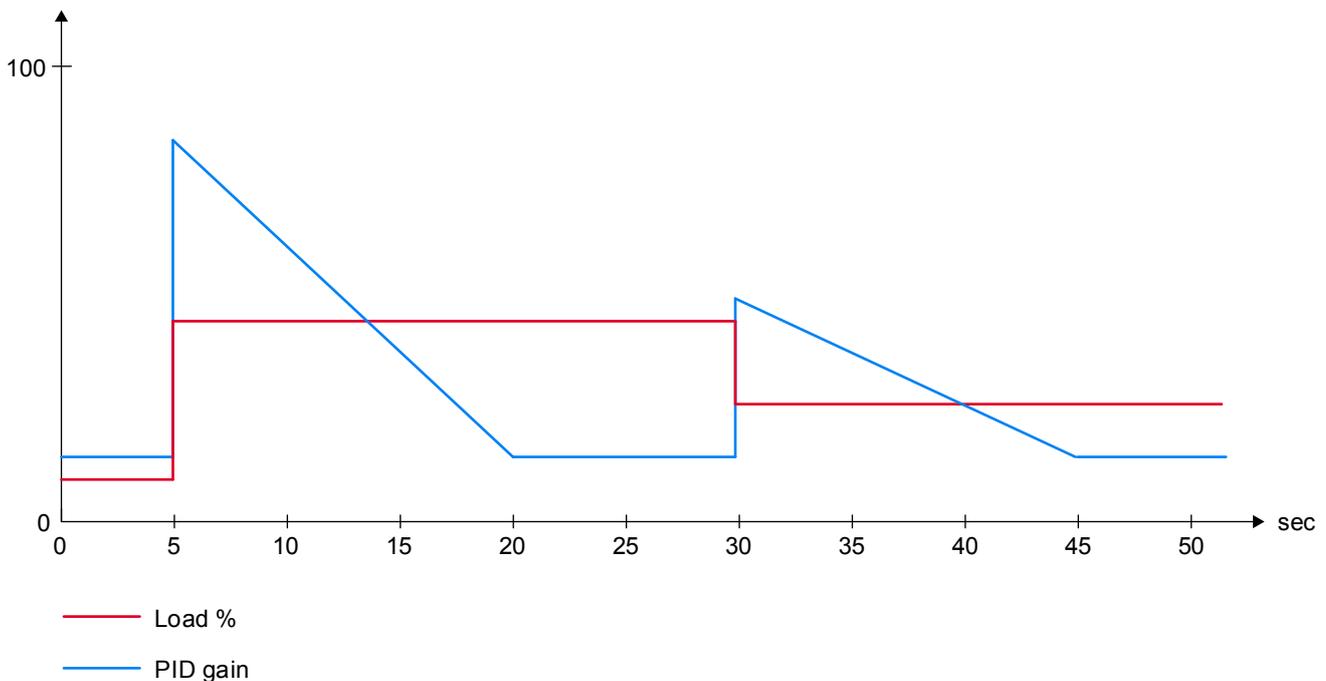
Erläuterung der Einstellungen



1. **Laständerung des Generators:** Aktiviert/deaktiviert die Kompensation der Laständerung.
2. **Aktivierung der Laständerung des Generators:** Limit der Laständerung. Bevor die Verstärkungskompensation aktiviert wird, muss die Steuerung eine Laständerung erkennen, die größer ist als dieser Limit. Wenn der Limit beispielsweise auf 10 % eingestellt ist, muss eine Lastaufschaltung oder ein Lastabwurf von mindestens 10 % der Nennleistung des Aggregates vorliegen, bevor diese Funktion aktiviert wird.
3. **Laständerungswichtung des Generators:** Die Verstärkungssteigerung basiert auf der Laständerung im Vergleich zum Nennwert. Dieses Verhältnis wird mit der Lastgewichtung multipliziert.
4. **Laständerungs-Timer des Generators:** Die Verstärkungssteigerung erfolgt augenblicklich, nimmt jedoch über die eingestellte Zeit linear ab, bis die Verstärkung den Nennwert erreicht.

Beispielhafte Kompensation für die Verstärkung der Laständerung

% of nom. load



Das Diagramm oben zeigt die Reaktion der Verstärkung basierend auf zwei Laständerungen.

In der ersten Situation gibt es eine große Lastaufschaltung, die eine Kompensation für die Verstärkung der Laständerung aktiviert und dadurch die Verstärkung augenblicklich erhöht. Diese Steigerung nimmt ab (in diesem Fall in einem Zeitraum von 15 Sekunden) und bringt die Verstärkung wieder auf den Nennwert.

Nach einigen Sekunden verringert das System wieder etwas die Last, jedoch nur um die Hälfte der vorangegangenen Lastaufschaltung. Die Verstärkung wird sofort wieder erhöht, aber diesmal nur halb so stark, weil die Laständerung nur halb so groß ist. Die Steigerung nimmt dennoch in einem Zeitraum von 15 Sekunden wieder ab.

10.4.3 Kompensation der Abweichung vom Sollwert

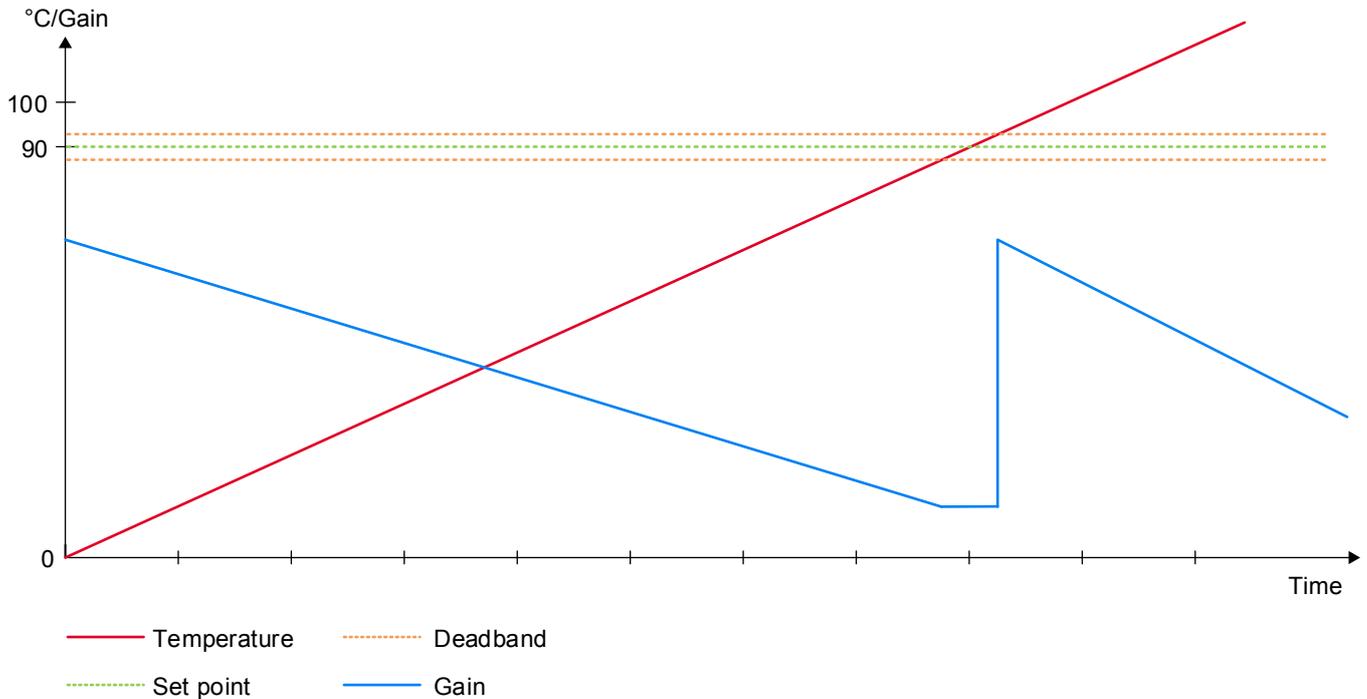
Diese Funktion soll Überschreitungen minimieren. Insbesondere ein langsames Kühlwassersystem, bei dem der Sollwert oft sehr nah an der Abschaltgrenze liegt, kann nur schwer rechtzeitig reagieren, um eine Abstellung zu vermeiden. Diese Funktion erhöht die Verstärkung drastisch, wenn der Istwert den Sollwert um mehr als die eingestellte Totzone überschreitet. Aber je weiter der Istwert vom Sollwert entfernt ist, desto geringer wird die Verstärkung. Wenn der Istwert unter den Sollwert fällt, arbeitet die Funktion invertiert. Bei der invertierten Version ist die Verstärkung gering, wenn Ist- und Sollwert nah aneinander sind. Aber wenn sie weit auseinander sind, ist die Verstärkung groß. Dadurch soll vermieden werden, dass im System Regelprobleme auftreten.

Erläuterung der Einstellungen

Kp Gain Compensation	
Generator load change	OFF
Generator load change activation	0,1 %
Generator load change weight	10
Generator load change timer	60 s
1 → Set point deviation	OFF
2 → Set point deviation activation	5 %
3 → Set point deviation weight	10

1. **Sollwertabweichung:** Aktiviert/deaktiviert die Kompensation der Abweichung vom Sollwert.
2. **Aktivierung der Sollwertabweichung:** Abweichung, Totzone Solange der Istwert nicht um mehr als die unter diesem Parameter eingestellte Totzone vom Sollwert abweicht, wird diese Funktion nicht aktiviert.
3. **Wichtung der Sollwertabweichung:** Die Verstärkungssteigerung basiert auf der Sollwertabweichung im Vergleich zum Nennwert. Dieses Verhältnis wird mit dem Wichtungsfaktor multipliziert.

Beispiel für die Kompensation der Abweichung vom Sollwert



Das obige Diagramm zeigt, wie die Reaktion auf eine Sollwertabweichung aussehen kann.

Eine Abweichung vom Sollwert kann durch einen Anstieg der Kühlwassertemperatur in einem Aggregat verursacht werden. Liegt die Temperatur unterhalb des Sollwertes, ist die Verstärkung sehr hoch. Nähert sie sich jedoch dem Sollwert, verringert sich die Kompensation der Verstärkung. Innerhalb der Aktivierungsgrenze beträgt die Verstärkung den Nennwert.

Wenn die Temperatur weiter ansteigt, überschreitet sie erneut die Aktivierungsgrenze. Und wenn die Temperatur über dem Sollwert liegt, wird die Verstärkung augenblicklich erhöht. Wenn die Temperatur noch weiter ansteigt, nimmt die Verstärkungskompensation wieder ab.

10.5 M-Logic

10.5.1 Einführung

Alle Funktionen der PID-Regler von den Steuerungen können mithilfe der M-Logic aktiviert und deaktiviert werden. Im Folgenden werden die Ereignisse und Befehle beschrieben, die mit den PID-Reglern zusammenhängen.

10.5.2 Events

M-Logic, Ereignisse, Mehrzweck-PID	Anmerkungen
PID [1-6] aktiv	Wird aktiviert, wenn der PID aktiv ist.
PID [1-6] Min. Ausgang	Wird bei minimalem Ausgang des PID aktiviert (unterhalb des Ausgangsparameters <i>Sollwert M-Logic min. Ereignis</i>).
PID [1-6] Max. Ausgang	Wird bei maximalem Ausgang des PID aktiviert (oberhalb des Ausgangsparameters <i>Sollwert M-Logic max. Ereignis</i>).
PID [1-6] Ausgang eingefroren	Wird aktiviert, wenn der PID eingefroren ist.
PID [1-6] mit Eingang [1-3]	Dieses Ereignis ist aktiv, wenn die dynamische Eingangsauswahl Eingang [1-3] für die Ausgangsberechnung ausgewählt hat.
PID [1-6] Modbus-Regelung	Wird aktiviert, wenn die Modbus-Fernsteuerung dieses PIDs angefordert wird.

10.5.3 Befehle

M-Logic, Befehle, Allzweck-PID-Befehle	Anmerkungen
PID [1-6] aktivieren	Aktiviert den PID-Regler.
PID [1-6] min. Ausgang erzwingen	Zwingt den Ausgang auf den unter dem Ausgangsparameter <i>Min. Ausgang analog</i> eingestellten Wert.
PID [1-6] max. Ausgang erzwingen	Zwingt den Ausgang auf den unter dem Ausgangsparameter <i>Max. Ausgang analog</i> eingestellten Wert (z. B. für Nachkühlungszwecke).
PID [1-6] Rückstellung	Zwingt den Ausgang auf den unter dem Ausgangsparameter <i>Analog-Offset</i> eingestellten Wert.
PID [1-6] Ausgang einfrieren	Dieser Befehl friert den Ausgang auf dem aktuellen Wert ein.

10.6 Beispiel: PID-Regelung für einen Motorlüfter

Für die analoge Lüfterregelung kann ein Allzweck-PID verwendet werden. Der Lüfter in diesem Beispiel ist auf einer „Sandwich“-Kühlerkonstruktion montiert. Der Lüfter saugt Luft durch zwei Kühler an. (einen für das Kühlmittel des Ladeluftkühlers und einen für das Mantelwasser). Da diese beiden Systeme unterschiedliche Temperatursollwerte haben, wird eine dynamische Sollwertvorgabe verwendet.

PID-Eingangskonfiguration

The screenshot shows a software window titled "Pid" with a standard Windows-style title bar (minimize, maximize, close). Below the title bar is a toolbar with icons for file operations. The main area contains a tabbed interface with tabs for "PID1 inp.", "PID1 outp.", "PID2 inp.", "PID2 outp.", "PID3 inp.", "PID3 outp.", and "PID4 inp.". The "PID1 inp." tab is active, displaying the "PID1 Input Configuration" section.

PID1 Input Configuration

Activation of PID1: On

Input 1 Configuration

Input 1: EIC Intercool temp.

Input 1 min.: 0 %

Input 1 max.: 100 %

Setpoint 1: Reference 1

Setpoint 1 min.: 0 %

Setpoint 1 max.: 100 %

Setpoint 1 offset: 0

Reference 1: 500

Weight 1: 1

Enable 1: On

Input 2 Configuration

Input 2: EIC Cooling water t_a

Input 2 min.: 0 %

Input 2 max.: 100 %

Setpoint 2: Reference 2

Setpoint 2 min.: 0 %

Setpoint 2 max.: 100 %

Setpoint 2 offset: 0

Reference 2: 900

Weight 2: 1

Enable 2: On

A tooltip labeled "Weight factor" is visible over the Weight 1 slider.

In diesem Beispiel misst das ECM (Engine Control Module) über die Motorschnittstellenkommunikation die Kühlmitteltemperatur des Ladeluftkühlers und die Temperatur des Kühlwassermantels.

Eingang 1 verwendet die MK-Ladelufttemperatur, und Eingang 2 verwendet die MK-Kühlwassertemperatur. Die Mindest- und Höchstwerte sind für den vollen Bereich konfiguriert. Der Referenzsollwert für Eingang 1 ist 500, für einen Temperatursollwert von 50 °C für das Kühlmittel des Ladeluftkühlers. Der Referenzsollwert für Eingang 2 ist 900, für einen Sollwert von 90 °C für das Kühlmittel im Wassermantel. Bei gleicher Gewichtung der Eingaben sind beide

Gewichtungsfaktoren **1**. Die Eingänge 1 und 2 sind aktiviert, und Eingang 3 (in der Utility-Software nach unten scrollen) ist deaktiviert.

PID-Ausgangskonfiguration

PID1 Output Configuration

Priority: Maximum output

Output type: Analogue

Analogue Settings

Analogue Kp: 0,5

Analogue Ti: 60 s

Analogue Td: 0 s

Analogue/EIC output: Transducer 68

Analogue output inverse: ON

Analogue offset: 50 %

M-logic min event setpoint: 5 %

M-logic max event setpoint: 95 %

Relay Settings

Relay Db: 2 %

Relay Kp: 0,5

Relay Td: 0 s

Relay min. on-time: 0,5 s

Relay period time: 2,5 s

Relay increase: Not used

Relay decrease: Not used

Um sicherzustellen, dass keine der Temperaturen ihre Sollwerte dauerhaft überschreitet, wählt die Konfiguration die maximale Leistung als Priorität für die dynamische Eingangsauswahl.

In diesem Beispiel wird als Ausgangstyp **Analog** und als physischer Ausgang **Messumformer 68** ausgewählt. Der umgekehrte Ausgang ist so gewählt, dass der Analogausgang zum Lüfter ansteigt, wenn die Temperatur ansteigt.

- Ein Offset von 100 % wird für einen hundertprozentigen Ausgang am Sollwert gewählt.
- Es wird der volle Leistungsbereich gewählt. Da es sich hierbei um eine Leistung für einen Lüfter handelt, sollten Sie lieber eine Mindestleistung verwenden.
- Für die M-Logic Min./Max. Ereignisse werden die Standardeinstellungen verwendet.
- Es werden keine Relaisinstellungen konfiguriert, da es sich um eine analoge Funktion handelt.

M-Logik-Konfiguration

Logik 1 stellt sicher, dass die Regelung aktiv ist und die Ausgangsleistung berechnet wird, solange der Motor läuft. Logik 2 zwingt den Lüfter während der Abkühlung auf maximale Drehzahl, um eine effiziente Abkühlung zu gewährleisten.

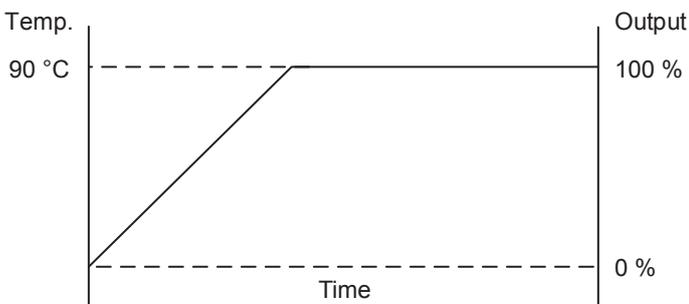
Logic 1		Activate regulation when the engine is running	
Event A	<input type="checkbox"/> Running: Events Engine	Operator OR	Delay (sec.) 0
Event B	<input type="checkbox"/> Not used		
Event C	<input type="checkbox"/> Not used		
			Output PID1 Activate: General Purpose PID comma
			Enable this rule <input checked="" type="checkbox"/>

Logic 2		Force fan to maximum speed during cooldown	
Event A	<input type="checkbox"/> Cool down active: Events Engine	Operator OR	Delay (sec.) 0
Event B	<input type="checkbox"/> Not used		
Event C	<input type="checkbox"/> Not used		
			Output PID1 force max. outp.: General Purpose PI
			Enable this rule <input checked="" type="checkbox"/>

Lüfterbetrieb

Wenn der Motor gestartet wird und läuft, wird die Regelung aktiviert und eine Ausgangsleistung berechnet. Wenn die Kühlflüssigkeit des Ladeluftkühlers oder das Mantelwasser den Sollwert überschreitet, beginnt die Leistung von 0 % zu steigen. Es wird immer derjenige Eingang bevorzugt, der die größte Leistung erbringt, so dass beide Systeme mit ausreichend Kälte versorgt werden. Während der Stopsequenz wird der Lüfter auf maximale Leistung gebracht, um eine maximale Kühlung zu erreichen. Nach dem Abstellen des Motors bleibt die Leistung auf 0 %, bis der Motor wieder gestartet wird.

In diesem Beispiel wird der inverse Ausgang mit einem Offset von 0 % kombiniert. Die Anwendung ist ein Motor mit elektrischer Thermostatsteuerung. Beim Anlassen des Motors kann es sinnvoll sein, den Ausgang zu starten, bevor der Sollwert erreicht ist, um ein zu starkes Überschreiten des Sollwerts zu vermeiden. Dies geschieht durch die Verwendung eines inversen Ausgangs ohne Offset. Das folgende Diagramm zeigt diese Funktion, wenn die Steuerung als direkt proportional (ohne Integral- oder Differenzialfunktion) konfiguriert ist. Bei diesen Einstellungen beträgt der Ausgang 100 %, wenn der Sollwert erreicht ist. Der Beginn des Ausgangs wird durch die proportionale Verstärkung bestimmt.



11. Eingänge und Ausgänge

11.1 Digitaleingänge

Das Gerät verfügt über mehrere Digitaleingänge, von denen einige konfigurierbar sind. Weitere Informationen entnehmen Sie bitte der **Installationsanleitung**.

Verwenden Sie für jeden Digitaleingang die E/A-Setup-Seite in der Utility-Software, um die Funktion des Digitaleingangs auszuwählen.

11.1.1 Start-/Stoppfunktionen

Startfreigabe

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Dauer

Dieser Eingang ist zu aktivieren, damit der Motor gestartet werden kann.

ANMERKUNG Wenn das Aggregat einmal läuft, kann der Eingang wieder deaktiviert werden.

Auto-Start/Stopp

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●	●	●	●		Dauer

Das Aggregat wird bei Aktivierung dieses Eingangs gestartet. Das Aggregat wird bei Deaktivierung des Eingangs gestoppt. Der Eingang kann benutzt werden, wenn sich die Steuerung in Insel-, Festlast-, Lastübernahme- oder Netzbezugsregelungsbetrieb befindet und Betriebsart AUTO gewählt wurde.

Fernstart

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●					Impuls

Der Eingang leitet die Startsequenz im Handbetrieb ein.

Fernstopp

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●					Impuls

Der Eingang leitet die Stoppsequenz im Handbetrieb ein. Das Aggregat wird ohne Nachlaufzeit stillgesetzt.

Alternativer Start – Notstrombetrieb

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●			●	Dauer

Dieser Eingang führt einen Notstrombetrieb herbei, ungeachtet der Netzspannung.

Anlasser ausrücken

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●		●					Dauer

Die Startsequenz ist deaktiviert. Dies bedeutet, dass das Startrelais deaktiviert wird und der Anlassermotor ausrückt.

Leerlauf

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●			●					Dauer

Dieser Eingang deaktiviert die Regler und lässt das Aggregat in einer niedrigen Drehzahl laufen.

ANMERKUNG Der Drehzahlregler muss für diese Funktion vorbereitet sein.

Binäres Signal „Motor-läuft“

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●		●					Dauer

Dieser Eingang dient als Betriebserkennung für den Motor. Ist er aktiviert, ist das Startrelais sofort deaktiviert.

11.1.2 Schalterfunktionen

ANMERKUNG Wenn im Folgenden GLS/KS/SKS verwendet wird, bezieht sich dies auf GLS für eine Aggregatsteuerung, KS für eine Netzsteuerung, SKS für eine SKS-Steuerung und KS für eine Gruppensteuerung.

Fernbetrieb GS/KS/SKS EIN

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●	●	●	●		Impuls

- GS: Die GS-EIN-Sequenz wird eingeleitet, wenn sich die Anlage in Betriebsart Hand befindet.
- KS: Die EIN-Sequenz des Kuppelschalters wird eingeleitet und der Schalter wird synchronisiert, wenn Netz- und Generatorschalter geschlossen sind, oder er schließt sich ohne Synchronisierung, wenn der Generatorschalter geöffnet ist.
- SKS: Die EIN-Sequenz des Sammelschienenkuppelschalters wird eingeleitet und der Schalter wird synchronisiert, wenn Spannung auf einer oder beiden Seiten des Schalters anliegt, oder er schließt sich ohne Synchronisierung, wenn auf beiden Seiten der Sammelschiene keine Spannung anliegt.

Fernbetrieb GS/KS/SKS AUS

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●	●	●	●		Impuls

- GS: Die GS-AUS-Sequenz wird eingeleitet, wenn sich die Anlage in Betriebsart Hand befindet. Ist der NS geöffnet, dann öffnet der GS sofort. Wenn der Netzschalter geschlossen ist, wird der Generator entlastet, bis der Limit für das Öffnen des Schalters erreicht wird. Dann wird der Schalter geöffnet.
- KS: Der Kuppelschalter wird unabhängig von der Position des Netz- und Generatorschalters geöffnet.

Fern-Ns EIN

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●	●			●	Impuls

Die NS-EIN-Sequenz wird eingeleitet, wenn sich die Anlage in Betriebsart Hand befindet. Ist der GS geschlossen, wird zunächst synchronisiert.

Fern-Ns AUS

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●	●			●	Impuls

Die NS-EIN-Sequenz wird eingeleitet, wenn sich die Anlage in Betriebsart Hand befindet.

GS/KS/SKS-Schließung unterdrücken

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●	●	●		Dauer

Ist dieser Eingang aktiv, kann der Schalter nicht geschlossen werden.

MB close inhibit - NS-Schließen unterdrücken

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●			●	Dauer

Ist dieser Eingang aktiv, kann der Netzschalter nicht geschlossen werden.

GS/KS/SKS getrennt

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●	●	●			Dauer

Der Schalter wird als getrennt betrachtet, wenn die Voraussetzungen erfüllt sind und dieser Eingang aktiviert ist (weitere Informationen finden Sie unter [Getrennter Schalter](#)).

Ns getrennt

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●		●		●	●				Dauer

Der Schalter wird als getrennt betrachtet, wenn die Voraussetzungen erfüllt sind und dieser Eingang aktiviert ist (weitere Informationen finden Sie unter [Getrennter Schalter](#)).

GS-/KS-/SKS-Feder gespannt

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●	●	●		Dauer

Die AGC wird kein Schließsignal senden, bevor dieser Eingang aktiv ist.

MB spring loaded - NS-Feder gespannt

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●			●	Dauer

Die AGC wird kein Schließsignal senden, bevor dieser Eingang aktiv ist.

GS AUS und BLOCKIEREN

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●				●					Impuls

Der Generatorschalter wird geöffnet und blockiert.

Enable GB (GS) black close

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Dauer

Ist dieser Eingang aktiviert, darf die AGC auf eine schwarze Sammelschiene schalten. Voraussetzung hierfür ist, dass Spannung und Frequenz innerhalb der Limiteinstellungen (Menü 2110) liegen.

Externes Synchronisiergerät

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Dauer

Mit Aktivierung dieses Eingangs werden die Funktionen Schalter-Schließen und Synchronisation auf zwei Relais verteilt. Die Funktion Schalter-Schließen bleibt auf dem ursprünglichen Relais. Die Synchronisierungsfunktion wird auf ein konfigurierbares Relais programmiert.

ANMERKUNG Diese Funktion ist optionsabhängig. Option M12 oder M14.x ist hierfür Voraussetzung.

11.1.3 Betriebsart-Funktionen

Betriebsart Hand

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●		●	●	●	●	●	●	●	●	Impuls

Ändert die Betriebsart der Steuerung auf SEMI-AUTO (Handbetrieb).

Betriebsart TEST

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●		●	●	●	●		●	●	Impuls

Ändert die Betriebsart der Steuerung auf TEST

Betriebsart Automatik

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Impuls

Ändert die Betriebsart der Steuerung auf AUTO.

Betriebsart MANUELL

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●	●		●	●					Dauer

Ändert die Betriebsart der Steuerung auf MANUELL.

Betriebsart Blockieren

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●		●	●	●	●	●	Dauer

Ändert die Betriebsart der Steuerung auf BLOCKIEREN

ANMERKUNG Wenn die Betriebsart „Blockieren“ ausgewählt ist, kann die Betriebsart nicht durch Aktivieren der digitalen Eingänge geändert werden.

Total Test

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●			●	Dauer

Dieser Eingang wird im Logbuch protokolliert, um geplante Notstromprobeläufe zu dokumentieren.

Notstromüberlagerung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●			●	Dauer

Der Eingang aktiviert die Notstromüberlagerung. Die AGC führt die Notstromsequenz im Falle eines Netzfehlers durch. Wird dieser Eingang konfiguriert, werden die Einstellungen in Menü 7081 ignoriert.

11.1.4 Regelungsfunktionen

Manual GOV up – Manuell Drehzahl +

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
			●		●					Dauer

Ist der manuelle Modus ausgewählt, wird die Drehzahl erhöht.

Manual GOV down – Manuell Drehzahl -

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
			●		●					Dauer

Ist der manuelle Modus ausgewählt, wird die Drehzahl gesenkt.

Manual AVR up – Manuell Spannung +

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
			●		●					Dauer

Ist der manuelle Modus ausgewählt, wird die Spannung erhöht.

Manual AVR down – Manuell Spannung -

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
			●		●					Dauer

Ist der manuelle Modus ausgewählt, wird die Spannung gesenkt.

ANMERKUNG Die Verstelleingänge stehen nur im manuellen Modus zur Verfügung.

Rücksetzen des analogen DZR-Ausgangs

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Impuls

Die analogen +/-20mA-Reglerausgänge werden auf den Offset-Wert (Werkseinstellung 0 mA) gesetzt.

ANMERKUNG Alle analogen Reglerausgänge werden zurückgesetzt. Das heißt, der Drehzahlregler- und Spannungsreglerausgang. Der Reset erfolgt auf den eingestellten Offsetwert.

Ext. Frequenzüberwachung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●			●					Dauer

Der Nennfrequenz-Sollwert wird über die Analogeingänge, Klemmen 40/41, gesteuert. Der interne Sollwert wird nicht verwendet. Beachten Sie, dass ein Signal von -10 V bis 10 V zur Steuerung verwendet wird, und dass der Nennfrequenzwert bei 0 V liegen wird.

ANMERKUNG Mit der M-Logic *DZR-/SPR-Steuerung* ist es möglich, die Analogeingangsquelle auf CIO 308 1.8 (4–20 mA) zu ändern.

Ext. Leistungsregler

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●			●	●		●	●	Dauer

Der Leistungssollwert wird über die Analogeingänge, Klemmen 40/41, gesteuert. Der interne Sollwert wird nicht verwendet. Beachten Sie, dass ein Signal von 0 V bis 10 V für die Steuerung verwendet wird.

ANMERKUNG Mit der M-Logic *DZR-/SPR-Steuerung* ist es möglich, die Analogeingangsquelle auf CIO 308 1.8 (4–20 mA) zu ändern.

Ext. Spannungsregelung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●			●					Dauer

Der Nennspannungssollwert wird über die Analogeingänge, Klemmen 41/42, gesteuert. Der interne Sollwert wird nicht verwendet. Beachten Sie, dass ein Signal von -10 V bis 10 V für die Steuerung verwendet wird.

ANMERKUNG Mit der M-Logic *DZR-/SPR-Steuerung* ist es möglich, die Analogeingangsquelle auf CIO 308 1.11 (4–20 mA) zu ändern.

Externe Cosφ-Regelung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●			●					Dauer

Der Cosφ-Sollwert wird über die Analogeingänge, Klemmen 41/42, gesteuert. Der interne Sollwert wird nicht verwendet. Beachten Sie, dass ein Signal von 0 V bis 10 V für die Steuerung verwendet wird.

ANMERKUNG Mit der M-Logic *DZR-/SPR-Steuerung* ist es möglich, die Analogeingangsquelle auf CIO 308 1.11 (4–20 mA) zu ändern.

Externe VAr-Regelung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●			●					Dauer

Der Blindleistungs-Sollwert wird über die Analogeingänge, Klemmen 41/42, gesteuert. Der interne Sollwert wird nicht verwendet. Beachten Sie, dass ein Signal von -10 V bis 10 V für die Steuerung verwendet wird.

11.1.5 Weitere Funktionen

Entlastung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●					Dauer

Das Aggregat wird zur Entlastung und anschließend zum Öffnen des GS gezwungen.

Mains OK - Netz i. O.

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●			●	Impuls

Deaktiviert den Timer *Netz wiederkehr-Verzögerung*. Die Rückschaltung zum Netzbetrieb wird durch diesen Eingang eingeleitet.

Zugriffssperre

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Dauer

Die Steuertasten des Displays werden deaktiviert. Es können nur Messwerte, Alarmer und Protokolle eingesehen werden.

Quittierung Fernalarm

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	Dauer

Alle anstehenden Alarmer werden quittiert, die Alarm-LED erlischt.

Abstellüberbrückung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Dauer

Dieser Eingang deaktiviert alle Schutzmaßnahmen, außer Überdrehzahl und Not-Aus. Die Anzahl der Startversuche ist standardmäßig sieben, kann aber in Parameter 6180 *Start* konfiguriert werden. Auch wird eine spezielle Nachlaufzeit in der Stoppsequenz, nach Aktivierung dieses Eingangs, verwendet.

Batterieprotokoll

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●				●					Impuls

Der Eingang aktiviert den Anlasser ohne das Aggregat zu starten. Ist die Batterie nicht mehr i.O., verursacht der Test einen nicht mehr zulässigen Spannungseinbruch und löst somit einen Alarm aus.

Temperatursteuerung

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●			●					Dauer

Dieser Eingang ist Teil der Leerlauf-Funktion. Das Aggregat startet, wenn der Eingang hoch ist. Ist der Eingang aktiv, startet das Aggregat mit Nenn- oder Leerlaufdrehzahl, abhängig vom Leerlaufdrehzahleingang. Ist der Eingang deaktiviert, wechselt das Aggregat in den Leerlaufmodus (Leerlaufdrehzahl = EIN) oder stoppt (Leerlaufdrehzahl = AUS).

Schalttafel Fehler

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●	●				Dauer

Der Eingang stoppt oder blockiert das Aggregat, je nach Betriebsstatus.

Grundlast

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
	●				●					Dauer

Das Aggregat läuft im Grundlastbetrieb (Festleistung) und ist nicht an der Frequenzregelung beteiligt. Sollte der Leistungsbedarf der Anlage sinken, wird die Grundlast gesenkt, so dass der/die andere(n) Generator(en) am Netz mindestens 10 % Leistung erbringen.

N + X an

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Impuls

Im Modus N + X werden dem System zusätzliche Generatoren hinzugefügt, d. h. es laufen X Generatoren zu viel im Vergleich zum tatsächlichen Strombedarf.

N + X aus

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Impuls

Beendet den Modus N + X.

Erdungsschalter EIN

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Dauer

Ist dieser Eingang aktiviert, zeigt er an, dass der Erdungsschalter geschlossen ist.

Erdungsschalter AUS

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Dauer

Ist dieser Eingang aktiviert, zeigt er an, dass der Erdungsschalter geöffnet ist.

Anlaufsynchrisation-Aktivierung SPR 1

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●					Dauer

Wird dieser Eingang aktiviert, wird die Generatorsteuerung von der Gruppensteuerung darüber informiert, dass sie die Anlaufsynchrisation einschalten soll. (Redundant zu Anlaufsynchrisation SPR 2.)

ANMERKUNG Diese Funktion ist optionsabhängig. Option G7 wird benötigt.

Anlaufsynchrisation-Aktivierung SPR 2

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●					Dauer

Wird dieser Eingang aktiviert, wird die Generatorsteuerung von der Gruppensteuerung darüber informiert, dass sie die Anlaufsynchrisation einschalten soll. (Redundant zu Anlaufsynchrisation SPR 1).

ANMERKUNG Diese Funktion ist optionsabhängig. Option G7 wird benötigt.

NLS Positionsrückmeldung AUS

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●				●	●				Dauer

Wenn dieser Eingang aktiviert ist, kann die Anwendung weiterlaufen, auch wenn es ein Problem mit der Positionsrückmeldung eines Netzschalters gibt.

HINWEIS



Die Nutzung dieser Funktion erfolgt auf eigene Gefahr.

Analysieren Sie die Anwendung, um die Risiken zu erkennen, die entstehen, wenn die Steuerungen keine Rückmeldung über die Position des Netzschalters haben.

PMS-Blockeingang [1 oder 2]

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●					Dauer

Wenn diese Eingänge aktiviert werden, aktivieren sie die in den Parametern 8861 und 8862 definierten Zeitgeber.



Zusätzliche Informationen

Siehe **PMS-Blockierung** in **Option G5 Power-Management**.

Sichere Regeneration ermöglichen

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●	●	●	●	●	●					Dauer

Dieser Eingang ist eine zusätzliche Bedingung, die erfüllt sein muss, bevor die Steuerung den MK-Ausgang für die sichere Regeneration aktivieren kann. Er kann verwendet werden, wenn Lüfter, Heizungen usw. angeschlossen sind, bevor der Generatorschalter schließt. Dieser Eingang entspricht dem M-Logic-Befehl `MK-Befehle > MK sichere Regeneration zulasse`.



Zusätzliche Informationen

Siehe **Option H12 H13 Motorkommunikation AGC-4 Mk II .I.**

Start der SPS-Regelung (PMS Lite)

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●					Impuls

Dieser Eingang ist für eine PMS Lite-Anwendung vorgesehen, die im SPS-Start/Stop-Modus läuft. Der Eingang startet ein SPS-gesteuertes Aggregat.

SPS-Regelung, Stopp (PMS Lite)

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●					Impuls

Dieser Eingang ist für eine PMS Lite-Anwendung vorgesehen, die im SPS-Start/Stop-Modus läuft. Der Eingang stoppt ein SPS-gesteuertes Aggregat.

SPS-Regelung, Start/Stop (PMS Lite)

Automatikbetrieb	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	DG	Netz	SKS	Gruppe	Anlage	Eingangstyp
●					●					Dauer

Dieser Eingang ist für eine PMS Lite Anwendung vorgesehen. Wenn dieser Eingang in einer Steuerung aktiviert wird, aktiviert die Steuerung den SPS-Start/Stop-Modus.

11.2 Multi-Eingänge

Die Standard-Steuerung hat drei Multi-Eingänge. Darüber hinaus verfügt die Option M15 über vier 4-20-mA-Eingänge und die Option M16 über vier Multi-Eingänge.

Die Analogeingänge können in der Utility-Software auf der Seite *E/A-Setup* konfiguriert werden.



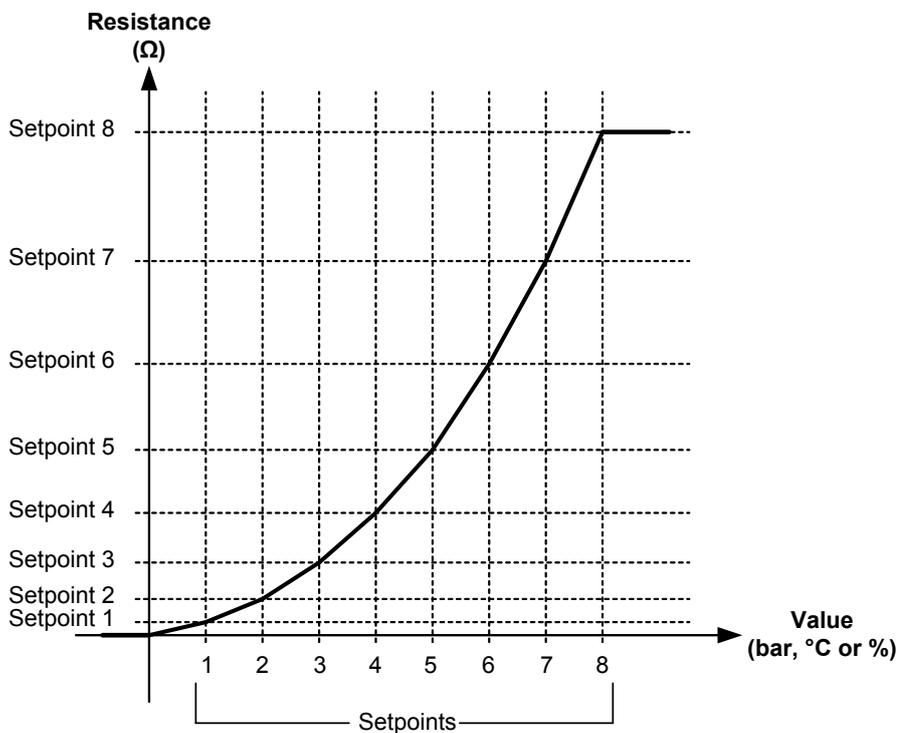
Konfiguration eines Mehrfacheingangs bei der AGC-4 Mk II

Hilfreiche Hinweise finden Sie in unserer Anleitung [Konfiguration eines Mehrfacheingangs bei der AGC-4 Mk II](#).

Eingangstyp	Standard	Option M15	Option M16	Anmerkungen
4 bis 20 mA	●	●	●	Konfigurieren Sie auf der Seite <i>E/A Setup</i> eine Kurve für den 4 bis 20 mA-Eingang. Verwenden Sie eine <i>Skalierung</i> , um die Ausgabe der Kurve mit den gewählten Nachkommastellen auf der Displayeinheit anzuzeigen. Für Num.Einheit 1/10 wird eine Dezimalstelle angezeigt. Für Num.Einheit 1/100 werden zwei Nachkommastellen angezeigt.
0 bis 40 V DC	●			Der 0- bis 40-V-DC-Eingang ist hauptsächlich für den Batterieassymmetrietest vorgesehen.
0 bis 5 V DC			●	
Pt100	●			Die Steuerung verwendet die Standard-Pt100-Kurve. Mit dem Parameter <i>Einheitensystem</i> können Sie die Einheiten von °C auf °F ändern.
PT1000	●		●	Die Steuerung verwendet die Standard-Pt1000-Kurve. Mit dem Parameter <i>Einheitensystem</i> können Sie die Einheiten von °C auf °F ändern.
RMI Öldruck	●			Verwenden Sie <i>RMI-Typ</i> , um eine der Standardkurven oder eine konfigurierbare Kurve auszuwählen. Mit dem Parameter <i>Einheitensystem</i> können Sie die Einheiten von bar auf psi ändern. Wird der RMI-Eingang als Niveauschalter verwendet, darf keine Spannung am Eingang angeschlossen sein. Fremdspannung würde den RMI-Eingang zerstören. Weitere Informationen zur Verdrahtung finden Sie in den Anwendungshinweisen .

Eingangstyp	Standard	Option M15	Option M16	Anmerkungen
RMI Wassertemperatur	●			Verwenden Sie <i>RMI-Typ</i> , um eine der Standardkurven oder eine konfigurierbare Kurve auszuwählen. Mit dem Parameter <i>Einheitensystem</i> können Sie die Einheiten von °C auf °F ändern. Wird der RMI-Eingang als Niveauschalter verwendet, darf keine Spannung am Eingang angeschlossen sein. Fremdspannung würde den RMI-Eingang zerstören. Weitere Informationen zur Verdrahtung finden Sie in den Anwendungshinweisen .
RMI Füllstand	●			Verwenden Sie <i>RMI-Typ</i> , um eine der Standardkurven oder eine konfigurierbare Kurve auszuwählen. Wird der RMI-Eingang als Niveauschalter verwendet, darf keine Spannung am Eingang angeschlossen sein. Fremdspannung würde den RMI-Eingang zerstören. Weitere Informationen zur Verdrahtung finden Sie in den Anwendungshinweisen .
Digital	●			Wenn der Eingangstyp Binär ist, können Sie eine Digitaleingangsfunktion für den Multi-Eingang auswählen.

Beispiel für eine konfigurierbare RMI-Kurve



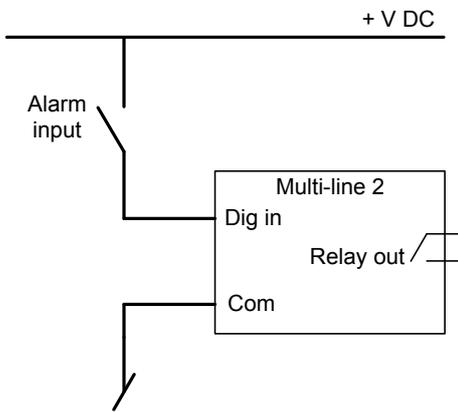
11.3 Auswahl der Eingangsfunktion

Digitale Eingangsalarme können auf zwei Arten konfiguriert werden. Arbeits- oder Ruhestromprinzip.

Die folgende Zeichnung zeigt einen Digitaleingang, der als Alarmeingang verwendet wird:

1. Ruhestromprinzip (NC, normally closed) Ein Alarm wird beim Abschalten des Eingangs ausgelöst.
2. Arbeitsstromprinzip (NO, normally open) Ein Alarm wird beim Einschalten des Eingangs ausgelöst.

ANMERKUNG Die Ausgangsfunktion des Relais kann auf Arbeitsstrom (ND), Ruhestrom (NE), M-Logic / Grenzwertrelais, Hupe oder Sirene eingestellt werden.



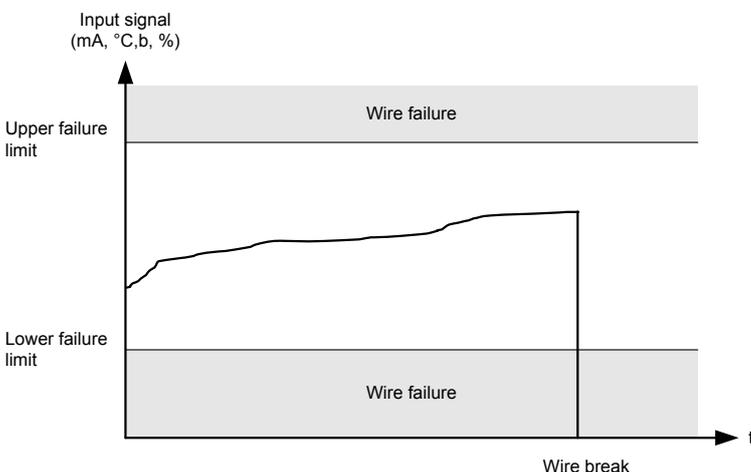
11.4 Drahtbrucherkennung

Ist eine Drahtbruchüberwachung der Sensoren/Leitungen notwendig, kann jedem individuellen Eingang ein Alarm zugeordnet werden. Liegt der gemessene Eingangswert außerhalb des definierten Messbereichs, wird er als Kurzschluss oder Drahtbruch angenommen. Ein Alarm mit einer konfigurierbaren Fehlerklasse wird aktiviert.

Eingang	Drahtbruchbereich	Normalbereich	Drahtbruchbereich
4-20 mA	< 3 mA	4-20 mA	> 21 mA
0-40V DC	≤ 0V DC	-	N/v
RMI Öl, Typ 1	< 1,0 Ohm	-	> 195,0 Ohm
RMI Öl, Typ 2	< 1,0 Ohm	-	> 195,0 Ohm
RMI Temp, Typ 1	< 4,0 Ohm	-	> 488,0 Ohm
RMI Temp, Typ 2	< 4,0 Ohm	-	> 488,0 Ohm
RMI Temp, Typ 3	< 0,6 Ohm	-	> 97,0 Ohm
RMI Kraftstoff, Typ 1	< 0,6 Ohm	-	> 97,0 Ohm
RMI Kraftstoff, Typ 2	< 1,0 Ohm	-	> 195,0 Ohm
RMI konfigurierbar	< kleinster Widerstand	-	> größter Widerstand
PT100	< 82,3 Ohm	-	> 194,1 Ohm
PT1000	< 823 Ohm	-	> 1941 Ohm
Pegelschalter	Nur bei geöffnetem Schalter aktiv		

Prinzip

Die Abbildung zeigt, dass der Messwert bei Drahtbruch auf Null zurückfällt. Ein Alarm wird ausgelöst.



Drahtbruch Pickup (Parameter 4550)

Diese Funktion ist nur bei stehender Maschine aktiv. Ein Alarm wird ausgelöst, sobald die Verbindung zwischen AGC und Pickup abbricht.

Drahtbruch Stopmagnet (Menü 6270)

Ein Alarm wird ausgelöst, sobald die Leitung zum Stoppmagneten unterbrochen ist.

11.5 Externe Analog-Sollwerte

Das Aggregat kann über externe Sollwerte gesteuert werden. Die externen analogen Sollwerteingänge sind nur verfügbar, wenn die Hardware-Option M12 gewählt ist. Zur Aktivierung jedes externen Sollwerts muss ein digitaler Eingang verwendet werden.

Fünf Eingänge können über die PC-Utility-Software (USW) ausgewählt werden:

Eingang	Ext. Sollwert aktive Bedingung*
Externe Frequenzkontrolle	Inselaggregat oder GS aktiviert
Externe Leistungskontrolle	Netzparallelbetrieb
Externe Spannungskontrolle	Inselaggregat oder GS aktiviert
Ext. Leistungsfaktorkontrolle	Netzparallelbetrieb
Ext. Blindleistungskontrolle	Netzparallelbetrieb

ANMERKUNG * Die Regler-Sollwerte werden ignoriert, wenn die Einschaltbedingungen nicht vorliegen. Es ist zum Beispiel nicht möglich, den Frequenzregler während des Netzparallelbetriebes zu nutzen.

Die folgende Tabelle zeigt die Sollwerte, die für externe Analogeingänge möglich sind.

Steuerung	Eingangsspannung	Beschreibung	Anmerkung
Frequenz	+/-10 V DC	$f_{NENN} \pm 10\%$	Aktiv wenn NS AUS
Leistung	+/-10 V DC	$P_{NENN} \pm 100\%$	
Spannung	+/-10 V DC	$U_{NENN} \pm 10\%$	Aktiv wenn GS AUS
Blindleistung	+/-10 V DC	$Q_{NENN} \pm 100\%$	
Leistungsfaktor	$\pm 10\text{ V} \dots 0 \dots 10\text{ V DC}$	0,6 kapazitiv...1,0...0,6 induktiv	

Die externen Sollwerte können in allen Anlagenbetriebsarten verwendet werden und sind in AUTO und SEMI-AUTO verfügbar.

ANMERKUNG Die Standard-Aggregatsteuerung verfügt über eine begrenzte Anzahl von Digitaleingängen. m alle erforderlichen Digitaleingänge zur Verfügung zu haben, benötigt die Steuerung eventuell zusätzliche Hardware-Optionen.

11.5.1 Externer Analog-Sollwert Klemmen

Klemmen	Funktion	Technische Daten	Beschreibung
40	-10/+10 V DC	Analogeingang	f/P-Sollwert
41	Gemeinsam	Gemeinsamer	Gemeinsamer
42	-10/+10 V DC	Analogeingang	U/Q-Sollwert

11.5.2 Andere Quellen für externe analoge Sollwerte

Die AGC benötigt die Hardware-Option M12 (und digitale Eingänge zur Sollwertaktivierung) nicht, wenn sie diese anderen Quellen für externe analoge Sollwerte verwendet.

Externe Analog-Sollwerte über Modbus

Die externen Analog-Sollwerte können über Modbus gesendet werden.



Zusätzliche Informationen

Siehe **Option H2 und H9 Modbus-Kommunikation** und die **AGC-Modbus-Tabellen** für weitere Informationen.

Externe Analog-Sollwerte über CIOs

Externe Analog-Sollwerte können von einem CIO kommen. Verwenden Sie M-Logic, um den/die Sollwert(e) zu aktivieren.



Zusätzliche Informationen

Weitere Informationen finden Sie in der **CIO 308 Installations- und Inbetriebnahmeanleitung** und in der **Option A10**.



Konfiguration eines CIO bei der AGC-4

Hilfreiche Hinweise finden Sie in unserer Anleitung [Konfiguration eines CIO bei der AGC-4](#).

RRCR externe Sollwertregelung

Das Netz kann einen Funk-Rundsteuerempfänger (RRCR) für das Lastmanagement verwenden.



Zusätzliche Informationen

Weitere Informationen finden Sie unter **Weitere Funktionen, RRCR externe Sollwertregelung** im **Handbuch für Konstrukteure**.

11.6 Ausgänge

Die Steuerung verfügt über eine Reihe von Ausgangsfunktionen, die auf jedes verfügbare Relais konfiguriert werden können.

Ausgangsfunktion	Automatik/ Test	Handbetrieb	Test	Manueller Betrieb	Blockieren	Konfigurierbar	Ausgangstyp
Trip NEL 1 - Abwurf unwichtiger Verbraucher 1	●	●	●	●	●	Konfigurierbar	Impuls
Trip NEL 2 - Abwurf unwichtiger Verbraucher 2	●	●	●	●	●	Konfigurierbar	Impuls
Trip NEL 3 - Abwurf unwichtiger Verbraucher 3	●	●	●	●	●	Konfigurierbar	Impuls

11.6.1 Funktionsbeschreibung

- **Abwurf unwichtiger Verbraucher 1:** Dieser Ausgang wird zum Lastabwurf verwendet.
- **Abwurf unwichtiger Verbraucher 2:** Dieser Ausgang wird zum Lastabwurf verwendet.
- **Abwurf unwichtiger Verbraucher 3:** Dieser Ausgang wird zum Lastabwurf verwendet.

ANMERKUNG Weitere Informationen finden Sie unter [Abwurf unwichtiger Verbraucher](#).

11.7 Limitrelais

Für alle Alarmfunktionen ist es möglich, ein oder zwei Ausgangsrelais (siehe unten) zu aktivieren. Im Folgenden wird erklärt, wie Sie eine Alarmfunktion verwenden, um einen Ausgang zu aktivieren, ohne einen Alarm auszulösen. EIN- und AUS-Verzögerungstimer werden ebenfalls beschrieben.

Wenn kein Alarm benötigt wird, ist Folgendes möglich:

- Stellen Sie sowohl Ausgang A als auch Ausgang B auf **Limite** ein.
- Stellen Sie sowohl Ausgang A als auch Ausgang B auf die gleiche Klemme ein. Wenn kein Klemmenalarm erforderlich ist, wird die Alarmfunktion im angegebenen Relais auf *M-Logic / Limitrelais* eingestellt.

Im folgenden Beispiel wird das Relais geschlossen, wenn die Generatorspannung 10 Sekunden lang über 103 % liegt. Zudem wird kein Alarm aktiviert, da sowohl Ausgang A als auch Ausgang B auf Relais 5 eingestellt sind, das als *M-Logic / Limitrelais* konfiguriert ist.

Parameter "G U> 1" (Channel 1150)

Set point : 100 103 % 130

Timer : 0,1 10 sec 100

Fail class : Warning

Output A Terminal 5

Output B Terminal 5

Password level : customer

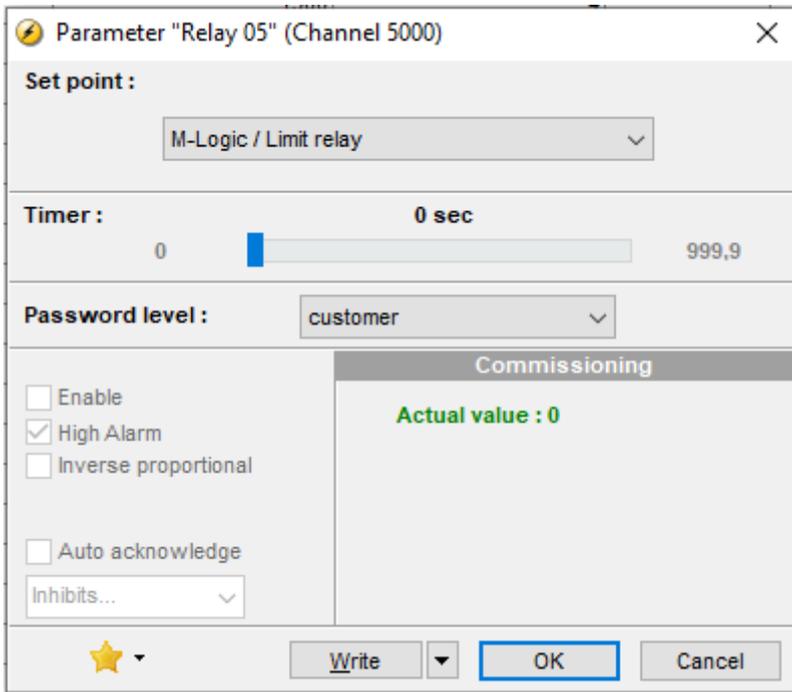
Enable
 High Alarm
 Inverse proportional
 Auto acknowledge
Inhibits...

Commissioning
Actual value : 0 %
Actual timer value
0 sec 10 sec

Write OK Cancel

Beim im Alarmfenster konfigurierten Timer handelt es sich um eine Einschaltverzögerung. Sie legt fest, wie lange die Alarmbedingungen vorliegen müssen, bevor Alarme oder Ausgänge aktiviert werden.

Wenn ein Relais ausgewählt wird (in diesem Beispiel ein Relais an Klemme 5), muss es wie unten dargestellt als Limitrelais eingerichtet werden, da der Alarm sonst immer noch angezeigt wird.



Alternativ können Sie das Relais auch in der USW unter *E/A Setup* konfigurieren:

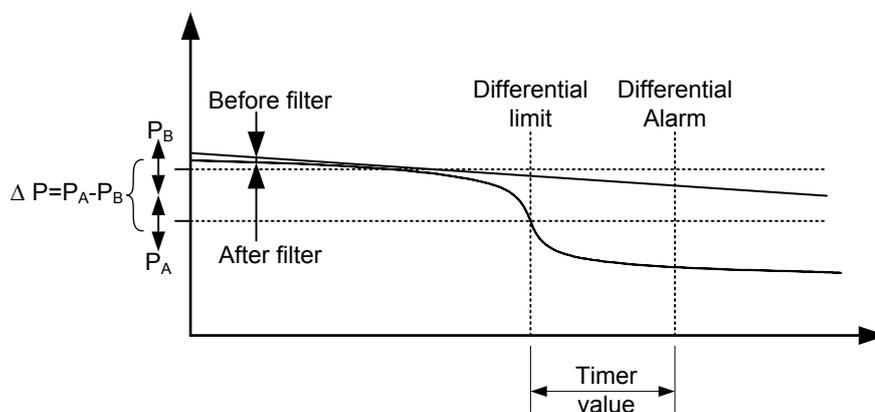
	Function	Alarm	Delay	Password	Parameter	Modbus address
Output 5	Output Function Not used	Alarm function M-Logic / Limit relay	0	Customer	5000	319

Der Timer in der obigen Abbildung ist eine Ausschaltverzögerung. D. h., wenn die Alarmursache nicht mehr vorliegt, bleibt das Relais aktiviert, bis der Timer abläuft. Der Timer ist nur wirksam, wenn er als *M-Logic / Limitrelais* konfiguriert ist. Wenn er auf ein *Alarmrelais* eingestellt ist, wird das Relais deaktiviert, wenn die Alarmbedingungen verschwinden. Zudem wird der Alarm quittiert.

11.8 Differenzialmessung

Mit der Differenzialmessfunktion kann die AGC zwei analoge Eingänge vergleichen. Sie können einen Alarm und/oder ein Relais konfigurieren, das aktiviert wird, wenn die Differenz den konfigurierten Sollwert überschreitet.

Zum Beispiel wird bei einer Luftfilterprüfung der Timer aktiviert, wenn der Sollwert (die Differenz zwischen PA (Analogeingang A) und PB (Analogeingang B)) überschritten wird. Wenn der Messwert vor Ablauf des Timers den Sollwert unterschreitet, wird der Timer gestoppt und zurückgesetzt.



Neun verschiedene Differenzialmessungen zwischen zwei Analogeingangswerten können konfiguriert werden. Die Konfiguration der Differenzialmessungen zwischen zwei Sensoren erfolgt in den Menüs 4600-4606, 4670-4676 und 4741-4746.

Auswahl für die Differenzialmesseingänge

Parameter	Name	Bereich	Standard
4601	Delta ana1 InpA	Siehe unten.	Multieing.102
4602	Delta ana1 InpB	Siehe unten.	Multieing.102

Eine Vielzahl von Eingängen ist möglich (abhängig von den Optionen der Steuerung). Siehe die Auswahlmöglichkeiten für diese Parameter in der Utility-Software. Alternativ sind diese unter **Differenzialmessung** in der **Parameterliste** aufgeführt.

Verwendung der Differenzialmessung zur Erstellung eines zusätzlichen analogen Alarms

Wenn für Eingang A und Eingang B derselbe Messwert gewählt wird, verwendet die Steuerung den Wert des Eingangs für den Differenzialmessungsalarm

Konfigurieren des Differenzialalarms

Der entsprechende Alarmsollwert wird unter den Parametern 4610-4660, 4680-4730 und 4750-4800 ausgewählt. Für jede Differenzialmessung zwischen Analogeingang A und B kann ein zweistufiger Alarm konfiguriert werden. Der folgende Screenshot zeigt die Parameter zur Konfiguration eines Alarms für die Differenzialmessung 1.

Parameter "Delta ana1 1" (Channel 4610)

Set point : -9999 | 10 | 9999

Timer : 0 | 5 sec | 999

Fail class : Warning

Output A : Not used

Output B : Not used

Password level : customer

Commissioning

Enable

High Alarm

Inverse proportional

Auto acknowledge

Inhibits...

Actual value : 100

Actual timer value

0 sec | 5 sec

Write | OK | Cancel