



Şebekeye Bağlı Fotovoltaik Güneş Sistemleri İçin Uygulama Rehberi

*Kaynak: IET Code of Practice
for Grid Connected Solar Photovoltaic Systems*



Kıbrıs Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI

Union of the Chambers of Cyprus Turkish Engineers and Architects
CHAMBER OF ELECTRICAL ENGINEERS

Organize Sanayi Bölgesi
5. Sokak, No.13, Lefkoşa
K.K.T.C.

T: +90 392 225 68 97 - 98

F: +90 392 225 68 58

İçindekiler

1. Giriş	14
1.1. Kapsam ve amaç	14
1.2. Doküman yapısı	15
2. FV güneş sistemlerine, bileşenlere ve mimariye genel bakış	16
2.1. FV güneş modülleri	16
2.2. FV güneş hücreleri	18
2.3. FV güneş modül standartları	18
2.4. İnvertörler (Eviriciler)	19
2.5. Dizi Mimarisı	23
3. FV güneş dizi ve modüllerin çalışma karakteristikleri ve davranışları	28
3.1. Genel	28
3.2. Güneş modülü değerleri	29
3.3. AG Eğrisi	30
3.4. Kısa devre edilmiş modüller	30
3.5. Işıma ve sıcaklık etkileri	30
3.6. Gölgeleme durumunda tipik modül davranışı	33
3.7. Modül ters akımları	36
3.8. Potansiyel kaynaklı bozulma	36
4. Sistem Performansı	37
4.1. Eğim ve yönlendirme	37
4.2. Coğrafik konum	39
4.3. Sistem kayıpları	41
4.4. Günlük ve Yıllık Değişim	45
4.5. Fotovoltaik Performans Tahmini	45
4.6. Teminatlar/Garantiler	46
5. d.a. Sistemi Elektrik Tasarımı	48
5.1. Genel	48
5.2. d.a. sistemi gerilim ve akım değerleri	48
5.3. d.a. Sistemi: gerilimle ilgili hususlar	51
5.4. d.a. sistemi: akımla ilgili hususlar	52
5.5. Aşırı akım koruması	57
5.6. Gruplanmış dizelerin aşırı akım koruması	60

5.7.	Ayırma ve anahtarlama	62
5.8.	Birleştirici kutular	65
5.9.	FV dizisi fiş ve priz bağlantıları	66
5.10.	d.a. kabloları	67
5.11.	d.a. izolasyon hatalarının etkilerine karşı koruma	70
5.12.	d.a. akım taşıyan iletkenler – fonksiyonel topraklama.....	74
5.13.	FV dizisi çerçevesi: topraklama ve kuşaklama düzenlemeleri	75
5.14.	d.a. tarafında yıldırım ve aşırı gerilime karşı koruma	82
6.	Yıldırım ve aşırı gerilime karşı koruma	84
6.1.	Genel	84
6.2.	Risk değerlendirmesi.....	84
6.3.	Harici YKS	85
6.4.	Yıldırım akımı yakalayıcılar ve parafudrlar	85
6.5.	Data veya kontrol devreleri	86
6.6.	Yıldırımdan Korunma Bölgesi (YKB) Konsepti.....	86
6.7.	Yere sabitlenmiş diziler	91
7.	İnvertörler	94
7.1.	İnvertör Boyutlandırma.....	94
7.2.	İnvertör seçimi	96
7.3.	İnvertör konumu	96
7.4.	İnvertör etiketleme	98
7.5.	Tipik invertör besleme ve topraklama düzenlemeleri.....	99
8.	a.a. sistem gereklilikleri: alçak gerilim	100
8.1.	Tipik bağlantı ayrıntıları	100
8.2.	Genel BS 7671 gereklilikleri	100
8.3.	Aşırı akım koruması	101
8.4.	İzolasyon ve anahtarlama	101
8.5.	Kablolar.....	101
8.6.	Topraklama ve kuşaklama	102
8.7.	Aşırı gerilim ve yıldırımdan korunma	102
8.8.	KAR koruması	103
8.9.	G59 rölesi	104
8.10.	Sistem entegrasyonu	105
9.	Şebeke bağlantısı ve DŞO onayı	107

9.1. Genel	107
9.2. ER G83: Münferit mülkler	107
9.3. ER G83: birden fazla mülk	108
9.4. ER G59 kurulumları	110
9.5. G59 devreye alma	110
9.6. YG bağlantıları için G59 düzenlemeleri	111
9.7. Etiketleme gereklilikleri	111
9.8. Yeni bağlantılar	111
9.9. Dışa açık olan ve dışa açık olmayan işler	112
10. Yüksek Gerilim (YG) sistemleri	114
10.1. Genel	114
10.2. YG bağlantı düzenlemeleri	114
10.3. YG dağıtım sistemi	114
10.4. YG ekipman standartları	117
10.5. YG ekipman konumları	119
10.6. YG kabloları	120
10.7. YG şalt malzemeleri	121
10.8. Transformatörler	123
10.9. Topraklama düzenlemeleri	129
11. Mekanik tasarım ve inşa tasarımı ve kurulumu	145
11.1. Genel	145
11.2. FV kurulum sistemleri: Genel gereklilikler	145
11.3. Rüzgâr ve kar yükleri	148
11.4. Binalarda FV sistemleri	155
11.5. Binalardaki FV sistemler: Yangın ile ilgili hususlar	166
11.6. Yere sabitlenmiş FV sistemleri	173
12. Sistem izleme	184
12.1. Genel	184
12.2. İzleme türleri	184
12.3. Performans oranı ve performans indeksi	186
12.4. İzleme çözünürlüğü	186
12.5. Algılayıcılar	187
12.6. Veri kaydı	188
12.7. Ekranlar	188

13. Akü sistemleri	190
13.1. Akü sistemlerinin uygulanması	190
13.2. Sistem yapılandırması	191
13.3. Şebekeden bağımsız çalışma özelliği için düzenlemeler	194
13.4. Akü: ana aşırı akım koruması.....	195
13.5. Akü izolasyonu	196
13.6. FV dizisi/dizesi aşırı akım koruması	196
13.7. d.a. kabloları ve bileşen değerleri	197
13.8. Akü kurulumu	197
13.9. Şebekeden bağımsız işletim için izolasyon ve anahtarlama	199
14. Kurulum süreci	201
14.1. Tipik kurulum aşamaları	201
14.3. Yapı kontrolü	203
15. Sağlık ve güvenlik	205
15.1. Giriş	205
15.2. İnşaat (Tasarım ve Yönetim) Yönetmeliği.....	206
15.3. İşyerinde Elektrik Yönetmeliği	207
15.4. Tehlike envanteri	209
15.5. Güneş enerjisi çiftliği kurulumlarının güvenlik yönetimi	213
16. Sistem devreye alma	217
16.1. Genel.....	217
16.2. d.a. tarafı – inceleme gereklilikleri.....	218
16.3. d.a. tarafı – minimum test gereklilikleri.....	219
16.4. d.a. tarafı – ek testler	220
17. Devir ve belgelendirme	222
17.1. Sistem devri	222
17.2. Sistem belgelendirmesi	222
18. İşletme ve bakım	226
18.1. Genel.....	226
18.2. Planlı bakım	226
18.3. Periyodik doğrulama	226
18.4. Düzenli denetlemeler	227
18.5. Atık Elektrikli ve Elektronik Ekipman Direktifi	228
EK A – Sözlük	229

EK B – Yönetmelikler, standartlar ve kılavuzlar	234
EK C – Sistem etiket ve işaretleri	242
İndeks	243

Şekiller Listesi

Şekil 2.1 Standart bir modülün fotoğrafları: (sol) ön görünüş & (sağ) arka görünüş (Sungift Solar Ltd'in izniyle)	17
Şekil 2.2 Tipik tek dize – tek invertör düzenlemesi	23
Şekil 2.3 Tipik çoklu dize – tek invertör düzenlemesi	24
Şekil 2.4 Tipik çoklu dize – çoklu MGNT'li tek invertör düzenlemesi	24
Şekil 2.5 Tipik çoklu dize – dize aşırı akım korumasız birleştirici kutulu tek invertör düzenlemesi	25
Şekil 2.6 Tipik çoklu dize – dize aşırı akım korumalı birleştirici kutulu tek invertör düzenlemesi	25
Şekil 2.7 Tipik alt dizili merkezi invertör sistemi düzenlemesi	26
Şekil 2.8 Tipik tek dize – güç iyileştiricili tek invertör düzenlemesi	27
Şekil 2.9 Tipik a.a. modül sistemi düzenlemesi (mikro invertörler kullanılarak)	27
Şekil 3.1 Tipik modül etiketi	29
Şekil 3.2 Modül AG eğrisi	30
Şekil 3.3 Işınımın AG eğrisi üzerindeki etkisi	31
Şekil 3.4 Hücre sıcaklığının AG eğrisi üzerindeki etkisi	32
Şekil 3.5 Tipik bir 60 hücreli FV modülün bağlantı şeması	34
Şekil 3.6 Modül yerleşimi ile gölgelenme etkisinin kıyaslanması (a) dikey (b) yatay	35
Şekil 3.7 Gölgenin AG eğrisi üzerindeki etkisi	35
Şekil 4.1 Sıralar arası gölgelenme	38
Şekil 4.2 Birleşik Krallık güneş ışınımı haritası (Meteoroloji Ofisi'nin izniyle)	39
Şekil 4.3 Kıbrıs güneş ışınımı haritası (solargis.com)	40
Şekil 4.4 Tipik sistem kayıpları	41
Şekil 4.5 Bir FV sistemin, öğleden sonra oluşan bulutlanma sebebi ile azalan günlük çıktısı	45
Şekil 4.6 Bir FV sistemin üretiminin büyük bir bölümünün yaz aylarında olduğunu gösteren yıllık çıktısı	45
Şekil 4.7 Doğrusal ve standart teminat örnekleri	47
Şekil 5.1 Tek FV dizesinden oluşan dizi	52
Şekil 5.2 İnvertöre bağlanmış birden fazla FV dize – aşırı akım koruması yok	53
Şekil 5.3 İnvertöre bağlanmış çoklu FV dizeleri – aşırı akım koruması yok	54
Şekil 5.4 Birden fazla FV dizeden oluşan dizi – dize sigortaları ile	55
Şekil 5.5 Alt dizili sistem – dize ve alt dizi sigortaları ile	56
Şekil 5.6 Gruplanmış dizelerin aşırı akım koruması	60
Şekil 5.7 Tipik bir birleştirici kutu (CREST, Loughborough Üniversitesi izniyle)	65
Şekil 5.8 Tipik Y konnektörleri (CREST, Loughborough Üniversitesi izniyle)	66
Şekil 5.9 Dizi çerçevesi topraklaması	77
Şekil 5.10 Örnek dizi çerçevesi topraklama düzeni	80
Şekil 5.11 TN-C-S beslemede yere sabitlenmiş dizi çerçevesinin topraklaması	81
Şekil 5.12 Dizi kablolarında düğüm oluşumundan kaçınma	83
Şekil 6.1 Yıldırımdan korunma bölgeleri (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)	88

Şekil 6.2 Dış YKS olmayan ancak risk değerlendirmesi sonucu ADKC gerekli olduğu belirlenen bir bina. (©The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.).....	88
Şekil 6.3 Dış yıldırımdan korunma sistemi olan bir bina ve yeterli ayırım mesafesi. (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)	89
Şekil 6.4 Dış yıldırımdan korunma sistemi olan bir bina ve yetersiz ayırım mesafesi. (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)	90
Şekil 6.5 Yere sabitlenmiş sistem: Dize invertörü örneği (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)	92
Şekil 6.6 Yere sabitlenmiş sistem: Merkezi invertör örneği (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)	93
Şekil 7.1 (üst/orta/alt) üst) konut kurulumu, orta) ticari kurulum, alt) güneş enerjisi çiftliği kurulumu için tipik besleme ve topraklama düzenlemeleri.....	99
Şekil 8.1 Tipik konut bağlantısı	100
Şekil 8.2 Tek faz invertörler kullanılarak yapılan tipik üç faz bağlantı	100
Şekil 8.3 Tipik G59 rölesi bağlantı düzenlemesi.....	104
Şekil 9.1 Mühendislik Önerisi G83 ve G59 akış şemaları	107
Şekil 9.2 ER G83 münferit mülk prosedürü	108
Şekil 9.3 ER G83 birden fazla mülk prosedürü.....	108
Şekil 9.4 ER G59 prosedürü.....	110
Şekil 10.1 Geleneksel YG sistem topolojileri: (sol) Radyal, (sağ) Halka	115
Şekil 10.2 Dize invertörleri ile YG bağlantısı örneği	117
Şekil 10.3 TPY $\leq$ DGS YG bağlantı örneği	136
Şekil 10.4 TPY $\leq$ 1,200 V YG bağlantı örneği.....	137
Şekil 10.5 TP > 1200 V YG bağlantı örneği.....	138
Şekil 10.6 Çok yüksek TPY olan YG bağlantısı örneği	139
Şekil 10.7 Örnek trafo merkezi topraklama düzenlemesi.....	141
Şekil 11.1 Tipik modül kenetleme pozisyonları.....	146
Şekil 11.2 UK rüzgâr hızı bölgeleri © HIS. BRE DG 489, 2014 Basımından izinli olarak kullanılmıştır.	149
Şekil 11.3: Kıbrıs rüzgâr hızı haritası. Kıbrıs Ulusal Eki: CYS EN 1991-1-4 – Eurocode 1: <i>Yapılar üzerindeki etkiler. Genel etkiler –Rüzgâr etkileri.</i>	150
Şekil 11.4 Merkezi ve kenar alanları örneği (eğimli çatı).....	151
Şekil 11.5 Eğimli bir çatıda yapılan FV sistem sabitlemesine örnek.....	155
Şekil 11.6 Kiremitli bir çatıda FV sistem sabitlemesine örnek	156
Şekil 11.7 Kayrak taşı çatıda FV sistem sabitlemesine örnek	157
Şekil 11.8 Metal çatı kaplaması üzerine FV sistem sabitleme örneği.....	158
Şekil 11.9 Çatıya bütünleşik FV sistemlere örnekler	159
Şekil 11.10 Balastlı sisteme örnek (Sundog Energy Ltd izniyle).....	160
Şekil 11.11 Alçak profilli sistemlere bir örnek (Sundog Energy Ltd izniyle).....	161
Şekil 11.12 Sabit çerçeveli sisteme örnek (Sundog Energy Ltd izniyle).....	162
Şekil 11.13 FV cephe örneği (Sundog Energy Ltd. izniyle).....	164
Şekil 11.14 PV pencereye örnek (Sundog Energy Ltd. izniyle)	165
Şekil 11.15 Mevcut ve potansiyel ark tehlikeleri (BRE NSC Devon & Somerset Fire & Rescue Service/Sundog Ltd. izniyle)	167

Şekil 11.16 Çatıda FV güneş enerjisi işreti	172
Şekil 11.17 Çakma kazık dikimi (juwi Renewable Energies Ltd izniyle)	175
Şekil 11.18 Zemin vidaları ((juwi Renewable Energies Ltd izniyle)	176
Şekil 11.19 Beton temeller (Sundog Ltd izniyle).....	177
Şekil 11.20 Balastlı çözüm (juwi Renewable Energies Ltd. izniyle).....	178
Şekil 11.21 Güneş ışınım açısının mevsimsel değişimi (CREST, Loughborough Üniversitesi izniyle)	180
Şekil 11.22 Dize tasarımı çeşitleri	182
Şekil 12.1 Üretim sayaçı bağlantısı (şebeke beslemesi sayanın yük terminallerine bağlanmış)	185
Şekil 13.1 Şebekeye bağlı akü destekli FV sistemin tipik düzenlemesi	191
Şekil 13.2 d.a. kuplajlı tasarım örneği	192
Şekil 13.3 a.a. kuplajlı tasarım örneği	193
Şekil 13.4 İzolasyon rölesi kullanılmış şebekeye bağlı sistem örneği	194
Şekil 13.5 Bölünmüş sistem tasarım örneği	195
Şekil 13.6 Örnek akü odası etiketi.....	199
Şekil 13.7 Şebekeden bağımsız işletim için devre şeması örneği	200
Şekil 14.1 Küçük ölçekli ticari veya konut için tipik FV sistemi kurulum aşamaları ..	201
Şekil C.0.1 Tipik FV güneş sistemi etiketleri.....	242

Tablolar Listesi

Tablo 2.1 FV güneş modülü standartları	19
Tablo 3.1 Güneş modülü etiket değerleri	29
Tablo 4.1 Yerleşim ve eğimin dizi performansı üzerindeki etkisi (ideal %).....	39
Tablo 5.1 d.a. sistemi – genel gereklilikler	48
Tablo 5.2 İzolasyon ve anahtarlama – minimum gereklilikler	62
Tablo 5.3 Tipik d.a. kabloları	68
Tablo 5.4 Topraklama izolasyon hatası sınırları	71
Tablo 5.5 AAİ sınırları	73
Tablo 5.6 Toprak hatası aşırı akım koruma cihazı deresi	75
Tablo 5.7 Tipik topraklama senaryoları	78
Tablo 6.1 BS EN 62305 <i>Yıldırımdan Korunma</i> ’nın kısımları	84
Tablo 10.1 ER G81 belgeleri	118
Tablo 10.2 YG ekipman standartları/kılavuzları	119
Tablo 10.3 YG kablolama standartları/kılavuzları	120
Tablo 10.4 YG şalt malzemeleri standartları	121
Tablo 10.5 Transformatör standartları	123
Tablo 10.6 BS EN 50464’ün kısımları: En yüksek gerilimi 36 kV’u aşmayan ekipmanlar için 50 kVA’dan 2.500 kVA’ya kadar üç fazlı 50 Hz yağlı dağıtım transformatörleri.....	127
Tablo 10.7 Dökme reçineli transformatör standartları	128
Tablo 10.8 YG topraklama standartları/kılavuzları	129
Tablo 10.9 Canlı saha sınıflandırmaları	132
Tablo 10.10 Canlı sahalarda hafifletici önlemler için örnekler	134
Tablo 15.1 İTY Yönetmeliği altında görev ve yetkilerin özeti	206
Tablo 15.2 İYE Yönetmeliği altında temel yasal gereklilikler	208
Tablo 15.3 FV güneş sistem kurulumu, işletmesi ve bakımı için temel tehlikelerin özeti	210
Tablo 16.1 İnceleme gerekliliklerinin özeti	218
Tablo 16.2 Minimum test gerekliliklerinin özeti	219
Tablo 16.3 Ek testlerin özeti	220
Tablo 17.1 FV sistemi belgelendirmesi – temel bilgiler	223
Tablo 17.2 Test ve devreye alma bilgileri	223
Tablo 17.3 FV dizisi – belgelendirme kapsamı	223
Tablo 17.4 a.a. sistemi – belgelendirme kapsamı	224
Tablo 17.5 İşletme ve bakım bilgileri.....	225

Teknik Komite Katılımcıları

IET, bu Uygulama Rehberinin geliştirilmesinde, aşağıdaki kuruluşların temsilcilerinden alınan desteğe teşekkür eder.

Komite üyeleri:

BRE National Solar Centre (Building Research Establishment)
British Electrotechnical and Allied Manufacturers' Association (BEAMA)
Chartered Institution of Building Service Engineers (CIBSE)
Electrical Contractors' Association (ECA)
Electrical Contractors' Association of Scotland (SELECT)
Energy Networks Association (ENA)
Health and Safety Executive (HSE)
Sektör uzmanları:
 BayWa r.e. Solar Systems
 British Gas Solar
 CREST, Loughborough University
 Fronius Ltd
 juwi Renewable Energies Ltd
 NG Bailey Ltd
 Northern Powergrid
 Schneider Electric
 SolarBIPV Ltd
 SolarEdge Technologies (UK) Ltd
 W J S Rogers (Consultant)
 UK Power Networks (UKPN)
Institution of Engineering and Technology (IET)
Microgeneration Certification Scheme (MCS)
National Association of Professional Inspectors and Testers (NAPIT)
National House Building Council (NHBC)
Renewable Energy Association (REA)
Solar Trade Association (STA)

Fahri üyeler:

British Solar Renewables
Department of Energy and Climate Change (DECC)
Department for Communities & Local Government (DCLG)
Fire Protection Association (FPA)
Orta Solar Farms Ltd
Renewable Energy Connections
Renewable Energy Consumer Code (RECC)
Wales Solar Action Group (Renewables UK Cymru)
Western Power Distribution Ltd (WPD)

Teşekkür

IET, bu dokümana katkılarından dolayı aşağıdaki taraflara teşekkür eder:

Baş Teknik katılımcılar:

Martin Cotterell BEng(Hons) FIET (Sundog Energy/BRE National Solar Centre) *Lead technical author*
Brian Goss MSc EngD MIET (CREST, Loughborough University)
Glyn Jones BSc CEng MIET (Sterling Power Group)
Steve Pester BSc MSc (BRE National Solar Centre)
W J S (Bill) Rogers CEng MIET (Consultant)
Jyotirmoy Roy PhD MEng BTech MIET (Juwi Renewable Energies Ltd)
Christopher West MSc MIET (BayWa r.e. Solar Systems)

İlave katılımcılar:

Tony Barrett CEng MIET (Schneider Electric) Frank Bertie MIET (NAPIT)
Paul Bicheno BSc(Hons) MIET (IET)
Jonathan Buston BA PhD CChem MRSC (Health & Safety Laboratory)
Bob Cairney IEng MIET (formerly SELECT)
Richard Cave PhD (DECC)
Kevin Ciolino (Sungift Solar Ltd)
Joseph Clarke (SolarEdge Technologies (UK) Ltd)
Mark Coles BEng(Hons) MIET (IET) Michael Collinge MIET (NAPIT)
Paul Cribbens (NHBC)
Stephen Cuddihey BEng(Hons) MIET (UKPN)
Guiliani Digilio IEng FI EE ACIBSE MSL (formerly ECA)
Jim Eichner, BAsC, P.Eng. (Schneider Electric)
Mike Forsey (formerly DEHN (UK) Ltd) Paul Galbraith IEng MIET (formerly BEAMA)
Carmen Garrañaga MSc BEng (SMA Solar UK Ltd)
Virginia Graham (RECC)
Oliver Grogono BSc AMInstP (Sungift Solar Ltd)
Adrian Horsley (DEHN (UK) Ltd)

Ian Johnson (Surge Protection Devices Ltd)
Serkan Kaniurk MSc BSc MIET (British Gas Solar)
Jim Kenney (Energy Squirrel Ltd)
Adair Lewis BSc(Hons) CEng FIFireE CPhys MInstP CChem MRSC (FPA)
Barry Marsh (Stellar Solar Installations Ltd)
Steve Mason BSc (Hons) MIET (Bender UK Ltd)
Kevin McIntyre BEng(Hons) PDip (Oxford Photovoltaics Ltd)
Lindsay Moody BEng(Hons) MSc CEng MIET MCI BSE (NG Bailey Ltd)
K J Morton BSc CEng FIET (HSE)
Ray Noble CEng MICE (SolarBIPV Ltd)
Chair Stephen Norman (London Fire Brigade) Jim O'Neil BEng (ECA)
Robert O'Donnel (MobaSolar)
Jim Paine MSc CEng MIET (Northern Powergrid)
Nick Pascoe (Orta Solar Farms Ltd)
Juan Pefia de Juana MSc BEng (SMA Solar Technology AG)
Graham Perrior MCIOB (NHBC)
Charlie Pugsley (London Fire Brigade)
Gideon Richards DMS (MCS)
Chris Roberts MSc (Poweri Services Ltd)
Mark A Smith EngTech MIET (British Gas)
David Spillett (ENA)
Tony Sung PhD CEng FCIBSE FIET MEI SMIEEE (CIBSE)
Griff Thomas MIET (GTEC Group)
Raj Vagdia MIET (BEAMA)
Dipl.-Ing. Andreas Wade (The International Thin-Film Solar Industry Association (PVThin) a.i.s.b.l.)
Tony Wallis (Sterling Power Group)
Jonny Williams PhD MEng (BRE National Solar Centre)
Joe Wootton BSc(Hons) PGDip(Dist) (British Solar Renewables)
Bill Wright MA CEng FIET (ECA)
Louis Wright BSc(Hons) (Renewable Energy Connections)

Sekreter: Ian Borthwick BA(Hons) (IET)

BÖLÜM 1

1. Giriş

1.1. Kapsam ve amaç

Bu Uygulama Rehberi, şebekeye bağlı fotovoltaik sistemlerin Birleşik Krallıktaki (United Kingdom) tasarım, spesifikasyon, kurulum, devreye alma, işletim ve bakım gerekliliklerini belirler.

Bu Uygulama Rehberi aşağıdakileri kapsar:

- (a) Şebekeye bağlı FV güneş sisteminin a.a. besleme noktasına (besleme dahil) kadar olan kısmının tüm parçaları;
- (b) Alçak gerilim (AG) ve yüksek gerilim (YG) bağlantıları ve bileşenleri;
- (c) Küçük ölçekli konut sistemlerinden büyük ölçekli FV parklara kadar her ölçekteki uygulama;
- (d) Bina üzerine kurulan, binaya bütünleşik ve yere sabitlenmiş sistemler;
- (e) Akülü şebekeye bağlı sistemler; ve
- (f) d.a. açık devre gerilimi 30V d.a.'dan büyük ve 1,500 V d.a.'dan küçük sistemler.

NOT: Bu rehber her ne kadar 30V d.a. gerilim seviyesinden düşük sistemleri kapsamasa da rehberin birçok bölümü bu sistemlere de uygulanabilir.

Bu Uygulama Rehberinin amacı, FV güneş sistemlerinin UK ve uluslararası standart ve iyi uygulama önerilerine uygun bir şekilde tasarlanması, tesis edilmesi ve devreye alınması için FV sistem tasarımcı ve tesisatçılarına gerekli bilgileri sunmaktır. Aynı zamanda, FV güneş sistemlerinin işletme ve idamesinin güvenli, verimli ve uygun standartlarda olmasını sağlamak da bu Uygulama Rehberinin amacıdır.

Bu Uygulama Rehberi, güvenli ve verimli FV güneş sistemlerinin yetkin bir şekilde tesis edilmesini amaçlamaktadır. Bu, içinde FV güneş sistemleri müşterileri, mal sahipleri, yatırımcıları, sigortacıları ve finansörlerini içeren geniş bir kitlenin menfaatine olacaktır.

NOT: Bu Uygulama Rehberi şebekeden bağımsız FV güneş sistemlerini kapsamasa da bazı kısımları bu tip uygulamalar için de uygulanabilir.

1.2. Doküman yapısı

Bu Uygulama Rehberinde aşağıdaki yapı benimsenmiştir:

- (a) Mavi renkteki yazılar zorunlu ve/veya geniş kabul görmüş gereklilikleri belirtir.
- (b) Siyah renkli yazılar açıklayıcı materyali belirtir.

BÖLÜM 2

2. FV güneş sistemlerine, bileşenlere ve mimariye genel bakış

2.1. FV güneş modülleri

2.1.1. Genel

FV güneş modülü genellikle birbirine bağlı FV hücrelerinin en küçük, eksiksiz, çevreye karşı korumalı bir tertibatı olarak tanımlanır ancak bu terim bazen farklı anlamlara da gelebilmektedir. Bu Uygulama Rehberinin amaçları bakımından, FV güneş modülü, aşağıda daha detaylı tartışılacak olanlar da dahil olmak üzere, FV sistemlerinin standart 'yapı taşları' olarak tanımlanır.

2.1.2. Standart FV modülleri

Çoğu FV sisteminde görülen standart modüller, ince bir elastomer tabakası ile kaplanmış, cam bir ön ve plastik bir arka tabaka arasında lamine edilmiş, birbirine bağlı FV hücrelerinin (genellikle kristal silikon içerikli) bir araya getirilmesinden oluşan, seri üretilmiş öğelerdir. Bu lamine edilmiş kısım daha sonra esnemeyen alüminyum bir çerçeve içerisine yerleştirilir.

Modülün elektrik bağlantısı, lamine edilmiş kısmın arka yüzeyine tutturulmuş bağlantı kutusundan çıkan bir çift bağlantı kablosu ile sağlanmaktadır. Kablo uçlarına da polarize edilmiş fiş ve priz konnektörleri sabitlenmiştir.

NOT: Farklı hücre teknolojileri kullanılarak standart modül yapıları değiştirilebilir, buna örnek olarak iki kat camdan oluşan ince film modüller gösterilebilir.



Şekil 2.1 Standart bir modülün fotoğrafları: (sol) ön görünüş & (sağ) arka görünüş
(Sungift Solar Ltd'in izniyle)

2.1.3. FV çatı kiremitleri

FV çatı kiremitleri geleneksel çatı malzemesi yerine kullanılması amacı ile tasarlanmıştır. Birçok yönden standart bir modüle benzese de FV çatı kiremitleri, boyutları ve çerçeve detayları açısından değişiklik gösterir.

FV çatı kiremidinin çerçevesi birbirine kilitlenecek şekilde geçerek çevre korumalı bir yalıtım oluşturması için tasarlanmıştır. FV kiremit çerçevelerinde plastik ve alüminyum dahil çeşitli malzemeler kullanılır.

Ayrıca FV çatı kiremitleri, genellikle standart modüllerden daha küçüktür ve boyutları uygulamaya veya yerine kullanılacakları çatı kiremitlerinin boyutlarına uyacak şekilde seçilir.

2.1.4. Binaya bütünleşik ısımarlama FV³

BBIFV, ön cephe kaplaması veya cam alanlar gibi bina kılıfında kullanılan standart bir malzemenin yerine kullanılan modülü tanımlayan genel bir terimdir.

Bir FV modülünün yapısı, gerçekleştirmesi amaçlanan işleve bağlıdır, ancak standart bir modülün tasarımındaki yaygın değişiklikler şunları içerir:

- (a) Cam bir arka levha: bu modülün geçirgen olmasını sağlar,
- (b) Çerçevesiz yapı: birçok BBIFV modülü çerçevesiz lamine edilmiş şekilde temin edilir,

³ BBIPV, Bespoke building integrated PV

- (c) Ismarlama ölçüler: BBIFV modüller standart modüllerden çok daha büyük (veya küçük) olabilir,
- (d) Ismarlama şekiller: çoğu modüller dikdörtgen olsa da BBIFV şekilleri değişkenlik gösterebilir,
- (e) Kablo detayı: örneğin, kablolar modül kenarlarından çıkabilir, ve
- (f) Fazladan katmanlar: örneğin, BBIFV çift cam pencere ünitelerinin içerisine yerleşik olabilir.

2.2. FV güneş hücreleri

FV güneş hücresi, güneş radyasyonunu (fotonlar) yakalayıp elektriğe çevirmek yolu ile fotovoltaiik etki gösteren bir cihazdır.

FV modülünün istenilen çıkış gerilimini elde etmek için belli bir sayıda FV hücresi seri olarak bağlanır. İstenilen çıkış akımını elde etmek için ise seri bağlanmış bu hücre dizeleri⁴ belli bir sayıda paralel olarak bağlanabilir.

FV modüllerinin büyük bir kısmı kristal silikon FV hücreleri kullanılarak imal edilir. Bu hücreler, fotonları emebilen ve istenen elektrik akımını üretebilen bir iç yapı oluşturmak için kimyasal olarak işlenmiş ince bir kristal silikon (ya monokristal ya da polikristal) tabakasından oluşur.

İnce film FV, kristal silikon hücrelere bir alternatiftir ve bir veya daha fazla fotovoltaiik madde katmanının genellikle cam bir yüzey üzerinde biriktirilmesiyle oluşturulur.

İnce film, amorf silikon, kadmiyum tellür (CdTe), bakır indiyum galyum selenid (CIGS), boya-duyarlı, diğer organik FV hücreler (OFV) ve inorganik FV gibi birden fazla farklı teknolojiyi içine alan genel bir terimdir.

2.3. FV güneş modül standartları

FV güneş modülleri için gerekli güvenlik ve performans testlerini tanımlayan çeşitli IEC standartları yürürlüktedir.

[Sistemlerde aşağıda belirtilen IEC standart sertifikalarına sahip modüller kullanılmalıdır.](#)

⁴ 'Dize' kelimesi İngilizcedeki 'string' kelimesi yerine kullanılmıştır.

Tablo 2.1 FV güneş modülü standartları

FV Modül Türü	Tasarım niteliği ve onay türü	Güvenlik standardı
Kristal FV modüller	IEC 61215	IEC 61730
İnce film FV modüller	IEC 61646	
IEC 61215 Kristal silikon yapıda karasal fotovoltaik (FV) modüller- Tasarım yeterliliği ve tip onayı IEC 61646 İnce filmli düz alanlı fotovoltaik modüler- tasarım nitelikleri ve tip onayı IEC 61730 Fotovoltaik (FV) modül güvenlik niteliği		

Modüller CE işareti de taşımalıdır.

Modül güvenlik standardı IEC 61730, modül uygulama sınıflarını tanımlar ve ilgili güvenlik gerekliliklerini ve söz konusu uygulama sınıfının gerekliliklerine uygunluğu doğrulamak için yapılması gereken testleri tanımlar. Üç sınıf tanımlanmıştır:

- Sınıf A modül: yaygın olarak bulunan standart modüller. Modüller, güvenlik sınıfı II gerekliliklerini yerine getirmelidir.
- Sınıf B modül: güvenlik sınıf 0 gerekliliklerini yerine getirmelidir.
- Sınıf C modül: güvenlik sınıf III gerekliliklerini yerine getirmelidir.

Sınıf B modüllerin kullanımına izin verilmez.

Sınıf A ve Sınıf C modüllerin izin verilen kullanımları için bölüm 5.3'e bakınız.

NOT: Güvenlik sınıfları, BS EN 61140 (IEC 61140) *Elektrik çarpmasına karşı koruma. Tesisat ve donanım için ortak özellikler.* altında tanımlanmıştır.

Belli alanlarda tesis edilmiş modüller için ek sertifikasyon gerekliliği dikkate alınmalıdır:

- Kıyısız bölgelerde tesis edilmiş modüller için: IEC 61701 *Fotovoltaik (FV) modüllerinin tuzlu su korozyon deneyi.*
- Nemli, yüksek korozyon olasılığına sahip tarımsal alanlarda tesis edilmiş modüller için: IEC 62716 *Fotovoltaik (FV) modüller – amonyak korozyon deneyi.*

2.4. İnvertörler (Eviriciler)

2.4.1. Genel

İnvertör, doğru akımı (d.a.) alternatif akıma (a.a.) çeviren elektrikli bir cihazdır. Bir FV modülünün çıkışı d.a., UK'deki şebeke ise a.a.

olduğundan, şebekeye bağlı FV sistemlerinde invertör, kilit bir rol üstlenmektedir.

Şebekeye bağlı bir invertörün, temel a.a.-d.a. dönüşümü dışında birkaç farklı işlevi daha vardır:

(a) İlave a.a. işlevleri:

- a.a. şebekesine göre kendi gerilim ve frekansını senkronize etme,
- Şebeke izleme ve gerilim veya frekansın izin verilebilir değerlerin dışına çıkması veya beslemenin tamamen kesilmesi durumunda geçici devreden çıkma (ayırma),
- Çıkış dalga biçiminin belirlenmiş harmonik ve titreşme limitleri dışında olmamasını sağlama.

(b) İlave d.a. işlevleri:

- FV dizisinden⁵ maksimum gücün çekilmesini sağlamak – maksimum güç noktası takibi (FV dizisi çalışma geriliminin ayarlanması yoluyla) kullanılarak,
- d.a. tarafındaki hataları izlemek (toprak ve izolasyon hataları).

2.4.2. Invertör tipleri

Invertörler farklı boyut ve konfigürasyonlarda olabilmektedir. Yaygın çeşitler aşağıda açıklanmıştır.

i. Konut uygulaması dize⁶ invertörleri

Konut uygulaması dize invertörleri, doğrudan FV dizelerine bağlanmak için tasarlanmıştır ve tipik olarak bir ila üç ayrı dizinin bağlanabilmesi mümkündür. Bunlar genellikle 4kW değerine kadar olan tek faz ünitelerdir.

i. Ticari dize invertörleri

Ticari boyuttaki dize invertörleri, daha fazla sayıda dizeyi doğrudan bağlama olanağı ile konut uygulaması boyutundaki emsallerinden daha büyüktür. Bunlar genellikle üç faz ünitelerdir.

ii. Merkezi invertörler

Merkezi invertörler, birkaç birleştirici kutu⁷ (FV dizelerini birleştiren ve bağlayan) aracılığıyla FV dizilerine bağlanmak üzere tasarlanmış büyük, 3 fazlı ünitelerdir. Merkezi invertörler, dosya dolabı boyutunda olan invertörlerden nakliye konteyneri boyutlarındaki MW ölçekli

⁵ 'Dizi' kelimesi İngilizcedeki 'array' yerine kullanılmıştır.

⁶ 'Dize' kelimesi İngilizcedeki 'string' kelimesi yerine kullanılmıştır.

⁷ Combiner box

birimlere kadar çeşitlilik gösterir. Büyük boyuttaki merkezi invertörler, YG şebekesine bağlantıyı sağlayacak olan bir YG trafosu da içerebilmektedir.

iii. Mikro invertörler

Ölçeğin diğer ucunda ise mikro invertörler bulunmaktadır – sadece bir veya iki FV modülünün bağlanması için tasarlanmış küçük ünitelerdir. Mikro invertörler genellikle doğrudan modülün arkasına sabitlenir ve hatta modül bağlantı kutusu içine bile yerleştirilebilirler.

2.4.3. d.a. optimize ediciler (güç iyileştiriciler)⁸

Bir d.a. optimize edici, FV modülünün çıkışını şartlandıran, modül seviyesinde elektrikli bir cihazdır.

d.a. optimize edici, FV modülün arkasına takılarak veya FV modül bağlantı kutusuna entegre edilerek modül seviyesinde maksimum güç noktası takibi sağlamaktadır.

Bir d.a. optimize edici sistemin, şebeke bağlantısını sağlamak için ayrı bir invertöre ihtiyacı vardır. Burada iki farklı tasarım mevcuttur: herhangi bir invertörle çalışabilenler (invertörün belli gereklilikleri sağlaması şartı ile) ve sadece belirli bir invertörle çalışacak şekilde tasarlananlar (genellikle invertörün de optimize edicinin de aynı üreticiden olması durumunda).

Bazı d.a. optimize ediciler tek modül ile çalışırken bazıları ise modül çiftleri ile çalışabilir. d.a. optimize ediciler modül seviyesinde performans izlemeye de olanak tanımaktadırlar.

2.4.4. Önemli invertör tasarım özellikleri

Sistemin tasarım aşamasına geçebilmek için karar verilmesi gereken bazı önemli invertör özellikleri vardır.

i. İzole ve izole olmayan invertörler

Invertör topolojileri değişiklik gösterse de sistem tasarımını etkileyebileceği için invertör izolasyon kategorisinin anlaşılması gerekir. İki kategori vardır:

- (a) a.a. ve d.a. bölümleri arasında en azından basit ayırım yapılmış invertörler; ve
- (b) a.a. ve d.a. bölümleri arasında en azından basit ayırım yapılmamış invertörler (yaygın bir şekilde “transformatörsüz invertör” olarak adlandırılır).

⁸ d.c. optimiser

Bu iki invertör türü arasındaki farklılık, ana güç çıkış devreleri ile FV devreleri arasındaki (a.a. ve d.a. tarafları) elektriksel ayırımı dayandırmaktadır.

NOT: Elektriksel ayırım, invertöre bütünleşik veya haricen sağlanabilmektedir.
Ör.: harici izolasyon trafosu ile kullanılan bir invertör.

ii. Bir ve çoklu maksimum güç noktası takibi⁹ (MGNT)

Bir invertörün d.a. girişinde tekli maksimum güç noktası takip devresine(lerine) mi yoksa çoklu maksimum güç noktası takip devresine(lerine) mi sahip olduğunun bilinmesinin hayati öneme sahip olduğu anlaşılmalıdır.

Tek MGN takipçili invertörler daha basit ve ucuzdurlar, fakat bu durumda FV sisteminin tüm dizelerinin aynı sayıda ve aynı elektriksel karakteristiğe sahip modüller ile tasarlanması şarttır.

Çoklu MGN takipçili (çoklu MGNT girişli) invertörler, farklı sayıda veya farklı tiplerde modüllere sahip dizelerin aynı invertöre bağlanmasına olanak tanımaktadır.

Çoklu MGN tarayıcılara sahip bir invertör, farklı oryantasyon ve boyutlara sahip dizelerin olduğu durumlarda avantaj sağlayacaktır (buna örnek, iki yönlü çatılar gösterilebilir). Ayrıca en fazla gölgelenme sorunu yaşayabilecek modüllerin gölgelenme sorunu yaşamayacak olanlardan farklı bir MGN takipçisine tesis edilmesi yolu ile çoklu MGN takipçili invertör (veya birbirinden bağımsız birden fazla invertör) kullanımı gölgelenme etkisini en aza indirmek için de güzel bir uygulama şeklidir.

Mikro invertör veya d.a. optimize edici kullanımı, her FV modülün kendine ait MGN takipçisi olması anlamına gelir. Bu da farklı çatı yönleri ve farklı gölge şartları altında FV modüllerin kurulumuna ve farklı modüllerin karışık olarak kullanılmasına olanak tanır.

Birçok dize invertörü, kurulumcunun kullanması için birkaç bağlantı noktasına sahiptir. Burada asıl önemli olan, bunların birbiri ile bağlantılı mı (tek MGNT) yoksa her birinin farklı bir MGN takipçisini mi beslediğinin anlaşılmasıdır.

⁹ Maximum-power Point Tracking – MPPT

iii. Kurulum gereklilikleri

İnvertörün fiziksel konum gerekliliklerini bilmek önemlidir. Bu, cihazın IP sınıfı ve yeterli havalandırma, erişim vb. için gerekli kuralları kapsar.

2.4.5. İnvertör standartları

İnvertörler, BS EN 62109 *Fotovoltaik güç sistemlerinde kullanım için güç çeviricilerinin güvenliği* veya BS EN 50178 *Güç tesisatlarında kullanılan elektronik cihazlar standardı gerekliliklerini* sağlamak zorundadır.

İnvertörler, CE ibaresi taşımak zorundadır.

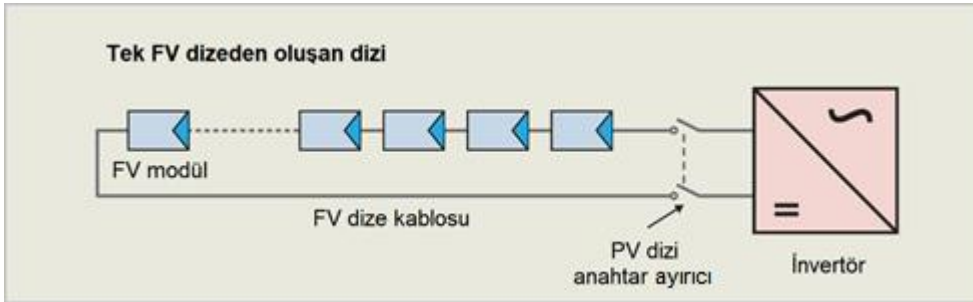
İnvertör seçiminde, sistemin ölçeğine ve türüne bağlı olarak, tip testlere ek olarak Mühendislik Tavsiyeleri¹⁰ G83 *Alçak Gerilim Şebekesi ile Paralel Çalışan Tip Testli Küçük Ölçekli Entegre Jeneratörler (Her fazda 16A'e kadar)* veya ER G59 *Üretim Tesisi İçin Lisanslı Dağıtım Şebekesi İşletmecilerinin Dağıtım Sistemlerine Bağlantı Önerileri* dikkate alınmalıdır. Detaylar için Bölüm 9'a bakılmalı.

2.5. Dizi Mimarisi

2.5.1. Genel

Aşağıdaki şekillerde tipik düzenlemeler gösterilmiştir.

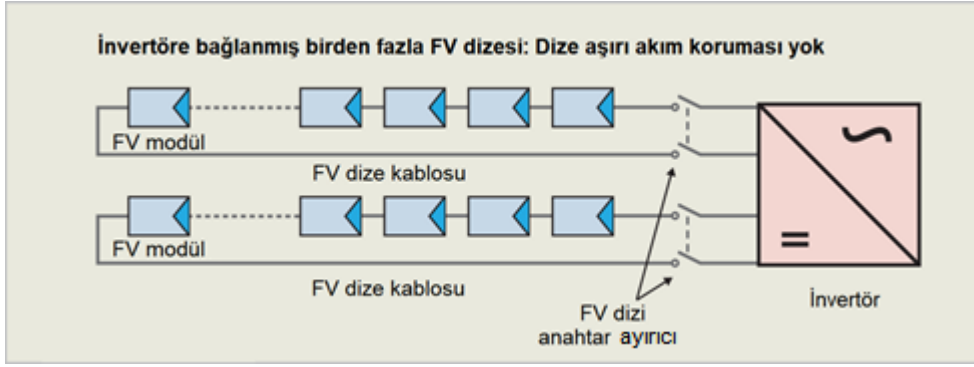
2.5.2. Tek dize – tek invertör



Şekil 2.2 Tipik tek dize – tek invertör düzenlemesi

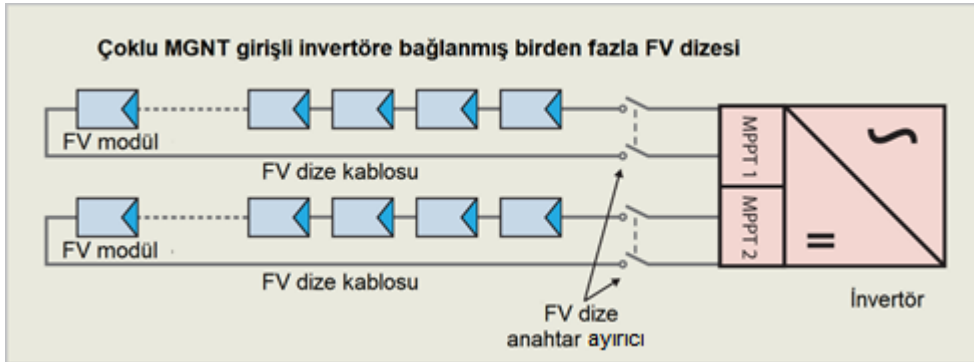
¹⁰ Engineering Recommendation – ER. Mühendislik Önerileri. Referans bulmada kolaylık sağlaması ve kafa karışıklığını önlemek için bundan sonra ER kısaltması aynen kullanılacaktır.

2.5.3. Çoklu dize – tek invertör



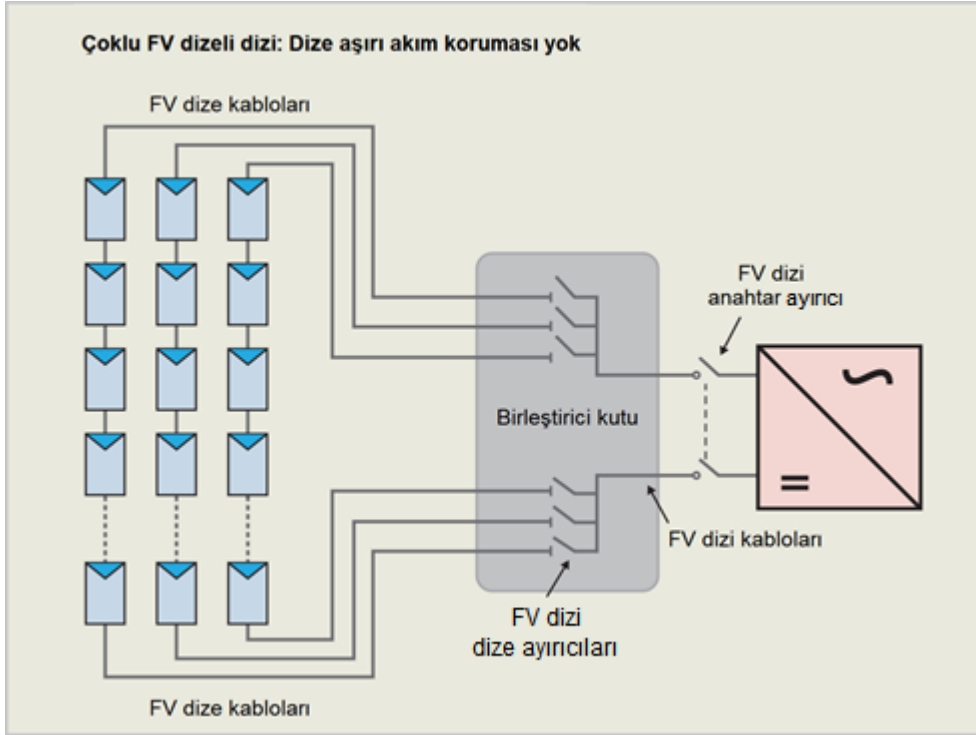
Şekil 2.3 Tipik çoklu dize – tek invertör düzenlemesi

2.5.4. Çoklu dize – çoklu MGNT'li tek invertör

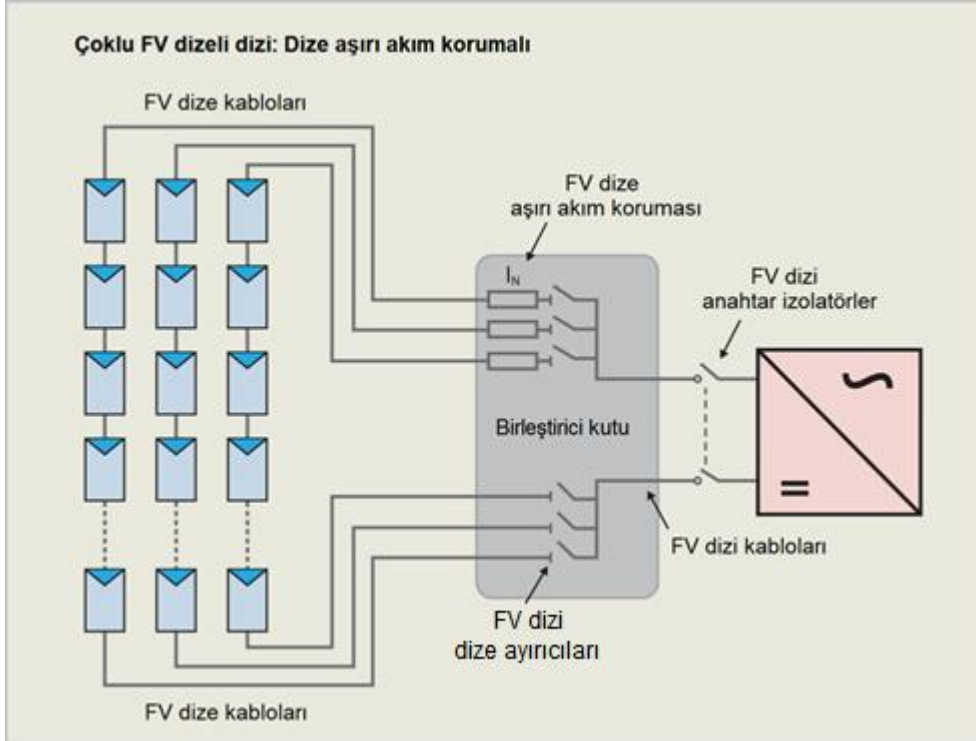


Şekil 2.4 Tipik çoklu dize – çoklu MGNT'li tek invertör düzenlemesi

2.5.5. Çoklu dize – birleştirici kutulu tek invertör

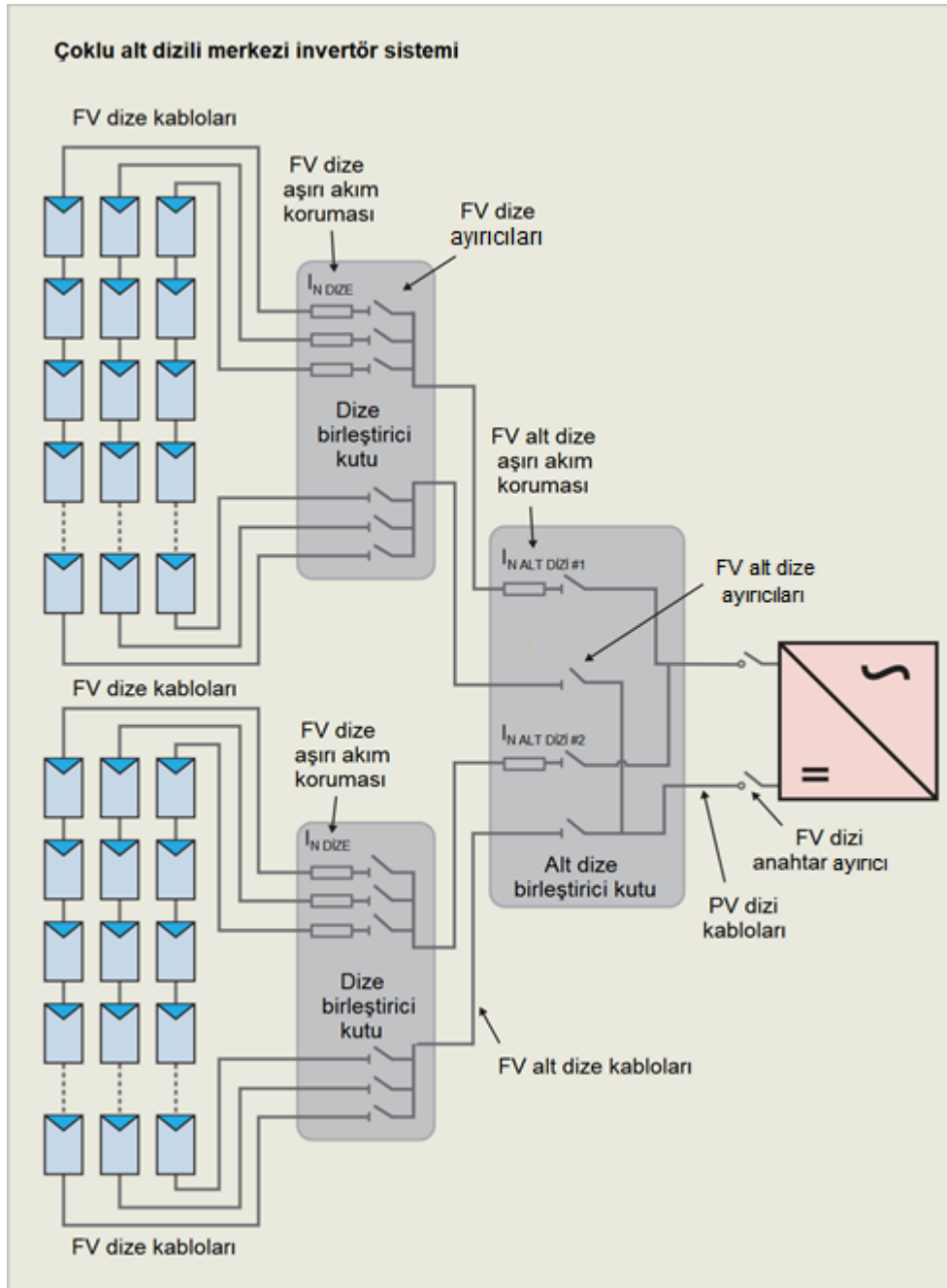


Şekil 2.5 Tipik çoklu dize – dize aşırı akım korumasız birleştirici kutulu tek invertör düzenlemesi



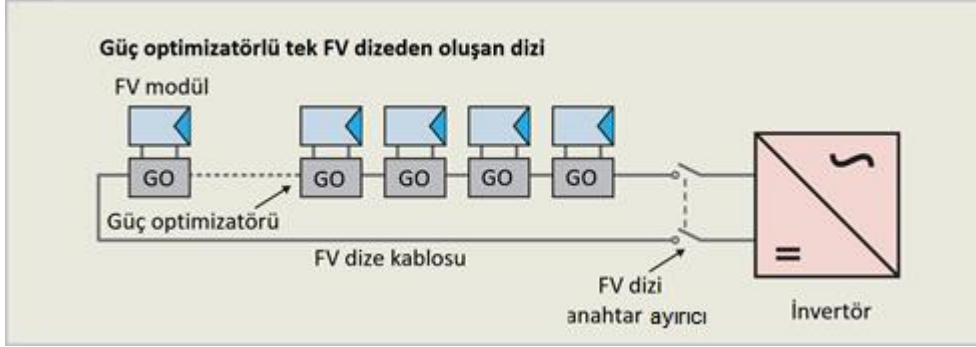
Şekil 2.6 Tipik çoklu dize – dize aşırı akım korumalı birleştirici kutulu tek invertör düzenlemesi

2.5.6. Alt dizili merkezi invertör sistemi



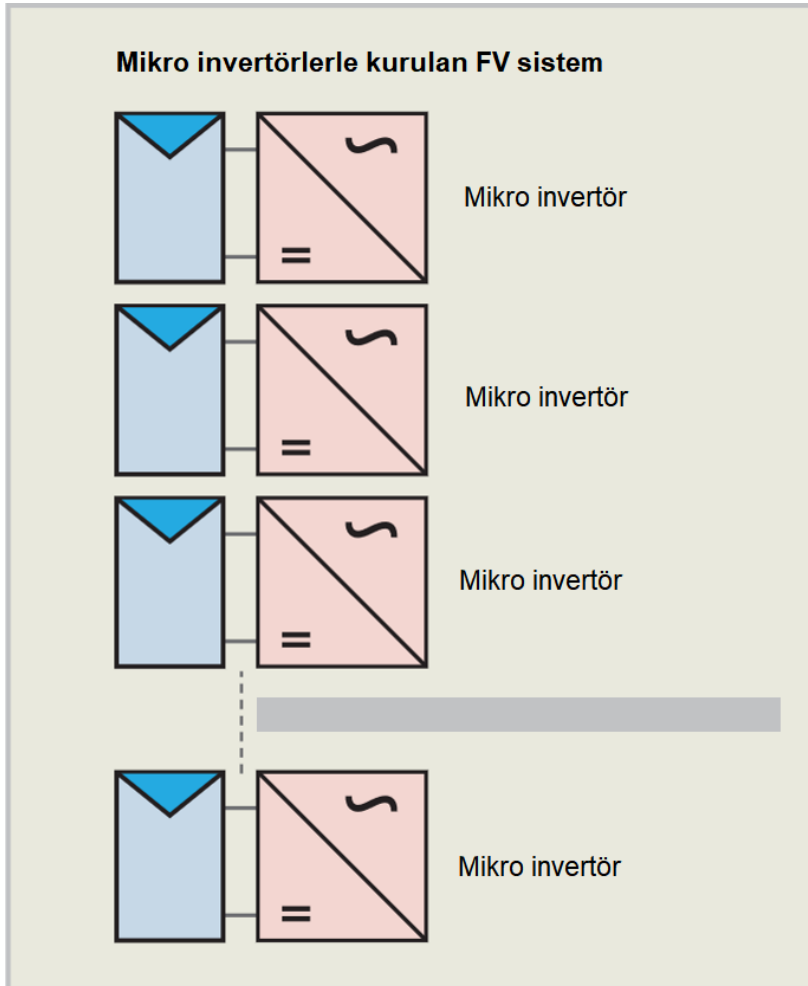
Şekil 2.7 Tipik alt dizili merkezi invertör sistemi düzenlemesi

2.5.7. Tek dize – güç iyileştiricilerin kullanıldığı tek invertör



Şekil 2.8 Tipik tek dize – güç iyileştiricili tek invertör düzenlemesi

2.5.8. a.a. modül sistemi



Şekil 2.9 Tipik a.a. modül sistemi düzenlemesi (mikro invertörler kullanılarak)

BÖLÜM 3

3. FV güneş dizi ve modüllerin çalışma karakteristikleri ve davranışları

3.1. Genel

Şebekeye bağlı bir FV güneş sistemi tasarlarken dikkate alınması gereken birçok faktör varsa da d.a. tarafının tasarımı için bir FV modülünün/dizisinin üç temel özelliğinin anlaşılması önemlidir.

(a) Bir FV dizi, sabit bir çıkış gerilimi ve akımına sahip değildir.

Çoğu geleneksel devreden farklı olarak bir FV dizinin çıkış gerilim ve akımı, çalışma koşullarındaki farklılıklara bağlı olarak hatırı sayılır şekilde farklılıklar gösterir. (Ör. ışıınım ve sıcaklık).

Dolayısıyla, uygun sistem elemanlarını ve konfigürasyonunu belirlerken, oluşabilecek en yüksek akım ve gerilimin belirlenmesi önemlidir.

NOT: Bazı modül türlerinin gerilim ve akım karakteristikleri, modülün yaşına göre önemli ölçüde değişim gösterebilmektedir.

(b) Bir FV modül, akım sınırlayıcı bir cihazdır.

Çoğu geleneksel devreden farklı olarak bir FV dizinin kısa devre akımı, çalışma akımından çok da fazla değildir.

Bu yüksek 'hata akımı'nın yokluğu, bir FV dizinin hata koruması tasarımında biraz daha farklı bir yaklaşıma gerek duyulduğu anlamına gelir.

(c) FV modülleri kapatılamaz.

Gün ışığı olduğu sürece FV modülünün çıkışı canlıdır. Bu, hata algılama ve ortadan kaldırmayı daha da zorlaştıran akım kısıtlayıcı özellikle birleşince, kurulum, işletme ve bakım esnasında, elektrik çarpması ve yangın tehlikelerini azaltma konusuna özellikle dikkat edilmesi gerekliliğini beraberinde getirir.

NOT: İş aydınlatması koşullarında bile tek bir modülden kaynaklanan elektrik çarpması olasılığı vardır.

3.2. Güneş modülü değerleri

Üreticiler, FV güneş modülleri ile ilgili bilgileri hem teknik belge olarak hem de modül etiketi (modül 'bilgi levhası') üzerinde sağlamaktadırlar.

Tablo 3.1 Güneş modülü etiket değerleri

Değer	Açıklama
P_{MGN}	Maksimum güç noktasındaki anma gücü (STK)
V_{MGN}	Maksimum güç noktasındaki gerilim (STK)
I_{MGN} (MPP)	Maksimum güç noktasındaki akım (STK)
V_{OC}	Açık devre gerilimi (STK)
I_{SC}	Kısa devre akımı (STK)
V_{SYS}	Maksimum sistem gerilimi
$I_{MOD_MAX_OCPR}$	PV modülün maksimum aşırı akım koruma değeri (IEC 61730-2) NOT: Bu, modül üreticileri tarafından genellikle 'maksimum seri sigorta değeri' olarak tanımlanır.
-	Gerilim sıcaklık katsayısı
-	Koruma sınıfı

NOT: Modül bilgileri standart test koşullarında verilmiştir (STK): ışıma: 1,000 W/m²; hücre sıcaklığı: 25°C; bir atmosferik hava kütleline dek gelen ışık spektrumu (AM): 1.5.

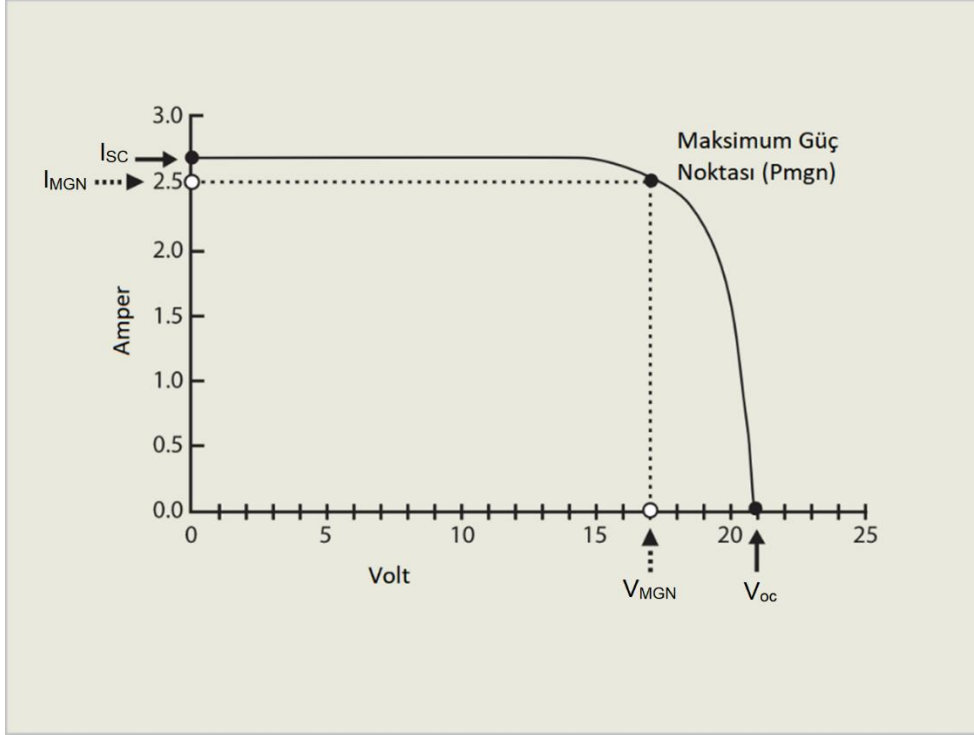


Şekil 3.1 Tipik modül etiketi

STK değerleri yanında bazı üreticiler daha düşük ışıma ve normal hücre sıcaklığındaki ek değerleri de sağlayabilirler.

3.3. AG Eğrisi¹¹

Modülün akım-gerilim karakteristiğinin grafiği ya da AG eğrisi, modül akımı ve modül gerilimi arasındaki ilişkiyi gösterir.



Şekil 3.2 Modül AG eğrisi

V_{MGN} , I_{MGN} , V_{oc} , I_{sc} , ve P_{MGN} arasındaki ilişkiyi gösteren AG eğrisi.

3.4. Kısa devre edilmiş modüller

Yukarıdaki AG eğrisi, kısa devre akımının (I_{sc}) çalışma akımından (I_{MGN}) nasıl çok az bir farkla daha yüksek olduğunu açıkça göstermektedir. Diğer bir deyişle, FV modülünün çıkış uçları kısa devre edilse de akım, çalışma akımının sadece biraz üzerine çıkacaktır.

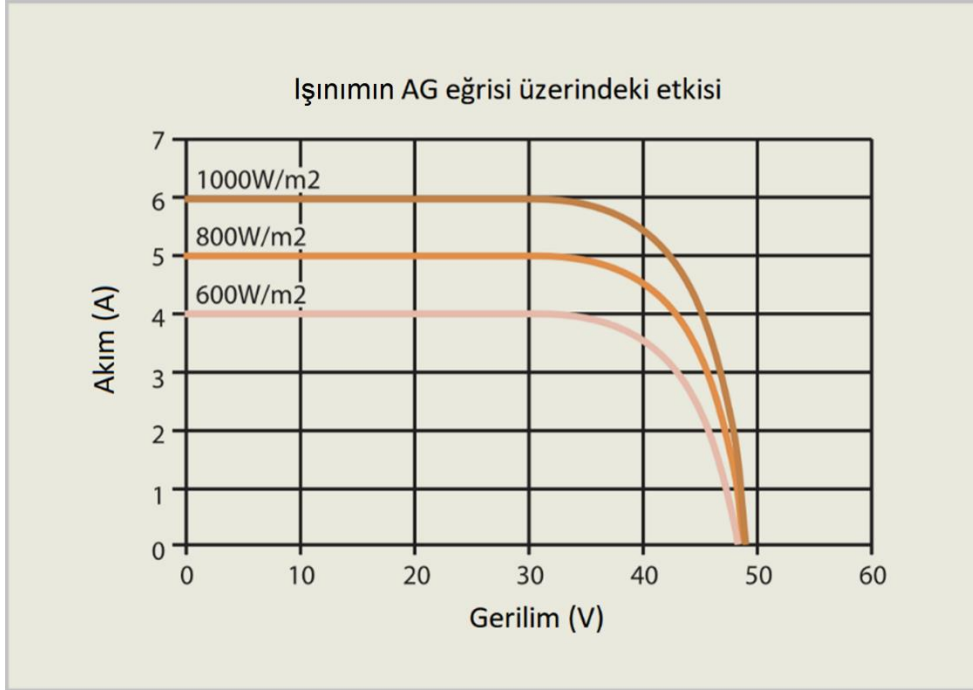
3.5. Işıma ve sıcaklık etkileri

Üretici tarafından modül etiketinde/teknik belgede sağlanan V_{oc} ve I_{sc} değerleri, standart test koşullarındaki değerlerdir – 1.000 W/m^2 ışınım, AM 1.5 ve 25°C hücre sıcaklığı. Bir modülün bu standart test koşulları dışında çalışması, V_{oc} ve I_{sc} değerlerini etkiler. d.a. sisteminin tüm bileşenlerinin gerilim/akım değerini belirtirken bu değişiklikler dikkate alınmalıdır.

Işınım, 1.000 W/m^2 STK değerinden önemli ölçüde sapabilir. STK değerlerinin altındaki ışık şiddeti durumu yaygın olsa da, temiz bir

¹¹ IV Curve

atmosfer ve bulutlanma etkileri bazen Birleşik Krallık'taki ışınlı STK değeri üzerine çıkarabilir.

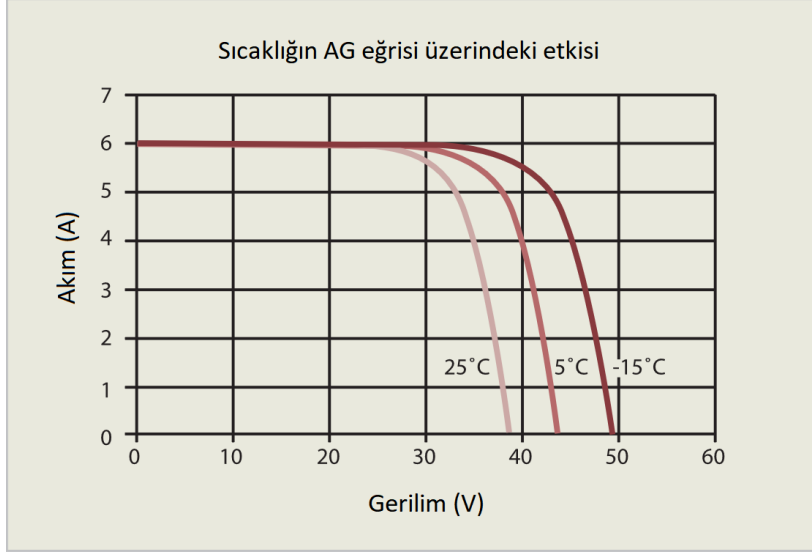


Şekil 3.3 Işınlının AG eğrisi üzerindeki etkisi

Şekil 3.3, modülün çalışma ve kısa devre akımlarının, ışınlımdaki değışikliklerden nasıl etkilendiğini gösterir. Açık devre gerilimi bu değışikliklerden sadece hafif bir şekilde etkilenmektedir.

Gerçek sistemlerde 25°C'lik STK değeri çok üstünde ve altında hücre sıcaklıkları beklenebilir. Hücre sıcaklıkları şunlardan etkilenir:

- (a) Ortam hava sıcaklıkları,
- (b) Güneşten emilen ısı,
- (c) Rüzgâr kaynaklı soğuma ve
- (d) Modüllerin arkasındaki havalandırma ve hava hareketinin düzeyi.



Şekil 3.4 Hücre sıcaklığının AG eğrisi üzerindeki etkisi

Şekil 3.4, modülün açık devre geriliminin (V_{oc}), hücre sıcaklığından nasıl etkilendiğini göstermektedir.

Şekil 3.4, düşük hücre sıcaklıklarında modül çıkış geriliminin, STK değerinin oldukça üzerinde olabileceğini de göstermektedir.

Modül gerilimi ve sıcaklık arasındaki ilişki bir sıcaklık katsayısı ile belirlenir. Bunun tipik bir FV dizisini nasıl önemli ölçüde etkileyebileceğinin bir örneği aşağıda verilmiştir:

Örnek FV dizisi hesaplaması

Modül sayısı:	10
Modül Açık Devre gerilimi (STK):	37.5 V
V_{oc} sıcaklık katsayısı: %/°C	-0.32 %/°C

- 25°C'de (STK) FV dizisi açık devre gerilimi = $37.5 \times 10 = \mathbf{375 \text{ V}}$
- 0°C'de FV dizisi açık devre gerilimi (STK'nin 25°C altında) = $375 + (375 \times 0,0032 \times 25) = \mathbf{405 \text{ V}}$
- -15°C'de FV dizisi açık-devre gerilimi (STK'nin 40°C altında) = $375 + (375 \times 0,0032 \times 40) = \mathbf{423 \text{ V}}$

Bu örnek, dizinin açık devre geriliminin -15°C'de 48 V daha yüksek olduğunu göstermektedir.

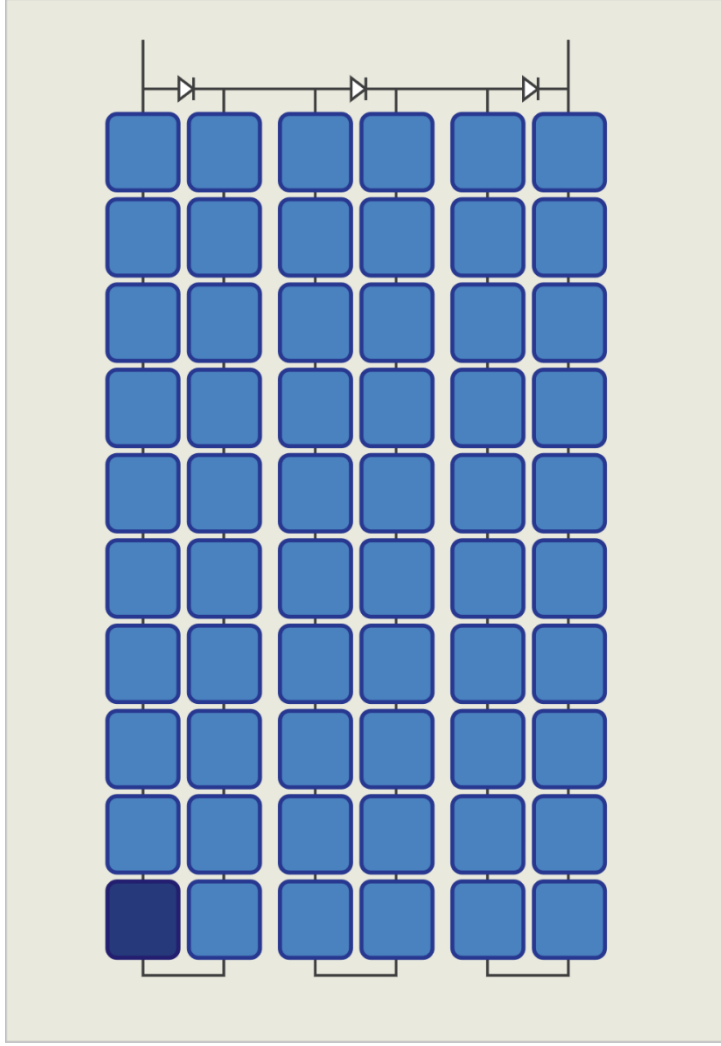
Sistem tasarımcısının, bir modülün gerilim ve akımındaki değişiklikleri hesaba katmak için STK değerlerine bir çarpma katsayısı uygulaması gerekir. Birleşik Krallıkta kullanılacak değerler, bu Uygulama Rehberinde daha sonra açıklanmaktadır (bkz. Bölüm 5.1).

3.6. Gölgeleme durumunda tipik modül davranışı

Tipik bir FV modülün gölgelendiğindeki davranışı, modül yapısına ve ayrıca gölgenin modül üzerindeki konumuna ve kapsama alanına bağlıdır. Bununla birlikte, küçük miktarlarda gölge bile modülün ve bir bütün olarak dizinin performansı üzerinde önemli bir etkiye sahip olabilir.

Bir FV hücresi tarafından üretilen akım, üzerine düşen ışıqla orantılı olduğundan bir hücrenin gölgelenmesi, hücrenin çıktısını azaltır. Hücreler seri bir dize halinde birbirine bağlandığında, dizedeki herhangi bir hücrenin gölgelenmesi, tüm dizinin çıkış akımının gölgelenmiş hücrenin düzeyine düşmesine neden olur. Bu gibi durumlarda, gölgelenmemiş hücrelerin akımı gölgelenmiş hücreye yönelir – bu hücre de eğer akım yeterince büyükse, ters öngerilimlenir ve diğer hücrelerden gelen gücü harcamaya başlar. Bu durum, hücreyi ısıtarak 'sıcak noktaya' neden olur.

Sıcak nokta sebebiyle ısınmanın modüle ciddi hasar verme yanında yangına dahi sebebiyet verme potansiyeli vardır. Gölge ve sıcak nokta sebepli ısınmanın etkisini sınırlandırmak için, modül içindeki bir hücre grubuna paralel olarak köprüleme diyotları bağlanır. Normal çalışmada köprüleme diyotu hiçbir şey yapmaz (diyot ters öngerilimlenmiştir, dolayısıyla iletmez). Bununla birlikte, yeterli seviyede gölgeleme olduğunda, diyot ileri öngerilimli hale gelir ve modül dizesindeki tüm gölgesiz hücrelerden akımı iletir.



Şekil 3.5 Tipik bir 60 hücreli FV modülün bağlantı şeması

Modül, her biri 20 hücreden oluşan ve birbirine köprüleme diyotları ile bağlı üç kümeye bölünmüştür

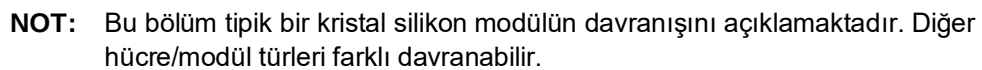
Her hücre yaklaşık 0.5 V üretir, bu nedenle her bir alt dizi yaklaşık 10 V üretir. Normal çalışma sırasında diyot üzerinde iletilmeyen -10 V vardır.

Gölgeli koşullar altında, gölgeli hücre(ler)den gelen ters öngerilim voltajı, diyot üzerinde pozitif bir gerilim oluşmasını sağlar ve diyotun iletmeye sebep olur. Bunun ardından gölgeli alt dizedeki tüm hücrelerin çıkış gücü kaybolur.

NOT: Şekil 3.6, hasarlı bir köprüleme diyotunun modül geriliminde nasıl düşüşe yol açabileceğini gösterir. Köprüleme diyotları, hasar görmeleri durumunda genellikle kısa devre haline gelirler ve bu da bağlanmış oldukları hücrelerde çıkış kaybına neden olur.

Şekil 3.6, gölge konumunun, FV sistemi üzerindeki gölgenin genel etkisini nasıl etkilediğini göstermektedir. Örneğin, birden çok paralel

NOT: Bu bölüm tipik bir kristal silikon modülün davranışını açıklamaktadır. Diğer hücre/modül türleri farklı davranabilir.



3.7. Modül ters akımları

Birden çok paralel bağlı dizeye sahip FV dizilerindeki arızalar, bazı FV modüllerinde ters akım akmasına neden olabilir. Modüller az bir ters akıma karşı dayanabilirken, bu akım, modüllerin maksimum ters akım oranını aştığında, modüllerde önemli hasara ve yangın riskine sebebiyet verir.

Bir FV modülünün ters akıma dayanabilme yeteneği, 2 saatlik ters-akım ısıl dayanım testini içeren IEC 61730'da belirlenmiştir. Bu test, üreticinin maksimum aşırı akım koruma derecesi ($I_{MOD_MAX_OCPR}$) belirlemesine olanak tanıyan sürecin bir parçasıdır ve genellikle 'maksimum seri sigorta' değeri olarak adlandırılır.

Maksimum seri sigorta değerinin üzerindeki olası arıza akımları bir güvenlik riski oluşturur ve sistem tasarımı sırasında ele alınmalıdır.

3.8. Potansiyel kaynaklı bozulma

Potansiyel kaynaklı bozulma (PKB)¹², bir hücrenin güç çıkışını azaltır. PKB, hücre ile toprak arasındaki gerilimin, iyonları, modül camından (ve lamine edilmiş diğer kısımlarından) güneş hücresinin yarı iletken malzemesine doğru yönlendirdiğinde meydana gelir. Bu iyonlar yarı iletkende paralel devreler oluşturur ve verimliliğini azaltır. Bu süreç, nem, sıcaklık ve sistem gerilimi ile daha da etkin bir hale gelir.

Bazı FV modül türleri PKB'ye daha yatkındır ve üreticiler FV sistemi için özel topraklama düzenleme gereklilikleri belirleyebilir. d.a. akımı taşıyan iletkenlerden birini toprağa (p-tipi modül için d.a. negatifi toprağa) bağlayarak PKB'nin bazı etkileri tersine çevrilip modülün tam çıkışı elde edilebilir. Bu, 'fonksiyonel topraklama' olarak adlandırılır ve bu Uygulama Rehberinin ilerleyen bölümlerinde ele alınmıştır (bkz. Bölüm 5.12).

NOT: IEC şu anda modül üreticilerinin PKB'nin belirli bir modül üzerindeki etkisini test etmeleri için bir standart üzerinde çalışmaktadır (IEC 62804 (DRAFT) Kristal silikon modüller için sistem gerilim dayanıklılığı yeterlilik testi).

¹² Zaman zaman Potansiyel İndüklenmiş Degredasyon olarak da anılır.
Potential induced degregation – PID

BÖLÜM 4

4. Sistem Performansı

4.1. Eğim ve yönlendirme

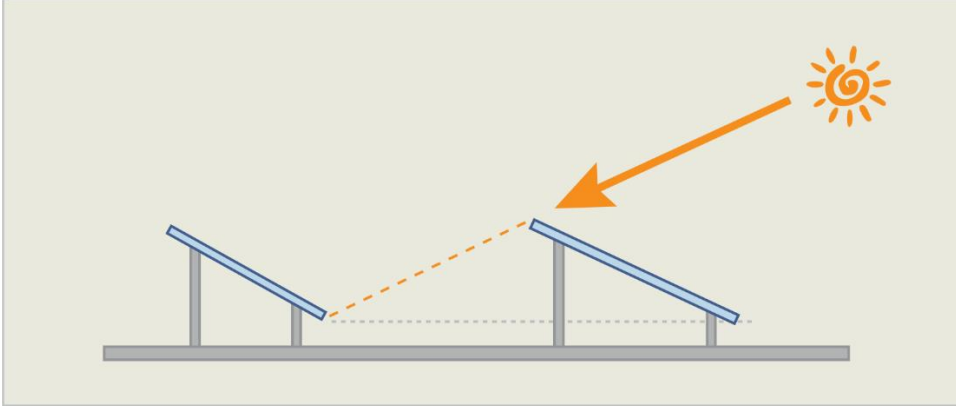
FV güneş modülünden elde edilen çıkış, güneşin, modülün yüzeyine dik olarak düştüğü zaman en yüksek seviyededir. Statik, sabit FV dizilerin kullanılacağı bir saha değerlendirilirken, güneşin gökyüzü boyunca hareketi ve dizinin yıl boyunca alacağı en fazla güneş ışığı dikkate alınmalıdır.

Birleşik Krallıkta, şebekeye bağlı bir FV dizisinden yıllık çıktının en yüksek değere getirilmesi, genellikle dizinin güneşe doğru ve kabaca sahanın enlemine eşit bir eğimle yönlendirilmesi ile sağlanabilir.

Bununla birlikte, yerel koşullar dizi konumlandırmasını etkileyebilir, örneğin:

- (a) Günün başı veya sonunda devamlı bulutlu olan bir saha, günün daha güneşli olan sonu veya başına uygun bir yönlendirmeden istifade edebilir,
- (b) Günün başı veya sonunda güneşi engelleyen tepelerin, binaların veya diğer engellerin bulunduğu bir saha, engellerden uzak bir yönlendirmeden istifade edebilir ve
- (c) Çatı yapısı, dizi aralığını ve yönünü belirlemede etken olabilir (yine de bazı dizi çerçeveleri, dizilerin çatıdan farklı bir yöne/eğimle bakmasına olanak tanır).

Benzer şekilde, finansal hesaplamalar da dizi aralığını ve yönünü etkileyebilir. Örneğin, FV modüllerinin paralel sıralarının eğiminin azaltılması, modül sıralarının birbirine daha yakın yerleştirilmesine ve belirli bir saha sınırı içinde (örneğin düz bir çatı veya saha içinde) daha büyük bir sistemin kurulmasına izin verecektir. Modül düzeninin yoğunluğundaki bu tür bir artış, sistem performansını biraz düşürürken, daha büyük bir sistemin kurulmasına izin verir ve yatırımcı için daha iyi bir getiri sağlayabilir.



Şekil 4.1 Sıralar arası gölgelenme

Dizi aralığı seçimini etkileyebilecek diğer faktörler aşağıdakileri içerir:

- (a) Karın etkili bir şekilde dökülmesini sağlamak için düzenli kar yağışına maruz kalan bir yerde artırılmış bir eğim tercih edilebilir;
- (b) Artırılmış eğim, modüllerin yağmurla kendi kendini temizlemesini iyileştirecektir – kendi kendini temizlemenin etkili olması için en az 15° eğim önerilir. Bu, çok fazla toz ve kir oluşumuna maruz kalan sahalar için özellikle önemlidir ve
- (c) Daha az bir eğim, yaz üretimini en üst düzeye çıkarırken, daha dik bir açı ise kış üretimini yükseltecektir. Bazı sistemlerin/uygulamaların kış veya yaz üretimi için optimize edilmesi gerekebilir.

NOT: Şebekeden bağımsız sistemlerde, kış üretimini en üst düzeye çıkarmak için genellikle daha dik bir eğime sahip diziler kurulur – yılın, elektrik talebinin en yüksek ve güneşin gökyüzünde daha alçak olduğu bir zaman dilimi.

Güneşi izleyen çerçeveler, bir FV dizisinin verimini en üst düzeye çıkarmak için kullanılabilir. Hem tek eksenli hem de çift eksenli (açı ve yön) izleyiciler mevcuttur. Faydalı olmakla birlikte, güneşi izleyen bir dizinin artacak olan üretimi, artan ilk maliyeti ve sonraki bakım gerekliliklerine karşı dengelenmelidir. İzleme sistemlerinin genellikle yalnızca geniş bir görüş açısına fakat çok az gölgelenmeye sahip sahalar için finansal olarak uygun olduğu bilinmektedir. Alternatif olarak, bazı sahalar, dizi aralıklarının mevsimsel olarak ayarlanmasına izin veren ayarlanabilir kurulum sistemlerini tercih edebilir. Mevsimsel olarak ayarlanabilen bir sistem, diziyi yaz için düz bir açıya ve kışın daha dik bir açıya getirir.

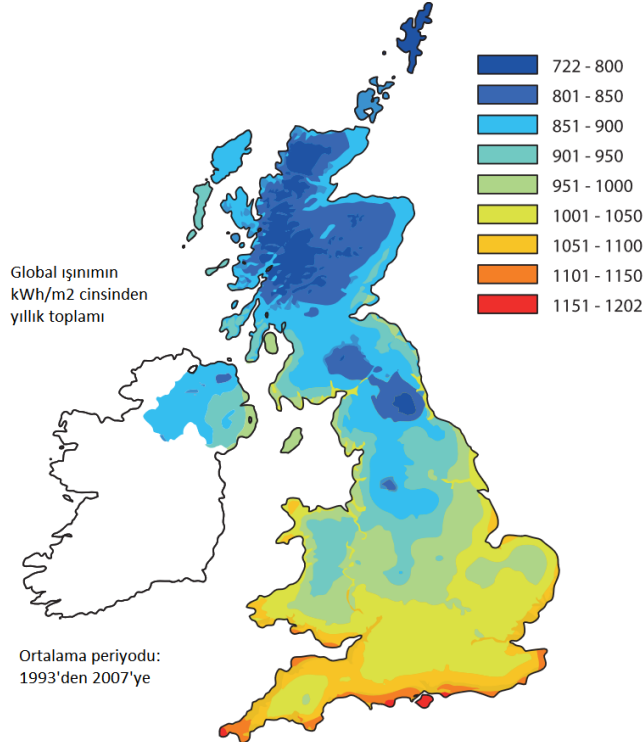
Tablo 4.1 Yerleşim ve eğimin dizi performansı üzerindeki etkisi (ideal %)

Yerleşim ve eğimin dizi performansı üzerindeki etkisi (ideal %)										
	Dik.	80	70.	60	50.	40	30	20	10	Yat.
DOĞU	58	65	70	76	80	84	86	88	90	90
GD	69	77	84	89	93	96	96	96	94	90
GÜNEY	71	80	87	93	97	100	100	98	96	90
GB	67	75	82	87	92	95	96	96	94	90
BATI	56	63	69	74	78	82	86	87	89	90

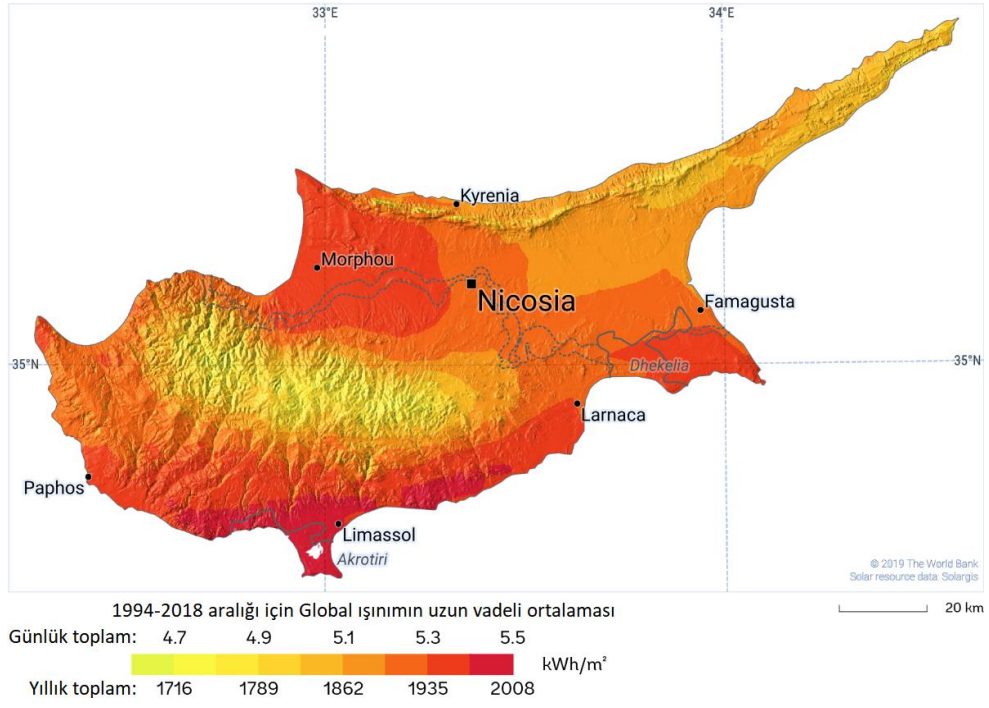
NOT: Bir FV dizisini yönlendirmek için pusula kullanırken, manyetik kaymayı hesaba katmak önemlidir – dizi, manyetik güneye değil, (coğrafi) güneye bakmalıdır.

4.2. Coğrafik konum

Aşağıdaki çizim, meteoroloji ofisinden alınan verilerden derlenmiştir ve hem enlem hem de saha coğrafyasının Birleşik Krallıkta bulunan ışınlam seviyelerini nasıl etkilediğini göstermektedir. Haritadan, ışınlam seviyelerinin enlemden güçlü bir şekilde etkilendiği görülürken (ekvatora daha yakın bölgeler daha fazla güneş alır), kıyı bölgelerinin de genellikle iç kesimlerden daha iyi olduğu görülebilir. Daha düşük bulut seviyeleri nedeniyle kıyı bölgeleri daha güneşli olma eğilimindedir. Artan bulut seviyelerinin etkisi, genellikle daha engebeli veya dağlık sahalarda görülen düşük ışınlam seviyelerinden görülebilir.



Şekil 4.2 Birleşik Krallık güneş ışınlamı haritası (Meteoroloji Ofisi'nin izniyle)

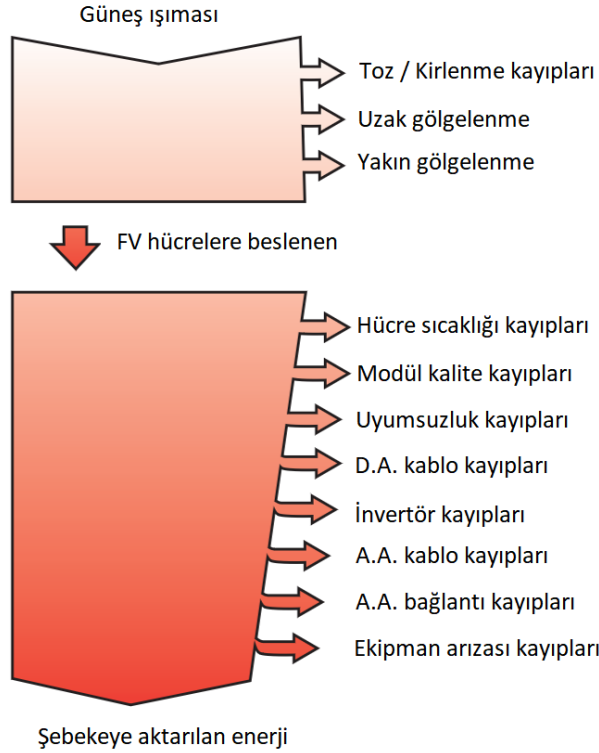


Şekil 4.3 Kıbrıs güneş ışıını haritası (solargis.com)

4.3. Sistem kayıpları

4.3.1. Genel

Şebekeye bağlı bir FV sisteminde güneş ışığının elektriğe dönüştürülmesi, aşağıdaki şemada gösterildiği gibi, dönüştürme işlemi boyunca bir dizi kayıptan etkilenir.



Şekil 4.4 Tipik sistem kayıpları

4.3.2. Toz veya kirlenme

Dizideki herhangi bir toz veya kir, FV hücrelerine ulaşan güneş ışığı miktarını azaltacak ve dolayısıyla sistem çıktısını da azaltacaktır.

Daha önce belirtildiği gibi, 15°'lik bir eğim genellikle bir FV dizisinin yağmurla kendi kendini temizlemesi için minimum gereklilik olarak kabul edilir. Bununla birlikte, özellikle kirli veya tozlu yerlerde, iyi bir sistem üretimini korumak için temizlik yönetimi gerekli olabilir. Kıyıya yakın yerler de tuz ve kum birikimlerinin giderilmesi için ek temizliğe ihtiyaç duyabilir.

Kuşların neden olduğu kirlenme bazı bölgelerde sorun olabilir. Kuş kovucu sirenlerin kullanımı gibi caydırıcı önlemlerin bazı sorunlu alanlarda uygulanması gerekebilir. Zaman zaman dizinin üzerinde ağ veya iplerin askıya alınması önerilmektedir, ancak bu tür önlemlerden kaynaklanan gölgelenmedeki artış, azaltılmış kirlenmenin faydasını karşılamayabilir.

4.3.3. Uzak gölgelenme

Uzak gölgelenme, güneşin, tepeler veya dizinin yakınında olmayan diğer nesneler tarafından engellenmesi nedeniyle oluşur. Uzak gölgelenmenin etkisi, bir dizinin güneşten 'doğrudan ışın' radyasyonu aldığı saatlerin sayısını azaltmaktır. Güneşin gökyüzünde alçak olduğu kış aylarında uzak gölgeleme genellikle daha kötüdür. Belirli bir sahada uzak gölgelenmenin etkisini azaltmak için yapılabilecek çok az şey vardır.

4.3.4. Yakın gölgelenme

Yakın gölgelenme, FV dizisinin hemen yakınındaki engellerin sonucudur. Güneş gökyüzünde hareket ederken, bir güneş saatindeki çubuğun gölgesinin hareket etmesi gibi yakın bir nesnenin gölgesi de bir alan boyunca hareket eder. Gölge bölgesinin boyutu küçük olsa da bu Uygulama Rehberinin daha önceki bölümlerinde belirtildiği gibi, etkisi önemli olabilir. Dizinin ve gölgeye sebep olan nesnenin göreceli konumlarına bağlı olarak, gölge etkisi günün önemli bir kısmı boyunca sürebilir.

Yakın gölgelenmenin etkisini azaltmak için pek çok şey yapılabilir. En etkili yöntem ise, dizileri yakın gölgeden etkilenen yerlerden uzağa yerleştirmektir. Gölgeye sebep olan nesnelerin kaldırılması veya yeniden konumlandırılması da çoğu saha için genellikle iyi çözümlerdir (örneğin, TV antenleri gibi nesnelerin taşınması genellikle kolaydır).

Sistem tasarımı, yakın gölgelenmeden kaynaklanan kayıplar üzerinde etkili olabilir (Örneğin, modül sıraları arasındaki aralık). Bir FV dizisinin dize tasarımı, devamlı gölgeye sebep olan bir nesnenin varlığını dikkate almalıdır. Mümkün olduğunda, dizi, gölgenin bir seferde yalnızca bir dizeyi (veya en az sayıda dizeyi) etkileyeceği şekilde yapılandırılmalıdır. Birden fazla MGNT girişine sahip invertörlerin kullanılması da gölgelenmeye maruz kalan sahalar için faydalı olabilir.

Alternatif bir yaklaşım da modül düzeyinde maksimum güç noktası takipçilerini kullanan bir sistem tasarımı kullanmaktır – mikro invertörler veya d.a. optimize ediciler kullanılarak. Bu yaklaşım özellikle yakın gölgelenmenin önlenemediği ve dizinin büyük bir bölümünü etkilediği yerlerde faydalıdır.

NOT: FV sistem modelleme yazılım araçlarının kullanıldığı saha analizi, gölgeye maruz kalan FV dizilerinin performansının tasarlanmasına ve hesaplanmasına yardımcı olabilir.

4.3.5. Hücre sıcaklık kayıpları

Bu, FV hücrelerinin artan sıcaklığından dolayı üretim düştüğü zamanları tanımlar. Bu etki daha önce bu Uygulama Rehberinde tartışılmıştır.

4.3.6. Modül kalite kayıpları

Modül kalite kaybı, bir modülün anma değeri ve performansı ile sahada kurulu gerçek mod llerinki arasındaki tutarsızlığı sınıflandırır.

Üreticiler, artı ve eksi toleransa tabi olan bir g   oranına sahip modüller üretilir. Dar tolerans bandına sahip modüllerin veya teknik belge değerlerinin üzerinde yalnızca pozitif tolerans değişikliklerine tabi modüllerin seçimi, modül kalite kayıplarının etkisini azaltacaktır.

4.3.7. Uyumsuzluk kayıpları

Modül uyumsuzluğu kaybı, anma değerleri olarak  zdeğ modüller arasındaki elektriksel özelliklerdeki k    değişikliklerin etkisini tanımlar. Anma değerleri bakımından  zdeğ iki modül aynı maksimum güç oranına sahip olabilirken, bu oranı birbirlerinde çok az da olsa biraz farklı gerilim ve akım kombinasyonlarıyla başarırlar. Akım, bir FV dizisindeki tüm modüller boyunca sabit olduğundan, bazı modüller, optimal akım seviyesinin biraz altında (yani, optimum g   lerinden daha az)  alışma durumunda kalabilirler.

Modül seviyesinde MGNT'ye sahip sistemler ( rneğin, d.a. optimize ediciler kullanan bir sistem) uyumsuzluk kayıplarından etkilenmezler.

4.3.8. d.a. kablolama kayıpları

d.a. kablolama kayıpları FV dizisinin kablolarında meydana gelir. Bu etki, dikkatli kablo seçimi ve d.a. kablolarının uzunluğunun mümkün olduğunca kısa tutulması ile en aza indirilebilir.

FV dizisindeki d.a. kablolarındaki kayıpların en aza indirilmesi, FV sistem tasarımı için iyi uygulamalardan biridir. Uygulamada, %1 ila %3 aralığındaki kayıplar genellikle kabul edilebilir olarak görülür.

4.3.9. İnvvertör kayıpları

İnvvertör kayıpları genellikle dört kısıma ayrılabilir:

- (a) Verimlilik kaybı: Bu, invvertörün verimliliğine bağlıdır (farklı güç seviyelerinde değişir).
- (b) Aşırı güç kaybı: Bunlar, dizinin, invvertörün kaldırabileceğinden daha fazla g   ürettiği zamanlarda meydana gelen kayıplardır. Bu tür zamanlarda invvertör, g   çıkışını genellikle üst eşiği ile sınırlayacaktır.

NOT: Dizinin değerinden daha düşük bir güç değerine sahip invertörlü bir sistem tasarlamak yaygın bir uygulamadır (bkz. Bölüm 7.1.3).

- (c) Düşük güç kaybı: Dizinin düşük ısıtım dönemlerinde invertörün çalışması için yetersiz güç ürettiği zaman meydana gelir.
- (d) MGN gerilim aralığı kaybı: Dizi, invertörün MGN gerilim aralığının dışına düşen bir gerilime sahip olduğunda ortaya çıkar. İyi tasarlanmış ve belirlenmiş bir sistem için bu nadir bir durum olmalıdır.

4.3.10. a.a. kablolama kayıpları

Invertör ile şebeke arasındaki a.a. kablolarında a.a. kablo kayıpları meydana gelir. Bu etki, dikkatli kablo seçimi ve a.a. kablolarının uzunluğunun mümkün olduğunca kısa tutulması ile en aza indirilebilir.

FV dizisindeki a.a. kablolarındaki kayıpların en aza indirilmesi, FV sistem tasarımı için iyi uygulamalardan biridir. Uygulamada, %1 ila %3 aralığındaki kayıplar genellikle kabul edilebilir olarak görülür.

4.3.11. a.a. bağlantı kayıpları

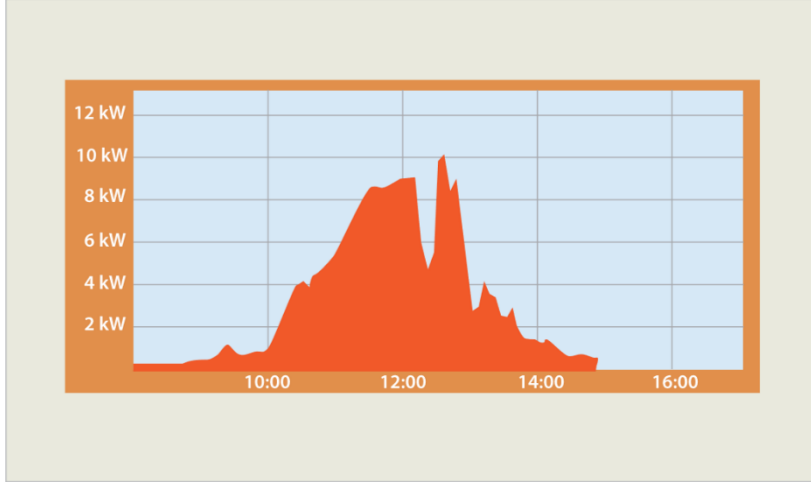
Bu, sahaya a.a. beslemesi ile ilgili bir sorun nedeniyle sistemin kapatıldığı zamanlardan kaynaklanan kayıpları tanımlar. Bu genellikle bir elektrik kesintisinden kaynaklanır, ancak bazen besleme kalitesinde bir sorun (örneğin, düşük gerilim) algılanması sonucu sistemin kapanmasından da kaynaklanabilir.

4.3.12. Ekipman arızası kayıpları

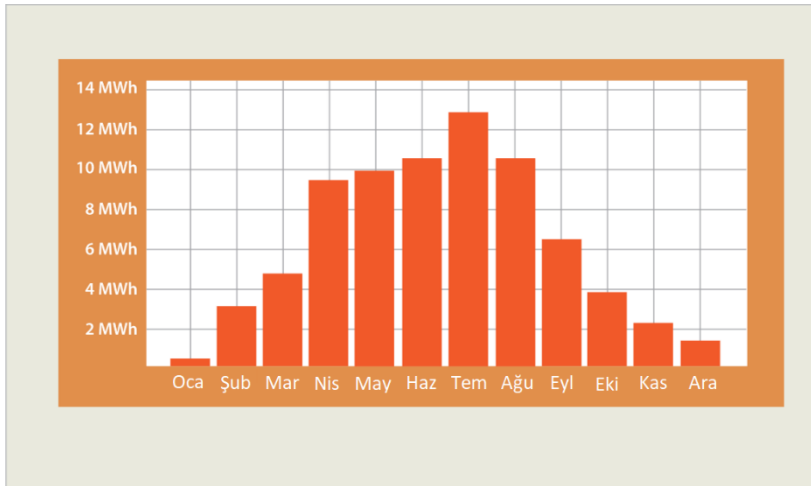
Bu, ekipman arızasından ötürü sistemin çalışmadığı zamanlardan dolayı oluşan kayıpları tanımlar.

4.4. Günlük ve Yıllık Değişim

Bir FV dizisinin çıkışı, gün boyunca ve yıl boyunca değişir. Aşağıdaki grafikler, güneşe bakan statik (güneşi izlemeyen) bir FV dizisi için tipik üretim profillerini göstermektedir.



Şekil 4.5 Bir FV sistemin, öğleden sonra oluşan bulutlanma sebebi ile azalan günlük çıkışı



Şekil 4.6 Bir FV sistemin üretiminin büyük bir bölümünün yaz aylarında olduğunu gösteren yıllık çıkışı

4.5. Fotovoltaik Performans Tahmini

Şebekeye bağlı bir FV sisteminden beklenen performansı tahmin etmek için bir dizi farklı yazılım aracı ve yöntemi mevcuttur. Herhangi bir yöntemi uygunsuz olarak belirtmek bu Uygulama Rehberinin kapsamı dışında olsa da geçerli olan belli başlı genel kurallar vardır:

- (a) Müşteriye sunulan herhangi bir FV değerlendirmesi, aşağıdakiler dahil olmak üzere, sonucun hesaplanmasında kullanılan tasarım varsayımlarına ilişkin bilgileri içermelidir:
 - Modül ve invertör – üretici ve model,

- Hesaplamalarda kullanılan dizi anma gücü,
- Hesaplamalarda kullanılan dizi yönü ve açısı,
- Hesaplamalarda varsayılan saha konumu ve
- Kullanılan ışık şiddeti dosyalarına ilişkin ayrıntılar (verilerin kaynağı ve ışık şiddeti verilerinin dayandığı coğrafi konum dahil).

(b) Dizi üzerindeki gölge durumunun açıklaması – hem yakın hem de uzak gölgeyi içerecek şekilde. Gölge kayıplarına izin verildiği durumlarda, gölgenin etkisini hesaplamak için kullanılan yöntem gösterilmelidir. Gölgeye bağlı olarak yıllık üretimdeki tahmini azalma da belirtilmelidir.

(c) Tahminin, geri ödeme veya diğer mali hesaplamaları içerdiği durumlarda, raporu derlerken kullanılan mali varsayımlar (faiz oranları gibi) beyan edilmelidir.

Bazı durumlarda özel hesaplama yöntemleri gerekli olabilir. Örneğin, Mikro Üretim Sertifikasyon Programı (MÜSP)¹³ altında kurulan sistemlerin, sistem performansını tahmin etmek için MÜSP performans tahmin yöntemi kullanılması gereklidir.

4.6. Teminatlar/Garantiler

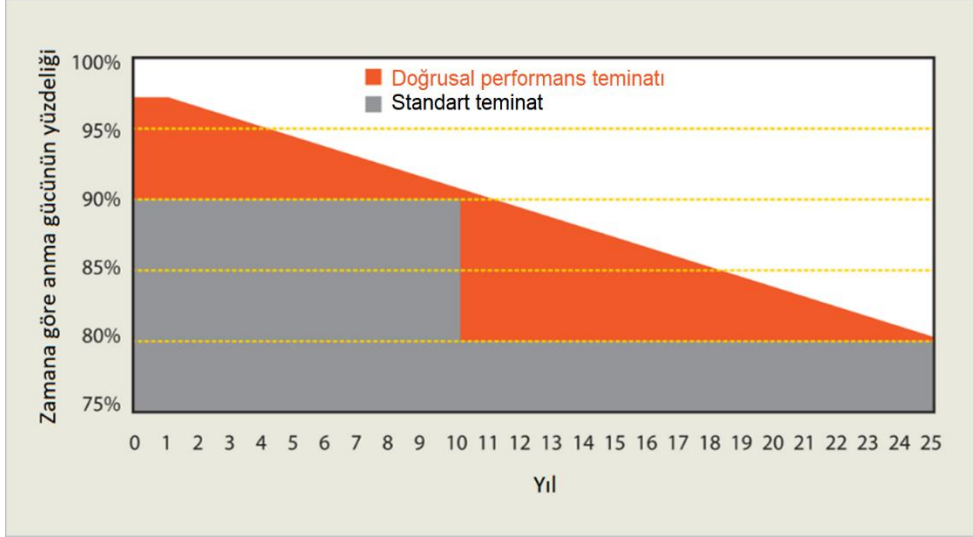
4.6.1. Genel

Şebekeye bağlı bir FV sisteminin performansını değerlendirirken, aşağıdakiler dahil bir dizi teminatın/garantinin dikkate alınması gerekir:

4.6.2. Modül performans teminatı

Bu teminat, teminatın süresi içinde söz verildiği gibi çalışmadığı takdirde FV modülünü onarmayı veya değiştirmeyi vaat eden yazılı bir garanti sağlar. Modül performans teminatlarının çoğu 20 veya 25 yıllık bir süre için geçerlidir. Performans, genellikle ya belli bir yıl sonraki anma gücün bir yüzdesi olarak ya da 'doğrusal teminat' olarak beyan edilir. Doğrusal teminatta, performans zamana göre (doğrusal) bir grafik kullanılarak beyan edilir.

¹³ Microgeneration Certification Scheme (MCS)



Şekil 4.7 Doğrusal ve standart teminat örnekleri

4.6.3. İnvertör güvencesi

Bu teminat, teminat süresi boyunca kararlaştırılan şekilde çalışmadığı takdirde invertörü tamir etmeyi veya değiştirmeyi vaat eden yazılı bir garanti sağlar. Tipik invertör teminatları iki ila on yıllık bir süre içindir, ancak bazı üreticiler standart veya isteğe bağlı olarak daha uzun ek süreler sunar (bu süreler belirli koşullara bağlı olabilir).

Daha büyük invertör üreticileri, ayrıca bir işlevsel süre garantisi de içerebilir (genellikle 'çalışma süresi garantisi' olarak adlandırılır). Bu, üreticinin yılda kaç gün invertörün çalışacağını garanti edeceğini belirler ve invertörün bu değeri karşılamaması durumunda tazminat ödeme çerçevesi sağlar.

4.6.4. Performans/verim garantisi

Bu, bir sistemin her yıl belirli bir miktarda elektrik üreteceğinin garantisidir ve kararlaştırılan performansın yakalanamadığı durumlarda ödenecek bir tazminat ödeme çerçevesi ile birlikte değerlendirilir (belirli koşullara bağlı olabilir).

Sistem performansı, hava koşullarından etkilendiğinden, garantiler, beklenen üretimin yalnızca belirli bir yüzdesi için geçerli olabilir (örneğin, tahmin edilen çıktının %90'ının altında olduğunda) veya minimum performans oranıyla (yıl boyunca ışıınım seviyesinin verilen güce oranı) bağlantılı olabilir.

4.6.5. Kurulum teminatı

Kurulum teminatı, sistem kurucusu tarafından sağlanır ve belirli süreler için sağlanan malzeme ve işçiliği kapsar.

BÖLÜM 5

5. d.a. Sistemi Elektrik Tasarımı

5.1. Genel

Bu Uygulama Rehberinin kapsamı, standart test koşulları (STK) altında açık devre geriliminin (V_{OC}) 30 V d.a. ve 1,500 V d.a. arasında olan sistemlerdir.

Tablo 5.1 d.a. sistemi – genel gereklilikler

V_{OC_STK} – 30 V d.a. ve 1,500 V d.a. arasında	
Modül sınıfı (IEC 61730)	A Sınıfı modüller kullanılmalıdır
d.a. kablolar	Kablolar, toprak arızası ve kısa devre riskini en aza indirecek şekilde seçilmeli ve tesis edilmelidir. NOT: Bu genellikle çift izoleli veya güçlendirilmiş kablolar kullanılarak elde edilir.
d.a. konnektörler	Sınıf II olmalıdır
NOT: Bu tablo, 30 ila 1,500 V d.a. gerilim aralığındaki FV sistemlerini tanımlamaktadır. Bu bandın dışındaki sistemlerin farklı gereklilikleri olabilir.	

Bir FV dizisinin/dizisinin, bağlandığı invertörün (veya d.a. optimize edicinin) MGN aralığına uyacak şekilde tasarlanması gerekir. Bu süreç Bölüm 7’de daha ayrıntılı olarak anlatılmıştır.

Gerekli olan durumlarda üreticinin talimatlarına da uyulmalıdır.

5.2. d.a. sistemi gerilim ve akım değerleri

5.2.1. Genel

Bir FV sisteminin tasarımı ve bileşenlerin seçiminde, d.a. devresinin maruz kalacağı en fazla gerilim (V_{DC-MAX}) ve akımı (I_{DC-MAX}) belirlemek gerekir.

Çevresel koşullardaki (sıcaklık, ışınım, vb.) değişiklikler nedeniyle meydana gelen modül gerilimi ve akımındaki tepe noktalarını hesaba katmak için modülün STK parametrelerine bir çarpan uygulanır.

Güç iyileştiricilerle donatılmış sistemler için, iyileştiriciden gelen gerilim veya akım çıkışı modülün STK değerinden (çarpan uygulandıktan sonra bile) daha büyük olabilir. Bu gibi durumlarda,

d.a. tasarımında kullanılacak ilgili değer, iyileştiricinin çıkış değeri olur.

NOT: Sistem tasarımında kullanılacak uygun gerilim ve akım değerlerinin belirlenmesi, bir tesisatın güvenliğinin sağlanmasında kritik bir etkindir. Belirli durumlarda, bu bölümde belirtilenlerden farklı çarpanlar veya farklı sıcaklıklar/ışınım seviyeleri kullanmak uygun olabilir. Farklı değerlerin kullanıldığı durumlarda, bir tasarım risk değerlendirmesinin yapılması ve 'standart uygulama'dan sapmanın, proje tasarım dosyasında not edilmesi gerekir. Bu yaklaşım, sadece, konuyla ilgili nitelikli bir uzmanın kontrolü altındaki geniş alan dizileri için geçerlidir.

5.2.2. Gerilim ve Akım değerleri: Kristal silikon modüller

Birleşik Krallıkta, kristal silikon hücreli modüller kullanılarak kurulan FV sistemleri için, STK modül parametrelerine aşağıdaki gibi bir çarpanın uygulanması gerekir:

Kristal silikon modülleri kullanan sistemler:

V_{DC-MAX} ve I_{DC-MAX} değerleri aşağıdaki şekilde hesaplanmalıdır:

- Gerilim (V_{DC-MAX}) = $V_{OC_STK} \times 1.15$
- Akım (I_{DC-MAX}) = $I_{SC_STK} \times 1.25$

Örneğin, aşağıda bir FV dizesindeki bileşenler için uygun gerilim ve akım değerlerinin hesaplamaları gösterilmektedir:

Dize verileri:

- Seri modül sayısı = 10
- Modül I_{SC} = 4.3 A
- Modül V_{OC} = 35.0 V

En az (V_{DC-MAX}) gerilim için derecelendirilecek dizi = $10 \times 35.0 \times 1.15 = 402.5$ V

En az (I_{DC-MAX}) akım için derecelendirilecek dizi = $4.3 \times 1.25 = 5.375$ A

5.2.3. Gerilim ve akım değerleri: diğer modül türleri

Farklı özelliklerinden dolayı, kristal silikon hücreler kullanılarak inşa edilmemiş modüllere uygulamak için basitçe bir çarpan belirlemek mümkün değildir. Birleşik Krallıkta kurulan bu tür modüller için, aşağıdaki gibi bireysel hesaplamaların yapılması gerekir:

Diğer modül türlerine sahip sistemler:

Üreticinin verilerini kullanarak, V_{DC-MAX} ve I_{DC-MAX} değerleri, en az - 15°C sıcaklık ve en fazla 1,250 W/m² ışınım varsayılarak hesaplanmalıdır.

5.2.4. Gerilim ve akım değerleri: güç iyileştiricili modüller

Modüllerin bir güç iyileştirici ile donatıldığı durumlarda, iyileştiricinin gerilim veya akım çıkışı, modülün kendi çıkış değerinden daha yüksek olabilir:

Modüllere güç iyileştiricisi takıldığı yerlerde:

- Akım (I_{DC-MAX}), ya iyileştiricinin çıkış değeri ya da Bölüm 5.2.2 veya 5.2.3'te (yukarıda) hesaplanan I_{DC-MAX} değeri olarak alınacaktır – hangisi daha büyükse;
- Gerilim (V_{DC-MAX}) ya iyileştiricinin çıkış değeri ya da Bölüm 5.2.2 veya 5.2.3'te (yukarıda) hesaplanan V_{DC-MAX} değeri olarak alınacaktır – hangisi daha büyükse;

Üreticinin, tüm olası işletme ve arıza senaryoları için iyileştiricinin çıkış gerilimini $V_{OPT-MAX}$ ile sınırlayacağına dair yazılı bir beyan verebildiği durumlarda:

- (a) Birbiri ile uyumlu invertör ve iyileştiriciye sahip sistemler için (aynı üreticiden): devre, invertörün maksimum anma giriş gerilimine göre derecelendirilmelidir; ve
- (b) Diğer sistemler için (seri olarak bağlanmış M adet iyileştiricili dize): devre şu şekilde derecelendirilecektir: $M \times V_{OPT-MAX}$.

NOT: Güç iyileştiriciler için olan bir IEC standardı geliştirme aşamasındadır.

5.2.5. Gerilim ve akım değerleri: Emilim süreleri¹⁴

Bazı modül türleri, ilk işletim sırasında, artan gerilim ve akım özelliği gösterirler. Bu sürenin uzunluğu ve modül parametreleri üzerindeki etkinin kapsamı üretici tarafından sağlanmalıdır ve çok önemli bir olgudur. Bu özellik bazı ince film modüllerinde tipik olarak bulunur.

Sistem bileşen derecelendirmeleri hesaplanırken, hesaplamalarda ilk emilim süresinden kaynaklanan modül gerilim ve akımındaki

¹⁴ Soaking-in periods

herhangi bir artışa izin verilir. Bu, yukarıda gösterilen sıcaklık/ışınım hesaplaması gibi diğer hesaplamalardan önce (ve onlara ek olarak) uygulanmalıdır.

NOT: Bazı durumlarda, dizi çıkış parametrelerindeki ilk artış, sistem invertörünün kabul edebileceğinden fazla olabilir. Bu gibi durumlarda, dizi (veya tek tek modüller) emilim süresi boyunca bağlantısı kesilmiş olarak bırakılabilir.

5.2.6. Modül tasnifi

Üretim sürecinin doğası gereği, herhangi bir parti içerisindeki anma değerleri olarak birbirine eş modüllerin teknik belge değerlerinde küçük farklılıklar olabilmektedir.

Birçok modülün kurulu olduğu ve üreticiden modül bazında flaş test verilerinin alınabildiği büyük sistemler için, modüller sağlanan veriler kullanılarak seçilip gruplandırılarak dizeler/alt diziler oluşturulabilir. Bu, uyumsuzluk kayıplarını azaltarak sistem performansında bir artış sağlayacaktır.

5.3. d.a. Sistemi: gerilimle ilgili hususlar

Bir FV dizisinde karşılaşılan d.a. gerilim, modüllerin maksimum gerilimi (V_{DC-MAX}) ve seri olarak bağlanan modüllerin sayısı ile ayarlanır. d.a. dizisinin tüm parçaları, bu gerilim için derecelendirilmelidir.

d.a. dizi devresinin tüm parçaları, bu dokümanda Bölüm 5.2'de açıklandığı gibi uygun modül V_{DC-MAX} değeri kullanılarak hesaplanan en fazla sistem gerilimine göre derecelendirilmelidir:

$$\text{Gerilim derecesi} = M \times V_{DC-MAX}$$

Burada:

M = seri bağlı modül sayısı

NOT: Modüllerde güç iyileştiriciler bulunduğunda, güç iyileştiricinin çıkış gerilimi modülden gelen maksimum modül geriliminden daha yüksek olabilir – bu durum, Bölüm 5.2'de açıklanmaktadır.

5.4. d.a. sistemi: akımla ilgili hususlar

Bir FV dizisinde karşılaşılan d.a. akım, modüllerin akımı ve paralel bağlanan FV dizelerinin sayısı ile ayarlanır.

Sonraki hesaplamalarda aşağıdaki semboller ve kısaltmalar kullanılmış ancak asıl dokümana bağlılık açısından İngilizce olarak bırakılmıştır.

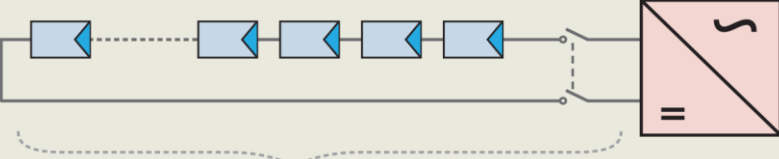
- (a) I_{SC_MOD} : STK'deki modül kısa devre akımı.
- (b) $I_{SC_SUB_ARRAY}$: STK'deki alt dizi kısa devre akımı.
- (c) I_{SC_ARRAY} : STK'deki dizi kısa devre akımı.
- (d) N: bir dizide (veya alt dizide) paralel olarak bağlanan dizelerin toplam sayısı.
- (e) I_{N_STRING} : dize aşırı akım koruma cihazının akım değeri.
- (f) $I_{N_SUB_ARRAY}$: alt dizi aşırı akım koruma cihazının akım değeri.

NOT: d.a. için aşırı akım koruyucu cihazların boyutlandırılması, Bölüm 5.5'te açıklanmıştır.

Aşağıdaki tablolar, d.a. optimize edici kullanılmamış standart kristal silikon modüllerden oluşan bir sistemin, d.a. devresinin çeşitli bölümlerinde gerekli olan akım taşıma kapasitesini göstermektedir.

Güç iyileştiricilerinin takılmadığı standart kristal modülleri kullanan bir sistem için: Devrenin tüm bileşenleri (kablolar, ayırıcılar, anahtarlama tertibatı ve konnektörler dahil) aşağıdaki şekillerde açıklanan akım değerine göre derecelendirilmelidir.

Sistem kısmı	Gerekli minimum akım derecesi
d.a. devresinin tüm kısımları	$I_{SC_MOD} \times 1.25$

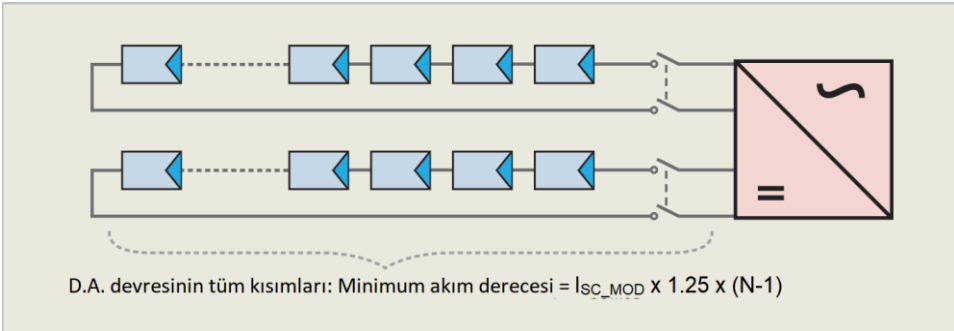


D.A. devresinin tüm kısımları: Minimum akım derecesi = $I_{SC_MOD} \times 1.25$

Not: Bu şekilde, standart kristal modülleri kullanılan bir sistem varsayılmıştır. (Maksimum modül akımını hesaplamak için 1.25 çarpanı kullanır), yani şu formülü kullanır:
 $I_{DC_MAX} = I_{SC_MOD} \times 1.25$

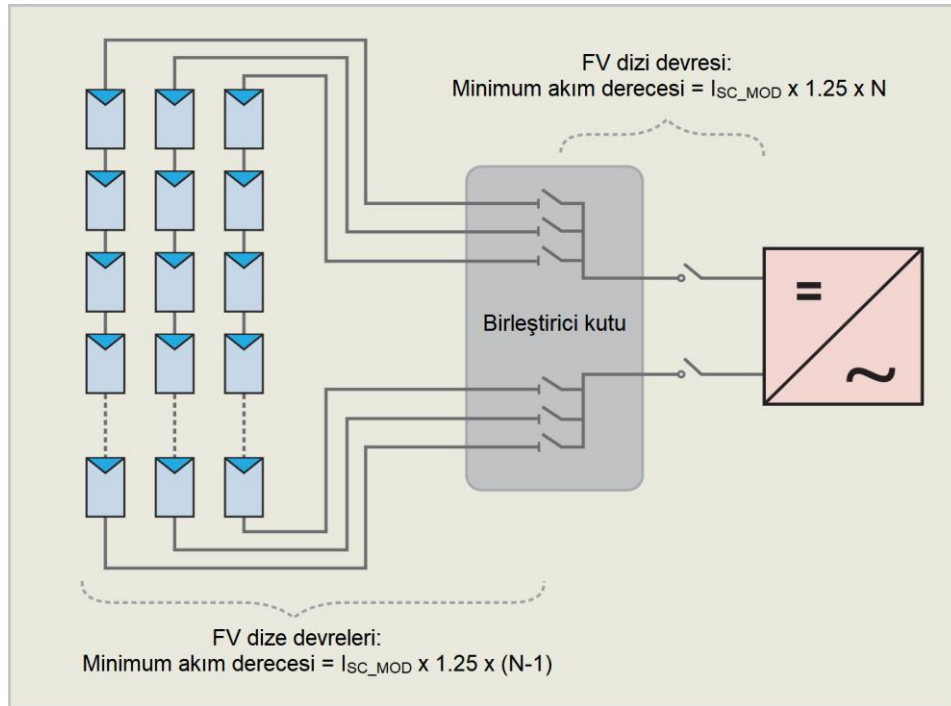
Diğer modül türlerinde I değerini belirlemek için – veya d.a. optimize edici kullanılan bir sistem için – bu Uygulama Rehberinin 5.2. bölümüne bakınız.

Şekil 5.1 Tek FV dizisinden oluşan dizi

Sistem kısmı	Gerekli minimum akım derecesi
FV dizi devresinin tüm kısımları	$I_{SC_MOD} \times 1.25 \times (N-1)$
 D.A. devresinin tüm kısımları: Minimum akım derecesi = $I_{SC_MOD} \times 1.25 \times (N-1)$	
Not: Bu şekilde, standart kristal modülleri kullanılan bir sistem varsayılmıştır. (Maksimum modül akımını hesaplamak için 1.25 çarpanı kullanır), yani şu formülü kullanır: $I_{DC-MAX} = I_{SC_MOD} \times 1.25$ Diğer modül türlerinde I değerini belirlemek için – veya d.a. optimize edici kullanılan bir sistem için – bu Uygulama Rehberinin 5.2. bölümüne bakınız.	

Şekil 5.2 İnvertöre bağlanmış birden fazla FV dize – aşırı akım koruması yok

Sistem kısmı	Gerekli minimum akım derecesi
FV dize devresinin tüm kısımları	$I_{SC_MOD} \times 1.25 \times (N-1)$
FV dizi devresinin tüm kısımları	$I_{SC_MOD} \times 1.25 \times N$

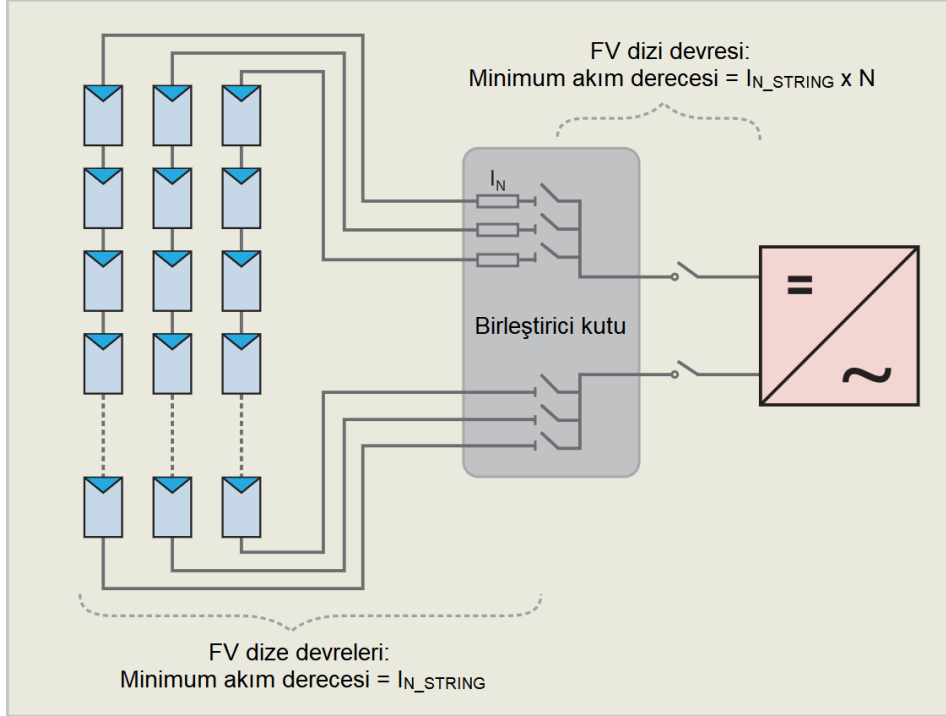


Not: Bu şekilde, standart kristal modülleri kullanılan bir sistem varsayılmıştır. (Maksimum modül akımını hesaplamak için 1.25 çarpanı kullanılır), yani şu formülü kullanır:
 $I_{DC_MAX} = I_{SC_MOD} \times 1.25$

Diğer modül türlerinde I değerini belirlemek için – veya d.a. optimize edici kullanılan bir sistem için – bu Uygulama Rehberinin 5.2. bölümüne bakınız.

Şekil 5.3 İnvertöre bağlanmış çoklu FV dizeleri – aşırı akım koruması yok

Sistem kısmı	Gerekli minimum akım derecesi
FV dize devresinin tüm kısımları	I_{N_STRING}
FV dizi devresinin tüm kısımları	$I_{N_STRING} \times N$

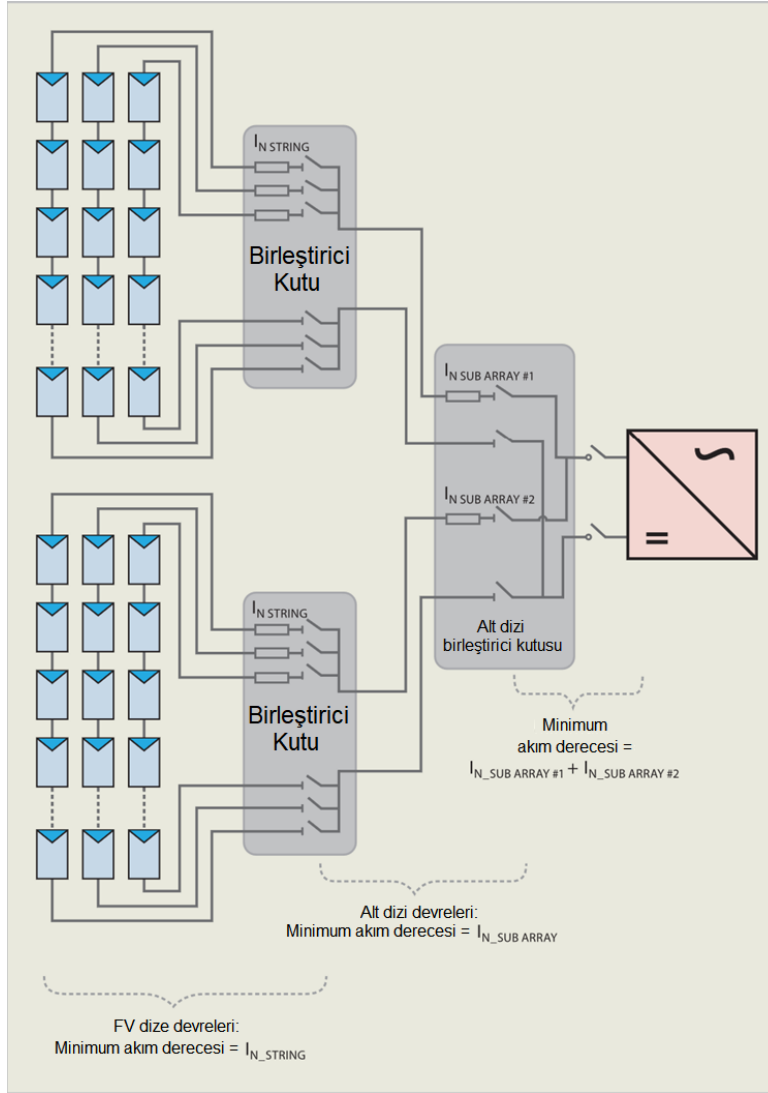


Not: Bu şekilde, standart kristal modülleri kullanılan bir sistem varsayılmıştır. (Maksimum modül akımını hesaplamak için 1.25 çarpanı kullanır), yani şu formülü kullanır:
 $I_{DC-MAX} = I_{SC_MOD} \times 1.25$

Diğer modül türlerinde I değerini belirlemek için – veya d.a. optimize edici kullanılan bir sistem için – bu Uygulama Rehberinin 5.2. bölümüne bakınız.

Şekil 5.4 Birden fazla FV dizeden oluşan dizi – dize sigortaları ile

Sistem kısmı	Gerekli minimum akım derecesi
FV dize devresinin tüm kısımları	I_{N_STRING}
FV alt dizi devresinin tüm kısımları	$I_{N_SUB_ARRAY}$
FV dizi devresinin tüm kısımları	$I_{N_SUB_ARRAY \#1} + I_{N_SUB_ARRAY \#2} +$



Not: Bu şekilde, standart kristal modülleri kullanılan bir sistem varsayılmıştır. (Maksimum modül akımını hesaplamak için 1.25 çarpanı kullanır), yani şu formülü kullanır:

$$I_{DC-MAX} = I_{SC_MOD} \times 1.25$$

Diğer modül türlerinde I değerini belirlemek için – veya d.a. optimize edici kullanılan bir sistem için – bu Uygulama Rehberinin 5.2. bölümüne bakınız.

Şekil 5.5 Alt dizili sistem – dize ve alt dizi sigortaları ile

5.5. Aşırı akım koruması

5.5.1. Genel

Bu bölüm, FV dizisinin tek arıza akım kaynağı olduğu bir sistemle ilgilidir. Akülü sistemler için Bölüm 13'e bakınız.

Sonraki hesaplamalarda aşağıdaki semboller kullanılmıştır:

- (a) I_{SC_MOD} : STK'deki modül kısa devre akımı.
- (b) N : bir dizide (veya alt dizide) paralel olarak bağlanan dizelerin sayısı.
- (c) $I_{MOD_MAX_OCPR}$: modülün maksimum aşırı akım koruma derecesi.

Aşırı akım koruma cihazının bir sigorta olduğu durumlarda, sigorta, IEC 60269-6: *Alçak gerilim sigortaları – Bölüm 6: Fotovoltaik güneş enerji sistemlerinin korunmasına yönelik sigorta bağlantıları için ek gereklilikler* uyarınca gPV tipi olmalıdır.

Aşırı akım koruma cihazının bir devre kesici olduğu durumlarda, devre kesici, BS EN 60947-2: *Alçak gerilim şalt ve kontrol donanımı* ile uyumlu olmalıdır. *Bölüm 2 Devre kesiciler*.

Aşırı akım koruyucu cihaz, maksimum sistem gerilimi için derecelendirilmiş olmalıdır. (Bölüm 5.2'de hesaplandığı gibi).

Aşırı akım koruma cihazlarının ısıl performansı ile ilgili olarak üreticinin tavsiyelerine uyulmalıdır. Bu, cihazların nasıl kurulduğunu ve gruplandığını da içerir.

Dize aşırı akım koruma cihazlarının kullanıldığı yerlerde:

(a) Aktif iletkenlerden birinin fonksiyonel olarak topraklandığı sistemler için:

Aşırı akım koruma cihazları, tüm topraklanmamış iletkenlerde kullanılmalıdır.

(b) Herhangi bir fonksiyonel toprak bağlantısı olmayan sistemler için:

Aşırı akım koruma cihazları yalnızca aktif iletkenlerden birinde gereklidir:

- Dize kabloları, aralarında ayırım sağlayan herhangi bir fiziksel engel olmaksızın alt dizi/dizi kablolarının yanına döşenmediği durumlarda: yanına döşendiği durumlarda, her canlı iletkeninde bir aşırı akım koruyucu cihaz gereklidir,
- Aşırı akım korumasının yalnızca bir iletkeninde kullanıldığı durumlarda, aşırı akım koruması sistem boyunca aynı polarite

kablosuna (örneğin hem dizi hem de alt dizi için pozitif kablolar) kullanılmalıdır.

NOT: Dizi kablolarının, aralarında ayırım sağlayan herhangi bir fiziksel engel olmaksızın alt dizi/dizi kablolarının yanına döşendiği durumlarda, iki kablo arasında herhangi bir şekilde toprağa akmayan doğrudan bir arıza meydana gelmesi olasılığı vardır. Bu durumlarda, ilk arıza, sistemin toprak arıza izleme sistemleri tarafından tespit edilemeyebilir; ikinci bir arıza durumunda hem pozitif hem de negatif kablolar aşırı akım koruması gerektiren arıza senaryolarına neden olabilir.

5.5.2. Dize aşırı akım koruması

Dize aşırı akım koruması, aşağıdaki durumlarda tüm FV dizilerine (ve alt dizilere) uygulanmalıdır:

$$(N-1) \times I_{SC_MOD} > I_{MOD_MAX_OCPR}$$

Bu hesaplama, paralel bağlı dizeleri olan bir dizi için geçerlidir.

İnvertörün, arıza akımını bir MGNT girişinden diğerine geçirmeyen bağımsız MGN takipçilerine sahip olduğu durumlarda, aşırı akım korumasının gerekli olup olmadığına karar vermek amacı ile her MGN takipçisinin girişi, bağımsız bir dizi olarak düşünülebilir.

i. Cihaz seçimi

Dize aşırı akım koruma cihazı, aşağıdaki koşulların tümünü karşılanacak bir çalışma akımına (I_N) sahip olacak şekilde seçilmelidir:

$$I_N > 1.5 \times I_{SC_MOD}$$

$$I_N < 2.4 \times I_{SC_MOD}$$

$$I_N \leq I_{MOD_MAX_OCPR}$$

ii. Cihaz konumu

Dize aşırı akım koruma cihazları, FV dizi kablolarının sonuna, dizelerin paralellendiği noktaya yerleştirilmelidir – Ör. dizi birleştirici kutusunda veya invertörde.

Dize aşırı akım koruma cihazları kolayca erişilebilir¹⁵ olmalıdır.

NOT: Eğimli bir çatı üzerindeki bir dizinin altında bulunan d.a. konnektörlerindeki sigortalar erişilebilir olarak kabul edilmez.

¹⁵ Kolayca erişilebilir: Herhangi bir erişim ekipmanı ve sökme veya erişim için herhangi bir alet gerektirmeyen

5.5.3. Alt dizi aşırı akım koruması

Tek bir invertöre ikiden fazla alt dizi bağlıysa, alt dizi aşırı akım koruması sağlanmalıdır.

i. Cihaz seçimi

Alt dizi aşırı akım koruma cihazı, aşağıdaki koşulların her ikisi de karşılayacak bir çalışma akımına (I_N) sahip olacak şekilde seçilmelidir:

$$I_N > 1.25 \times I_{SC_SUB_ARRAY}$$

$$I_N \leq 2.4 \times I_{SC_SUB_ARRAY}$$

NOT: Alt dizi çarpanı (1.25), tasarım esnekliğine izin vermek için dize çarpanından (1.5) daha düşüktür. Bununla birlikte, bu yaklaşım, hatalı açmalara neden olabilir ve yüksek ısınım seviyelerine sahip sahalarda bundan kaçınılmalıdır.

Alt dizi aşırı akım koruma cihazları boyutlandırılırken, alt dizi kablolarının akım taşıma kapasitesi de dikkate alınmalıdır.

ii. Cihaz konumu

Alt dizi aşırı akım koruma cihazları, alt dizi kablolarının sonunda, alt dizilerin paralellendiği noktada konumlandırılmalıdır –Ör. alt dizi birleştirici kutusunda veya invertörde.

NOT: Alt dizilerin bir invertör içinde birleştirildiği durumlarda, aşırı akım koruma cihazları invertör içine yerleştirilebilir.

Alt dizi aşırı akım koruma cihazları kolayca erişilebilir olmalıdır.

5.5.4. Dizi aşırı akım koruması (bir aküye bağlı dizi)

Dizinin bir aküye bağlı olduğu yerlerde dizi aşırı akım koruması gereklidir.

NOT: Dizi aşırı akım koruması esasen akülü sistemler için bir gereklilik olsa da, dizinin, FV dizisine bir arıza akımı enjekte edebilen bir kaynağa bağlandığı herhangi bir sistem için de bir gerekliliktir.

i. Cihaz seçimi

Dizi aşırı akım koruma cihazı, aşağıdaki koşulların her ikisi de karşılayacak bir çalışma akımına (I_N) sahip olacak şekilde seçilmelidir:

$$I_N > 1.25 \times I_{SC_ARRAY}$$

$$I_N \leq 2.4 \times I_{SC_ARRAY}$$

NOT: Dizi çarpanı (1.25), tasarım esnekliğine izin vermek için dize çarpanından (1.5) daha düşüktür. Bununla birlikte, bu yaklaşım, hatalı açmalara neden

Dizelerin tek bir aşırı akım koruma cihazının koruması altında gruplandırıldığı durumlarda, dizi aşırı akım koruma cihazı, aşağıdaki iki koşulun her ikisinin de karşılayabilecek bir çalışma akımına sahip olacak şekilde seçilmelidir:

$$I_G > 1.5 \times G \times I_{SC_MOD}$$

$$I_G \leq I_{MOD_MAX_OCPR} - [I_{SC_MOD} \times (G-1)]$$

Burada:

- I_{SC_MOD} : STK'deki modül kısa devre akımı.
- G : Aşırı akım koruma cihazı tarafından korunan grup içerisindeki dize sayısı.
- $I_{MOD_MAX_OCPR}$: Modül maksimum aşırı akım koruma derecesi.
- I_G : Gruplanmış dize aşırı akım koruma cihazının akım değeri.

5.7. Ayırma ve anahtarlama

5.7.1. Genel

FV dizisi, aşağıdaki tabloya göre izolasyon ve anahtarlama cihazlarıyla donatılmalıdır:

Tablo 5.2 İzolasyon ve anahtarlama – minimum gereklilikler

Devre	Minimum gereklilik	Uygulama ve izolasyon yöntemleri hakkında notlar
FV dize	Kolayca erişilebilir izolasyon	- Küçük sistemler: izolasyon genellikle uygun şekilde yerleştirilmiş fiş ve priz konnektörlerinin kullanılmasıyla elde edilir. - Daha büyük sistemler: İzolasyon genellikle dize birleştirici kutusunda, çıkarılabilir dize sigortalarının kullanılmasıyla elde edilir.
Alt dizi	Kolayca erişilebilir izolasyon	- Küçük sistemler: Yok (alt diziler mevcut değildir). - Daha büyük sistemler: İzolasyon genellikle çıkarılabilir bir alt dizi sigortası veya bir anahtar-ayırıcı kullanılarak elde edilir.
Dizi	Kolayca erişilebilir anahtar-ayırıcı	- İzolasyon genellikle invertöre yerleştirilmiş bir anahtar-ayırıcı veya invertörün yanına sabitlenmiş bir anahtarla elde edilir. - Daha büyük sistemler: İzolasyon genellikle bir anahtar-ayırıcı veya invertör muhafazasına dahil edilebilecek uygun şekilde sınıflandırılmış bir devre kesicinin kullanılmasıyla elde edilir.
Modül güç iyileştiricilerine sahip sistemler: Modüllerin güç iyileştiricileri ile donatıldığı durumlarda dahi bu maddede açıklanan izolasyon ve anahtarlama gereklilikleri geçerlidir.		

NOT: İzolasyon, bir kurulumun tamamını veya bir kısmını tüm elektrik enerjisi kaynaklarından izole etmek için yapılır. Bir anahtar-ayırıcı hem yük-ayırma-anahtarlama işlevlerini hem de izolasyon işlevini yerine getirir.

5.7.2. d.a. anahtar-ayırıcı gereklilikleri

d.a. anahtar-ayırıcı, devre için hesaplanan gerilim ve akım tepe değerlerinde d.a. çalışma için derecelendirilmelidir. (Bkz. Bölüm 5.2, 5.3 ve 5.4).

d.a. anahtar-ayırıcı, BS EN 60947-1 *Bölüm 1 Genel kurallar* ve BS EN 60947-3, *Bölüm 3, Anahtarlar, ayırıcılar, anahtar-ayırıcılar ve sigorta kombinasyonlu üniteler*'e uygun olmalıdır. Bir devre kesicinin kullanıldığı yerlerde ise, BS EN 60947-2 uygulanmalıdır.

NOT: FV anahtar-ayırıcılarının performansına ilişkin daha fazla bilgi BRE raporu *Fotovoltaik Sistemler için D.A: İzolatörler* dökümanında verilmektedir.

d.a. anahtar-ayırıcılar, her iki yönde akımı kesecek şekilde derecelendirilmelidir.

NOT: Bir FV dizisindeki arıza akımları her iki yönde de akabildiğinden, cihazlar her iki yöndeki akımları da kesebilmelidir.

d.a. anahtar-ayırıcı tüm canlı iletkenleri izole etmelidir.

d.a. anahtar-ayırıcıyı kolayca erişilebilir olmalı ve invertör içinde veya invertörün yanında bulunmalıdır.

Anahtar-ayırıcı şu şekilde etiketlenmelidir: AÇIK ve KAPALI konumları açıkça belirtilmiş şekilde 'FV dizisi d.a. ayırıcısı' (veya benzeri). Ayrıca anahtar muhafazası da şu şekilde etiketlenmelidir: 'Tehlike, gün ışığı boyunca canlı kısımlar içerir' (veya benzeri).

Bazı durumlarda, invertöre bütünleşik bir d.a. anahtar-ayırıcıya güvenmek mümkün olabilir.

Invertörün eğitimli ve yetkili personel girişi ile sınırlandırılmış erişime sahip bir alanda bulunduğu durumlar dışında, d.a. invertöre bütünleşik bir anahtar-ayırıcı, aşağıdakilerden birini sağlaması durumunda dizinin invertörden güvenli bir şekilde izole edilmesine (invertör bakımı/onarımı için) olanak sağlayabilir:

- (a) Invertörün geri kalanının, elektrik tehlikesi riski olmaksızın anahtar kasasından çıkarılmasına izin verecek şekilde invertör kasasına mekanik olarak bağlanmış bir anahtar-ayırıcı,
- (b) Yalnızca anahtar açık (kapalı) konumdayken invertörün servis edilebilir bölümüne erişim izni veren bir anahtar-ayırıcı düzeneği,
- (c) Invertörün aynı zamanda ikincil bir izolasyon şekli (örneğin fişler) içerdiği, invertörün içine yerleştirilmiş bir anahtar-ayırıcı; dizi izolasyon yöntemleri, yalnızca uygun bir aletle uygulanabilmelidir. Anahtar-ayırıcının yanına, dizi

izolasyonunun nasıl sağlandığını gösteren bir etiket yapıştırılmalıdır. Dizi izolasyonu 'Yük altında bağlantıyı kesmeyin' (veya benzeri) şeklinde etiketlenmelidir.

NOT: Bu seçenekler, bütünleşik anahtara sahip invertör kullanan bir sistemde, invertör bakım ve onarımına güvenli bir şekilde izin vermek adına bazı izolasyon yollarını garanti etmesi için sağlanmaktadır. (Yani, anahtarlama ve izolasyon ayrı ayrı sağlanır). Küçük invertörler çoğunlukla değiştirme ve onarım amaçları için yerlerinden çıkarılır – bu gibi durumlarda, invertör çıkarılırken dizinin güvenli bir şekilde izole edilmesi gerekir (Örneğin, uygun fiş ve priz konnektörleri ile). Daha büyük invertörlerde ise, onarım genellikle dahili bileşenlerin değiştirilmesiyle yapılır – bu gibi durumlarda dizi, çalışma sırasında invertörün servis edilebilir kısmından güvenli bir şekilde izole edilmelidir.

5.7.3. Çoklu anahtar-ayırıcılar

Bazı durumlarda, örneğin çok sayıda alt diziye sahip büyük bir sistemde, ana dizi anahtar-ayırıcı işlevinin birden fazla cihaz tarafından sağlanması uygun olabilir. Buna, belirli gerekliliklerin karşılanması koşuluyla izin verilir:

Ana dizi anahtar- ayırıcı işlevinin birden fazla cihazla sağlandığı durumlarda, bu cihazlar kolayca erişilebilir olmalı ve aşağıdakilerden birini sağlamalıdır:

- Tüm cihazların birlikte çalışmasını sağlayan kilitli bir sistemle donatılmış veya
- Diziye izole etmek için tüm cihazların kullanılması gerekliliğini açıkça belirten bir işaret ile tek bir yerde gruplanmış

5.7.4. Mikro invertör kullanan sistem

Mikro invertörler kullanılarak bir sistem kurulduğunda, belirli durumlarda, her bir invertör için bir d.a. anahtar-ayırıcı gerekliliği esnetilebilir (BS 7671 *Elektrik Tesisatları için Gereklilikler*. IET *Kablolama Yönetmeliği* dahilinde).

Mikro invertörler kullanılarak kurulan bir sistem, aşağıdaki tüm gereklilikleri karşıladığı takdirde d.a. anahtar-ayırıcı kurulumu ihmal edilebilir:

- (a) Mikro invertör doğrudan tek bir modüle bağlı ise,
- (b) Mikro invertör ve FV modülü, fabrikada takılan kablolar ve fiş ve priz bağlantıları kullanılarak doğrudan birbirine bağlı ise (atlama kablosu veya modifikasyonlara izin verilmez) ve
- (c) Kurulum için elektrik tesisatı sertifikası, BS 7671'den muafiyeti belirtir ise

5.8. Birleştirici kutular

Devrenin geri kalanı tarafından sağlanan yalıtım sınıfını korumak amacı ile dize veya alt dizi birleştirici kutular seçilmeli ve tesis edilmelidir. Güvenli kurulum ve bakıma izin vermek ve ark risklerini en aza indirmek için kutunun tasarımında pozitif ve negatif kısımlar arasındaki ayırımın da dikkate alınması gerekir.

Birleştirici kutular, devre için hesaplanan maksimum gerilim ve akım için derecelendirilmelidir. (Bkz. Bölüm 5.2, 5.3 ve 5.4).

Birleştirici kutular, konumlarına uygun bir IP derecesine sahip olmalıdır.

Birleştirici kutu, ‘FV dizisi birleştirici kutusu, Tehlike gün ışığı boyunca canlı kısımlar içerir’ (veya benzeri) şeklinde etiketlenmelidir.



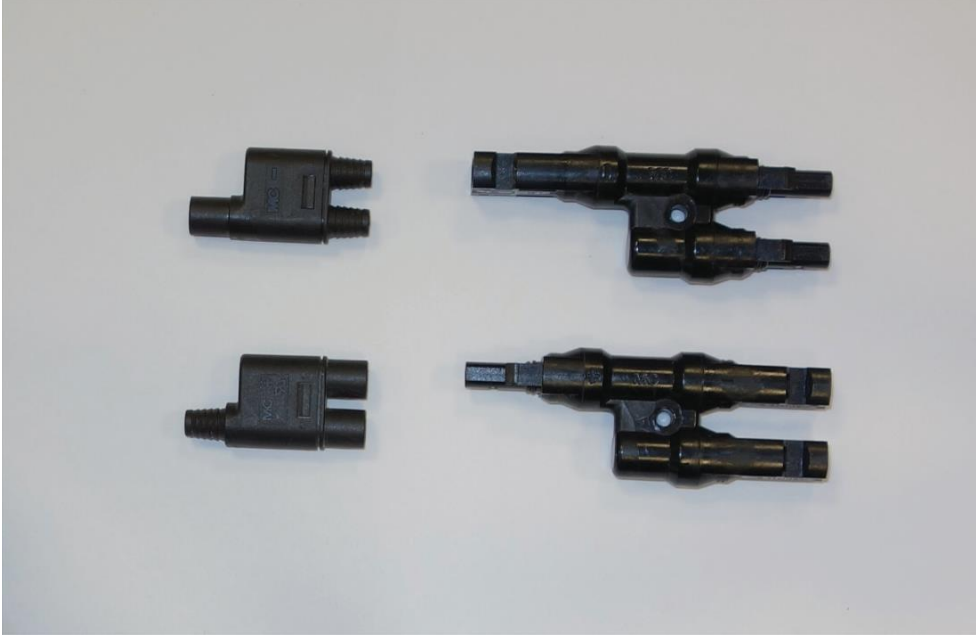
şekil 5.7 Tipik bir birleştirici kutu (CREST, Loughborough niversitesi izniyle)

Bir birleştirici kutu, yardımcı devreler de (rneğin, 230 V besleme izleme düzeneği) içerebilir. Bu devrelerin tasarımı ve kurulumu BS 7671'in gerekliliklerine uygun olmalıdır.

Bazı sistemler için, iki dize kablosunun bağlanması Y konnektörlerinin kullanılması uygun bir araç olabilir.

İki dize kablosunu bağlamak amacı ile bir Y konnektörü kullanıldığı durumlarda, bu konnektör:

- Birleştirilmiş devrelerin hesaplanan gerilim ve akım tepe değerleri için derecelendirilmiş (Bkz. Bölüm 5.2, 5.3 ve 5.4) ve
- FV dizisi fiş ve priz bağlantıları için tüm gereklilikleri karşılamalıdır (bkz. Bölüm 5.9) ki buna, bağlı olduğu fişler/prizler aynı model ve aynı üretici tarafından üretilmiş olma gerekliliği de dahildir.



Şekil 5.8 Tipik Y konnektörleri (CREST, Loughborough Üniversitesi izniyle)

5.9. FV dizisi fiş ve priz bağlantıları

Doğru seçilmiş ve kurulmuş fiş ve priz bağlantı elemanları, FV dizisi devrelerini birbirine bağlamak için hızlı, güvenli ve dayanıklı bir yol sağlar. FV modüllerinin çoğu bir fiş ve priz bağlantısıyla gelir. Birçok küçük invertör de standart olarak fiş ve priz bağlantılarıyla birlikte gelir.

Fişler ve prizler, FV dizisi devresinin herhangi bir bölümünde birbirine bağlanmışsa, bunlar aynı modelden ve aynı üreticiden olmalıdır.

Fişler ve prizler, BS EN 50521, *Fotovoltaik sistemler için konnektörler. Güvenlik gereklilikleri ve testleri.* uyarınca onaylanmış olmalıdır.

Fişler ve prizler, devre için hesaplanan gerilim ve akım tepe değerlerine göre derecelendirilmelidir (Bkz. Bölüm 5.2, 5.3 ve 5.4).

Erişimi eğitilmiş ve yetkili personel ile sınırlı bir alana kurulmadıkça, tüm fiş ve priz konnektörleri, birbirlerinden ayırmak için bir alet gerektiren kilitli tipte olmalıdır.

Erişimi eğitimli ve yetkili personel ile sınırlı bir alana kurulmadıkça, tüm fiş ve priz konnektörleri şu şekilde etiketlenecektir: 'Yük altında ayırmayın' (veya benzeri).

Şantiyede kablo uçlarına sabitlenen fiş ve prizler, belirtilen sıkma ve kurulum araçları kullanılarak üreticinin talimatlarına göre tesis edilecektir.

NOT: Yanlış sıkma veya kurulum aletinin kullanılması, FV konnektörünün etkinliği üzerinde yıkıcı bir etkiye sahip olabilir ve aşırı ısınma ve yangın gibi sorunlara neden olabilir.

5.10. d.a. kabloları

5.10.1. Kablo derecelendirmeleri

Bir FV dizisinin d.a. devresi dahilindeki tüm kabloları, aşağıdaki temel gerekliliklere uygun olmalıdır:

i. Gerilim derecesi

(a) FV dizisi kabloları, devre için hesaplanan maksimum d.a. gerilimi için derecelendirilmelidir (Bölüm 5.3).

ii. Akım derecesi

(a) FV dizisi kabloları, devre için hesaplanan akım tepe değerlerinden daha büyük bir d.a. akım taşıma kapasitesine (ATK) sahip olmalıdır (Bkz. Bölüm 5.2 ve 5.4; ve BS 7671'in 433.1.1 maddesi).

(b) Kablo akım taşıma kapasitesi (ATK), geçerli tüm derecelendirme faktörlerini (düzeltme faktörleri) (kurulum yöntemi, grublama vb.) içerecek şekilde hesaplanmalıdır

Kablo ATK ve derecelendirme faktörleri BS 7671 Ek 4'te verilmiştir.

NOT: BS 7671'de verilen şekillerin kullanılması tavsiye edilse de bazı durumlarda sistem tasarımcıları, kablo üreticisi tarafından sağlanan ATK ve düzeltme katsayılarını kullanmayı tercih edebilirler. Üreticinin verilerinin kullanıldığı yerlerde, kurulumu yapan kişi, kurulum yönteminin (tüm kablo uzunluğu boyunca) kablo üreticisi tarafından söz konusu kablonun özellikleri (ATK ve düzeltme katsayısı) için açıklanan yöntemle karşılık geldiğinden emin olmalıdır.

iii. Çevre derecelendirmesi

(a) Kablolar, tesis edilecekleri çevreye uygun derecelendirilmiş (sıcaklık, UV, su direnci vb.) şekilde seçilmelidir.

(b) Güzergâhı, bir FV dizisinin arka tarafından geçen kabloların sıcaklık derecesi en az 80°C olmalıdır.

5.10.2. FV dize kabloları

Yukarıda listelenen genel gerekliliklere ek olarak, FV modüllerini bir diziye bağlamak için kullanılan kablolar ek önlemler gerektirir:

FV modüllerini birbirine bağlamak için kullanılan kablolar (FV dize kabloları), BS EN 50618 *Fotovoltaik sistemler için elektrik kabloları* standardına uygun olmalıdır.

NOT: IEC 62930 (DRAFT) *Fotovoltaik sistemler için elektrik kabloları* şu anda yazılmaktadır (henüz yayınlanmamıştır).

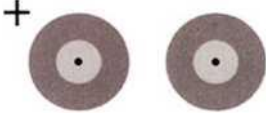
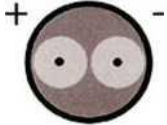
5.10.3. Kablo kurulumu

Bu Uygulama Rehberinde daha önce de tartışıldığı gibi, FV devrelerinin özel yapısı (akım sınırlaması), yangın ve elektrik çarpma koruması sağlamak için ek koruyucu önlemlerin uygulanması gerektiği anlamına gelir.

Tüm sistemler, topraklama arızası ve kısa devre riskini en aza indirmek için seçilmiş ve tesis edilmiş kablolardan oluşmalıdır. Tüm kablolar temel ve güçlendirilmiş izolasyona sahip olmalıdır.

Temel ve güçlendirilmiş izolasyon sağlamaya yönelik yaygın yöntemler, aşağıdaki tabloda gösterilenleri içerir:

Tablo 5.3 Tipik d.a. kabloları

Kablo Türü	Notlar
	BS EN 50618'e uygun FV kablolar (Tek iletkenli kablo – hem izoleli hem kılıflı) <i>Dize kabloları için kullanılır</i>
	Çelik zırhlı kablo (ÇZK) <i>Sıklıkla bir merkezi invertör ve birleştirici kutu arasındaki FV dizi/alt dizi kabloları için kullanılır</i>

Bina içlerinde tesis edilen kabloların, LSF¹⁶ (düşük duman ve düşük halojen) kablo türlerinin kullanımı gibi ek gereklilikleri karşılaması gerekebilir.

Standart FV kabloları (BS EN 50618'e göre kablolar) doğrudan duvarlara gömülmemeli veya başka bir şekilde bina dokusu ile kaplanmamalıdır. Bunun önlenemediği durumlarda, iletkenler mekanik hasarlardan uygun şekilde korunmalıdır. Uygun koruma yöntemleri metal kanal veya metal boru kullanımı olabilir.

¹⁶ Low Smoke and Fume

Kabloların doğrudan duvarlara veya bina dokusunun diğer kısımlarına gömülü olduğu durumlarda, sistem İşletme ve Bakım (İ&B) kılavuzunda kablo konumlarını gösteren bir plan sağlanmalıdır.

NOT 1: Standart FV kabloları, mekanik hasarın tespit edilmesi çok zor olacağı ve dolayısıyla yangın riskine yol açabileceği için doğrudan gömme için uygun değildir.

NOT 2: Doğrudan gömme, kabloların binanın bir kısmına (örneğin sıva veya beton içerisinde) tesis edilmesi anlamına gelir.

5.10.4. Kablo etiketleme

Bir PV dizisindeki d.a. kabloları gün ışığı süresince canlı kalır ve d.a. devresinin çoğu da d.a. ayırıcılar ile izolasyon sağlandığında bile canlı kalmaya devam eder. Sonuç olarak, d.a. kabloların açıkça belirlenmesi gereklidir.

d.a. kablolar 'FV dizi kablosu – gün ışığı süresince canlı' (veya benzeri) olarak etiketlenmelidir.

Düz bir güzergâhtaki kablolarda, her 5-10 m'de bir etiketleme genellikle yeterli kabul edilir. Kablo güzergâhlarının daha karmaşık olduğu yerlerde, ek etiketler gerekebilir.

Erişimin yetkili kişilerle sınırlı olduğu açık alan FV sistemleri için, saha güvenlik işaretleri şunları içermesi koşuluyla kablo etiketleme gerekliliği ihmal edilebilir:

'Uyarı: Bu saha, gün ışığında canlı olarak kabul edilmesi gereken güneş panellerine bağlı kablolar içerir' (veya eşdeğeri). Bina üzerlerinde kurulmuş sistemler için bu yaklaşıma izin verilmez.

5.10.5. Kablo boyutlandırma

FV güneş sisteminin çıkışını maksimize etmek için FV dizisi d.a. kablolarındaki kayıpların en aza indirilmesi gerekir.

Küçük sistemler ve nispeten kısa kablolarda, kayıpların düşük seviyede kalması için kablo kesitlerini artırmak uygun maliyetli olur. Ancak daha büyük sistemlerde, kablo kesitlerinin mali getiri hesaplamalarına göre değerlendirilmesi gerekebilir.

FV dizi kablolarındaki olası gerilim düşümü de özellikle uzun kablo hatları olan büyük sahalar için dikkate alınmalıdır. Aşırı gerilim düşümü, FV dizisinin, invertör MGN giriş aralığı ile eşleşmesini etkileyebilir.

50 kWp'ye kadar olan sistemlerde, d.a. kabloları, anma güçteki (V_{MGN} , I_{MGN}) gerilim düşümü %3'ten az olacak şekilde boyutlandırılmalıdır.

5.11. d.a. izolasyon hatalarının etkilerine karşı koruma

5.11.1. Genel

Bir FV dizisi dahilindeki yalıtım hataları, potansiyel olarak tehlikeli gerilimlere (elektrik çarpması) ve sistem arızalarına ve ısı etkilere yol açabilecek arıza akımlarına sebebiyet verebilir. İzolasyon hataları, aşağıdakiler de dahil olmak üzere çok çeşitli nedenlerden kaynaklanabilir:

- (a) Bağlantı kutularına veya FV katmanlarına su girişi,
- (b) Kablolarda kemirgen veya aşınma hasarı,
- (c) Kabloların veya diğer bileşenlerin ısı, UV veya rüzgârdan kaynaklanan yalıtım hasarı ve
- (d) Çarpma veya fırtına hasarı

Sistem bileşenlerinin doğru seçilmesi ve kurulması, bu tür sorunların ortaya çıkma olasılığını en aza indirirken, zamanla oluşabilecek herhangi bir sorunu tespit etmek için yalıtım hatası tespit önlemlerinin uygulanması gerekmektedir.

Hem toprak izolasyon direnci hem de artık akım izleme sistemleri, zamanla gelişen izolasyon hatalarını tespit etmek için kullanılır.

i. İnvertörler içinde koruma

Çoğu sistem, invertörün içerdği toprak izolasyon direnci ve artık akım izlemesine bel bağlar (BS EN 62109-2 *Kısım 2, invertörler için özel gereklilikler*).

ii. Ayrı cihazlarla koruma

Daha büyük sistemler, toprak izolasyon direnci ve artık akım izleme sağlamak için ayrı cihazlar kullanabilir.

NOTLAR: Ayrı cihazların kullanıldığı yerlerde:

- İzolasyon direnci ölçümü, BS EN 61557 1,000 V a.a.'a kadar alçak gerilim dağıtım sistemlerinde elektrik güvenliği ve 1,500 V d.c. Bölüm 2 Koruyucu önlemlerin test edilmesi, ölçülmesi veya izlenmesi için ekipman. İzolasyon direnci veya Bölüm 8 Koruyucu önlemlerin test edilmesi, ölçülmesi veya izlenmesi için ekipman. IT sistemleri için yalıtım izleme cihazları. Büyük PV sistemlerinde, BS EN 61557 Bölüm 9 IT sistemlerinde yalıtım hatası yeri için ekipman'a göre bir YHKS (yalıtım hatası konum sistemleri)¹⁷ kullanılması önerilir.

¹⁷ Insulation Fault Location Systems – IFLS

- Artık akım izleme, BS EN 62020 (IEC 62020) *Elektrik aksesuarları. Ev ve benzeri kullanımlar için artık akım izleyicileri (AAI)*¹⁸ne uygun bir cihaz tarafından sağlanabilir. BS EN 62020'nin gerekliliklerinin, invertör standardı BS EN 62109-2 içindekilerden farklı olduğu unutulmamalıdır.

5.11.2. Toprak izolasyon direnci

Bir FV dizisinin, toprak kaçak akımlarının etkisini en aza indirmek için yeterince yüksek bir yalıtım direncine sahip olması gerekir. Toprak kaçak akımları, tüm FV dizilerinde, esasen FV modüllerden ama bununla sınırlı kalmayıp kablolar gibi diğer elemanlardan da kaynaklı olarak, kaçınılmaz bir şekilde ortaya çıkacaktır. Devamlı yalıtım direnci ölçümünün amacı, doğal olarak meydana gelmesi beklenenlerin üzerinde bir değerdeki önemli toprak kaçak akımlarını tespit etmek ve önlemektir.

NOT: Doğal olarak oluşan kaçak akımların kapsamı, büyük ölçüde FV dizisinin boyutuna göre belirlenir (yüzey alanı ne kadar büyükse, yalıtım direnci o kadar düşük olur).

Toprak izolasyon direnci, dizi ile toprak arasına bir gerilim uygulanarak ve akan akım miktarı ölçülerek hesaplanır. İzolasyon direnci daha sonra Ohm kanunu kullanılarak belirlenebilir.

- Tüm FV dizileri, FV dizisinden toprağa yalıtım direncini ölçen bir sisteme sahip olmalıdır. Ölçümler, işleme başlamadan önce ve en az her 24 saatlik periyotta bir kez yapılmalıdır.
- Topraklama izolasyon hatası sınırları aşağıdaki tabloya göre kararlaştırılmalıdır:

Tablo 5.4 Topraklama izolasyon hatası sınırları

Sistem boyutu (kW)	En az direnç
<20	30 kΩ
>20 to ≤30	20 kΩ
>30 to ≤50	15 kΩ
>50 to ≤100	10 kΩ
>100 to ≤200	7 kΩ
>200 to ≤400	4 kΩ
>400k	3 kΩ

- Bir arıza tespit edildiğinde, sistem, toprak arıza alarımını tetiklemelidir (bkz. Bölüm 5.11.4).

¹⁸ Residual Current Monitors – RCM

- **En azından basit ayırmaya sahip olan bir invertör kullanan sistemler:** Bir arıza tespit edildiğinde, invertör çalışmaya devam edebilir.
- **En azından basit ayırmaya sahip olmayan invertör kullanan sistemler:** Bir arıza tespit edildiğinde, invertör kapanmalı ve FV dizisini şebekeden izole etmelidir.

Küçük FV sistemleri, invertöre yerleştirilmiş yalıtım direnci ölçüm sistemlerine güvenirken, daha büyük sistemler genellikle bağımsız bir cihaz kullanır. Bu tür cihazlar, sistem devreye alma sırasında hata eşliğinin elle ayarlanmasına izin verir. Bu cihazlar, gelişmiş hata ayırmacılığı sağlamak için (invertör yerine) birleştirici kutularda da dizi içerisine dağıtılabilir.

Bağımsız izolasyon izleme cihazlarının kullanıldığı yerlerde, yukarıdaki tabloda gösterilen arıza eşikleri en az değerler olarak kabul edilmelidir ancak eşiklerin artırılmasının düşünülmesi tavsiye edilir. Daha yüksek bir değer, olası hataları daha erken tespit ederek sistem güvenliğini artıracaktır.

5.11.3. Dizi artık akım izleme

Bir artık akım izleme (AAİ) cihazı, bir devreyi besleyen iki kablodaki akımı izler. İdeal hatasız bir sistemde, iki akımın toplamı sıfır olmalıdır.

FV dizileri için iki tür AAİ sistemi uygulanmaktadır. İlki, sürekli ve aşırı derecede yüksek artık akımı ararken ikincisi ani veya adım değişikliğini arar.

FV dizileri, aşağıdakilerin olduğu durumlarda, d.a. tarafında bir AAİ sistemine sahip olmalıdır:

- (a) Sistemin fonksiyonel toprağı varsa veya
- (b) Sistem, en azından basit ayırmaya sahip olmayan bir invertör kullanıyorsa

NOT: En azından basit ayırmaya sahip ve fonksiyonel topraklama olmayan bir invertör kullanan sistemler için veya en azından basit ayırma ile tesis edilmiş harici bir transformatörün topraklanmamış sargısına bağlanan bir invertör kullanan sistemler için bir AAİ kurulumu gerekli değildir.

- AAİ, aşağıdaki tabloda belirtilen arıza eşikleri için hem sürekli hem de adım değişimli izlemeyi sağlayacak şekilde seçilmelidir:

Tablo 5.5 AAİ sınırları

AAİ	Açma ayarı		Tepki süresi
Sürekli artık akım	30 KVA'dan küçük sistemler	300 mA	0.3 s
	30 KVA'dan büyük sistemler	İnvertörün her kVA'sı başına 10 mA	
Adım değişimli artık akım	100mA'den fazla ani artış		0.5 s

- AAİ, toplam RMS akımını ölçmelidir (a.a. ve d.a. bileşenlerini içerecek şekilde).
- Bir arıza tespit edildiğinde, sistem toprak arızası alarmını tetiklemelidir (bkz. Bölüm 5.11.4).
- **En azından basit ayırmaya sahip invertör kullanan sistemler:** Bir arıza tespit edildiğinde, invertör çalışmaya devam edebilir. Herhangi bir fonksiyonel topraklama bağlantısı otomatik olarak kesilmelidir.
- **En azından basit ayırmaya sahip olmayan invertörler kullanan sistemler:** Bir arıza tespit edildiğinde, invertör kapanır ve FV dizisini şebekeden izole eder.

İzolasyon direnci izleme uygulama önlemleri gibi, birçok büyük sistem, bağımsız bir AAİ cihazı kullanır. Benzer şekilde, bu cihazlar, gelişmiş hata ayırımı sağlamak için birleştirme kutuları gibi devre elemanları içerisinde dizi geneline dağıtılabilir.

5.11.4. Toprak hatası alarmı

Toprak hatası alarmı, izolasyon direnci veya artık akım izleyicileri tarafından tetiklenebilir. Her iki durumda da alarm aşağıda gösterildiği gibi çalışmalıdır.

Toprak hatası alarmı:

- (a) Sistem kapatılana veya hata düzeltilene kadar çalışmaya devam etmelidir,
- (b) Gözden kaçırılmayacak türde olmalıdır (örneğin, halka açık bir alanda görünür/sesli sinyal, SMS, e-posta veya diğer elektronik bildirimler) ve
- (c) Hatayı derhal araştırması gerektiği durumlarda sistem operatörüne gereken talimatlar ile desteklenmelidir.

NOT: Erken dönem toprak hatası alarmları, yalnızca invertör üzerinde yanıp sönen bir ışıktan ibaretti – bu durum, birçok invertörün konumu gereği bu tür uyarı ışıklarının kolayca gözden kaçabileceği anlamına geldiğinden, etkili bir çözüm olarak kabul edilmemektedir. Sonuç olarak, IEC invertör standardı (IEC 62109 *Elektrikli aksesuarlar – Ev kullanımı için devre kesiciler ve benzeri ekipmanlar – Yardımcı kontak üniteleri*) artık invertörlerin hem yerel bir göstergeye hem de bir uzak sinyal aracına sahip olmasını gerektirmektedir.

5.12. d.a. akım taşıyan iletkenler – fonksiyonel topraklama

d.a. akım taşıyan iletkenlerden biri, güvenlik dışındaki amaçlarla kasıtlı olarak toprağa bağlandığında, bu toprak bağlantısına fonksiyonel (işlevsel) topraklama adı verilir.

Akım taşıyan iletkenlerden bir tanesine fonksiyonel topraklamanın kurulması genellikle tavsiye edilmez. Ancak, bir modül üreticisinin gerekliliklerini karşılamak için, örneğin PID'nin etkilerini azaltmak için fonksiyonel topraklamanın kurulması gerekebilir.

NOT: Fonksiyonel topraklamanın genel olarak tavsiye edilmemesinin ana nedeni, tesis edildiğinde, hata akımının akmasını sağlamak için yalnızca bir toprak hatasının yeterli olmasıdır (topraklanmamış veya 'yüzer' bir d.a. sistemde, toprak hata akımının akması için iki hata gereklidir).

Akım taşıyan iletkenlerden birinin fonksiyonel topraklaması olan bir sistem, aşağıdaki gereklilikleri karşılayacak şekilde olmalıdır:

- Akım taşıyan iletkenlerden birinin fonksiyonel toprağa bağlanması, yalnızca sistemin a.a. ve d.a. tarafları arasında en azından basit ayırma içerdiği durumlarda yapılmalıdır. Basit ayırma, invertör içindeki bir transformatör ile veya ayrı harici bir transformatör kullanılarak sağlanabilir.
- Invertör, akım taşıyan iletkenlerden birinin fonksiyonel toprağa bağlanması durumu ile uyumlu olmalıdır.
- Fonksiyonel topraklama bağlantısı yalnızca bir noktada ve invertörün d.a. terminallerine mümkün olduğunca yakın (veya invertörün içinde) yapılmalıdır.
- Fonksiyonel toprak bağlantısı, elektrik tesisatının ana topraklama terminaline bağlanmalıdır.

Yüzer bir sistemle, invertör, toprak hatasını tespit edebilir ve başka sorunlar ortaya çıkmadan önce bir alarm sinyali verebilir. Bununla birlikte, akım taşıyan iletkenlerden biri fonksiyonel toprağa bağlandığında, hata akımları hemen akacaktır. Bunun olası etkisini azaltmak için iki çözüm benimsenebilir: Fonksiyonel topraklamayı bir direnç (olası arıza akımını sınırlamak için) veya bir aşırı akım

koruyucu cihaz üzerinden (önemli bir arıza akımı akarsa açması gerekir) bağlamak.

Fonksiyonel toprak bağlantısı, bir direnç yoluyla veya bir aşırı akım koruma cihazı aracılığıyla olmalıdır.

- Bağlantının bir direnç yoluyla olduğu durumlarda, direnç değeri, maksimum hata akımını Tablo 5.6'da gösterilen değerin altında sınırlandıracak şekilde seçilmelidir. Sistem ayrıca Bölüm 5.11'de belirtildiği gibi izolasyon izleme önlemlerini de içermelidir.

NOT: Direnç değeri, Ohm yasası ve dizi açık devre gerilimi kullanılarak hesaplanabilir.

- Bağlantının bir aşırı akım koruma cihazı yoluyla olduğu durumlarda, cihaz, Bölüm 5.5'te belirtilen genel d.a. aşırı akım koruyucu cihaz gerekliliklerini karşılamalıdır.

Fonksiyonel toprak kesicisi çalıştığında, sistem topraklama hatası alarmını tetiklemelidir (bkz. Bölüm 5.11.4).

Bu cihazın derecesi aşağıdaki tabloya göre seçilmelidir:

Tablo 5.6 Toprak hatası aşırı akım koruma cihazı dereesi

FV dizisi gücü	Anma akımı
0 – 25 kWp	≤ 1 A
>25 – 50 kWp	≤ 2 A
>50 – 100 kWp	≤ 3 A
>100 – 250 kWp	≤ 4 A
>250 kWp	≤ 5 A

5.13. FV dizisi çerçevesi: topraklama ve kuşaklama düzenlemeleri

5.13.1. Genel

Bir FV dizisi çerçevesinin topraklama ve kuşaklama düzenlemelerini tasarlarken, doğru önlemlerin alındığından emin olmak için çeşitli terimleri anlamak önemlidir.

- (a) Koruyucu eş potansiyel kuşaklama**, BS 7671'de çeşitli açıkta kalan ve harici iletken parçaları aynı potansiyelde tutan bir elektrik bağlantısı olarak tanımlanmıştır.
- (b) Topraklama**, BS 7671'de 'bir tesisatın açıkta kalan iletken parçalarının bir tesisatın ana topraklama terminaline bağlantısı' olarak tanımlanmıştır. Topraklama, Sınıf I

cihazlardaki temel izolasyonun başarısız olması durumunda, otomatik olarak besleme bağlantısının kesilmesinin sağlanması için (bir aşırı akım koruma cihazının tetiklenmesi) gereklidir.

(c) Yıldırımdan korunma için topraklama, yıldırımdan korunma sisteminin (YKS) bir parçası olarak toprağa bir bağlantıdır.

(d) Dizi çerçevesi fonksiyonel topraklaması, FV sisteminin bir kısmının doğru şekilde çalışmasını sağlamak için dizi çerçevesinin toprağa bağlanmasıdır. Genel olarak, dizi çerçevesi fonksiyonel topraklaması, Bölüm 5.11'de ayrıntıları verilen dizi izolasyon önlemlerinin doğru şekilde çalışmasını sağlamak içindir.

Dizi çerçevesinin, bir binanın hali hazırda kuşaklama yapılmış metalik bir yapısal parçasına, dizi çerçevesi ve metalik yapı parçası ile arasında iyi bir elektrik teması sağlandığı sürece, doğrudan sabitlendiği durumlarda, dizi çerçevesine ek bir kuşaklama kablosu gerekmez.

NOT: Bu bölümde, dizi çerçevelerinin topraklanması tartışılmaktadır – bazı durumlarda, modül çerçevelerine etkili bir bağlantı sağlanması da düşünülmelidir (örneğin, anodize edilmiş bir modül çerçevesine etkili bir bağlantı, anodize yüzeyin veya anotlamayı delen bir konektörün çıkarılmasını gerektirebilir.). Ayrı ayrı modüllere toprak bağlantısının sağlanması, fonksiyonel topraklama amaçları için gerekli görülmez, ancak başka durumlarda gerekli olabilir.

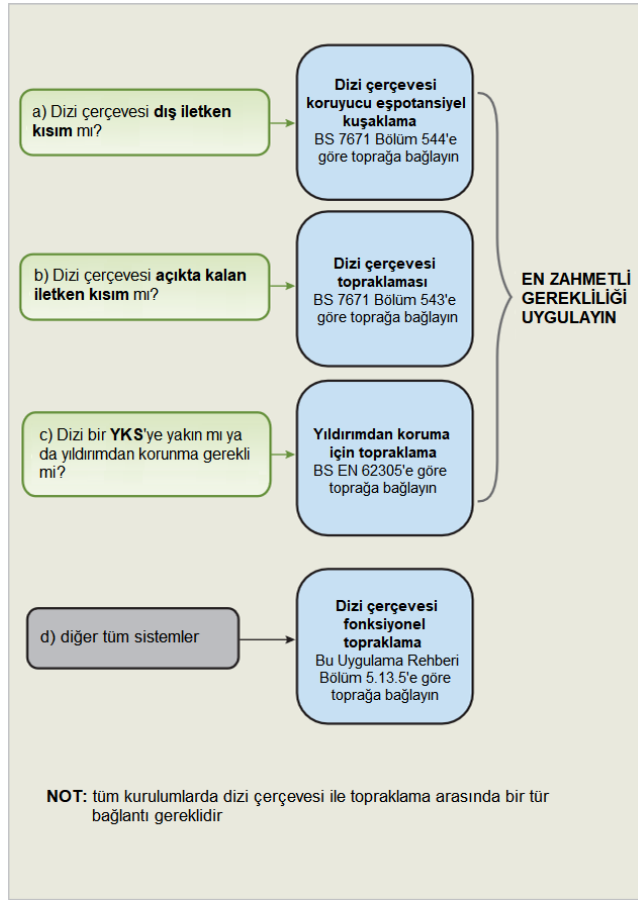
5.13.2. Dizi çerçeve topraklaması ve kuşaklaması gerekliliğinin belirlenmesi

Şekil 5.9'te gösterildiği gibi, dizi çerçevesinin aşağıdakilere ihtiyacı olup olmadığını belirlemek gerekir:

- (a)** Koruyucu eş potansiyel bağlantı,
- (b)** Topraklama ve/veya
- (c)** Yıldırımdan korunma sistemine entegrasyon.

Bu gerekliliklerden birden fazlasının geçerli olduğu durumlarda, en zahmetli şartın uygulanması gerekir. Bu gerekliliklerin hiçbirinin geçerli olmadığı durumlarda, fonksiyonel toprak bağlantısı gereklidir.

Dizi çerçeve topraklama ve kuşaklama düzenlemeleri için gereklilikleri belirlemek için aşağıdaki şema kullanılmalıdır.



Şekil 5.9 Dizi çerçevesi topraklaması

NOT 1: Tüm kurulumlarda dizi çerçevesi ile topraklama arasında bir tür bağlantı gereklidir.

NOT 2: BS EN 62305 *Yıldırıma karşı koruma*.

Bu şemada açıklanan gereklilikler yalnızca elektriksel olarak iletken ve birbirine bağlı metal çerçeveler kullanılarak inşa edilen FV dizileri için geçerlidir. Aşağıdaki kurulum yapıları dizi çerçeve topraklaması gerektirmez:

- Tamamen iletken olmayan malzemelerden (örneğin plastik, ahşap vb.) oluşan dizi kurulum yapıları ve
- Bir modülün çerçevesinden diğerine elektrik yolu olmayacak şekilde ayrı metal elemanlar (örneğin, braketler, civatalar vb.) kullanan dizi kurulum düzenekleri.

5.13.3. Dış iletken kısımların belirlenmesi

Bir dış iletken kısım, BS 7671'de “*Genelde toprak potansiyeline eşit bir potansiyel yaratması olası olan ve elektrik tesisatının bir parçasını oluşturmayan iletken kısım*” olarak tanımlanır. Yalıtılmış metal nesnelerin (kapı kolları gibi) dış iletken kısım olma olasılığı düşüktür.

IET Kılavuz Notu 8 *Topraklama ve Kuşaklama*, bir parçanın bir dış iletken parça olarak kabul edilip edilmeyeceğini belirlemek için parçanın nasıl test edileceğine ilişkin ayrıntıları içerir. Özetle, test, tesisatın bahsi geçen kısım ve ana topraklama terminali boyunca direnci ölçen bir izolasyon sürekliliği test cihazının kullanılmasını gerektirir. Sonuçların 22 kΩ'dan fazla bir direnç değeri gösterdiği ve inceleme sonucu bu değerin daha da kötüleşebileceği ihtimalinin düşük olduğu kanısına varıldığı durumlarda, parçanın bir dış iletken parça olmadığı kararlaştırılabilir.

NOT: Direnç testi yöntemi, konut kurulumlarında pratik olabilirken, ana topraklama terminaline olan mesafe nedeniyle, daha büyük ticari kurulumlarda pratik olmayabilir. Daha fazla bilgi için Kılavuz Notu 8'e bakınız.

Tablo 5.7 Tipik topraklama senaryoları

Dizi çerçevesinin dış iletken kısım olması olası değildir	Dizi çerçevesinin dış iletken kısım olması olasıdır
Konut sınıfı mülk üzerindeki dizi, ahşap çatı yapısı.	- Ticari, düz çatı üzerinde çelik bir bina yapısına cıvatalanmış dizi. - Ticari, çelik levha yapısına sahip çatıya sabitlenmiş dizi.

Dizi çerçevesi, binanın metal olan yapısal bir parçasına doğrudan sabitlendiğinde, dizi çerçevesi ile metal yapı parçası arasında iyi bir elektrik teması sağlanmışsa, dizi çerçevesine ek bir kuşaklama kablosu gerekmez.

5.13.4. Açıkta kalan iletken parçaların belirlenmesi

Açıkta kalan iletken bir parça, BS 7671'de “*normalde canlı olmayan, ancak arıza koşullarında canlı hale gelebilen, ekipmanın, iletken bir parçası*” olarak tanımlanır.

Bölüm 2.3'te açıklandığı üzere, B Sınıfı modülleri kullanan sistemlere bu Uygulama Rehberinde izin verilmez (ve kapsamı dışındadır). Sonuç olarak, tüm FV dizileri, Tip A veya Tip C modülleri kullanmalı ve Sınıf II veya Sınıf III cihazlar olarak kabul edilmelidir – bunlar tanım gereği dış iletken parçalar olarak kabul edilmemektedir.

Bazı durumlarda, invertörler veya diğer elektrikli cihazlar doğrudan FV dizisi çerçevesine cıvatalanabilir. Bu ekipman parçalarının herhangi birinin Sınıf I olduğu yerlerde, dizi çerçevesi açıkta kalan iletken bir parça olarak düşünülmelidir.

5.13.5. FV dizisi çerçevesinin fonksiyonel topraklaması

Ayrı bir fonksiyonel topraklama bağlantısının sağlandığı yerlerde:

- (a) Kablo, en az 4 mm² kesit alanı ile uygun sağlamlıkta olmalıdır,
- (b) Binanın ana topraklama terminali gibi uygun herhangi bir topraklama terminaline veya d.a. izolasyon arıza tespitini sağlayan cihaz içindeki bir topraklama terminaline (tipik olarak invertör) bağlanmalıdır,
- (c) Kablo, d.a. dizi kablolarına paralel ve mümkün olduğu kadar yakın temas halinde döşenmelidir,
- (d) Dizi çerçevesine bağlantı, imalatçının talimatlarına uygun olacak ve korozyonun etkilerini en aza indirecek şekilde tasarlanmalı ve tesis edilmelidir. Bu, galvanik korozyonun etkisini en aza indirmek için malzeme ve bileşenlerin seçimini içerir. Kaplamalı veya kaplamasız bakır, boru şeklindeki kablo pabuçları, alüminyum raylara bağlantı için kullanılmamalıdır.

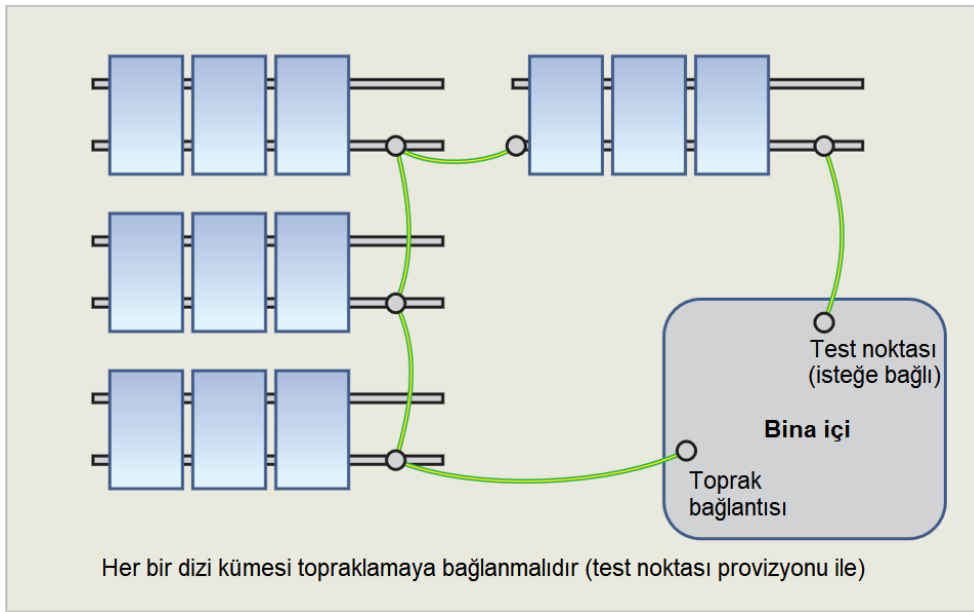
NOT: Dizi çerçevesinin topraklama bağlantısı, özellikle farklı metaller varsa (örneğin, bakır kablo ve alüminyum çerçeve), küçük d.a. kaçak akımları nedeniyle transformatörsüz bir invertör kullanılıyorsa veya aşındırıcı bir ortamda bulunuyorsa (denizcilik, endüstriyel) korozyona eğilimli olabilir.

Dizi çerçevesi için toprak bağlantısı tasarlarken, korozyonun etkilerini en aza indirmeye yönelik yöntemler şunları içerir:

- Kablo ve çerçeve arasında paslanmaz çelik pabuç kullanımı,
- Pabuç ve dizi çerçevesi arasında bimetal pul kullanılması ve
- Bağlantı birden fazla metal türü varsa, uygun hava koşullarına dayanıklı kaplama veya bantlama sistemi kullanılarak su girişini önlemek için sızdırmaz hale getirilmesi

- (e) Elektro-mekanik olarak birbirine bağlı her dizi bloğunu, FV dizisi çerçevesinin tüm parçaları toprağa bağlanacak şekilde (tipik olarak bir çift alüminyum kurulum rayı üzerindeki bir dizi modül) birbirine bağlamalıdır.

Periyodik inceleme ve teste yardımcı olmak için, dizi çerçevesine ikinci bir toprak bağlantısının sağlanması, örneğin, dizi çerçevesinin başka bir kısmına bağlanan ve çatı boşluğu içindeki bir test kutusu içinde sonlandırılan bir test noktasının sağlanması, düşünülmelidir. Bu, dizi çerçevesine toprak bağlantısının yüksekte çalışmaya gerek kalmadan test edilmesini sağlar – toprak bağlantısı ile test noktası arasında süreklilik testi.



Şekil 5.10 Örnek dizi çerçevesi topraklama düzeni

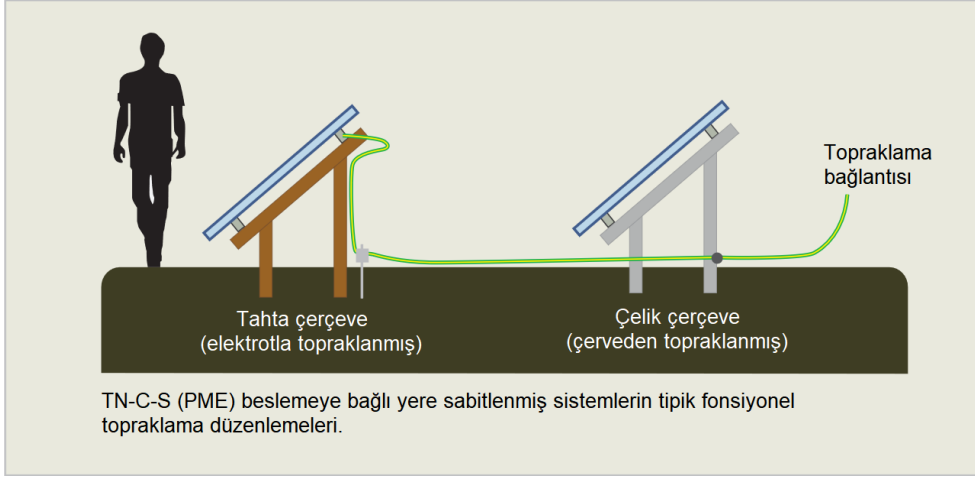
NOT: Yukarıdaki çizimde, dizi kurulum rayı ile FV modülü arasında yeterli bir elektrik bağlantısının olduğu varsayılmaktadır. Bazı durumlarda (örneğin, farklı metaller arasında galvanik izolasyon sağlamak için lastik rondelaların kullanıldığı durumlarda), her bir kurulum rayı çiftini birleştirmek için ek toprak kabloları gerekebilir.

5.13.6. Erişilebilir dizi çerçevelerinin topraklanması

FV sisteminin TN-C-S (PME¹⁹) beslemesine sahip bir kurulumla bağlandığı VE FV dizisinin genel olarak erişilebilir olduğu (örneğin, zemine sabitlenmiş) durumlarda, dizi konumunda yerel bir topraklama elektrotu sağlanmalıdır. Elektrot, BS 7671 Bölüm 542.2'ye uygun olarak sağlanmalıdır. Elektrot, binanın ana topraklama terminaline ve ayrıca FV dizisi çerçeve topraklamasına bağlanmalıdır.

¹⁹ Protective Multiple Earthing – PME

NOT: Toprağa gömülü metal bir çerçeve kullanan zemine sabitlenmiş diziler, ek bir toprak elektrotuna ihtiyaç duymadan toprağa yeterli bir bağlantı sağlayabilir.



Şekil 5.11 TN-C-S beslemede yere sabitlenmiş dizi çerçevesinin topraklaması

Zemine sabitlenmiş dizilerde topraklama, DŞO gereklilikleri, toprak koşulları, arıza seviyeleri ve inşaat metodolojisi dikkate alınarak sahaya özgü topraklama tasarımına göre yapılmalıdır.

YG topraklama düzenlemeleri için ayrıca Bölüm 10.9'a bakın.

UK'daki Önceki Yaklaşımlara Göre Değişiklik

Bu Uygulama Rehberi, FV dizisi çerçevesinin her koşulda toprağa bağlanmasını gerektirir. Bu, önceki bazı Birleşik Krallık kılavuzlarında bahsedilen yaklaşımdan farklıdır.

Dizi çerçevesinin topraklanması lehine ve aleyhine argümanlar nispeten karmaşıktır ve bu Uygulama Rehberinde ayrıntılı olarak açıklanamaz. Yine de FV dizisi çerçevelerinin her koşulda topraklanması yaklaşımı şu avantajlara sahiptir:

- (a) İnvertörlerde sağlanan d.a. izolasyon arıza tespit sistemlerinin doğru şekilde çalışmasını sağlamak (toprak izolasyon direnci, artık akım izleme),
- (b) Transformatörsüz invertörlere sahip sistemlerde kaçak akımlardan kaynaklanan elektrik çarpması riskini ortadan kaldırmak ve
- (c) Birleşik Krallığı dünyadaki diğer birçok ülkede benimsenen yaklaşıma (ve IEC standartları/belgeleri) uygun hale getirmek.

Bazı durumlarda, kurulumcunun, dizi çerçeve topraklaması gerektirmeyen önceki standartta kurulmuş bir sistem üzerinde çalışması veya bu sistemi denetlemesi gerekebilir:

- (a) Eski bir invertörün, d.a. izolasyon hata önlemlerini içeren modern bir cihazla değiştirileceği durumlarda, uygulanabilir olduğu sürece, değiştirme işlerinin bir parçası olarak, bir dizi çerçeve topraklamasının da dahil edilmesi önerilir,
- (b) Bir kurulumcunun eski bir sistemde bir denetleme testi gerçekleştirdiği durumlarda, bir dizi çerçeve topraklamasının eksikliğinin durum raporuna not edilmesi önerilir.

5.14. d.a. tarafında yıldırım ve aşırı gerilime karşı koruma

Sistemi yıldırım ve aşırı gerilime karşı korumak için bir FV sisteminin d.a. tarafında alınması gereken önlemler bu Uygulama Rehberinin 6. Bölümünde tartışılmaktadır. Bununla birlikte, bunlara ek olarak, d.a. devreleri belirlenir ve kurulurken aşağıdaki kurulum uygulamalarının da ele alınması gerekir:

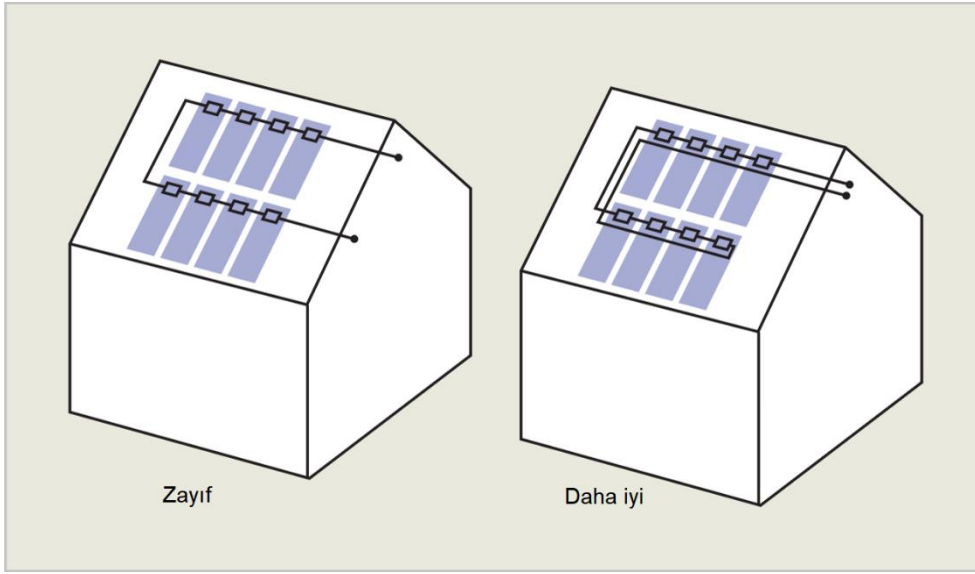
d.a. sistemlerini, indüklenen gerilim dalgalanmalarının etkisine karşı korumak için, aşağıdaki kablolama önlemleri alınmalıdır:

- (a) d.a. kablo hatları mümkün olduğu kadar kısa tutulmalıdır;

- (b) Pozitif ve negatif kablolar, düğüm²⁰ oluşumunu önlemek için yan yana konumlanmalıdır;
- (c) FV dizisi kuşaklama iletkenleri, FV dizisi iletkenlerinin yanında çekilmelidir ve

Bir sistemde uzun d.a. kabloları varsa (örneğin 50 m'den fazla), blendajlı bir kablonun (örneğin zırhlı kablo) kullanılması veya kablonun topraklanmış metal boru/kanal içerisinde tesis edilmesi düşünülmelidir.

NOT: Kabloların blendajlı olup olmadığı veya topraklanmış metal boru/kanal içerisine yerleştirilip yerleştirilmediği yıldırım riski değerlendirmesi yapılırken dikkate alınan faktörlerden biridir.



Şekil 5.12 Dizi kablolarında düğüm oluşumundan kaçınma

²⁰ 'Düğüm' kelimesi İngilizcedeki 'loop' kelimesi yerine kullanılmıştır.

BÖLÜM 6

6. Yıldırım ve aşırı gerilime karşı koruma

6.1. Genel

Yeni bir yapı yapıldığında veya bir sistem kurulduğunda, doğrudan veya dolaylı olarak yıldırım çarpmasının neden olduğu olası etkiler göz önünde bulundurulmalıdır. Can güvenliği ve korunması ve elektrik ve elektronik sistemlerin kesintisiz çalışması garanti altına alınmalıdır. Bu hedeflere ulaşmak için, yıldırımdan korunma ve ani darbe koruyucu sistemlerinin tasarımının, kurulumunun ve testinin uygun nitelikli bir uzman tarafından yapılması tavsiye edilir.

Güvenli ve etkili bir sistem, yürütülen doğru bir risk değerlendirmesine ve ardından tamamen koordineli bir tasarım ve kurulumla bağlıdır. Bu aşamada, özellikle uygulanabilecek farklı topraklama sistemleri ile ilgili olarak, proje üzerinde çalışan diğer disiplinlerin gereklilikleri de dikkate alınmalıdır.

BS EN 62305, Birleşik Krallık'ın yıldırımdan korunma standardıdır. Standart toplamda dört kısımdan oluşur.

Tablo 6.1 BS EN 62305 *Yıldırımdan Korunma* Bölümleri

Tablo 6.1 BS EN 62305 *Yıldırımdan Korunma*'nın kısımları

Standart	Kısım başlığı
BS EN 62305-1	Genel ilkeler
BS EN 62305-2	Risk yönetimi
BS EN 62305-3	Yapılara fiziksel hasar ve yaşam tehlikesi
BS EN 62305-4	Yapılardaki elektrik ve elektronik sistemler

6.2. Risk değerlendirmesi

Yıldırımdan korunma standardı BS EN 62305'te açıklanan risk değerlendirme yöntemi, belirli bir saha/sistem üzerindeki gerçek yıldırım etkisi riskini hesaplamak için kullanılır.

Gerçek risk (R) daha sonra, bir problemin var olup olmadığını belirlemek için Standart içinde yer alan, kabul edilebilir risk seviyesi (RT) ile karşılaştırılır. Gerçek riskin, kabul edilebilir riskten daha yüksek olması durumunda, gerçek riskin ne kadar yüksek olduğu, gerekli çözüm düzeyini belirleyecektir.

Riski kabul edilebilir bir düzeye indirmek için önlem alınması gerekebilir. Bu, harici bir yıldırımdan korunma sisteminin (YKS)²¹, yıldırım akımı yakalayıcıların veya parafudrların veya her ikisinin bir kombinasyonunun tesis edilmesini gerektirebilir.

Çoğu durumda (örneğin, tipik bir konut FV kurulumu için), özel bir YKS'ye veya takılacak herhangi ek bir ani darbe koruyucu cihazına (ADKC)²² gerek kalmaz. ADKC korumasının gerekli olduğunun düşünüldü durumlarda, invertörde fabrika çıkışı bir ADKC'nin varlığı ve varsa tipi kontrol edilmelidir, zira varsa, bu ADKC yeterli olabilir.

NOT: Bazı invertörler ek bir ADKC kurulumu için gerekli altyapıya sahiptir.

Yüksek ve açık binalar üzerindeki FV kurulumlar veya önceden YKS tesis edilmiş binalar daha dikkatli bir inceleme gerektirir. Bunlarla birlikte açık alanlardaki ve/veya uzun kablo kullanılması gereken kurulumlar da dikkatli bir incelemeye ihtiyaç duyar.

Halihazırda YKS olan binalar, FV sistemine ADKC kurulumu gerektirir ve bunların konum ve tiplerini belirlemek için uzman kişilere başvurulmalıdır (aşağıdaki tipik örneklerle göz atın).

6.3. Harici YKS

YKS, hava sonlandırma ağı, iniş iletkenleri ve topraklama sisteminden oluşur.

Projenin diğer yönlerden gerekliliklerine bağlı olarak ya eş potansiyel kuşaklama yapılmış ya da izole edilmiş yıldırımdan korunma sistemi düşünülebilir.

Yapının kendisi, yıldırımdan korunma sistemi ve metal aksamlar arasındaki ayırım mesafeleri hesaplanmalı ve bu mesafe korunmalıdır. Tüm yapıya veya yapının kısımlarına, çatı FV sistemleri vb. için ideal sistem olan izole tasarım uygulanabilir. İzole yıldırım iletkeni sistemleri yıldırımın doğrudan FV dizisine ulaşmasını engelleyebilir.

6.4. Yıldırım akımı yakalayıcılar ve parafudrlar

Risk değerlendirmesi sonucu yıldırım akımı yakalayıcı ve ani darbe koruyucu ihtiyacı ortaya çıkarsa, kullanılması gerekli cihazların doğru konumlandırılması ve tipi hakkında bilgi, yıldırımdan korunma standardındaki Doküman 4'te verilmiştir. BS EN 62305-4, alçak gerilim dağıtım sistemlerine bağlı ani darbe koruyucu cihazların gereklilik ve test metotlarını özetleyen BS EN 50539-11/-12

²¹ Lightning protection system – LPS

²² Surge Protection Device – SPD

standardına (*Alçak gerilim ani darbe koruyucu cihazlar. d.a.'yı da içeren özel uygulamalarda ani darbe koruyucu cihazlar. Kısım 11 Fotovoltaik uygulamalarda ADKC gereklilikleri ve testleri; Kısım 12 Seçim ve uygulama prensipleri. Fotovoltaik tesisatlarına bağlı ADKC'ler*) atıfta bulunur.

Bir ADKC zararlı darbe akımlarını sınırlayarak veya yönlendirerek çalışır. Genel olarak iki tip ADKC düşünülmelidir:

- (a) Tip 1: Çok yüksek seviyedeki yıldırım akımlarını deşarj etmek için tasarlanan yıldırım akımı yakalayıcısı.
- (b) Tip 2: Yıldırımdan endüklenen darbeleri yönlendirmeye yönelik parafudr.

Kombine Tip 1/Tip 2 yakalayıcılar da mevcuttur ve yaygın bir şekilde kullanılırlar.

ADKC, tesis edileceği devrenin özelliklerine göre seçilmelidir. (Gerilim değeri, a.a./d.a., vb.)

NOT: FV devreler için özel tasarlanmış ADKC'ler mevcuttur. Piyasada mevcut birçok FV birleştirici kutular içinde ADKC hazır halde gelmektedir.

NOT: FV sistemler için kullanılan ADKC'leri kapsayan bir IEC standardı şu an yazılmakta olmasına rağmen henüz taslak halindedir.

6.5. Data veya kontrol devreleri

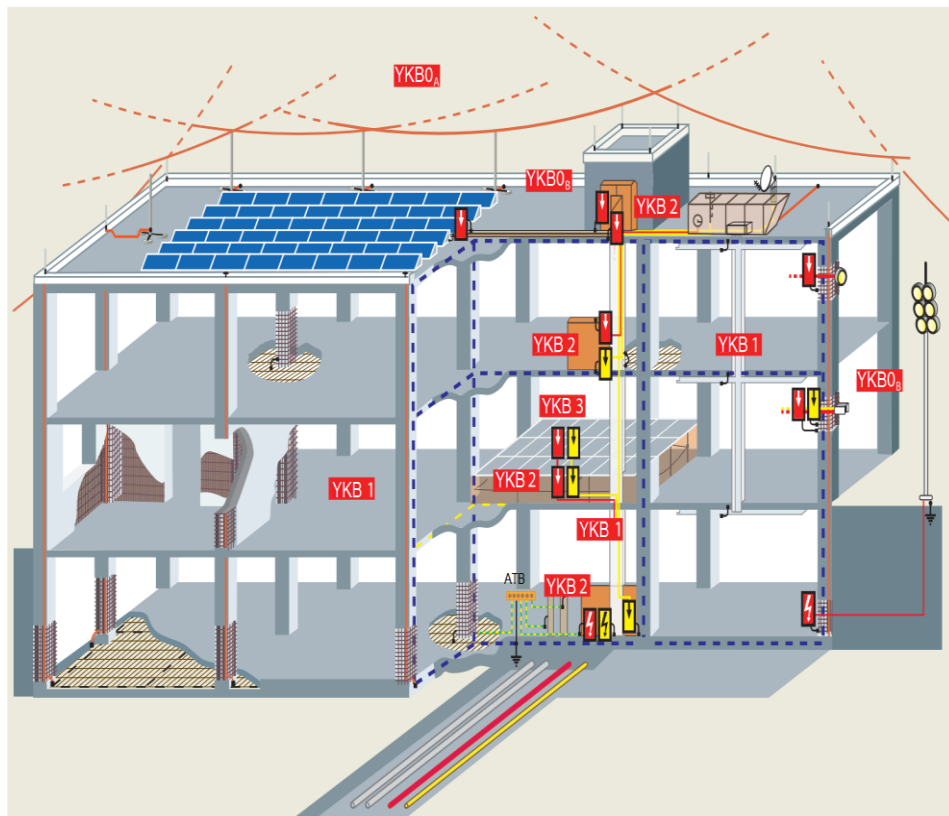
FV sistemin parçasını oluşturan herhangi bir data veya kontrol devresi de yıldırım ve ani darbe koruyucu sistemi tasarımının bir parçası olarak kabul edilmelidir.

NOT: Data hatları için tasarlanmış ADKC'ler mevcuttur.

6.6. Yıldırımdan Korunma Bölgesi (YKB) Konsepti

6.6.1. Genel

Koruyucu cihazın doğru seçimi ve konumlandırılması için yapı veya sistem; konum, elektrik ve elektronik ekipman veya sistemlerin savunmasızlığı ve ayrıcalığı, kablo güzergâhları vb. faktörlere göre belirlenen farklı bölgelere bölünür. Her bölgenin açıklaması aşağıda gösterilmiştir:



Cetvel		
  Yıldırım eş potansiyel kuşaklama Yıldırım akımı yakalayıcı (Tip 1)	YKB Yıldırımdan koruma bölgesi	Hava sonlandırma sistemi
  Lokal eş potansiyel kuşaklama Parafudr (Tip 2/3)	Alçak gerilim besleme sistemi	Kalkanlama ²³
ATB Ana topraklama barası	BT (bilgi teknolojileri) sistemi	

Dış bölgeler: YKB 0

YKB 0A	Korumasız dış alan veya yapılardaki sistemler. İç sistemler tam yıldırım darbe akımına maruz kalabilirler.
YKB 0B	Doğrudan yıldırıma karşı korumalı dış alanlardaki sistemler. İç sistemler kısmi yıldırım darbe akımına maruz kalabilirler.

İç bölgeler (doğrudan yıldırıma karşı korumalı):

YKB 1	Akım paylaşma ve izolasyon müdahaleleri ile ve/veya ADKC ile darbe akımının kısıtlandığı bölgeler. Mekânsal kalkanlama, yıldırım elektromanyetik alan şiddetini azaltabilir.
-------	--

²³ 'Kalkanlama' kelimesi, İngilizcedeki 'Shielding' kelimesi yerine kullanılmıştır.

YKB 2...n

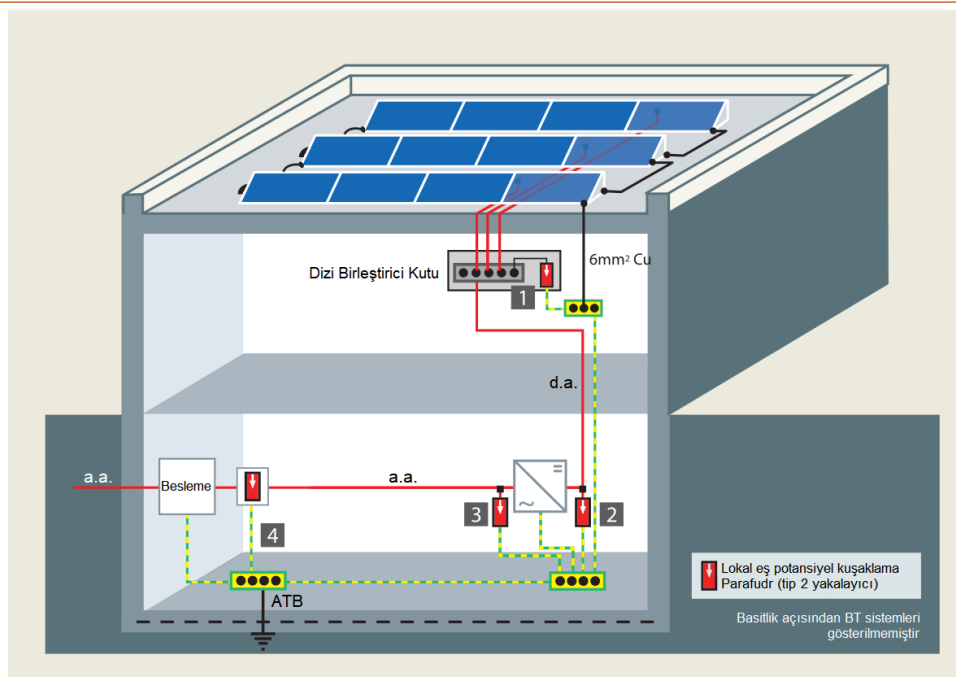
Akım paylaşımı, ek ADKC ve mekânsal kalkanlama ile darbe akımının daha da kısıtlandığı ilave bölgeler.

Yıldırım akımı yakalayıcı veya parafudr özellikleri, bölgeler arası etkileşim gerekliliklerine uygun şekilde seçilmelidir.

Şekil 6.1 Yıldırımdan korunma bölgeleri (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)

6.6.2. Tipik örnekler

Bir FV sistem tesis edilirken, dış YKS olan ve olmayan binalar arasında bir ayırım yapılmıştır.

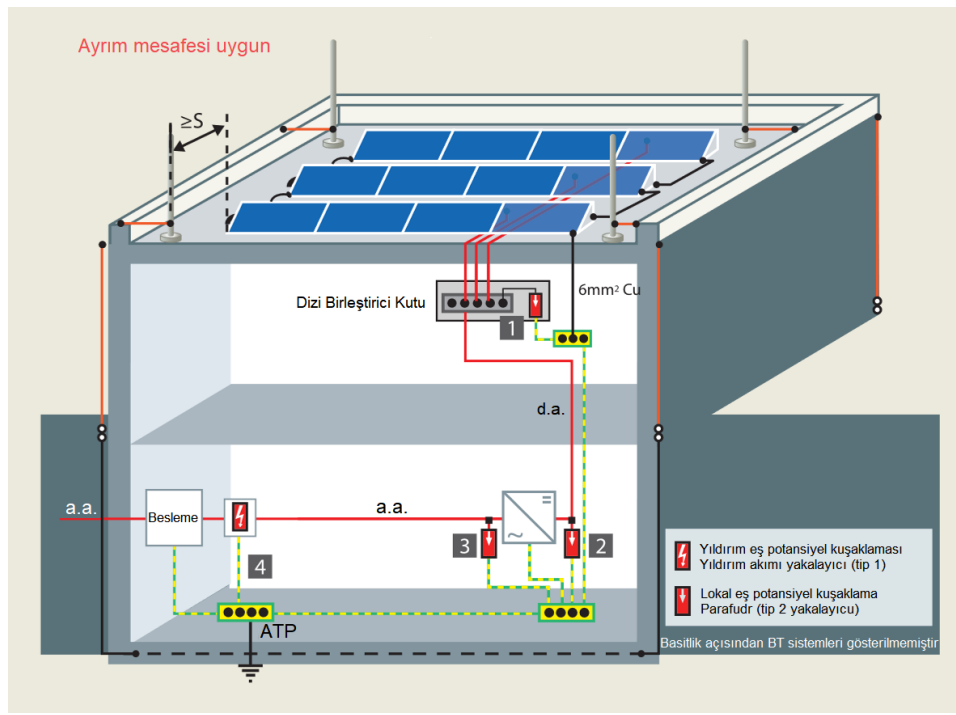


NOT: Dış YKS tesis edilmediğinden Tip 2 ADKC kullanılmalıdır.

a.a. ve d.a. taraflarında koruma için:

- 1,2,3 ve 4 konumlarında Tip 2 cihaz

Şekil 6.2 Dış YKS olmayan ancak risk değerlendirmesi sonucu ADKC gerekli olduğu belirlenen bir bina. (©The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)

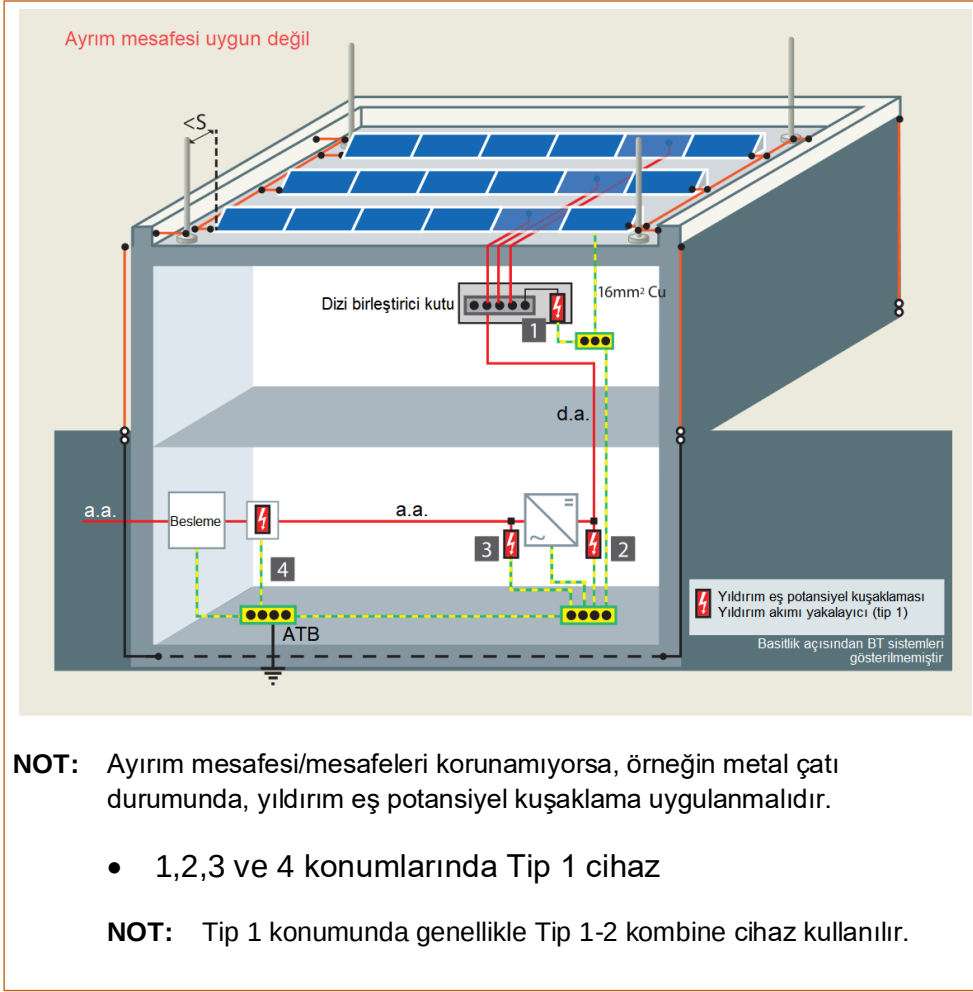


NOT: FV modüller hava sonlandırma sisteminin koruma bölgesi içine yerleştirilmeli ve ayırım mesafesi/mesafeleri korunmalıdır.

- 1,2 ve 3 konumlarında Tip 2 cihaz
- 4 konumunda Tip 1 cihaz

NOT: Tip 1 konumunda genellikle Tip 1-2 kombine cihaz kullanılır.

Şekil 6.3 Dış yıldırımdan korunma sistemi olan bir bina ve yeterli ayırım mesafesi.
(© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)



Şekil 6.4 Dış yıldırımdan korunma sistemi olan bir bina ve yetersiz ayırma mesafesi.
(© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)

6.7. Yere sabitlenmiş diziler

6.7.1. Genel

Daha önce de bahsedildiği gibi, yıldırımdan korunma standardı BS EN 62305'te gösterilen risk değerlendirme yöntemi, yıldırım etkilerinin belli bir saha veya sistem üzerindeki gerçek riski hesaplamak için kullanılır. Kabul edilebilir risk seviyesi aşılmadığı taktirde YKS gerekli olmayabilir.

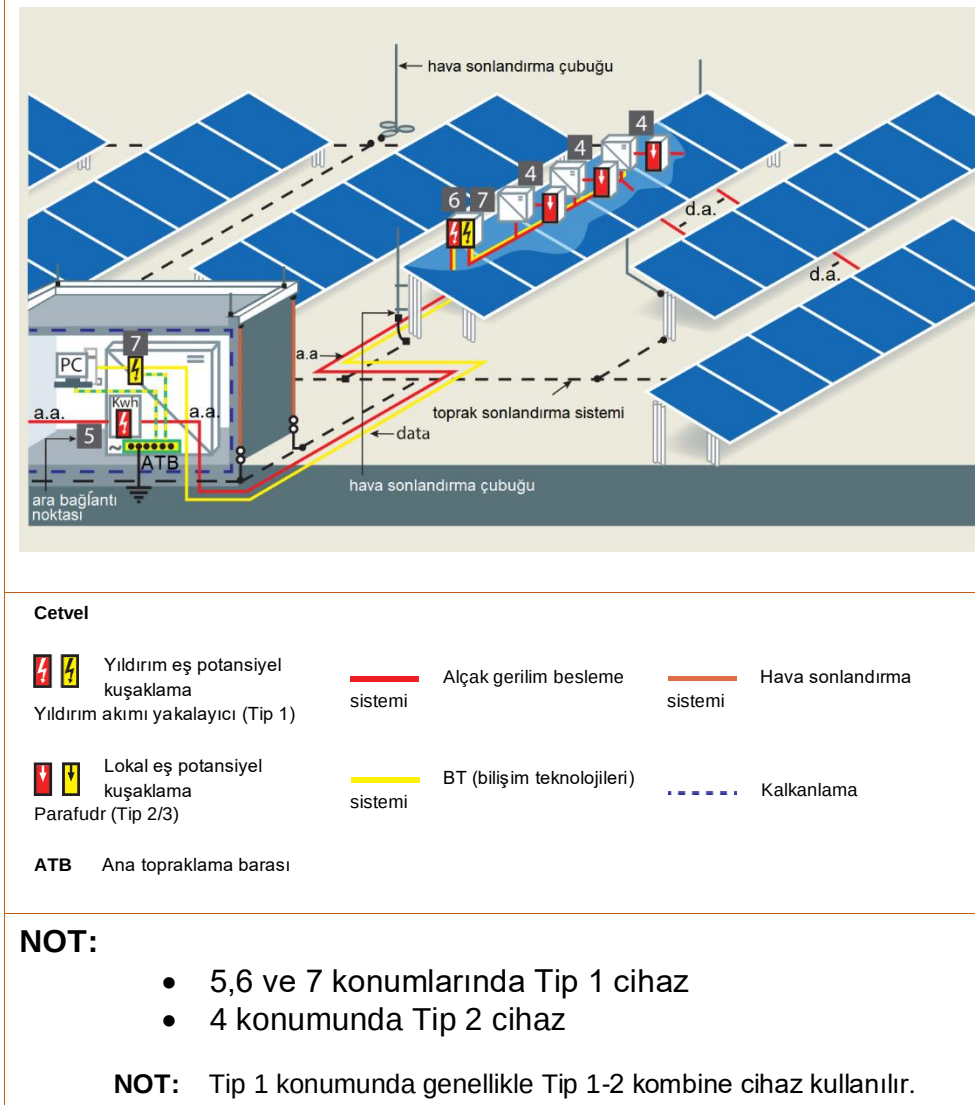
YKS'nin gerekli olduğu durumlarda, sistem tasarımı genelinde kullanılan farklı topraklama sistemlerinin gereklilikleri veya kısıtlamalarına bağlı olarak ya kuşaklama yapılmış veya izole edilmiş dış YKS tesis edilir. Gerekli yıldırımdan korunma seviyesi risk değerlendirmesi sonucu belirlenir.

ADKC'lerin konumu ve tipi büyük ölçüde invertörün konumu ve kurulum noktaları arasındaki kablo uzunluklarına bağlıdır.

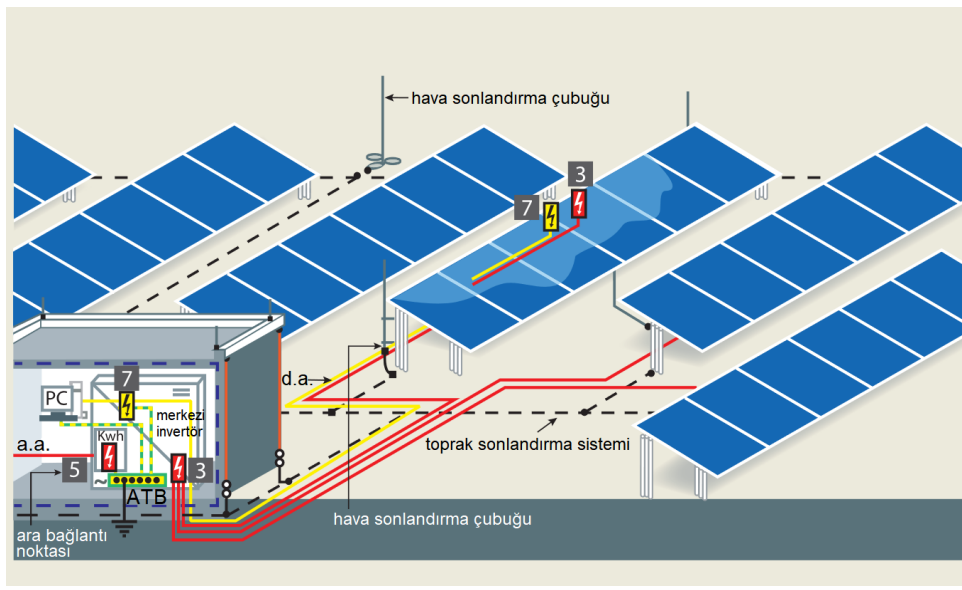
YG'ye bağlı sistemlerde yıldırımdan korunma düzenlemesi, YG sistem tasarımı ve ilgili topraklama düzeni ile yakın koordinasyon sonucu belirlenmelidir.

6.7.2. Tipik örnekler

Yıldırım riski değerlendirmesinin koruyucu önlemler uygulanması gerektiğini gösterdiği durumlarda, aşağıdaki şekiller tipik uygulamalar bağlamında örnekler sunar:



Şekil 6.5 Yere sabitlenmiş sistem: Dize invertörü örneği (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)



Cetvel



Yıldırım eş potansiyel kuşaklama
Yıldırım akımı yakalayıcı (Tip 1)



Lokal eş potansiyel kuşaklama
Parafudr (Tip 2/3)

ATB Ana topraklama barası

Alçak gerilim besleme sistemi

BT (bilgi teknolojileri) sistemi

Hava sonlandırma sistemi

Kalkanlama

NOT:

- 3,5 ve 7 konumunda Tip 1 cihaz

NOT: Tip 1 konumunda genellikle Tip 1-2 birleşik cihaz kullanılır.

Şekil 6.6 Yere sabitlenmiş sistem: Merkezi invertör örneği (© The IET & DEHN SÖHNE GmbH + Co. KG.)

Bölüm 7

7. İnvvertörler

7.1. İnvvertör Boyutlandırma

7.1.1. Genel

Şebekeye bağlı bir invvertörün boyutlandırılmasını iki önemli faktör etkiler:

- (a) İnvvertörün MGN gerilim aralığı ve
- (b) İstenen invvertör-dizi güç oranı

İnvvertör eşleştirmesi, genellikle invvertör üreticisinin sağladığı yazılım paketleri kullanılarak gerçekleştirilir. Herhangi bir modül ve invvertör kombinasyonu için, yazılım, sistem tasarımcısının, dizinin önceden belirlenmiş koşullar (hücre sıcaklığı aralığı da dahil olmak üzere) için invvertörün tepe ve MGN gerilim aralıklarında kalıp kalmayacağını görmesine olanak tanır.

Hücre sıcaklığındaki değişiklikler, dizi gerilimini önemli ölçüde etkileyecektir. Hem yüksek hem de düşük dizi sıcaklığında çalışmayı göz önünde bulundurmak önemlidir:

- Düşük hücre sıcaklıklarında, dizi gerilimi yükselecektir. Maksimum dizi geriliminin, invvertörün maksimum gerilim değerinin altında kalmasını sağlamak önemlidir.
- Yüksek hücre sıcaklıklarında, dizi gerilimi düşecektir. Bu düşük gerilimin etkisi, invvertörün çalışması ve MGN gerilim aralığı açısından dikkate alınmalıdır (aşağıya bakın).

NOT 1: Sıcaklığın dizi gerilimi üzerindeki etkisi, bu Uygulama Rehberi Bölüm 3.5'te tartışılmıştır.

NOT 2: UK için en kötü durum hücre sıcaklığı değerleri genellikle -15°C ila 80°C olarak alınır.

7.1.2. İnvvertör MGN gerilim aralığı

Bir sistemin etkinliğini sağlamak için, normal çalışma koşullarında FV dizisinin, MGN gerilim aralığı içinde kalabileceği bir invvertörün seçilmesi gerekir. Dizi bu gerilim aralığının dışına çıktığında, kayıplar meydana gelecektir.

Bir sistem tasarımcısının, normal hücre çalışma sıcaklıklarının genellikle en kötü durum koşullarından daha düşük olduğunu varsayması kabul edilebilir. Birleşik Krallık için, invvertör boyutlandırma yazılımında kullanım amaçlı tipik normal hücre

çalışma sıcaklık aralığı -10°C ila 70°C'dir. Bununla birlikte, bunun belirli kurulumlar için yeniden düzenlenmesi gerekebilir – örneğin, binaya bütünleşik bir modülün, bir tarlada açık bir çerçeve üzerinde tesis edilen bir modülden daha yüksek hücre sıcaklıklarına ulaşması beklenebilir.

7.1.3. İnvvertör-dizi güç oranı

UK için tipik güç oranları %80-%110 aralığındadır (yani 1 kWp'lik bir dizi için 0.8 kW ila 1.1 kW arasında bir invertör boyutu). Bununla birlikte, Birleşik Krallıktaki çoğu sistem, dizi anma gücünden daha küçük bir invertör gücüyle belirlenir – az boyutlandırılmış.

En uygun invertör boyutu düşünüldüğünde, aşağıdaki fazla boyutlandırma/az boyutlandırma hususları dikkate alınmalıdır.

i. İnvvertör neden az boyutlandırılır:

- (a) Birleşik Krallıktaki FV modülleri çoğu zaman anma gücün altında çalışır. Anma gücü, modülün STK altındaki çıkışıdır – Birleşik Krallıkta nispeten seyrek olarak ulaşılan bir durum. Sonuç olarak, invertörler çoğu durumda nominal dizi değerinin altındaki güç seviyelerinde çalışacaklardır.
- (b) Düşük güç seviyelerinde çalışırken invertör verimliliği genellikle daha düşüktür. Bir dereceye kadar invertörü az boyutlandırmayla, normal çalışma rejimini verimlilik eğrisinden daha yükseğe çıkarmak ve dolayısıyla normal ısıtım seviyelerinin olduğu zamanlarda invertör kayıplarını azaltmak mümkün olur.
- (c) Dizi, uygun olmayan bir konumda, yönelimde veya eğimde bulunuyor olduğundan dolayı normalden daha düşük bir çıktı üretmesi bekleniyorsa
- (d) Sahaya şebeke bağlantı sınırı uygulandığında, maksimum üretim elde etmek için invertörü önemli ölçüde küçültmek faydalı olabilir. Örnek olarak, optimal olmayan koşullarda daha fazla güç üretmek için 6 kW'lık bir dizinin bağlı olduğu 3.68 kW'lık konut tipi bir invertör gösterilebilir. Üreticiler, mümkün olan en doğru uygulanabilecek az boyutlandırma konusunda danışmalık edebilirler.
- (e) Daha büyük bir invertör daha yüksek çıkış gücüne sahip bir sistem sağlayabilir, ancak, artan yıllık verim, ek maliyeti karşılamayabilir. (Yani sistemin düşük bir İKO'su (iç karlılık oranı) vardır).

ii. İnvörtör neden fazla boyutlandırılır:

- (a) Sınırlı invörtör seçeneği.
- (b) Diziden daha küçük bir invörtöre sahip bir sistem, yüksek ışınım durumlarında, çıkışı kırpacaktır – yani invörtör, mevcut tüm gücü şebekeye iletemeyecektir. İnvörtörün fazla boyutlandırılması bunun olmasını engeller.
- (c) İnvörtörün ömrünü uzatabilir.
- (d) Dizinin önemli ölçüde güç üretmesi bekleniyorsa – örneğin, güneş izleyicisi olan bir dizi veya çok güneşli bir yerde bulunan bir dizi

7.2. İnvörtör seçimi

Yukarıda açıklanan invörtör boyutlandırma etkenlerinin yanı sıra, invörtör seçimi; bağlantı gerilimi, maliyet, garanti, dahili ayırıcılar, izleme seçenekleri ve kişisel tercih gibi bir dizi etkene de bağlıdır.

Bunlara ek olarak, invörtörün bu Uygulama Rehberinde daha önce açıklanan ilgili invörtör standartlarına uyması gerekir.

d.a. devresinin tüm parçaları gibi:

- İnvörtör, bağlı olduğu devre için hesaplanan maksimum gerilim değerine uygun olmalıdır (bkz. Bölüm 5.3).

NOT: Bu, MGN gerilim aralığı değildir – invörtörün bağlı olduğu dizinin tepe gerilim değerini idare edebilme yeteneğini ifade eder. Bu bilgi, invörtör teknik belgesinden ve/veya üreticinin yazılımının hücre sıcaklığını ayarının -15°C'ye kadar ayarlanabildiğinden emin olarak doğrulanabilir.

Ayrıca invörtörler ER G59'un faz dengeleme gerekliliklerini karşılayacak şekilde seçilmelidir.

NOT: ER G59, en yüksek ve en düşük fazlar arasında en fazla 16 A dengesizliği kabul eder.

d.a. kullanan sistemler için iyileştiriciler:

- İyileştiriciler hem modülün hem de tesis edildikleri dizinin gerilim ve akımının en fazla değerlerine göre derecelendirilmelidir.

7.3. İnvörtör konumu

7.3.1. Genel

İnvörtörler, tasarımlarına ve üreticinin ürün bilgilerine uygun bir yere kurulmalıdır.

Tipik olarak aşağıdaki etkenlerin dikkate alınması gerekir:

- (a)** İç mekân veya dış mekân konumu: genellikle invertörün IP sınıflandırması tarafından belirlenir, ancak üreticiye özel koşullar da bazen konumu etkileyebilir.
- (b)** Havalandırma gereklilikleri: invertörler çalışma sırasında ısı üretir. İnvertörlerin muhafaza içine alınması veya birkaç invertörün küçük, havalandırmasız bir odaya yerleştirilmesi güneşli günlerde termal kapanmaya neden olabilir. Bazı durumlarda klima gerekli olabilir.
- (c)** Açıklık mesafeleri: Çoğu üretici, invertörün önünden, yanından, üstünden ve altından en az açıklık mesafeleri belirleyecektir. Bu açıklıklar, soğutucular üzerinde iyi hava akışı sağlanmasının yanı sıra kurulum ve servis için yeterli erişim sağlamak için de gereklidir.
- (d)** Kablolama gereklilikleri: İnvertörün konumu, gerekli d.a. ve a.a. kablo güzergâhlarını dikkate alınarak kararlaştırılmalıdır. Bina içindeki kurulumlar için, bina içindeki herhangi bir d.a. kablo uzunluğunun en aza indirilmesi genellikle iyi bir uygulama olarak kabul edilir (daha fazla bilgi için yangın bölümüne bakın –Bölüm 11.5). Sonuç olarak, dizinin hemen yanında olan bir invertör konumu en uygunu olabilir.
- (e)** Erişim gereklilikleri: Kurulum için güvenli erişim ve sonrasındaki bakım dikkate alınmalıdır. Konum hem kurulum hem de bakım çalışmaları için güvenli bir ortam sağlamalıdır.
- (f)** Yönlendirme: Duvara sabitlenen invertörler için bazı üreticiler yönlendirme sınırlamaları belirleyebilir.
- (g)** Ağırlık: Hem bir invertörü duvara/zemine sabitlemek için kullanılacak sabitleme elemanlarının seçimi hem de sabitlenmek istenilen yere kaldırabilmek açısından, invertörün ağırlığı dikkate alınmalıdır.
- (h)** Yakın malzemeler: Bazı duvara sabitlenen invertör üreticileri, invertörün sabitlendiği yüzey için yangınlık gerekliliklerini belirtirler. İnvertörü yanmaz bir yüzeye sabitleme gerekliliği veya yangına dayanıklı bir arka panel kullanımı (invertör ile duvar arasında) her durumda araştırılmalıdır.

7.3.2. Merkezi invertörler

Merkezi invertörler zemine sabitlenir ve kurulum için herhangi ek bir kabin veya muhafaza gerektirmeyebilir. İnvörtör tabanının tasarımı, invertör tertibatının ağırlığına uygun olmalıdır ve zaman zaman kablo girişlerine izin vermek için kanallar gerekebilir. Binaların içine kurulduğunda, invertör odasının invertör çevresine yeterli erişim ve yeterli havalandırma sağladığından emin olmak için özen gösterilmelidir.

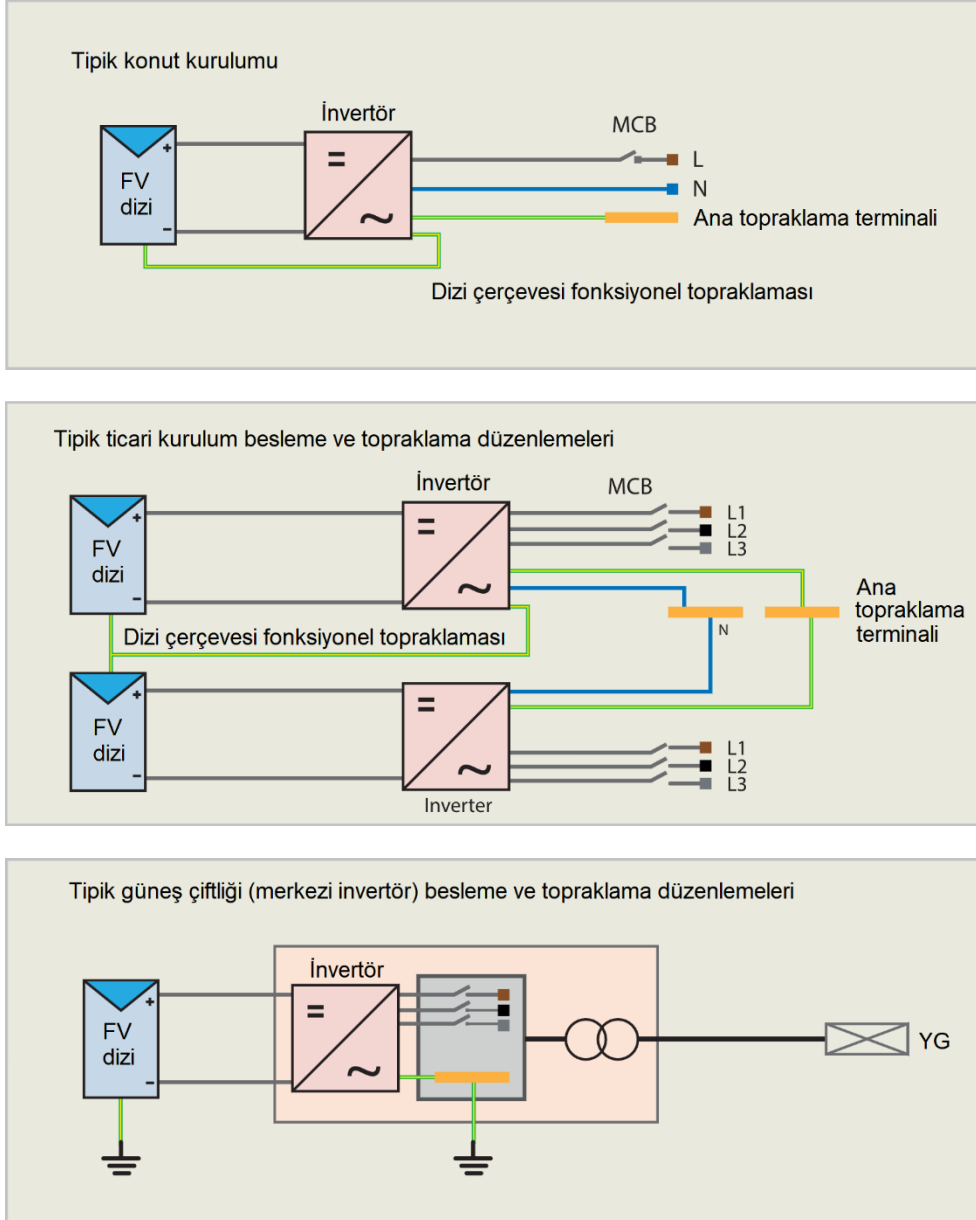
Daha büyük merkezi invertörler, genellikle, gerekli tüm şalt malzemeleri ve kablo tertibatlarıyla önceden kurulmuş ve amaca uygun yapılmış bir konteyner içine kurulur. Açık alan dizileri için, invertörün konumunun a.a. kablo güzergâhlarına uyacak şekilde ve d.a. kablo uzunluklarını en aza indirecek şekilde seçilmesi gereklidir. Büyük merkezi invertörlerin fiziksel boyutları nedeniyle, dizinin üzerine invertörün gölgesinin düşmesini önlemek için, konumun, bu da düşünülerek seçilmesi gerekli olabilir.

7.4. İnvörtör etiketleme

İnvörtörler şu şekilde etiketlenmelidir: "İnvörtör: İşe başlamadan önce d.a. ve a.a. beslemelerini izole edin" (veya benzeri).

7.5. Tipik invertör besleme ve topraklama düzenlemeleri

Aşağıdaki çizimler, tipik invertör besleme ve topraklama düzenlemelerini göstermektedir. Daha fazla bilgi d.a., a.a. ve YG bölümlerinde bulunmaktadır.



Şekil 7.1 (üst/orta/alt) üst) konut kurulumu, orta) ticari kurulum, alt) güneş enerjisi çiftliği kurulumu için tipik besleme ve topraklama düzenlemeleri.

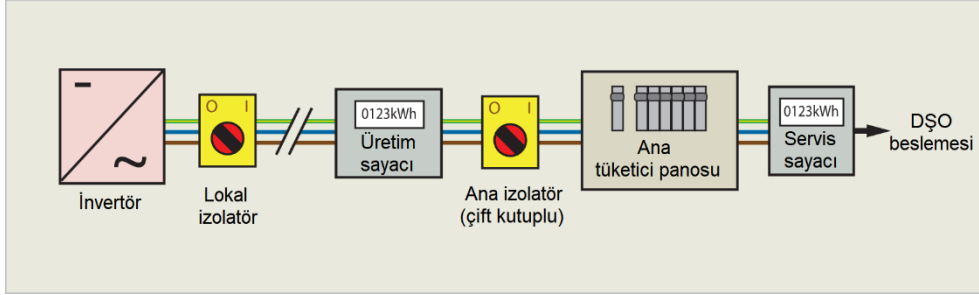
NOTLAR: Basit olması için yukarıdaki tüm şemalar şunları hariç tutmaktadır:

- FV dizisi tasarım, ara bağlantı, izolasyon, anahtarlama ve sigorta düzenlemesi ile ilgili tüm ayrıntılar
- a.a. devre ayırıcıları
- Ölçüm düzenlemeleri
- G59 röleleri (gerekliyse)
- İleri aşama ani darbe/aşırı gerilim sistemleri (gerekliyse)

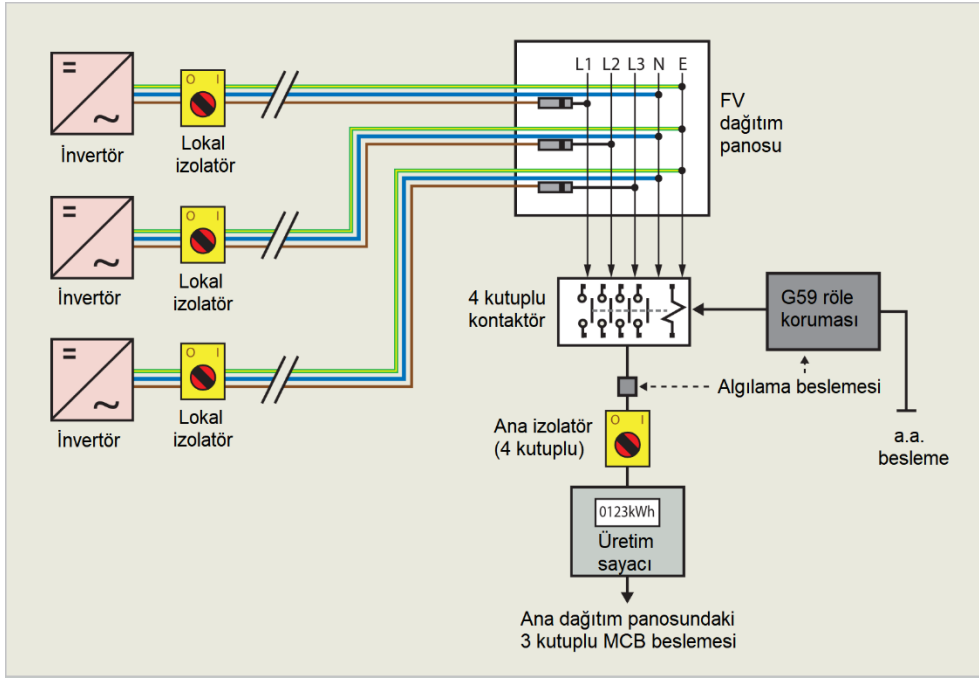
Bölüm 8

8. a.a. sistem gereklilikleri: alçak gerilim

8.1. Tipik bağlantı ayrıntıları



Şekil 8.1 Tipik konut bağlantısı



Şekil 8.2 Tek faz invertörler kullanılarak yapılan tipik üç faz bağlantı

NOT: Dağıtım panosuna giden bağlantılar doğru şekilde etiketlenmelidir.

8.2. Genel BS 7671 gereklilikleri

a.a. şebekeye bağlı bir FV sisteminde invertörleri besleyen devre, BS 7671 şartlarına uyacak şekilde tasarlanmalı ve tesis edilmelidir.

FV sistemi, akım kullanan başka hiçbir ekipmanın (herhangi bir FV sistemi veri kaydedicisi veya benzer ekipman dışında) bağlı olmadığı özel bir devreye tesis edilmelidir.

NOT: BS 7671, "invertör" yerine daha genel bir terim olan "dönüştürücü" terimini kullanır.

8.3. Aşırı akım koruması

Şebekeye bağlı bir FV sisteminde, invertörleri besleyen devre(ler), besleme (şebeke) tarafında bulunan bir aşırı akım koruma cihazı ile aşırı akıma karşı korunmalıdır.

Aşırı akım koruma cihazı, BS 7671'in gerekliliklerine göre seçilecek ve kurulacaktır.

Aşırı akım koruma cihazı, invertör üreticisinin talimatlarına göre seçilmelidir. Cihazın birden fazla invertörü besleyen bir devreyi koruduğu durumlarda, cihaz, o devredeki tüm invertörler için kabul edilebilir olacak şekilde seçilmelidir.

NOT: Bazı invertör üreticileri, maksimum koruyucu cihaz derecesi belirlerler. Bir devrede birden fazla invertör varsa, bu devre daha büyük bir koruyucu cihaz gerektirir – ancak bu, her bir invertörün izin verdiğiinden daha büyük olmamalıdır.

8.4. İzolasyon ve anahtarlama

Şebekeye bağlı tüm FV sistemleri, aşağıdakileri sağlayan bir ana izolasyon anahtarı içermelidir:

- (a) Tüm invertörleri izole eder,
- (b) Her bir invertöre giden tüm faz ve nötr kablolarını izole eder,
- (c) Erişilebilir bir yerde bulunur,
- (d) Kapalı konumda sabitlenebilir (kilitlenebilir) ve
- (e) BS 7671 Bölüm 537 gerekliliklerini karşılar.

Ana ayırıcı, 'FV sistemi ana ayırıcısı' (veya benzeri) şeklinde etiketlenmelidir.

Invertörleri besleyen a.a. devresine ayırıcıları kurarken, ayırıcının 'besleme' etiketli terminallerine şebekeden gelen kabloların, 'yük' etiketli terminallere ise inverter(ler)den gelen kabloların bağlanması gereklidir.

Invertörün, ana ayırıcıdan farklı bir odaya kurulduğu durumlarda, invertörün bakımını kolaylaştırmak için, invertörün yanına BS 7671 Bölüm 537 gerekliliklerine uygun lokal bir ayırıcı kullanılması önerilir.

8.5. Kablolar

Şebekeye bağlı bir FV sistemindeki invertörü/invertörleri besleyen a.a. devre için kullanılan kablolar, BS 7671'in gerekliliklerine uyacak şekilde seçilecek ve tesis edilecektir.

NOT: Düşürme faktörlerinin²⁴ dikkate alınması gerekir – bu, kabloların konumunun (montaj yöntemi) ve gruplanmasının dikkate alınmasını içerir.

Invertörü/invertörleri besleyen a.a. devresi için kullanılan kablolar, gerilim düşümü ve güç kaybını en aza indirecek şekilde boyutlandırılmalıdır.

Kablolar, invertör terminallerindeki gerilimin, şebeke bağlantı noktasındaki yakını olmasını sağlamak için gerilim düşümünü en aza indirecek şekilde boyutlandırılır (invertördeki gerilim, devre boyunca gerilim düşümü nedeniyle her zaman şebeke bağlantı noktasından daha yüksek olacaktır). Gerilim farkı çok büyükse, invertör, şebeke geriliminin yüksek olduğu zamanlarda hatalı açtırmaya sebebiyet verebilir (şebeke gerilimi yasal sınırlar içinde olabilirken, invertör terminallerinde görülen gerilim, açma noktasının üzerinde olabilir).

Konut sınıfı kurulumların çoğu için en fazla %1'lik bir gerilim düşümü (besleme noktası ile invertör arasında) önerilir. Bununla birlikte, uzun a.a. kablo mesafelerine sahip daha büyük veya daha karmaşık kurulumlar için, %1'in üzerindeki bir gerilim düşümü ekonomik olarak gerekçelendirilebilir.

NOT: Gerilim düşümü sınırları da BS 7671'de belirtilmiştir.

a.a. kablolarının güç kaybını en aza indirecek şekilde boyutlandırılması, sistem performansının optimize edilmesini sağlamak için gereklidir. a.a. kablolarındaki güç kayıpları, genellikle ayrıntılı bir sistem performans değerlendirmesinin bir parçası olarak hesaplanır.

8.6. Topraklama ve kuşaklama

Bir FV kurulumunun a.a. tarafındaki devre ve ekipmanın topraklanması ve kuşaklanması BS 7671'e göre yapılmalıdır.

Kurulumun hazır kablo demetleri kullanılarak yapıldığı durumda (örneğin, bazı mikro invertör ürünleriyle sağlanan kablo sistemleri), kablo sisteminin, Birleşik Krallıkta kullanıma uygun olduğundan ve BS 7671 gerekliliklerini karşıladığından emin olmak önemlidir. Bazı ürünler ek topraklama iletkenlerinin eklenmesini gerektirebilir.

8.7. Aşırı gerilim ve yıldırımdan korunma

Sistemi yıldırım ve aşırı gerilime karşı korumak için bir FV sisteminin a.a. tarafında alınması gereken önlemler, bu Uygulama Rehberinin 6. Bölümünde tartışılmaktadır.

²⁴ De-rating factors

8.8. KAR²⁵ koruması

Şebekeye bağlı bir FV sisteminde, invertörü(leri) besleyen devreye bir KAR takmak için bir gereklilik yoktur.

Bununla birlikte, bazı durumlarda, devrenin doğası gereği BS 7671 kapsamında bir KAR gerekliliği olabilir (örneğin, korumasız kabloların yetersiz derinlikte bir duvara gömülmesi). Böyle bir durumda, KAR seçiminde invertörü hesaba katmak gerekir.

Invertörü besleyen bir devreye bir KAR takıldığında, KAR aşağıdakilere göre seçilmelidir:

Senaryo	Invertör ve devre koşulları	KAR seçimi
1	Devredeki tüm invertörler, a.a. ve d.a. tarafları arasında en azından basit ayırma içerir.	KAR seçiminin invertörü hesaba katmasına gerek yoktur.
2	Devredeki tüm invertörler en azından basit ayırma içerir veya yapısal olarak d.a. arıza akımlarını elektrik tesisatına doğru enjekte edemez niteliktedir.	
3	Devredeki bir invertör, basit ayırma içermez ve d.a. arıza akımlarını enjekte edebilecek niteliktedir.	Tip B KAR gereklidir.

Basit ayırma içermeyen bir invertör (genellikle 'transformatörsüz invertör' olarak adlandırılır), a.a. tarafına bir d.a. arıza akımı enjekte edebilir. Bu d.a. elemanı, geleneksel bir KAR tarafından algılanmayabilir ve ayrıca normal çalışmasını da engelleyebilir. B Tipi KAR, yapısı gereği, hem a.a. hem de d.a. artık akımları işleyebilir ve algılayabilir.

Şebekeye bağlı FV sistemlerinin bir KAR'dan beslendiği yerlerde (özellikle transformatörsüz invertör kullanan sistemler), KAR'ın hatalı açması nispeten yaygın olabilir. Mümkün olduğu sürece, sistemin, invertörün/invertörlerin KAR'dan beslenmediği şekilde tasarlanması önerilir.

FV güneş sistemleri, diğer devrelerle paylaşılan herhangi bir KAR'ın yük tarafına kurulmamalıdır (örneğin, KAR'ın birkaç devre kesiciyi/devreyi beslediği yerler).

²⁵ Kaçak Akım Rölesi (Residual Current Device – KAR)

NOT: Bu, KAR'ın sürekli olarak güvenli çalışmasını sağlamak, devrede bir KAR tetiklendikten sonra beş saniyeye kadar invertör tarafından beslenmeye devam eden bir arıza olasılığını önlemek ve hatalı açmayı önlemek için gereklidir.

8.9. G59 rölesi

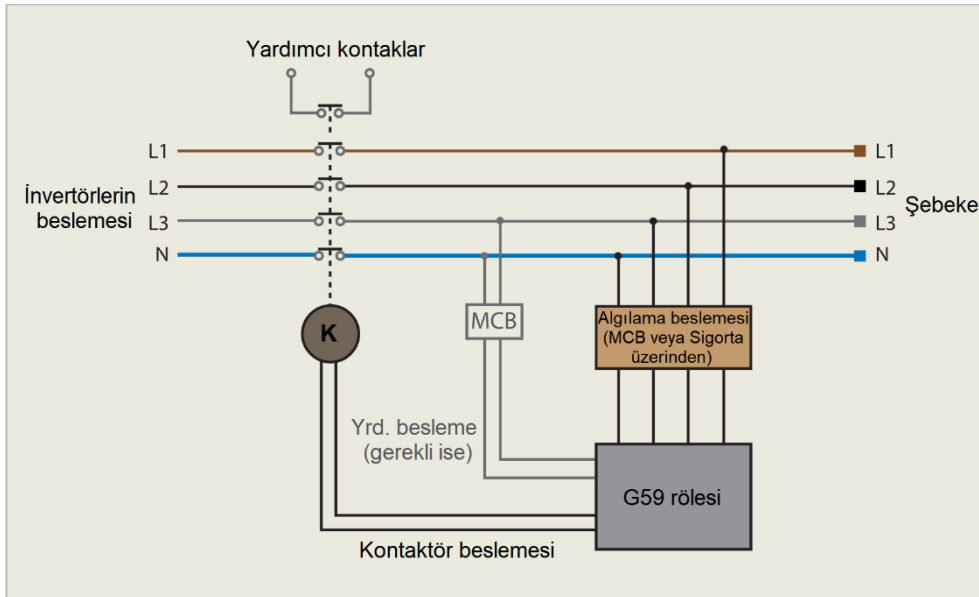
G59 rölesi, FV sistemi ile şebeke bağlantısı arasında bulunan bir kontaktör veya diğer izolasyon tertibatlarını kontrol eden bir izleme cihazıdır. G59 rölesi, şebeke gerilimini ve frekansını izler ve bir arıza tespit ederse, kontaktörün enerjisini keserek FV sisteminin şebekeden bağlantısını keser.

G59 röleleri genel olarak yalnızca büyük sistemlerde (faz başına 16 A üzeri sistemler) gereklidir. Ne zaman gerekli olduklarına ilişkin bilgi için Bölüm 9.4'e bakınız.

NOT: Bu bölüm, bir AG bağlantısında G59 rölesinin kullanımını açıklamaktadır. YG bağlantıları için G59 röle sisteminin konfigürasyonu genellikle daha karmaşıktır ve tasarım aşamasında DŞO ile birlikte kararlaştırılmalıdır.

G59 rölesi için tipik bir bağlantı şeması aşağıda gösterilmiştir. Dikkat edilmesi gereken önemli özellikler şunlardır:

- (a) Algılama bağlantısı her zaman ana kontaktörün ana besleme (şebeke) tarafında olmalıdır.
- (b) Devreye alma testleri sırasında kontaktör çalışmasının zamanlama özelliğini sağlamak için ana kontaktör üzerindeki yardımcı kontakları kullanmak önerilir.



Şekil 8.3 Tipik G59 rölesi bağlantı düzenlemesi

G59 rölesi, bir invertörün koruma işlevlerini taklit eder. Aşağıdaki durumlarda röle bağlantıyı kesecektir:

- (a) Şebeke gerilimi çok yüksek/düşük,
- (b) Şebeke frekansı çok yüksek/düşük,
- (c) Frekansta bir adım değişikliği veya vektör kayması veya
- (d) Elektrik kesintisi durumu

Koruma ayarlarının her biri için, G59, rölenin uyması gereken bir yanıt süresi (açma gecikme süresi) belirler. Her biri için farklı açma süreleri belirlenmiş iki aşamalı düşük gerilim veya aşırı gerilim ve frekans değerleri tanımlanmıştır. Devreye alma sırasında, rölenin doğru gerilim/akım değerlerinde tetiklendiğinden ve belirtilen zamanlarda çalıştığından emin olmak için bir dizi test gerçekleştirilir.

Bir G59 rölesinin tasarımı, kurulumu ve test edilmesine yönelik gereklilikler ER G59'da belirtilmiştir – daha fazla bilgi için bu Uygulama Rehberindeki Bölüm 9.4'e bakın.

8.10. Sistem entegrasyonu

8.10.1. Genel

a.a. bağlantısının tasarımında, tesis içinde kurulu diğer elektrikli cihazları da hesaba katmak gerekir.

8.10.2. Yedekleme jeneratörü, KGK veya başka bir yedekleme sistemi bulunan tesisler

FV sisteminin bir yedekleme jeneratörü (jeneratör seti) içeren bir tesise bağlanacağı durumlarda, FV sisteminin, çalışırken jeneratörü geri besleyememesini sağlamak için özen gösterilmelidir. Ara bağlantı tasarımı, mevcut uygulamaya uygun olması gereklidir ancak genellikle aşağıdaki yöntemlerden bir kullanılarak yapılır:

- (a) Jeneratör işletmeye alındığında, invertörün a.a. kablosunun enerjisini kesen otomatik bir izolasyon noktası kullanmak (örneğin, transfer panosundaki (change-over) yardımcı kontak seti aracılığıyla)
- (b) G59 rölesi bulunan bir kurulumda, jeneratör çalışırken, G59 rölesini izole etmek (G59 rölesine güç gelmediğinde, FV sistemi beslemesindeki ana kontaktör açık konumda olmalıdır)
- (c) FV sistemini, kurulumun önemli olmayan²⁶ kısmını besleyen herhangi bir dağıtım panosuna bağlamak (jeneratör çalışırken tümü otomatik olarak izole edilen devreler)

²⁶ Non-essential

8.10.3. Gerilim iyileştirici ünitelerinin kurulu olduğu tesisler

FV sisteminin gerilim iyileştirici ünitesi içeren bir elektrik tesisatına bağlanacağı durumlarda, FV sistemi, gerilim iyileştirici ünitesinin şebeke tarafına bağlanmalıdır.

NOT: Bu, invertörün ve ER G83/G59 koruma ayarlarının doğru şekilde çalışmasını sağlamak için gereklidir.

8.10.4. Güç faktörü düzeltme ünitelerinin kurulu olduğu tesisler

Herhangi bir güç faktörü düzeltme (GFD)²⁷ cihazı içeren bir kurulumda bir FV sistemi bağlanacaksa, kurulumu yapan kişi, uyumluluk sorunu olmadığından emin olmak için hem invertöre hem de GFD üreticisine danışmalıdır.

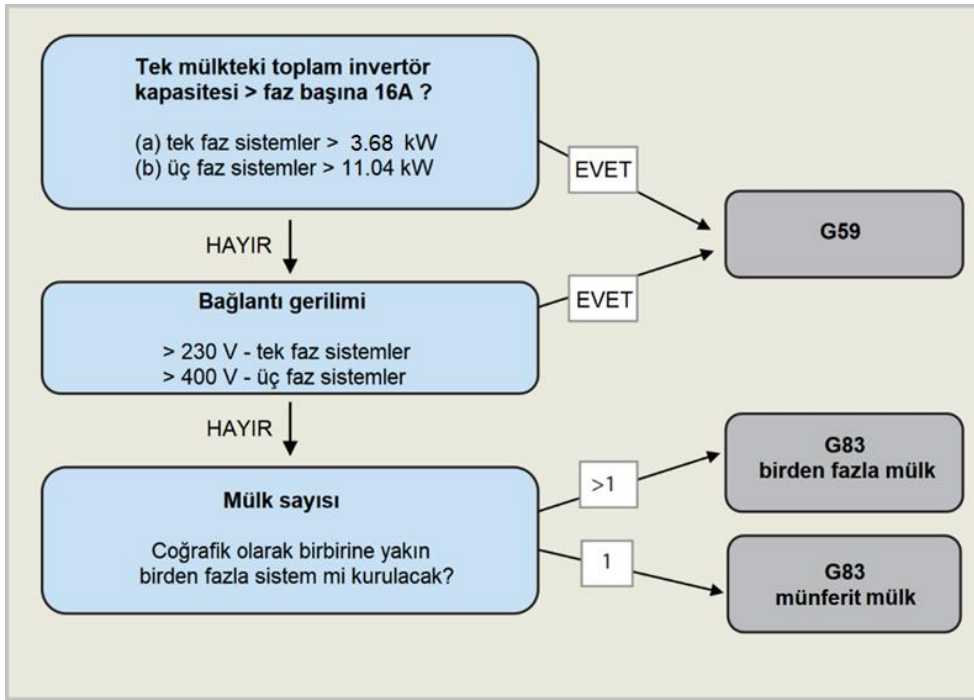
²⁷ Power Factor Correction – PFC

Bölüm 9

9. Şebeke bağlantısı ve DŞO onayı

9.1. Genel

Enerji Şebekeleri Birliği²⁸ tarafından yayınlanan Mühendislik Önerileri G59 ve G83, bir FV sistemini UK dağıtım ağlarına bağlamak için bağlantı ve devreye alma gerekliliklerini belirlemektedir. Aşağıdaki akış şeması, uygun yöntemi tanımlama sürecini açıklamaktadır:



Şekil 9.1 Mühendislik Önerisi G83 ve G59 akış şemaları

9.2. ER G83: Münferit mülkler

ER G83 altında münferit bir sistem kurma işlemi, yalnızca kurulum gerçekleştirildikten sonra DŞO bildirim ile çok basit bir 'kur ve bilgilendir' yöntemidir.

²⁸ Energy Networks Association – ENA: Birleşik Krallık gaz ve elektrik iletim ve dağıtım lisansı sahipleri tarafından finanse edilen endüstri kuruluşudur.



Şekil 9.2 ER G83 münferit mülk prosedürü

Sistemin ER G83 kur ve bilgilendir sürecine uyması için:

- (a) Faz başına 16 A veya daha az toplam invertör kapasitesine sahip olması,
- (b) Tek bir mülk üzerindeki tek bir kurulum olması,
- (c) G83 tipi onaylı invertörler kullanılması,
- (d) ER G83'ün bağlantı ve devreye alma gerekliliklerine uygun olarak kurulması ve
- (e) ER G83 devreye alma formu kullanılarak 28 gün içinde DŞO'ya bilgi verilmesi gereklidir.

NOT: Elektrik Tedarik Kalitesi Sürekliliği Yönetmelikleri 2002²⁹ kapsamında DŞO'nun bilgilendirilmesi yasal bir gerekliliktir.

9.3. ER G83: birden fazla mülk

Elektrik şebekesi üzerindeki daha büyük bir etki potansiyeli nedeniyle, coğrafi olarak birbirine yakın bir bölgede birden fazla FV sistemi kurarken, kurulum başlamadan önce DŞO'dan onay alınması gerekir:



Şekil 9.3 ER G83 birden fazla mülk prosedürü

ER G83 içinde, coğrafi yakınlık tanımı, son iki harf hariç posta kodunun aynı olduğu (örneğin, CA11 0xx) veya planlanan herhangi iki kurulumun birbirine yakınlığının 500 m'lik bir mesafe içerisinde olduğu yerler olarak yapılmıştır.

Münferit ER G83 işleminde olduğu gibi, her bir FV sistemi:

²⁹ Electricity Supply Quality Continuity Regulations – ESQCR: UK'ta kalite ve tedarik sürekliliği gereksinimlerini ve güvenlik standartlarını belirler. ESQCR'ye uyum, DŞO'lar için yasal bir gerekliliktir.

- (a) Toplam invertör kapasitesi faz başına 16 A veya daha az olmalı,
- (b) ER G83 onaylı invertörler kullanılmalı,
- (c) ER G83'ün bağlantı ve devreye alma gerekliliklerine uygun olarak kurulmalı ve
- (d) ER G83 devreye alma formu kullanılarak 28 gün içinde DŞO'ya bilgi verilmelidir.

NOT 1: Faz başına 16 A'den daha düşük sistemler için, sistemleri fazlar arasında dengelemek adına herhangi bir gereklilik yoktur. Ancak, toplu konut sitelerinde olduğu gibi birden fazla kurulum projesi için, faz dengeleme konusunda DŞO ile anlaşma yapılması gereklidir.

NOT 2: Elektrik Tedarik Kalitesi Süreklilik Yönetmeliği 2002 kapsamında, DŞO'nun bilgilendirilmesi yasal bir gerekliliktir.

9.4. ER G59 kurulumları

Faz başına 16 A üzerindeki sistemler, ER G59'da belirtilen süreci takip etmelidir. Yöntem, sistemin boyutuna ve türüne bağlı olarak biraz farklıdır:



Şekil 9.4 ER G59 prosedürü

İki ER G59 yöntemi de benzer şekilde başlangıçtan önce DŞO onayı gerektirirken, G59 tip testi yapılmış invertörleri kullanan küçük sistemler için süreç daha basittir. Tip testi yapılmış invertörleri kullanmak, kurulumu ve devreye almayı basitleştirir ve genellikle DŞO'nun şahit olduğu devreye alma testlerinin gerekliliğini ortadan kaldırır.

> 50 kW tip testi yapılmış invertörlerin tam listesi Enerji Şebekeleri Birliği web sitesinde mevcuttur:

www.ena-eng.org/ProductTypeTestRegister/

9.5. G59 devreye alma

Daha büyük sistemler için, DŞO genelde tasarımı bu Uygulama Rehberinde daha önce ele alınmış olan bağımsız bir G59 rölesinin kurulumunu şart koşacaktır. Normalde G59 rölesi, şebekenin sınır-dışı koşullarını (düşük ve aşırı gerilim vb.) taklit eden bir dizi testle

devreye alınır. Testler süresince, G59 rölesi üzerindeki algılama devreleri geçici olarak şebekeden ayrılır ve değişken gerilim ve frekans çıkışı olan bir test setine bağlanır. Devreye alma, rölenin G59 gerilim ve frekans ayarlarının her birinin sıra ile değiştirilmesini ve rölenin belirtilen G59 değerlerini ve reaksiyon sürelerini karşıladığından emin olmak için yanıtın zamanlamasını ölçmeyi içerir.

9.6. YG bağlantıları için G59 düzenlemeleri

YG bağlantıları için G59 röle sisteminin konfigürasyonu, tasarım aşamasında DŞO ile kararlaştırılmalıdır. Bu süreç, G59 rölelerinin sayısının ve konumunun ele alınmasını içerir (örneğin, her invertör istasyonu için bir G59 rölesi gerekli olabilir); G59 rölesinin hangi anahtarlama donanımını kontrol ettiğini de dikkate alınmalıdır (örneğin, röle AG tarafını izlerken OG şalt sistemini kontrol ediyor olabilir).

9.7. Etiketleme gereklilikleri

Sistem etiketleri ve işaretleri ER G83 ve ER G59 gerekliliklerine uygun olarak konulmalıdır. Etiketleme şunları içermelidir:

- (a) Ana a.a. ayırıcının belirtilmesi (acil durum izolasyon noktası),
- (b) Şebeke Operatörü dağıtım sistemini de içeren bir sistem şemasının ara bağlantı noktasında gösterilmesi. Şema şunları içermelidir: sistemin sahibi ve operatörü hakkındaki bilgiler ve koruma ayarlarının bir özeti.
- (c) Sonlandırma, sayaç konumu ve FV sistemi ile ana gelen besleme arasındaki tüm izolasyon noktalarında çift besleme³⁰ etiketi.

9.8. Yeni bağlantılar

Elektrik şebekesine yapılacak yeni bir bağlantı başvuru süreci, ana hatlarıyla, ER G59'a göre bağlantı onayı almaya benzer. Bir DŞO'nun şebekesine yeni bir bağlantı kurma adımları aşağıdaki gibidir:

- (a) Bağlanacak sistemin ayrıntılarını, bağlantının gerekli olduğu zamanı ve bağlantı için gereken maksimum kapasiteyi (şebekeden ve şebekeye) mümkün olduğunca erken, tercihen ilk planlama ve tasarım aşamasında DŞO'ya bildirilmesi,
- (b) DŞO'nun dağıtım sistemine bağlanma maliyetleri ile ilgili bir teklif vermesi. Not: Bir fiyat teklifi verirken, DŞO'nun müşteriye bağlantı yapılmadan önce ve tercihen teklifi kabul etmeden önce bir tedarikçiyi ataması gerektiğini bildirmesi yaygın bir uygulamadır.

³⁰ Dual supply

- (c) Bağlantı teklifinin kabul edilmesi ve bağlantı anlaşmasının imzalanması,
- (d) Bağlantının yapılması – bağlantıyı DŞO idame ettirir.

Yatırımcı, alternatif olarak, bağlantıyı düzenlemek ve sağlamak için bir Bağımsız Bağlantı Sağlayıcısına (BBS)³¹ başvurmayı seçebilir. BBS, bağlantının yapılacağı DŞO tarafından kaydedilmeli ve onaylanmalıdır. BBS, DŞO ağına bağlantıyı gerçekleştirebilir, ancak dağıtım lisanslarına sahip değildir, bu nedenle, bağlantı kurulduktan sonra bağlantıyı çalıştırmak için lisanslanmayacaktır (DŞO, tamamlandığında varlığı devralacaktır).

9.9. Dışa açık olan ve dışa açık olmayan işler

Şebekeye bağlanma çalışmaları genellikle iki türden oluşur:

- (a) Dışa açık olan: DŞO'nun veya bağımsız bir şirketin sağlayabileceği, tipik olarak yeni altyapı çalışmaları
- (b) Dışa açık olmayan: DŞO'nun sahip olduğu mevcut şebeke ekipmanı üzerinde DŞO tarafından gerçekleştirilen çalışmalar

Dışa açık olan işler, DŞO'nun şartnamelerine göre yapılır, ancak mali açıdan rekabetçi bir çözüme izin vermek için ihale edilebilir. Dışa açık olan işler genellikle şunları içerir:

- (a) Şebeke ilavesi tasarımı ve mevcut şebekenin dışa açık olan herhangi bir takviyesi,
- (b) DŞO'nun ilave için mevcut şartnamesine uygun ekipman ve malzeme tedariki,
- (c) Sahanın, hendek açılması gibi hazırlık işleri,
- (d) Şebeke ilavesi ve dışa açık olan herhangi bir takviye ve yönlendirmeyi inşa etme işi,
- (e) Çizimler ve saha kayıtları,
- (f) Eski haline döndürme çalışmaları ve
- (g) Ölçüm ekipmanının kurulumu için hazırlık yapma

Yalnızca DŞO tarafından sağlanabilecek dışa açık olmayan işler şunları içerir:

- (a) Dağıtım sistemine bağlantı noktasının belirlenmesi,
- (b) Yeni bağlantılar/takviyeler için dışa açık olan tasarımların onaylanması,
- (c) Dışa açık olmayan işlerin planlaması, tasarlanması, belirlenmesi ve yürütülmesi,

³¹ Independent Connection Provider – ICP: Elektrik şebekesi üzerinde müşteriler adına çalışmalar yürüten akredite bir şirket.

- (d)** Mevcut elektrik tesislerini ve elektrik hatların kaldırılması veya yeniden konumlandırılması,
- (e)** Dağıtım sistemine bağlantı ve
- (f)** Elektrik tesisinin işletilmesi, onarımı ve bakımı

BÖLÜM 10

10. Yüksek Gerilim (YG) sistemleri

10.1. Genel

Yüksek Gerilim bağlantıları, trafo merkezleri ve ilgili topraklama şemalarının, yeterli teknik uzmanlığa sahip uzman bir kişi tarafından belirlenmesi gerekir.

Bu Bölüm, Bölüm 15'teki sağlık ve güvenliğin YG kapsamı ile birlikte, bir FV güneş tesisine YG bağlantısının tasarımı için bazı hususları özetlemektedir. Bununla birlikte, **bu Uygulama Rehberi, kapsamlı bir rehberlik sağlamaya çalışmaz. Ayrıntılı tasarım, uygun yeterliliğe sahip bir kişinin varlığını ve tasarımın söz konusu alana göre uyarlanmasını gerektirir.**

10.2. YG bağlantı düzenlemeleri

FV sistemi yatırımcısı, YG şebekesine bağlantı için olası bir konum belirleyebilirken, öncelikle bağlantının tasarım ve değerlendirmesi, ilgili Şebeke Operatörü tarafından yapılır ve bu Uygulama Rehberinin kapsamı dışındadır.

Yerel Şebeke Operatörü, bağlantının, yerine uygun olarak değerlendirmesini üstlenecek ve en verimli ve ekonomik açıdan uygun bağlantı seçeneğini sunacaktır. Bağlantı düzenlemeleri, varsa, mevcut yerel kısıtlamalara göre değerlendirilecek ve mevcut şebekenin gerektirebileceği olası uzantı veya güçlendirme işine (kabloların iyileştirilmesi/kesit yükseltilmesi, anahtarlama donanımı, koruma vb.) duyulan ihtiyacı dikkate alacaktır.

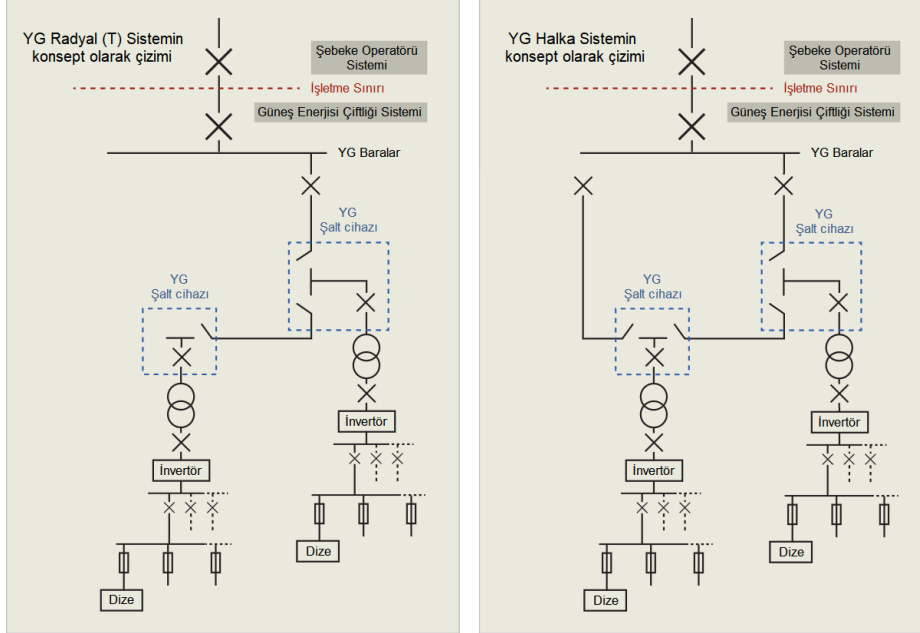
NOT: Doğası gereği bir güneş enerjisi santralinden elektrik üretiminin sürekli olmaması hasebiyle, Şebeke Operatörü, üretim tesisini genellikle 'geçici' olarak sınıflandırması, çoğu durumda sahanın bir T bağlantısı şeklinde olabileceği anlamına gelir. Bununla birlikte, belirli durumlarda, Şebeke Operatörü, işletme ile ilgili nedenlerle, kaynağın, bir halka bağlantı şeklinde olmasını isteyebilir.

10.3. YG dağıtım sistemi

10.3.1. Genel

YG sistem tasarımının öncelikli amacı, sistemin ve kurulundan işletme ve bakıma kadar farklı aşamalarda çalışacak olan kişilerin güvenliğidir. Sistemin güvenilirliği, sürdürülebilirliği ve ekonomisi ile birlikte YG sisteminin tasarımında ve teknik özelliklerinde güvenlik önemli bir husus olmalıdır.

Büyük ölçekli güneş enerjisi sistemlerinde kullanılan bir dizi yaygın YG sistemi topolojisi vardır; bunlar radyal ve halka devreleri temel alır (bazen Birleşik Krallıkta sırasıyla 'teed' veya 'looped' kaynaklar olarak anılır).



Şekil 10.1 Geleneksel YG sistem topolojileri: (sol) Radyal, (sağ) Halka

10.3.2. Radyal sistemler

Radyal bir devre, daha az YG kabloları gerektirir, bu da onu daha ucuz ve kurulumu daha basit hale getirir. Ancak, FV sistemi ile Şebeke Operatörünün trafo merkezi arasında yalnızca tek bir bağlantı olduğu için halka konfigürasyonundan daha az güvenilirdir – ana YG devre hattındaki bazı ekipmanların arızalanması, geri kalan devrenin bazı kısımlarında sürekli bir arıza sonrası kesilmeye neden olabilir.

Radyal devrelerin, tüm üretim birimlerinin toplam değeri için derecelendirilmesi ve korumanın güvenilirliği ve yeterli yedek koruma sistemleri gibi konuların dikkate alınması gerekir.

NOT: Tek bir radyal devre üzerindeki çoklu bağlantılara alternatif olarak, her bir FV trafo merkezi için sadece oraya özel bir YG devresi uygulanabilir. Bu güvenilir ve güvenli bir seçenektir, ancak maliyetli olacaktır. Alternatif olarak, üretim üniteleri birkaç ayrı radyal devrede gruplanabilir.

10.3.3. Halka sistemler

Halka sistemi, radyal sistemden daha pahalı olmasına karşın daha güvenilirdir. Halka sistemde, otomatik koruma ve kontrol işlevlerine sahip devre kesiciler, halkaya bağlı her dağıtım transformatörünün halkaya bağlı her iki tarafını da ayırmalıdır. Sonuç olarak, fiderlerin birinde gerçekleştirilen bakım çalışması, FV sistemlerinden Şebeke Operatörü bağlantısına gelen beslemenin kesilmesine neden olmayacaktır.

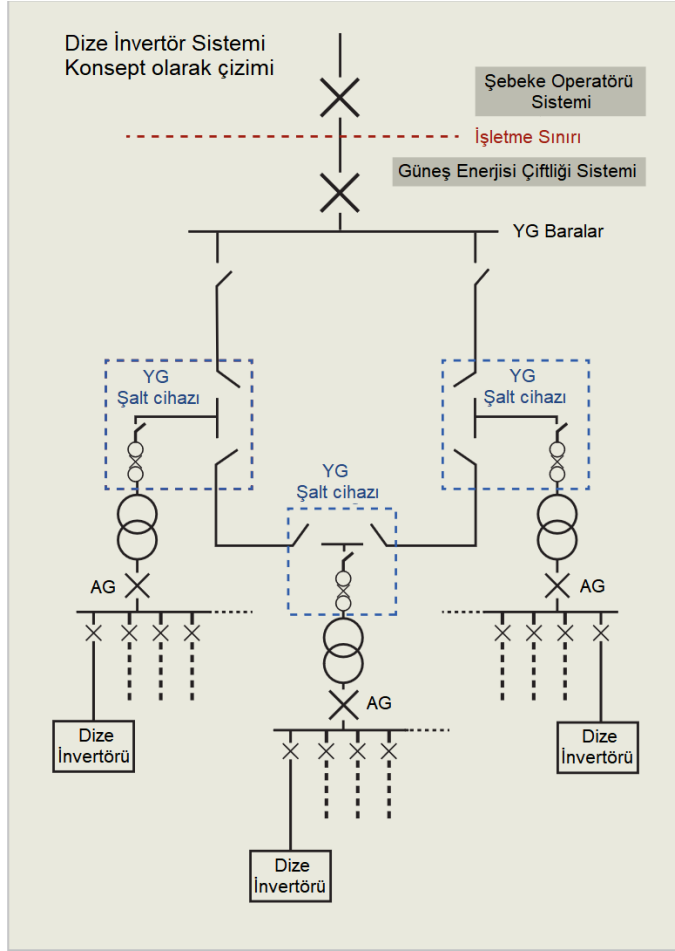
Halka devrelerinde halka, kapalı veya açık konfigürasyonda işletilebilir. Koruma gereklilikleri, arızaların, işletim konfigürasyonlarından herhangi biri altında güvenli bir şekilde giderilebilmesini garanti altına alır. Özellikle güneş enerjisi yatırımcısı hem açık hem de kapalı konfigürasyonlar için yeterli yedek korumayı sisteme dahil etmeyi ve kurmayı göz önünde bulundurmalıdır.

NOT: Halka devreleri kapalı konfigürasyonda her iki uçtan da enerjilendirilebilir ve bu durum aslında daha güvenli olsa da, birkaç nedenden ötürü önerilmez: Şebeke Operatörünün sistemleri, daha düşük arıza seviyeleriyle çalışıyor olabilir; jeneratör yükseltme trafosunun AG tarafı arızaları için ayırt edici koruma ve yeterli yedek korumayı sağlamak, fazladan karmaşıklık ve maliyetler oluşturacaktır; YG/AG trafo koruma ve arıza giderme sistemlerinin arızasından kaynaklanan riskleri en aza indirmek için alınması gereken fazladan önlemler ortaya çıkabilir.

10.3.4. Saha kısıtlamaları

Güneş enerjisi santralının fiziksel şekli ve güneş enerjisi santrali içindeki ilgili invertör konumları, radyal veya halka YG devresi arasındaki seçimi de etkileyebilir (örneğin, uzun, dar bir sahadaki bir halka devresi, kare bir sahadakinden daha fazla kablo gerektirecek ve daha pahalı olacaktır).

Önceki şemalar, merkezi invertörleri kullanan bir YG dağıtım devresini gösterirken, aynı tasarım ilkeleri, dize invertörleri kullanan bir sistem için hala geçerli olabilir:



Şekil 10.2 Dize invertörleri ile YG bağlantısı örneği

10.4. YG ekipman standartları

Birleşik Krallıkta, bazı BS EN standartları, tüm FV güneş santrali kurulumlarındaki hem YG anahtarlama donanımı hem de topraklama sistemleri için geçerlidir. Bunlar, güvenli izolasyon ve güvenli çalışma sistemleri (yüksek gerilim güvenlik kuralları) dahil olmak üzere diğer ek Birleşik Krallık yasal hükümleri ile desteklenmelidir.

Güneş enerjisi yatırımcıları/yüklenicileri tarafından kurulan ve Bağlantıda Rekabet³² ve ER G81 hükümleri (bkz. Tablo 10.1) uyarınca Şebeke Operatörleri tarafından devralınacak trafo merkezi ve/veya varlıklar, önceden belirlenmiş tedarikçilerin belirli ekipmanları kullanılarak kurulmalıdır. Bu varlıklar, ayrıca, ilgili Şebeke Operatörünün uygun gördüğü şekilde bir tasarım onayına sahip olmalı, kabulü yapılmalı, tesis edilmeli ve test edilmelidir.

³² Competition in Connection – CiC

Tablo 10.1 ER G81 belgeleri

Referans	Başlık
ER G81/1, /2, /3	Tasarım ve planlama, malzeme özellikleri ve alçak gerilim toplu konut ve ilgili, yeni, YG/AG dağıtım trafo merkezleri kurulumu ve kaydı çerçevesi. 1 kV a.a.'yı aşan kurulumlar. Ortak kurallar. Bölüm 1: Tasarım ve Planlama Bölüm 2: Malzeme Özellikleri Bölüm 3: Kurulum ve Kayıtlar
ER G81/4	Bölüm 4: 11 kV'a Kadar ve Dahil Olmak Üzere Endüstriyel ve Ticari Yeraltı Bağlantılı Yüklerin Tasarım ve Planlaması için Çerçeve
ER G81/5	Bölüm 5: 11 kV'a Kadar ve Dahil Olmak Üzere Endüstriyel ve Ticari Yeraltı Bağlantılı Yüklerin Malzeme Teknik Özellikleri için Çerçeve
ER G81/6	Bölüm 6: 11 kV'a Kadar ve Dahil Olmak Üzere Ticari ve Endüstriyel Yeraltı Bağlantılı Yüklerin Kurulum ve Kayıtları için Çerçeve
ER G81/7	Bölüm 7: Dışa Açık Yönlendirme ve 33 kV ve YG/AG Dağıtım Merkezlerini Aşmayan Yeraltı ve Yer Üstü Güçlendirme İşleri için Çerçeve

ER G81 hükümlerinde belirtilen gereklilikler Şebeke Operatörleri arasında farklılık gösterir. Ek olarak, Şebeke Operatörlerinin gereklilikleri hem tasarım hem de belirtilen ekipman tedarikçileri açısından sürekli güncellenmektedir.

Şebeke Operatörü gereklilikleri, FV sisteminin tasarımı, sistem arayüzü ve işletme gereklilikleri üzerinde doğrudan bir etkiye sahip olabilir (örneğin, topraklama ve koruma).

NOT: Standartların bağımsız yasal bir statüleri bulunmamakla birlikte, yürütme makamı veya mahkeme, ALARP³³ ilkesini (makul olan en az/düşük şekilde uygulanabilir) belirli bir risk veya faaliyete uygularken iyi uygulamanın kanıtı olarak standartları kullanabilir ve kabul edebilir.

³³ As low as reasonably practicable – ALARP

10.5. YG ekipman konumları

YG ekipman konumları için geçerli olan bir dizi standart vardır. Konuyla en ilgili olanlar aşağıdaki tabloda gösterilmektedir:

Tablo 10.2 YG ekipman standartları/kılavuzları

Referans	Başlık
BS EN 61936	1kV a.a.'yı aşan güç tesisatları. Genel kurallar.
CIBSE Guide K	Binalarda elektrik.
HSE HSG230	Elektrik şalt malzemelerini güvenli tutmak.
HSE INDG372	Elektrik şalt malzemeleri ve güvenlik: Kullanıcılar için kısa kılavuz

YG tesisinin konumu, topraklama, işletme güvenliği, elektrik kayıpları ve tasarım maliyetleri konularını dikkate almalıdır. Zorlu topraklama durumlarında, ekipmanın konumu üçüncü taraf güvenliğini ve olası hasarı dikkate almalıdır.

YG transformatörlerinin ve anahtarlama tertibatının konumu kısmen güneş sahasının fiziksel kısıtlamaları tarafından belirlenecektir. Fiziksel kısıtlamaları değerlendirirken aşağıdakilere dikkat edilmelidir:

- (a) Tesis için nakliye erişim yolları (hem inşaat sırasında hem de sonrasında),
- (b) FV dizilerinin konumu,
- (c) İnvertörlerin yeri ve
- (d) Kablo güzergâhları ve topraklama gereklilikleri nedeniyle ortaya çıkan sınırlamalar.

Saha etrafındaki diğer yer altı/havai hizmetlerin konumu da ekipman konumlarını etkileyebilir.

Genel olarak, YG tesisinin konumu, halka sınırlı erişim ve güvenli bir şekilde 24 saat araç erişimine izin vermelidir. Tesislerin konumu, ayrıca, sele veya diğer çevresel etkilere maruz kalabilecek yerlerden uzak olmalıdır. Şebeke Operatörlerinin çoğu, operatörün bağlı olduğu trafo merkezine erişimin, doğrudan otoyoldan veya kamusal geçiş hakkı olan bir yerden yapılması gerekliliğinde ısrar edecektir.

10.6. YG kabloları

YG kablolarının seçimi ve tesisi için geçerli olan bir dizi standart vardır. Konu ile en ilgili olanlar aşağıdaki tabloda gösterilmektedir. Devralınan varlıklar durumunda, ilgili ER G81 gerekliliklerine uyulmalıdır.

Tablo 10.3 YG kablolama standartları/kılavuzları

Referans	Başlık
NJUG	Yeraltı Tesislerindeki Cihazların Konumlandırılması ve Renk Kodlaması Hakkında Kılavuz
CIBSE Kılavuz K	Binalarda elektrik
ENA TS 12-23	Gömülü elektrik besleme kablosu için polietilen koruma bandı
ENA TS 12-24	Gömülü elektrik kabloları için plastik kanallar
ENA TS 97-1	Gömülü elektrik kabloları için özel dolgu malzemeleri
ENA ER G81	Tasarım ve planlama, malzeme özellikleri ve alçak gerilim toplu konut ve ilgili, yeni, YG/AG dağıtım trafo merkezleri kurulumu ve kaydı çerçevesi.

FV kurulumları için YG kablolarının çoğu, zemine döşenmelidir. Yeraltı kablo güzergâhları planlanırken, arazinin şu anki veya ileri bir zamandaki kullanım veya öngörülebilir kullanım türü dikkate alınmalıdır. Güzergâhlar, kazıların yapılabileceği öngörülen yerlerden (örneğin kapılar veya çit direkleri) kaçınılarak planlanmalıdır. Bazı durumlarda, kabloyu gelecekteki arazi kullanımının (örneğin, drenaj hendeklerini temizlemek) altında tutmak için gömme derinliğinin artırılması gerekebilir.

10.7. YG şalt malzemeleri

10.7.1. Genel

Yüksek gerilim ekipmanı ve özellikle de YG şalt malzemeleri için geçerli olan bir dizi standart vardır. Konu ile ilgili olanlar aşağıdaki tabloda gösterilmektedir:

Tablo 10.4 YG şalt malzemeleri standartları

Referans	Başlık
BS EN 62271-200	Yüksek gerilim şalt ve kontrol tertibatı – Bölüm 200: 1 kV'un üzerinde ve 52 kV'a kadar (52kV dahil) anma gerilimleri için metal muhafazalı a.a. şalt ve kontrol tertibatı
BS 6626	1 kV üzeri ve 36 kV'a kadar (36kVdahil) gerilimler için elektrik şalt ve kontrol tertibatının bakımı. Uygulama Esasları
ENA TS 41-36	36 kV'a Kadar Servis İçin Dağıtım Şalt Malzemeleri (Kablo Bağlantılı ve Havai Hat Bağlantılı)
EAA TS 41-37	66 kV'a 132 kV'a kadar Servis için Dağıtım Şalt Malzemeleri

FV güneş sistemlerine dahil ve tesis edilen tüm yüksek gerilim şalt malzemeleri, BS EN 62271-200'e uygun olmalıdır. Ek olarak, şalt sistemi, güvenli izolasyon ve YG güvenlik kurallarına uygunluğu sağlamalıdır (bkz. Bölüm 10.5).

Yeni kurulumlar için, YG sistem tasarımcısı, operatörün onu çalıştırmak için şalt sisteminin önünde durmasını gerektirmeyecek şekilde uzaktan çalıştırılan YG anahtarlama donanımını dahil etmeyi düşünmelidir.

Şalt malzemelerinin, ENA TS 41-36'nın tasarım güvenliği ve işletme gerekliliklerini veya TS 41-37 *66 kV ila 132 kV Dağıtım Sistemlerinde Kullanım İçin Şalt Malzemeleri* gerekliliklerini karşılaması iyi uygulama olarak kabul edilmektedir. ENA standartlarının belgelendirilmesi, görev sahiplerinin teminat düzenlemelerine ek bir güvence olarak uygulamayı seçebilecekleri, isteğe bağlı bir protokol olarak kabul edilir.

10.7.2. Güvenli izolasyon

IEC sertifikalı şalt malzemelerinin otomatik olarak yukarıdaki gereklilikleri karşılayamayacağı ve Birleşik Krallık yasal gerekliliklerine tam olarak uyacak şekilde değiştirilmesi gerekebileceği unutulmamalıdır.

HSE yayını HSR25 *İşyerinde Elektrik Yönetmelikleri 1989 hakkında Kılavuz Genelgesi: Yönetmelikler Rehberi*, izolasyon hakkında kılavuzluk sağlar. 183 ve 184'üncü paragraflar aşağıda (izin alınarak) belirtilmiştir:

HSR25'ten alıntı (Paragraf 183 ve 184):

183. Madde 12(1)(a), elektrik enerjisi beslemesinin kapatılabilmesi için araçlar sağlanmasını gerektirirken, 12(1)(b) de beslemenin kapalı kalmasını ve yanlışlıkla yeniden bağlanmanın önlenmesini sağlayacak uygun araçların mevcut olmasını gerektirir. Bu izolasyondur. Bu hüküm, güvenli çalışma teamülleri ile bağlantılı olarak, örneğin işin Madde 13 hükümleri uyarınca yapılacak olması durumunda, elektrikli teçhizat üzerinde çalışmanın o iş sırasında canlı hale gelme riski olmaksızın yapılmasına imkân verecektir.

184. Bazı durumlarda, Madde 12(1)(a) kapsamındaki gerekliliği yerine getirmek için kullanılan ekipman, 12(1)(b) kapsamındaki gerekliliği yerine getirmeye de hizmet edebilir. Devreden alma ve ayırma işlevlerinin, bazı durumlarda aynı eylemle veya aynı ekipmanla gerçekleştirilse bile, aynı olmadığı anlaşılmalıdır.

Ayrıca HSE HSR25 izolasyon ve bağlantı kesme konusunda da kılavuzluk sağlar ve 189 numaralı paragraf aşağıda (izin alınarak) yeniden belirtilmiştir:

HSR25'ten alıntı (paragraf 189):

İzolatör anahtarları (veya ayırıcılar), genellikle, bağlantının kesilmesi ve beslemeden güvenli bir şekilde ayrılması için bir araç olarak kullanılmalıdır. Bu işlevi yerine getirmek için uygun ekipmanı seçerken özellikle şunlara dikkat edilmelidir:

(a) kontaklar arasındaki veya ilgili Standarda uygun olması gereken diğer izolasyon şekillerinin izolasyon mesafeleri,

(b) dışarıdan görülebilmesi veya açıkça ve güvenilir bir şekilde belirtilmesi gereken kontakların veya diğer izolasyon şekillerinin konumu. İzole edilmiş konumun, her bir kutupta gerekli izolasyon mesafesine ulaşıldığında, bir gösterge yardımı ile belirtilmesi (izolasyon mesafesinin doğrudan gözlemlenmesi kabul edilmez)

(c) yetkisiz, uygunsuz veya kasıtsız enerjilendirmenin önlenmesini sağlamak için önlem, ör. kilitleme mekanizmaları.

10.7.3. Şalt malzemesi kilitleme

Güvenli şebeke işletimini kolaylaştırmak için ENA TS 41-36, şalt malzemesinin AÇMA-KAPAMA ve KAPAMA-TOPRAK anahtarları üzerinde asma kilit kullanabilme olanakları ile sağlanmasını gerektirir. Bu, İşyerinde Elektrik Yönetmeliği 1989 Madde 12 hükümlerine uygunluğu sağlamaktır.

10.7.4. Şalt malzemesi anti-refleks kolu

ENA TS 41-36, şalt malzemelerinin işletme kollarının, IEC 60694 *Yüksek gerilim şalt malzemesi ve kontrol donanımı standartları için ortak teknik özellikler* Madde 5.7'de ayrıntılı olarak açıklandığı gibi, kapama ve açma anahtarları arasında bir gecikme içeren anti-refleks tipte olmasını gerektirir. Zaman gecikmesi 3 saniyeden az olmamalıdır.

10.8. Transformatörler

10.8.1. Genel

Transformatörlere uygulanan bir dizi standart vardır; en alakalı olanlar aşağıdaki tabloda gösterilmektedir:

Tablo 10.5 Transformatör standartları

Referans	Başlık
BS EN 60076-1	Güç transformatörleri: Genel
BS EN 61936	1 kV a.a.'yı aşan güç kurulumları
ENA TS 35-1	Dağıtım Transformatörleri (16 kVA'dan 2,000kVA'ya)

Güneş çiftliği sistemleri için bir YG dağıtım transformatörünün seçimi ve teknik özellikleri için gerekli tüm hususları detaylandırmak bu Uygulama Rehberi kapsamı dışında olsa da temel kriterlerden bazıları şunları içerir:

- (a) Güç derecesi,
- (b) Verimlilik,
- (c) Primer ve sekonder gerilim derecelendirmeleri,
- (d) Sarım konfigürasyonu,
- (e) Transformatör empedansı,
- (f) Dielektrik sınıfı,
- (g) Yüksek gerilim bağlantı tipi,
- (h) İsteğe bağlı aksesuarlar ve
- (i) Nötr topraklama

10.8.2. Güç derecesi

Bir transformatörün güç derecesini belirlemek için kullanılan ölçü birimi kilovolt amperdir (kVA). Transformatörler, invertörler ile aynı güç değerinde boyutlandırılabilirse de biraz fazla boyutlandırma gerekli olabilir. Transformatör tedarikçisinin şunları bilmesini sağlamak önemlidir:

- (a) Kullanımın bir FV güneş sahası için olduğu (yani, tedarikçinin görev döngüsü³⁴nü anladığı),
- (b) Bunun bir invertör uygulaması olduğu (yani tedarikçi, invertör harmoniklerinin transformatör sargılarında vb. noktalarda aşırı ısınma ve sıcak noktalara neden olabileceğini anladığı) ve
- (c) Tahmin edilen ortam çalışma sıcaklığı

10.8.3. Verimlilik

FV sisteminin diğer kısımları gibi, sistem transformatörlerinin de verimliliği önemli bir husustur. Ek olarak, 548/2014 numaralı AB Yönetmeliği olan *Küçük, orta ve büyük güç transformatörleri için Ecodesign gereklilikleri*, Avrupa pazarına getirilen küçük, orta ve büyük güç transformatörleri için zorunlu bir en az verimlilik seviyesi belirler (1 Temmuz 2015'ten itibaren geçerlidir).

10.8.4. Gerilim derecesi

Primer sargı sarım sayısının sekonder sargı sarımlarına oranı 'çevirme oranı' olarak bilinir. Bir transformatörün gerilim oranı, doğrudan çevirme oranı ile ilgilidir. FV güneş sisteminde kullanılan bir transformatör, yüksek gerilim sargısında, düşük gerilim sargısına oranla daha fazla sarım olduğunu belirten yükseltici transformatör adı ile anılır. Bu, örneğin 1:27 (400/11,000) veya 1:82 (400/33,000) gerilim oranıyla sonuçlanır.

Standart transformatörler, 11,000 V'tan 400 V'a gibi yaygın dağıtım ve kullanım gerilimi kombinasyonlarına uygun çevirim oranları ile üretilir. Bu standart sargı konfigürasyonları, bazı FV enerji santrali uygulamalarına uygun olabilirken, bir invertörün çıkış gerilimi ortak kullanım gerilimleriyle eşleşmeyebilir. Yani sonuçta, bazı invertör türleri için özel çevrim oranlarının belirlenmesi gerekebilir.

Alışlagelmiş bir uygulama olarak hem ekipmanın kendisinde hem de elektrik şemalarında, transformatörün alçak gerilim bağlantıları X1, X2, X3 vb. olarak etiketlenirken, yüksek gerilim bağlantıları H1, H2, H3 vb. olarak etiketlenir. FV sistemleri uygulamalarında, yüksek

³⁴ Duty cycle

gerilim sargılarını primer ve düşük gerilim sargılarını sekonder olarak belirtmek de geleneksel bir uygulamadır.

10.8.5. Sargı konfigürasyonu

FV sistemi kurulumu üzerine çalışan bir tasarım mühendisinin tercih ettiği bir transformatör sargısı ve invertör konfigürasyonu olabilmesine rağmen, Şebeke Operatörünün bağlantı gereklilikleri, kararı önemli ölçüde etkileyecektir. Sonuç olarak, bir transformatör belirlerken hem invertör üreticisi hem de Şebeke Operatörü ile dikkatli bir şekilde ve koordinasyon içinde çalışmak önemlidir.

Birleşik Krallıkta, sargı konfigürasyonu normalde YG/AG sistemleri için Üçgen/Yıldız olmalıdır (Dyn11 olarak tasarlanmış).

Transformatör tanımlama kodları

- İlk Harf: yüksek gerilim için (her zaman büyük harf)
D = Üçgen, Y = Yıldız, Z = Birbirine bağlı yıldız, N = Nötr.
- İkinci Harf: alçak gerilim için (küçük harf)
d = Üçgen, y = Yıldız, z = Birbirine bağlı yıldız, n = Nötr.
- Sayı: tam saat değeri olarak ifade edilen faz farkı (ör. 0, 1, 11)
0 = AG, YG ile aynı açıda
- 1 = AG, 30° geride
- 11 = AG, 30° önde.

Örnek sargı konfigürasyonu – Dyn11

- Transformatör primer (YG) sargısı – üçgen (D)
- Transformatör sekonder (AG) sargısı – yıldız (y)
- Nötr AG tarafında bağlantılı (n)
- Transformatör faz kayması -30° önde (11)

Genel olarak, güneş enerjisi uygulamalarında kullanılan üç tip YG transformatörü vardır:

- (d) Darbe Genişliği Modülasyonu (DGM)³⁵ özellikli transformatörler: Transformatörün filtreleme sağlamak için bir indüktör olarak kullanıldığı ve bir DGM invertörle çalışmak üzere tasarlandığı yerlerde kullanılır.
- (e) Çok sayıda izole edilmiş düşük gerilim sargısı olan çoklu sargılı transformatörler: paralel bağlanamayan invertörler için kullanılır.

³⁵ Pulse Width Modulation – PWM

- (f) İki sargılı transformatör: bir alçak gerilim sargısı ve bir yüksek gerilim sargısı.

NOT: Harmonikleri azaltmak ve ER G5/4, Birleşik Krallıkta *Harmonik Gerilim Bozulması için Planlama Seviyeleri ve Doğrusal Olmayan Ekipmanların İletim Sistemlerine ve Dağıtım Şebekelerine Bağlanması* hükümlerine uygunluğu sağlamak için sekonder tarafta olabilecek bir faz kayması da dikkate alınmalıdır.

10.8.6. Transformatör empedansı

Farklı üretim şekilleri, tüm YG ve AG sistem arızaları için Şebeke Operatörünün arıza akım değerini arttıran farklı eğilimlere sahiptir. Her ne kadar FV güneş sistemleri düşük bir arıza katkısı özelliğine sahip de olsa, zayıf kırsal şebekelerde veya normal olmayan işletim dönemlerinde, arıza akımına katkı daha büyük oranda olacak, koruma sistemlerinin performansı üzerinde etki de daha büyük olacaktır.

i. Sargı empedansı

Transformatör sargılarındaki empedans çoğunlukla reaktansa bağlıdır ve arıza akımlarının kontrolünde önemli bir etkidir (artan sargı reaktansı arıza akımını azaltır). Bir transformatörün empedansı, aşırı arıza akımı katkısıyla ilişkili sorunların üstesinden gelmek için kasıtlı olarak artırılabilir. Artan sargı empedansı, transformatörün AG tarafındaki arıza akımlarını da azaltacaktır. Transformatör sargı empedansının, koruma sistemleri ve bağlantı kesme süreleri üzerindeki etkisi dikkate alınmalıdır.

ii. AG nötr noktası empedansı

Toprak arıza akımı, topraklama sistemi tasarımında en önemli etkidir. Toprak arıza akımının yüksek olduğu yerlerde, toprak potansiyeli yükselmesinin kabul edilebilir seviyelere düşürmek için toprak dönüş yollarının ve elektrotların empedansı çok düşük olmalıdır. Doğrudan topraklanmış nötr noktaları ile, Şebeke Operatörü besleme transformatörlerine yakın maksimum toprak arıza akımı, normalde çok yüksektir ve üç fazlı akıma benzer. Mümkün olan her yerde, Şebeke Operatörlerinin çoğu, transformatörün nötr noktası toprak bağlantısına ek empedans sağlar. Bu nötr noktası empedansı, yük koşulları altında transformatör gerilim regülasyonunu ve sistem gerilimlerini etkilemeden toprak arıza akımını önemli ölçüde azaltır. Bununla birlikte, bir sistemin nötr toprak bağlantısına empedans eklemek, sistemin etkisiz bir şekilde topraklanmasına neden olur, böylece bir toprak arızası sırasında, 'arızasız' fazların faz gerilimlerinde (toprağa göre) önemli bir artış olacaktır. AG ekipmanı bu görev için yeterli şekilde derecelendirilmiş olmalıdır.

10.8.7. Dielektrik sınıfı

İki ana transformatör dielektrik çeşidi vardır: yağlı transformatörler ve dökme reçineli transformatörler.

i. Yağlı transformatörler

Yağlı transformatörler, FV güneş sistemlerinde yaygın kullanılır. Genellikle hem iç hem de dış mekân kurulumları için uygundurlar.

Yağlı transformatörler, tabi soğutmalı veya hermetik olabilir. Cebri veya doğal havalandırmaya (örneğin, yağlı ve tabi soğutmalı (ONAN)³⁶) sahip olabilirler.

Aşağıdaki standartlar, Birleşik Krallıkta kullanılmak üzere yağlı transformatörlerle ilgilidir:

Tablo 10.6 BS EN 50464'ün kısımları: En yüksek gerilimi 36 kV'u aşmayan ekipmanlar için 50 kVA'dan 2.500 kVA'ya kadar üç fazlı 50 Hz yağlı dağıtım transformatörleri

Referans	Başlık
BS EN 50464-1	Genel gereklilikler
BS EN 50464-2	Yüksek gerilim ve/veya alçak gerilim tarafında kablo kutulu dağıtım transformatörleri Bölüm 1: Genel gereklilikler Bölüm 2: EN 50464-2-1 gerekliliklerini karşılayan dağıtım transformatörlerinde kullanım için Tip 1 kablo kutuları Bölüm 3: EN 50464-2-1 gerekliliklerini karşılayan dağıtım transformatörlerinde kullanım için Tip 2 kablo kutuları
BS EN 50464-3	Sinüzoidal olmayan akımlarla yüklenmiş bir transformatörün güç değerinin belirlenmesi
BS EN 50464-4	Basıncılı oluklu tanklarla ilgili gereklilikler ve testler

ii. Dökme reçineli transformatörler

Dökme reçineli transformatörlerin aşağıdakileri içeren bazı avantajlı özellikleri vardır: yangına dayanıklılık (doğal olarak kendi kendine sönerler) ve elektrodinamik gerilimlere karşı yüksek mekanik direnç. Doğrudan dış mekân kullanımı için uygun değildirler ve genellikle

³⁶ Oil-Natural-Air-Natural

prefabrik konteyner ünitelerde veya havalandırılmalı çelik muhafazalar ve kablo kutuları içinde kullanılırlar.

Dökme reçineli transformatörler, giderek daha fazla kullanılmaktadır ve IP00 teknik özelliklerine (bazı AG panosu veya invertör üreticileri tarafından gereklidir) veya ısmarlama teknik özelliklere uyacak şekilde tasarlanıp inşa edilebilen havalandırılmalı çelik muhafazalar ve kablo kutuları ile sağlanabilirler.

Aşağıdaki standartlar, Birleşik Krallıkta kullanılmak üzere dökme reçineli transformatörlerle ilgilidir:

Tablo 10.7 Dökme reçineli transformatör standartları

Referans	Başlık
BS EN 50541	En yüksek ekipman gerilimi 36 kV'u geçmeyen, 100 kVA'dan 3150 kVA'ya kadar, 50 Hz üç faz kuru tip dağıtım transformatörleri. Tüm kısımlar ancak özellikle: Bölüm 1: Genel gereklilikler Bölüm 2: Sinüzoidal olmayan akımla yüklenmiş bir transformatörün yüklenebilirliğinin belirlenmesi
BS EN 60076-11	Güç transformatörleri. Kuru tip transformatörler
CENELEC HD 464 S1	Kuru Tip Güç Transformatörleri
CEI 14-4	Güç transformatörleri
CEI 14-8	Kuru güç transformatörleri

10.8.8. Transformatör terminalleri

Bir transformatörün terminalleri ve bağlantı şekilleri, kurulumun iş programına uygun olarak ilerleyebilmesini sağlamak için erken bir aşamada tüm taraflarca belirlenmeli ve kararlaştırılmalıdır.

Güneş enerjisi yatırımcılarının açık iletkenlere sahip yüksek gerilim dökme reçineli transformatörleri kullandıkları yerlerde, açıkta kalan YG iletkenlerine sınırlı erişimle uygun güvenlik önlemleri sağlanmalıdır.

10.9. Topraklama düzenlemeleri

10.9.1. Genel

YG sahalarında topraklama için geçerli olan bir dizi standart vardır. Konu ile en ilgili olanlar aşağıdaki tabloda gösterilmektedir:

Tablo 10.8 YG topraklama standartları/kılavuzları

Referans	Başlık
BS 7430	Elektrik tesislerinin koruyucu topraklama uygulama esasları
BS EN 50522	1 kV a.a'yı aşan güç tesislerinin topraklaması
BS EN 61936	1 kV a.a.'yı aşan güç tesisleri
ENA TS 41-24	Trafo merkezlerindeki ana topraklama sistemlerinin tasarımı, kurulumu, testi ve bakımı için kılavuz
ENA ER S34	Trafo merkezlerinde toprak potansiyelinin yükselişini değerlendirmek için kılavuz

Uygun topraklama düzenlemelerinin özellikleri ve tasarımı, toprak, arıza ve yıldırım akımları için uygun düşük empedanslı bir yolunun olmasını ve adım ve dokuma gerilimi tehlikelerinin en aza indirilmesini sağlayacaktır.

Hedefler şunlar olmalıdır:

- (a) Adım ve dokunma gerilimleri ile ilgili olarak yeterli güvenliği sağlayan bir topraklama sistemi tasarımı ve kurulumu,
- (b) BS EN 50522 ve BS 7430 gerekliliklerine uygunluk ve
- (c) Sahanın şebekeye bağlanmasının güvenli olduğu konusunda Şebeke Operatörünü ikna etmek.

Dokunma potansiyeli

Dokunma potansiyeli, enerji verilmiş bir nesne ile nesneye temas eden bir kişinin ayakları arasındaki gerilimdir. Bir dizi olası durum ve arıza süresi için izin verilen Dokunma Gerilimi Sınırları (DGS) BS EN 50522'de verilmiştir. Şebeke Operatörü trafo merkezi sahaları için sınırlar, ENA TS 41-24'te verilmiştir.

Adım potansiyeli

Adım potansiyeli, bir kişinin ayakları arasındaki gerilimdir. İzin verilen adım gerilimi sınırları, BS EN 50522'nin Birleşik Krallık Eki'nde verilmiştir. Şebeke Operatörü trafo merkezi sahaları için sınırlar, ENA TS 41-24'te verilmiştir.

Toprak potansiyeli yükselmesi (TPY)

TPY, arıza akımlarının elektrotlar aracılığıyla toprağa girdiğinde meydana gelen bir olgudur (bir trafo merkezindeki YG arızası sırasında olduğu gibi). Bu akımlar aktığında, sadece topraklama sisteminin potansiyelinde bir artış değil aynı zamanda çevredeki toprak da topraklama sisteminden uzaklaştıkça azalan bir potansiyel artışı yaşar.

Transfer ve stres gerilimi

Transfer gerilimi, trafo merkezindeki tam veya kısmi TPY olan dokunma veya stres gerilimidir. Örnekler:

- (a) Daha düşük TPY'ye sahip bir konumda veya uzak toprak (*remote earth*) potansiyelindeki bir trafo merkezinde topraklanmış metal bir hattın (kablo kılıfı gibi) gerilimi.
- (b) Uzak topraklanmış metal bir hattın (kablo kılıfı gibi) bir trafo merkezinin içindeki gerilimi.
- (c) Gerilimi yükselmiş bir alanda (bir toprak sisteminin etki bölgesi içinde) topraklanmış veya toprakla temas halinde olan metal bir hattın (bir çit gibi) toprağa uzak uç gerilimi.

Stres gerilimi, elektrik devresi veya elektrik sisteminin, kabloların veya ekipmanın bulunduğu konumdan farklı bir potansiyeldeki bir konumda topraklandığında veya toprağa referans verildiğinde, kabloların ve elektrikli ekipmanın yalıtım malzemesinin maruz kaldığı gerilimdir.

Bir YG toprak arızası sırasında oluşabilecek dokunma, adım ve transfer gerilimlerinin sınırları, topraklama hatası akımının süresine ve elektrik çarpma riski oluşturabilecek TPY'ye bağlıdır.

NOT: Uygun arıza akımı süresi, ana koruma olarak tasarlanan uygun koruma cihazının çalışma süresi ve ilgili devre kesicinin çalışma süresidir. Bu arıza süresi, ana koruma arızalanıp yedek bir koruma çalışsa bile, standartlarda belirtilen uygun dokunma gerilimi sınırını belirlemek için kullanılmalıdır. Bir trafo merkezindeki gelen kablolar vb. üzerindeki arızaların uzaktan koruma ile giderilmesi amaçlandığında, bu en uygun koruma süresi olacaktır.

10.9.2. YG sistemlerin topraklanması – Şebeke Operatörü ile ilgili hususlar

Şebeke Operatörlerinin, sistemlerinin uygun ve yeterli şekilde topraklandığından emin olmaları gerekir. Bir Şebeke Operatörüne yüklenen yükümlülükler ve lisans koşulları şunları garanti altına alır:

- (a) YG ve AG beslemelerinin yalnızca güvenli kurulumlara sağlandığını
- (b) Şebeke Operatörünün, trafo merkezi topraklama sistemlerinin güvenli tasarımını ve güvenli dahili işletme koşullarını sağlamak için yeterli kanıtı aldığını (FV yatırımcısından)
- (c) Şebeke Operatörü ekipmanının, kendi başına ve herhangi bir ilişkili trafo merkezinde güvenli bir şekilde kurulduğunu,
NOT: Bu, YG ekipmanının ENA TS 41-24 gerekliliklerine veya belirli şirket gerekliliklerine göre tasarlanmış ve kurulmuş bir trafo merkezi topraklama sistemine topraklanmasını gerektirir.
- (d) Şebeke veya FV saha YG toprak arızaları sırasında, genel saha güvenliğini sağlamak için yeterli bilginin mevcut olduğunu,
- (e) YG sistemi nötr noktalarının, elektrotlar içeren uygun bir topraklama sistemine bağlanmış olduğunu
NOT: YG (AG olmayan) sistemi nötr noktaları, arıza akımını sınırlandırmak için doğrudan veya bir empedans yoluyla topraklanabilir.
- (f) Şebeke Operatörü trafo merkezine veya ekipmanına bağlı herhangi bir YG sisteminin, Şebeke Operatörü trafo merkezinde ortaya çıkabilecek toprak potansiyeli artışına (TPA) karşı güvenli olmasını
NOT 1: ENA ER S34, Şebeke Operatörüne yer altı kablo sistemlerine ve ayrıca havai hat sistemlerine bağlı sahalarda toprak potansiyelinin artışını hesaplamak için standart bir yöntem sunar.
NOT 2: Şebeke Operatörü ve FV sistemlerinin tasarımına bağlı olarak, geniş bir YG kablo ağına sahip bir FV sistemindeki YG toprak arızaları, dahili trafo merkezlerinde, Şebeke Operatörü şebekesi tedarik noktasındakinden daha büyük bir TPY değerine maruz kalabilir.

Şebeke Operatörü tarafından FV Operatörüne sağlanan bağlantı anlaşmaları, kabul edilebilir standartları şart koşacak ve uygun tasarım raporlarının (koruma ve topraklama sistemlerinin tasarımı gibi) sunulmasını gerektirecektir. Şebeke Operatörü, topraklama sisteminin ilgili gereklilikleri karşıladığına dair yeterli kanıta sahip

olduklarından emin olana kadar, hiçbir FV güneş enerjisi tesisini bağlamaya yanaşmayacaktır.

Güvenli sistem tasarımı, tedarikini ve kurulumunu kolaylaştırmak ve TPY ve diğer tasarım hesaplamalarını mümkün kılmak için, Şebeke Operatörünün, sistem arıza akımı ve diğer özellikler hakkında FV yatırımcısına yeterli bilgi sağlaması gerekir.

10.9.3. Canlı sahaları yönetme

ENA ER S36 "*Canlı*" Trafo Merkezlerini Tanımlama ve Kaydetme Yöntemi, yüksek toprak potansiyeline sahip sahaları ve trafo merkezlerini ('canlı saha') yönetmek için mutabık kalınan bir yöntem sunar.

Aşağıdaki tablo, canlı bir sahanın sınıflandırılması için tipik gerilim sınırlarını gösteren ENA ER S36'dan alıntılar içerir.

ÖNEMLİ NOT: Bu bölümdeki bilgiler ve aşağıdaki tablolar kılavuz olarak verilmiştir. Sistem tasarımının, uygun yeterliliğe sahip bir kişi tarafından ve ilgili standartların güncel versiyonu referans alınarak yapılması gerekir.

Tablo 10.9 Canlı saha sınıflandırmaları

		Canlı saha gerilim sınırı	
		Normal güvenilirlik devreleri Koruma temizleme süresi > 0.2 s ²	Yüksek güvenilirlik devreleri Koruma temizleme süresi 0.2 s veya daha az ³
Altyapı	Saha hizmetleri.		
	Kablo ekipmanında izolasyon gerekli	>430 V	>650 V
	Ana hatlara, telefon kulübelerine dikkat edilmeli	>1,150 V	>1,700 V

Evler veya ticari mülkler	Telefonlar ve modemler	>1,150 V	>1,700 V
Büyük, tehlikeli tesisler, işleme merkezleri, rafineriler	Sinyalizasyon, proses kontrol ve iletişim kabloları.	>430 V	>650 V
Demiryolları	Sinyalizasyon ve iletişim kabloları.	>430 V	>1,150 V
NOT 1: Bu tablo, TPY için tipik gerilim sınırlarını ve trafo merkezi topraklama sistemlerinin parazit bölgelerini göstermek için ENA ER S36'dan alıntılar içerir. NOT 2: Koruma Temizleme Süresi > 0.2 sn: 200 ms (20 kV, 11 kV, 6.6 kV) üzerindeki toprak arıza akımını temizleyen ana koruma sistemlerine sahip, normal güvenilirlik devreleri. NOT 3: Koruma Temizleme Süresi > 0.2 sn veya daha az: 200 ms'yi (400 kV, 275 kV, 132 kV, 66 kV, 33 kV, 25 kV) aşmayan toprak arıza akımını temizleyen ana koruma sistemlerine sahip, yüksek güvenilirlik devreleri.			

Canlı bir YG trafo merkezi, trafo merkezi içindeki dokunma ve adım gerilimlerinin uygun standartta belirtilen izin verilen sınırları aşmasına neden olmayan bir TPY'ye sahip olabilir. Bununla birlikte TPY değeri, trafo merkezinin dışarısında bir transfer gerilimi olarak görünüyorsa ve özellikle trafo merkezi topraklama sistemi, harici AG kaynaklarının nötr ve koruyucu topraklamasına bağlıysa veya gerilim konturları diğer bitişik topraklama sistemlerini olumsuz şekilde etkiliyorsa kabul edilmeyebilir.

Örneğin, 430 V'luk bir TPY'nin transfer edildiği (aktarıldığı) konum, yalnızca 135 V'luk izin verilen dokunma gerilimine sahipse, bu durum önemli bir tehlike olabilir. Bu tür gerilim transferlerinden kaçınılmalıdır, yani tasarım, transfer edilen dokunma geriliminin izin verilen sınırları aşmamasını garanti altına almalıdır.

TPY, Tablo 10.9'da listelenen canlı sınır gerilimlerini aştığında, trafo merkezi çalışma alanı içinde ve topraklama sistemi çevresinde önlemler alınmalıdır. Uygulanabilecek hafifletici eylemler arasında YG ve AG topraklama sistemlerinin izolasyonu, özel YG kablo çalışma yöntemleri ve iletişim devrelerinin izolasyonu yer alır. Örnekler Tablo 10.10'da gösterilmektedir.

Tablo 10.10 Canlı sahalarda hafifletici önlemler için örnekler

TPY	Eylemler/değerlendirmeler	Yorumlar
>1,700 V veya 1,150 V	YG ekipmanının herhangi bir üçüncü taraf telekom sistemi ve ekipmanına olan yakınlığını kontrol edin.	33 kV toprak arızaları için 1.700 V sınır. 11 kV toprak arızaları için 1.150 V sınır.
≥1,700 V	Telekom bariyerlerini düşünün.	TPY'yi azaltmayı düşünün ≥1,700 V
>1,200 V	YG ve AG topraklama sistemlerinin ayrımını ve AG ekipmanında ortaya çıkan gerilimin etkilerini düşünün.	Trafo merkezindeki AG ekipmanı, stres gerilim sınırlarını aşacağından ayırma önerilmez.
≥1,150 V	Telekom bariyerlerini düşünün.	TPY'yi azaltmayı düşünün ≥1,150 V
≤F*DGS	YG ve AG topraklama sistemleri birbirine bağlı kalabilir.	Arıza süresine uygun DGS. TN-S sistemi için F katsayısı =1
>F*DGS	YG ve AG topraklama sistemlerini ayırmayı düşünün.	İdeal olarak topraklama sistemlerini ayırmayın.
>F*DGS	F*TVL konturunu ve tüm AG ekipmanının bunun dışında bulunup bulunmadığını kontrol edin.	AG nötr, ideal olarak DGS konturunun dışında topraklanmalıdır.
>F*DGS	F*TVL konturu içindeki AG ekipmanı	YG ve AG topraklama sistemi bağlantısını düşünün. FV sistemindeki herhangi bir noktada AG DGS'nin aşılmamasını sağlamak için ortak bir topraklama sistemi tasarlayın.

TPY	Eylemler/değerlendirmeler	Yorumlar
>>1,200 V	Birleşik YG ve AG topraklama sistemlerini düşünün.	FV sistemindeki herhangi bir noktada AG DGS'nin aşılmamasını sağlamak için ortak bir topraklama sistemi tasarlayın.

Telekom Bariyeri

Bir telekom bariyeri, gelen hizmetlerin metal parçaları ile trafo merkezi kabloları ve ekipmanı arasında galvanik izolasyonu sağlar.

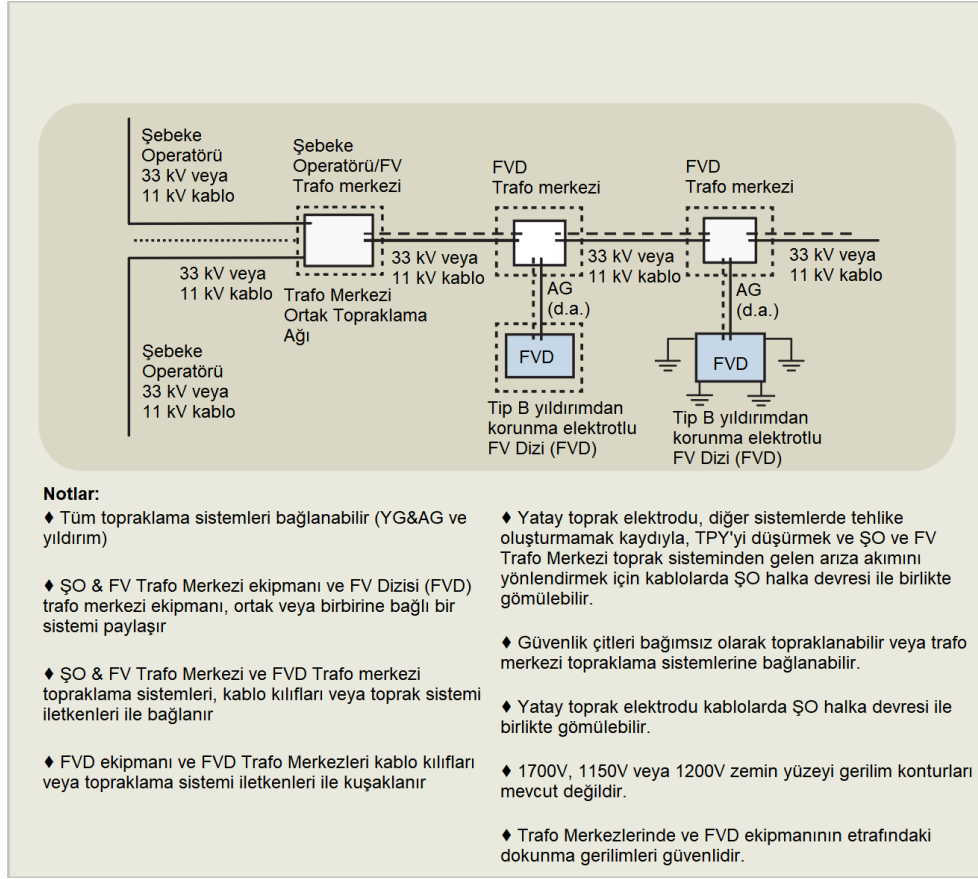
NOT: Açıkta kalan metal kısımlar, trafo merkezi toprak sistemine bağlanmalıdır ve yalıtım seviyesi, trafo merkezinin maksimum TPY'sine uygun olmalıdır. Trafo merkezi ortamında telekom ekipmanı üzerinde güvenli bir şekilde çalışmak için uygun izolasyon yöntemlerinin sağlanması gerekir.

F katsayısı

F katsayısı, TN-C sistemlerinde uzak ve dağıtılmış nötr noktası topraklamasının yararlı etkisini temsil eder. Bu, BS EN 50522 Tablo 2'deki F katsayısına karşılık gelir. Nötr tek noktada topraklanmış TN-S sistemleri için, F faktörü 1.0'a eşittir.

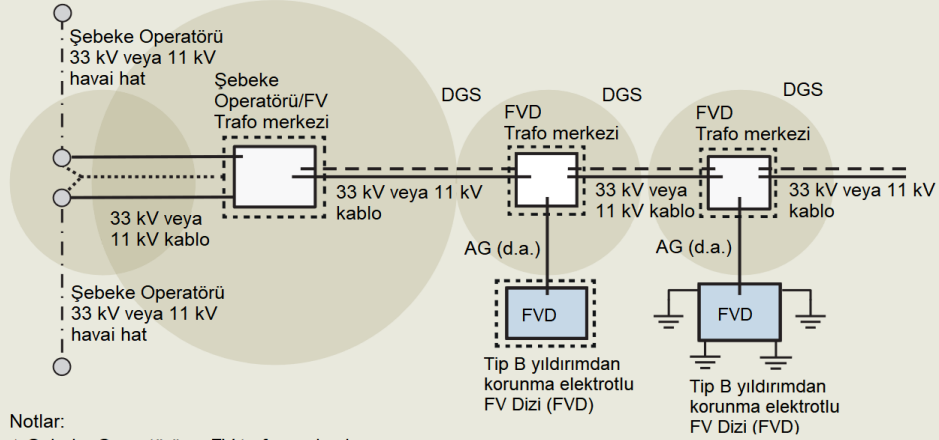
DGS konturu

DGS eğrisi, bir toprak yüzey gerilimi grafiği üzerine çizilir ve ilgili dokunma gerilimi sınırındaki noktaları birleştirir.



Şekil 10.3 TPY ≤ DGS YG bağlantı örneği

Dikkat: Bu şekil, yardımcı güç kaynakları, güvenlik çitleri ve telekomünikasyon tesislerinin izolasyonu ve FV kurulumu ile ilişkili olmayan diğer hizmetler gibi dikkate alınması gereken bütün konuları dikkate almamaktadır.

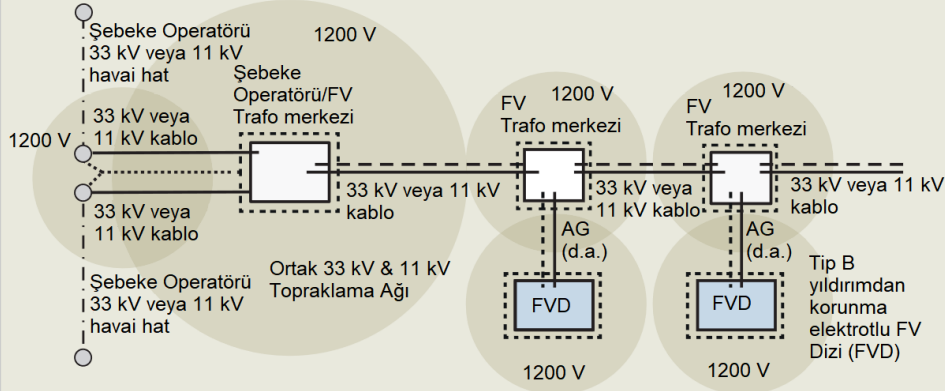


Notlar:

- ◆ Şebeke Operatörü ve FV trafo merkezi ekipmanı ve FVD trafo merkezi ekipmanı ortak veya birbirine bağlı bir sistemi paylaşır.
- ◆ Şebeke Operatörü ve FV Trafo merkezi ve FV dizisi trafo merkezi topraklama sistemleri, kablo kılıfları veya topraklama sistemi iletkenleri ile kuşaklanmıştır.
- ◆ FV Dizisi ekipmanı ve FVD Trafo Merkezleri kablo kılıfları veya topraklama sistemi iletkenleriyle bağlanmamıştır (AG, bir TT sistemi olarak düzenlenmiştir).
- ◆ Güvenlik çitleri tercihen bağımsız olarak topraklanır ve trafo merkezi topraklama sistemlerine bağlanmaz.
- ◆ Yatay toprak elektrodu, diğer sistemlerde tehlike oluşturmamak kaydıyla, TYP'yi düşürmek ve Şebeke Operatörü ve FV Trafo Merkezi toprak sisteminden gelen arıza akımını yönlendirmek için kablolarda Şebeke Operatörü halka devresi ile birlikte gömülebilir.
- ◆ Örnek ideal maksimum DGS zemin yüzey gerilimi konturları gösterilmiştir.
- ◆ FVD yıldırım sistemi, hasar riskini en aza indirmek için tercihen FVD AG TT topraklama sistemlerine bağlı değildir.
- ◆ FVD ekipmanı, DGS konturlarının dışında konumlandırılmıştır.

Şekil 10.4 TYP ≤ 1,200 V YG bağlantı örneği

Dikkat: Bu şekil, yardımcı güç kaynakları, güvenlik çitleri ve telekomünikasyon tesislerinin izolasyonu ve FV kurulumu ile ilişkili olmayan diğer hizmetler gibi dikkate alınması gereken bütün konuları dikkate almamaktadır.



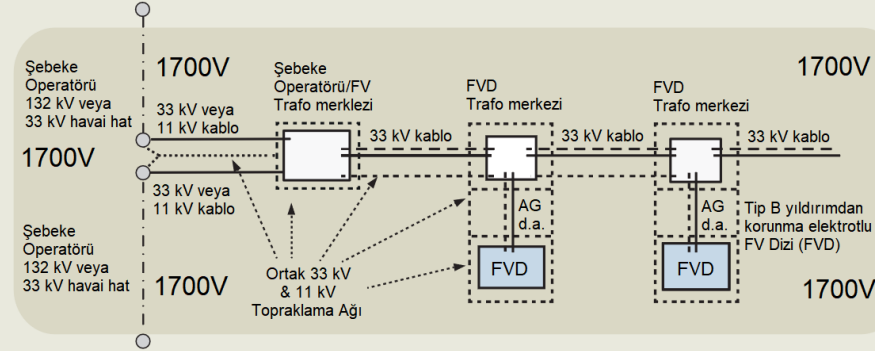
Notlar:

- ◆ ŞO & FV Trafo merkezi ekipmanı ve FVD trafo merkezi ekipmanı ortak veya birbirine bağlı bir sistemi paylaşır
- ◆ ŞO & FV Trafo Merkezi ve FVD Trafo merkezi topraklama sistemleri, kablo kılıfları veya toprak sistemi iletkenleri ile kuşaklanır
- ◆ FVD ekipmanı ve FVD Trafo Merkezleri, kablo kılıfları veya topraklama sistemi iletkenleriyle bağlanmıştır (AG, TN-S sistemi olarak düzenlenmiştir)
- ◆ Güvenlik çitleri tercihen bağımsız olarak topraklanır ve trafo merkezi topraklama sistemlerine bağlanmaz.
- ◆ Yatay toprak elektrodu, diğer sistemlerde tehlike oluşturmamak kaydıyla, TPY'yi düşürmek ve ŞO ve FVD Trafo Merkezi topraklama sisteminden gelen arıza akımını yönlendirmek için kablolarda ŞO halka devresi ile gömülebilir.

- ◆ FV kabloları ile ek elektrot gömülebilir
- ◆ Örnek ideal maksimum 1200V zemin yüzey gerilimi konturları gösterilmiştir.
- ◆ ŞO/FVD trafo merkezindeki dokunma gerilimi ENA TS 41-24 sınırlarını aşmamalıdır.
- ◆ FVD trafo merkezindeki dokunma gerilimi BS FN 50522 sınırlarını aşmamalıdır.
- ◆ FVD ekipmanında BS EN 50522 LV TVL'yi aşmayan dokunma gerilimini aşmamalıdır.

Şekil 10.5 TP > 1200 V YG bağlantı örneği

Dikkat: Bu şekil, yardımcı güç kaynakları, güvenlik çitleri ve telekomünikasyon tesislerinin izolasyonu ve FV kurulumu ile ilişkili olmayan diğer hizmetler gibi dikkate alınması gereken bütün konuları dikkate almamaktadır.



Notlar:

- ◆ Şebeke Operatörü ve FV trafo merkezi ekipmanı ve FVD trafo merkezi ekipmanı ortak veya birbirine bağlı bir sistemi paylaşır.
- ◆ Şebeke Operatörü ve FV Trafo Merkezi ve FV dizisi trafo merkezi topraklama sistemleri, kablo kılıfları veya toprak sistemi iletkenleri ile bağlanmıştır.
- ◆ FV Dizisi ekipmanı ve FVD Trafo Merkezleri, kablo kılıfları veya topraklama sistemi iletkenleriyle bağlanmamıştır (AG, TN-S sistemi olarak düzenlenmiştir).
- ◆ Güvenlik çitleri tercihen bağımsız olarak topraklanır ve trafo merkezi topraklama sistemlerine bağlanmaz.
- ◆ Yatay toprak elektrodu, diğer sistemlerde tehlike oluşturmamak kaydıyla, TPY'yi düşürmek ve Şebeke Operatörü ve FV Trafo Merkezi toprak sisteminden arıza akımını yönlendirmek için kablolarda Şebeke Operatörü halka devresi ile gömülebilir.
- ◆ Telekomünikasyonda parazit bölgeleri için örnek 1700V zemin yüzeyi gerilimi konturları gösterilmiştir.
- ◆ Şebeke Operatörü/FV trafo merkezindeki dokunma gerilimi ENA TS 41-24 sınırlarını aşmamalıdır.
- ◆ FVD trafo merkezindeki dokunma gerilimi BS EN 50522 sınırlarını aşmamalıdır.
- ◆ FVD ekipmanında dokunma gerilimi BS EN 50522 LV TVL'yi aşmamalıdır.

Şekil 10.6 Çok yüksek TPY olan YG bağlantısı örneği

10.9.4. Trafo merkezi ve YG ekipmanı topraklama sistemleri

Bir topraklama sistemi normalde aşağıdakilerden oluşmalıdır:

- (a) Ekipman ve/veya binaların uç noktaları çevresindeki toprak elektrotu (bantlar ve çubuklar),
- (b) Herhangi bir çelik levha veya uzun dikey inşaat demiri filizleri*,
- (c) Herhangi dahili inşaat demirine bağlantılar*,
- (d) Test noktaları ve
- (e) Şebeke Operatörü topraklama sistemine bir veya daha fazla bağlantı noktası.

* bunlar genellikle tamamlayıcı eş potansiyel topraklamalardır.

i. Trafo merkezi ve YG ekipmanı topraklama sistemi tasarımı

FV güneş topraklama sistemi tasarımı ve teknik özelliklerinin kritik noktalarında bir TPY çalışması içermesi gerekir. Bu, önerilen topraklama sisteminin yerleşimi ve konfigürasyonuna, toprak direnç testlerinden elde edilen verilere, topraklama sistemine akabilecek gerçek veya tahmini arıza akımlarına, kullanılan kablolar ve genel elektrik tasarımına göre yapılmalıdır. Birkaç topraklama sistemi birbirine bağlandığında, arıza akımının modellenmiş veya hesaplanmış dağılımının da dikkate alınması gerekir.

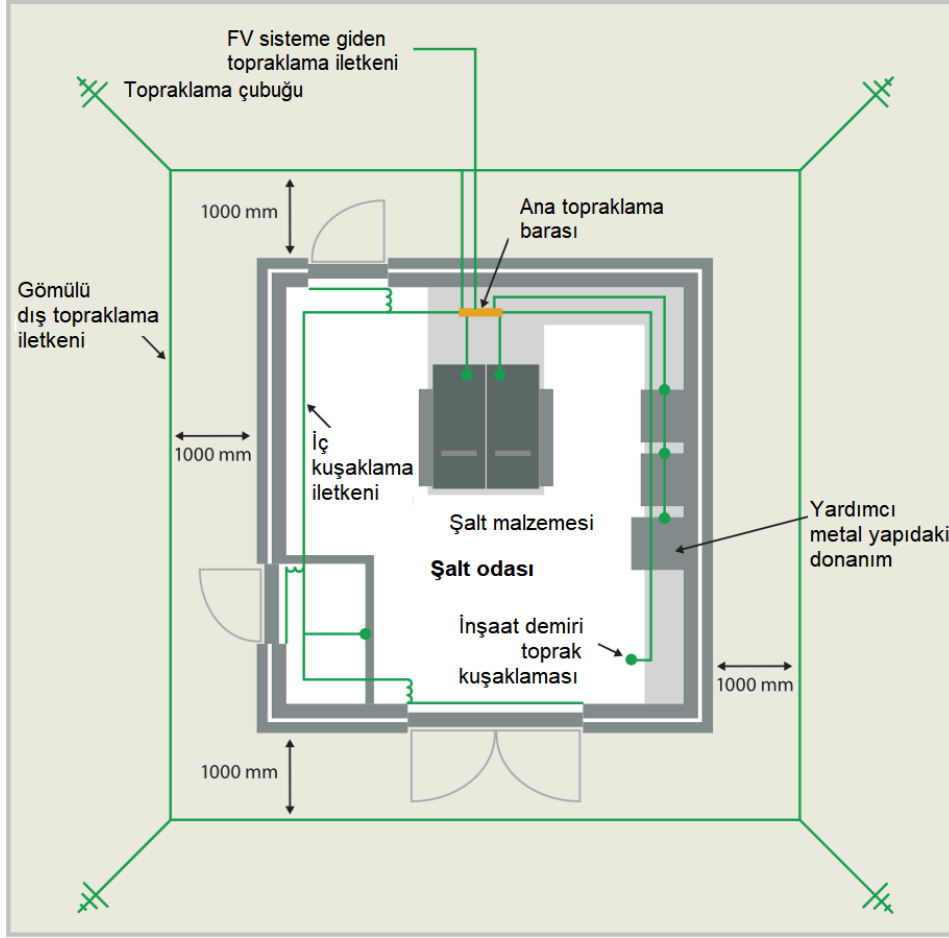
FV güneş YG ağı için, tasarımcı, FV güneş topraklama sisteminin izin verilen dokunma ve adım potansiyelleri açısından BS EN 50522 ile uyumlu olmasını sağlamalıdır. (Şebeke Operatörü-FV güneş sistemi bağlantısında beyan edilen TPY değeri için). Bağlantı noktasının TPY'si, Şebeke Operatörü tarafından beyan edilebilir veya FV bağlantı projesi kapsamında belirlenebilir.

Bağlantı noktasında sunulan topraklama sisteminin tasarımının tamamlanması ve inşaat başlamadan önce Şebeke Operatörü ile mutabık kalınması gerekir, zira topraklama düzenlemeleri, yüksek maliyetli iyileştirme veya yenileme işlerinden kaçınmak için enerji verilmeden önce yapının erken bir safhasında kurulmalıdır.

Şebeke Operatörü tarafından devranılacak bir trafo merkezi için tasarımcı, trafo merkezi topraklama tasarımı ve değerlendirmesi için mevcut TPY standartlarına uygunluğu sağlamalıdır; bunlar ENA TS 41-24 ve ENA ER S34 standartlarıdır.

NOT: ENA, prensip olarak ENA TS 41-24 ve ER S34 kapsamında BS EN 50522'nin benimsenmesini kabul etmiştir. Bu değişiklik, İngiltere Lisanslı Dağıtım Ağı Operatörleri Dağıtım Yasasının ek belge olarak bir parçası olacağından, önerilen değişikliğin halkın görüşüne sunulması gerekir. BS EN 50522, yaklaşık 2015 yılında belirtilen standartla uyumlu hale

getirilecektir (istişareyi takiben tüm ENA üyeleri tarafından resmi anlaşmaya varılması şartı ile).



Şekil 10.7 Örnek trafo merkezi topraklama düzenlemesi

ii. Trafo merkezi ve YG ekipmanı topraklama sistemlerinde göz önünde bulundurulması gerekenler

- (a) Bir havai hatla bağlı tek bir YG trafo merkezinin TPY'si, büyük bir gömülü topraklama sistemi kullanıldığında bile muhtemelen aşırı olacaktır. Direnci azaltmak ve TPY'yi düşürmek için trafo merkezi alanı, harici yatay elektrot ve topraklama çubukları ile genişletilebilir. Bununla birlikte, topraklama sistemi direncini canlı olmayan alan değerlerine düşürmek ekonomik olmayabilir.
- (b) Yer tipi trafo merkezleri ve transformatörler gibi bağımsız YG ekipmanlarının her biri, YG ekipmanı çalışma alanının çevresinde gömülü yatay elektrot ve çubuklardan oluşan bir topraklama sistemine sahip olmalıdır.
- (c) Topraklama sisteminin, herhangi bir kablo kılıfının hasar görmesi durumunda uygun koruma rölelerinin çalışmasını sağlamak için yeterince düşük dirençle çalışması ve ayrıca

trafo merkezi içinde makul eş potansiyel koşullarını sağlaması gerekir.

- (d) TPY'nin aşırı olduğu durumlarda, topraklama sistemi, saha alanını kullanmak ve dokunma ve adım gerilimlerini kontrol etmek için yeterli miktarda ara elektrotlara sahip bir ızgara şeklinde inşa edilmelidir.
- (e) Şebeke Operatörleri, trafo merkezlerinde ve bağlı ve bitişik sistemlerde güvenli çalışma koşulları sağlandığı sürece, makul olarak yükseltilmiş bir TPY'yi kabul edeceklerdir.
- (f) Birkaç YG trafo merkezinin topraklama sistemlerinin YG kablolarının kılıfları veya yalıtılmış toprak iletkenleri ile birbirine bağlandığı durumlarda, her bir trafo merkezi YG topraklama sistemi, uygun koruma rölelerinin çalışmasını sağlayacak şekilde işlevsel olarak yeterli olması ve her trafo merkezi içinde makul eş potansiyel koşulları sağlaması koşuluyla en az seviyede tesis edilmiş olabilir.
- (g) En az seviyede tesis edilmiş trafo merkezi YG topraklama sistemi, bir YG trafo merkezinin (canlı bölge) yerel parazit bölgesini en aza indirmelidir. Gerekirse AG kaynakları, parazit bölgesinin dışında konumlandırılabilir ve topraklanabilir.

10.9.5. Bir YG trafo merkezi ile ilişkili AG topraklama sistemleri

Tüm Şebeke Operatörü AG topraklama sistemleri, EGKSY³⁷ ile uyumlu ve teknik ve ekonomik uygulanabilirliğe bağlı olarak, AG bağlantı noktalarında uygun toprak terminalleri sağlayacak şekilde tasarlanmalıdır.

i. YG ve AG topraklamalarının birbirine bağlanması (birleşik ve ayrık)

Genel olarak birleşik AG ve YG toprak sistemleri tercih edilmesine rağmen sahanın TPY değeri ve arıza süresine bağlı olarak ayırma düşünülebilir.

- (a) Halihazırda Şebeke Operatörleri, kendi YG ve kamusal AG sistemlerinin ayrık şekilde topraklanıp topraklanmayacağına karar vermek için transfer gerilimi sınırı (TGS) olarak 430 V değerini kullanmaktadır.
- (b) Şu an YG ve AG topraklama sistemlerinin ayrılıp ayrılmayacağına karar verirken kullanılacak uygun referans BS EN 50522 UK ek (NA4) dokunma gerilimi/arıza süresi sınırları (ek kişisel koruma olmadan)'dır.

³⁷ Elektrik Güvenliği, Kalitesi ve Sürekliliği Yönetmeliği
Electricity Safety, Quality and Continuity Regulations - ESQCR

- (c) TN-C AG beslemeleri ve birleşik nötr ve toprak işlevini gören tek iletkenli kablo (koruyucu çoklu topraklamaya (PME) sahip kablolar) kullanan topraklama terminallerine sahip Şebeke Operatörlerinin trafo merkezleri, genellikle DGS'yi aşmayan yüksek TPY değerine uygun olabilirler. Ayrık YG ve AG topraklama sistemleri için de uygun olabilirler. Bu sistemler için yaygın olarak BS EN 50522'deki izin verilen transfer dokunma gerilimi/zaman sınırı değerine 2 katsayısı uygulanır.
- (d) FV AG sistemleri, tek noktalı nötr topraklamaya sahip TN-S sistemleri olmalı ve artan DGS'den etkilenmemelidir.
- (e) Maksimum 1,200 V AG sistem stres gerilimi sınırı, BS 7671, BS 7430 ve BS EN 50522'de de belirtilmiştir.
- (f) TPY'nin 1,200 V'u aştığı durumlarda, AG kaynaklarına transfer gerilimi DGS'yi aştığından YG ve AG topraklama sistemleri birbirinden ayrılmalıdır (bkz. Tablo 2 BS EN 50522). Not: BS EN 50522'nin Birleşik Krallık Ekinde (ek yalıtım olmaksızın basit dokunma gerilimi eğrisi) şart koşulduğu gibi, DGS genellikle düşük bir değer olmalı ve ayırma için güvenlik kriteri olarak uygulanmalıdır. YG ve AG topraklama sistemlerinin ayrılması sonucu TPY'yi 1,200 V'u aşmayan bir değere düşürmek için önlemler alınması gerekir.
- (g) YG ve AG toprak sistemleri ayrıldığı zaman, 1,200 V, trafo merkezlerinde bulunan AG ekipmanı için de bir maksimum stres gerilimi değeridir. Aslında bu durum, yer tipi bir trafo merkezinde TPY'nin 1,200 V'u aşmaması için trafo merkezi TPY'sinin azaltılmasını gerektirir.
- (h) Gerekli olmadığı sürece **ayırma tavsiye edilmez**, zira bu tür bir ayırım, aksi durumda önlenilebileceğinden daha fazla tehlike oluşturabilir ve idamesi zor olabilir. Ayırım yoluna gitmeden önce, tüm sahayı, TPY'yi azaltmak ve tehlikeyi önlemek için tam kuşaklama yapılmış ve ek elektrot yerleştirilmiş bütün halinde bir AG elemanı olarak ele almak gibi alternatif tasarım önlemleri düşünülmelidir. Bu, büyük YG santrallerde uygulanan bir konsepttir.

ii. Ayrık topraklama sistemleri

YG ve AG topraklama sistemleri ayrıldığında, iki sistem fiziksel olarak ayrılmalı, belirlenmeli, yalıtılmalı ve temas ve istenmeyen bağlantılardan korunmalıdır.

- (a) AG elektrotları, YG elektrotlarından yeterince uzak bir mesafeye yerleştirilmeli ve

- (b) AG elektrotlarının direnci, güvenilir YG trafo koruma işlemleri için maksimum YG elektrot değerini aşmamalıdır.

iii. Bağlanmış topraklama sistemleri

YG ve AG topraklama sistemleri birbirine bağlanacağı zaman, FV kurulumunun küçük kesitli koruyucu iletkenlerinde akabilecek tehlikeli YG arıza akımlarını önlemek için, toprakla temas halindeki ve AG topraklama sistemlerindeki yapısal parçaların etkili bir şekilde kuşaklanması özellikle önemlidir.

FV sistemindeki kablo kılıfları ve toprak bağlantı iletkenleri, genel AG sistemi koruyucu/kuşaklama iletkenleri işlevini sağlarken, yeterli seviyede doğrudan kuşaklama iletkenleri de mevcut olmalıdır (küçük kesitli AG koruyucu iletkenlerinde aşırı YG arıza akımlarını önlemek için). Kuşaklama, bir trafo AG sargı arızası meydana gelirse, YG toprak iletkenlerinin AG arıza akımından zarar görmesini de önleyecektir.

Güvenilir ve yeterli YG ve AG topraklama sistemi ara bağlantısı şu yollarla sağlanabilir:

- (a) Maksimum AG toprak arıza akımı süresi için derecelendirilmiş bir topraklama iletkeni ile birbirine bağlanmış, hem YG hem de AG ekipmanına özgü kolektif topraklama baraları, veya
- (b) YG transformatörü topraklama noktası ile AG nötr topraklama noktası arasına yerleştirilmiş ek bir doğrudan toprak kuşaklama iletkeni (yine maksimum AG toprak arıza akımı süresi için derecelendirilmiş).

10.9.6. Dizi çerçeve topraklaması ile entegrasyon

YG-AG topraklama sistemi tasarımının, dizi çerçevelerinin fonksiyonel topraklaması gerekliliğini de dikkate alması gerekir (bkz. Bölüm 5.13).

10.9.7. Yıldırımdan korunma ve ani darbe koruyucu sistemleri ile entegrasyon

YG-AG toprak sistemi tasarımının, sahada uygulanacak herhangi bir yıldırım ve ani darbe koruyucu topraklama düzenini de dikkate alması gerekir.

Yıldırımdan korunma sisteminin kurulacağı yerde, YKS sistemi tasarımcısı ile YG-AG topraklama sistemi tasarımcısı arasında sıkı bir koordinasyon gereklidir.

BÖLÜM 11

11. Mekanik tasarım ve inşaa tasarımı ve kurulumu

11.1. Genel

Sabitlenme ve yapısal tasarım hesaplamaları ve şartnameleri, uygun şekilde yetkin bir kişi tarafından yapılmalıdır. Üreticinin talimatlarına da uyulmalıdır.

Ayrıntılı sabitleme ve yapısal tasarım bu Uygulama Kurallarının kapsamı dışındadır.

11.2. FV kurulum sistemleri: Genel gereklilikler

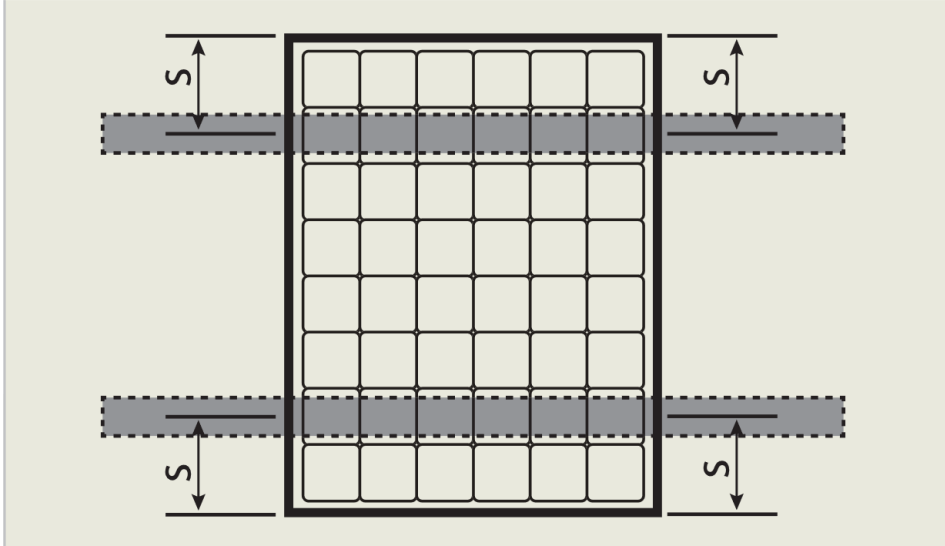
11.2.1. Genel

Bir sonraki bölümde ele alınan yük hesaplamalarına ek olarak, tüm FV kurulum sistemlerinin tasarımı için geçerli olan birkaç genel kural vardır:

11.2.2. Modül gereklilikleri/kenetleme bölgeleri

FV kurulum sisteminin tasarımı, modül sabitleme/kenetleme bölgelerinin modül üreticisinin talimatlarına uygun olmasını garanti etmelidir.

Modül üreticisinin talimatları, modülün sabitlenmesi/kenetlenmesi gereklilikleri açısından belirleyicidir. Bu, kenetleme için hangi kenarların kullanılabileceğini kısıtlayabileceği gibi (örneğin, bazı modüller kısa kenarlarda kenetlemeye izin vermez) kelepçelere izin verilen bölgeleri de kısıtlayabilir.



Şekil 11.1 Tipik modül kenetleme pozisyonları

11.2.3. Korozyon

FV dizisi çerçeveleri ve bağlantıları, sistemin kullanım ömrüne uygun, korozyona dayanıklı malzemelerden yapılmalıdır.

Korozyon değerlendirilirken, farklı metallerin birbirine cıvatalanmasından kaynaklanan olası galvanik etkilerin de dikkate alınması gerekebilir – gerekli durumlarda malzemeler değiştirilmeli veya yalıtkan rondelalar kullanılmalıdır.

11.2.4. Isıl etkiler

FV kurulum sistemleri, ısı genleşmeye ve büzölmeye izin vermelidir.

Dizi yapısının uzun bir destek rayı vb. gerektirebileceği büyük sistemlerde ısı etkilerin özellikle dikkate alınması gerekir. Bu gibi durumlarda, ısı durdurmanın ve genleşme boşluklarının sisteme özel bir şekilde tasarlanması gerekecektir.

11.2.5. Kar/buz/kir birikimi

FV kurulum sistemleri, uygulanabilir olduğu ölçüde kar, buz veya diğer kalıntıların birikmesini önleyecek şekilde tasarlanmalıdır.

Uzun vadeli kar/buz birikimi, tasarımın modül yüzeyinde kar yağışı tutmaması sağlanarak önlenmelidir (örneğin, modülün alt kenarında, bir çözölme sırasında karın kaymasını önleyebilecek herhangi bir çıkıntıdan kaçınarak). Büyük dizilerde, karın, dizinin alt kısmına kayarak birikme potansiyeli varsa, düzensiz kar yüklemesi olasılığının dikkate alınması gerekebilir.

Benzer şekilde, dizi çerçeve tasarımında, kir, yaprak ve diğer kalıntıların potansiyel birikimi de dikkate alınmalıdır. Bu, bir dizinin

altında biriken ve dizinin altındaki iyi hava akışını kısıtlayabilen pislik birikimini de içermelidir.

11.2.6. Yağmur/kar drenajı

Dizi çerçeve tasarımı sırasında yağmur ve kar drenajı dikkate alınmalıdır.

FV sisteminin kurulması, sahadaki yağmur ve kar drenaj şekillerini etkileyebilir. Örneğin:

- (a) Büyük çatı dizileri, suyun bir çatıdan doğal olarak dökülmesini hızlandırabilir veya saptırabilir ve yoğun yağış zamanlarında mevcut oluk sistemlerinin kapasitelerinin aşılmasına neden olabilir.
- (b) Bir saçak veya oluğa çok yakın olan FV dizileri suyun oluğun üstünden akmasına neden olabilir.
- (c) Yere sabitlenmiş büyük diziler, yoğun yağış sırasında çevresel alanlarda su birikmesine neden olabilir.
- (d) FV dizileri, karın bir binadan dökülme şeklini değiştirebilir. Modül yüzeyleri karı nispeten daha kolay döker ve tek seferde daha büyük miktarlarda kar dökülmesine neden olabilir. Kapı üzerlerinde kar korumalarına ihtiyaç duyulabilir ve bir dizinin altına denk geldiği yerlerde oluklar güçlendirme isteyebilir.
- (e) Yüksek kar yağışı olan bölgelerde, FV dizisinin ön tarafına kayıp biriken ve modülün alt kısmını kapatan karı önlemek için yerden yüksekliğin dikkate alınması gerekebilir.

11.2.7. Kendi kendini gölgeleme

FV kurulum sistemleri, dizi yapısından kaynaklanan kendi kendini gölgelemeyi en aza indirecek şekilde tasarlanmalıdır.

Dizi çerçevesini tasarlarken, yapının kendisi tarafından ortaya çıkarılan gölgeye dikkat edilmelidir. Örneğin, aşırı yüksekliğe sahip modül kelepçeleri, kelepçenin hemen yanındaki modüle bir miktar gölge düşürebilir.

11.2.8. Bakım için erişim

Bir dizi çerçevesi tasarlanırken hem dizinin kendisi hem de bina ve üzerine kurulduğu zemin için gelecekteki erişim gereklilikleri dikkate alınmalıdır.

Bu, bina üstlerine kurulan diziler için özellikle önemlidir. Güvenli bir bakım yönteminin belirlenmesi, tasarım aşamasına dahil edilmelidir. Bakım ve acil servisler için genel çatı erişiminin de dikkate alınması gerekebilir (bkz. Yangın Bölüm 11.5).

11.2.9. Hava sızdırmazlığı

FV dizisi çerçeveleri ve sabitleme elemanları, sabitlendikleri herhangi bir binanın hava sızdırmazlığını tehlikeye atmamalıdır.

11.3. Rüzgâr ve kar yükleri

11.3.1. Genel

FV modülleri, dizi kurulum elemanları ve sabitleme parçaları, sistemin ömrü boyunca kendilerine uygulanan kuvvetlere dayanabilmelidir. Aynısı FV dizisinin sabitlenebileceği yapı için de geçerlidir. Bu nedenle, söz konusu saha ve sistem için rüzgâr ve kar yüklerinin hesaplanması gereklidir.

FV modülleri, dizi kurulum yapısı ve sabitleme elemanları, sistemin ömrü boyunca üzerlerine uygulanan rüzgâr ve kar yüklerine dayanabilmelidir.

11.3.2. Rüzgâr yükleri

Bir sistemdeki rüzgâr yükünün belirlenmesi, öncelikle, FV sabitleme yapısının ve elemanlarının, rüzgârın uygulayacağı herhangi bir kaldırma (emme), kayma ve devrilme momentine dayanmaya yeterli olmasını sağlamak için gerçekleştirilir. Rüzgârın kaldırma bilgisi, binalara sabitlenen FV sistemleri için bağlantı elemanlarının belirlenmesinde hayati önem taşır. Balastlı sistemler için ise kayma ve devrilme momentlerinin hesaplanması gerekir.

NOT: Rüzgârdan gelen aşağı yönlü kuvvetler genellikle daha az önemlidir ve çoğu durumda göz ardı edilebilir.

FV sistemi üzerindeki rüzgâr nedenli kuvvetleri belirleme yöntemi iki adımdan oluşur. İlk adım, söz konusu sahada rüzgârın uygulayacağı hız basıncı tepe değerini belirlemektir. İkinci adım, bu basınç tepe değerini dizinin alanı ve uygun bir basınç katsayısı ile çarparak bir kuvvet değerine dönüştürmeyi içerir:

i. Rüzgâr kuvveti

$$\text{Rüzgâr kuvveti} = Q_P \times A \times C_P \times SF$$

Burada:

Q_P = hız basıncı tepe değeri

A = modül veya dizinin alanı

C_P = basınç katsayısı

SF = güvenlik katsayısı

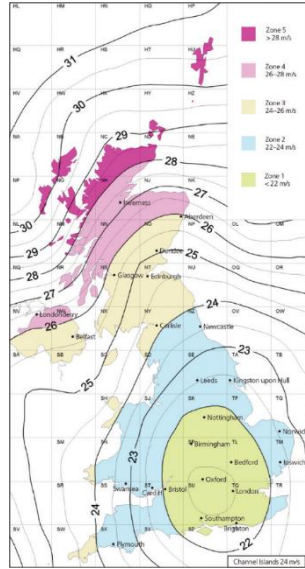
ii. Hız basıncı tepe değeri

Hız basıncı tepe değeri, 50 yıllık bir süre boyunca belirli bir yerde beklenen en fazla rüzgâr basıncıdır. En yüksek hız basıncını hesaplama yöntemi, BS EN 1991 Eurocode 1: *Yapılar üzerindeki etkiler* ve Birleşik Krallık Ulusal Eki: BS EN 1991-1-4 – Eurocode 1 kapsamı dışı. *Yapılar üzerindeki etkiler. Genel etkiler. Rüzgâr etkileri.* içerisinde mevcuttur.

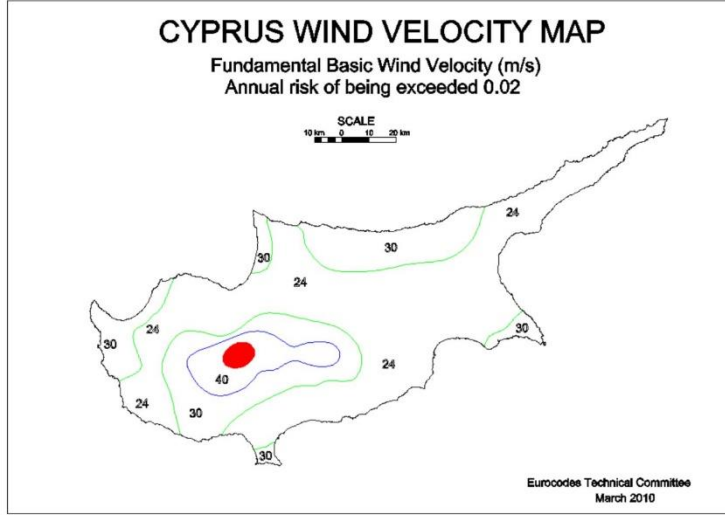
Hız basıncı tepe değerini hesaplamak için aşağıdaki saha etkenlerinin dikkate alınması gerekir:

- (a) Ortalama rüzgâr hızı (konuma göre değişir – Birleşik Krallık haritasından alınır),
- (b) İrtifa düzeltme katsayısı (deniz seviyesinden yüksekliği hesaba katar),
- (c) Referans yüksekliği (yapının yer seviyesinden yüksekliği),
- (d) Arazi engebesi (arazi tipi: deniz, kasaba veya ülke),
- (e) Topografya – sahanın bir tepe veya yamaç üzerinde olduğu yerlerde bir düzeltme katsayısı ekler,
- (f) Denizden uzaklık.

Hız basıncı tepe değerini hesaplamak için basitleştirilmiş bir yöntem BRE DG 489 – *Çatıya kurulmuş güneş sistemlerindeki rüzgâr yükleri* içinde bulunabilir.



Şekil 11.2 UK rüzgâr hızı bölgeleri © HIS. BRE DG 489, 2014 Basımından iznini olarak kullanılmıştır.



Şekil 11.3: Kıbrıs rüzgâr hızı haritası. Kıbrıs Ulusal Eki: CYS EN 1991-1-4 – Eurocode 1: *Yapılar üzerindeki etkiler. Genel etkiler –Rüzgâr etkileri.*

iii. Basınç katsayıları

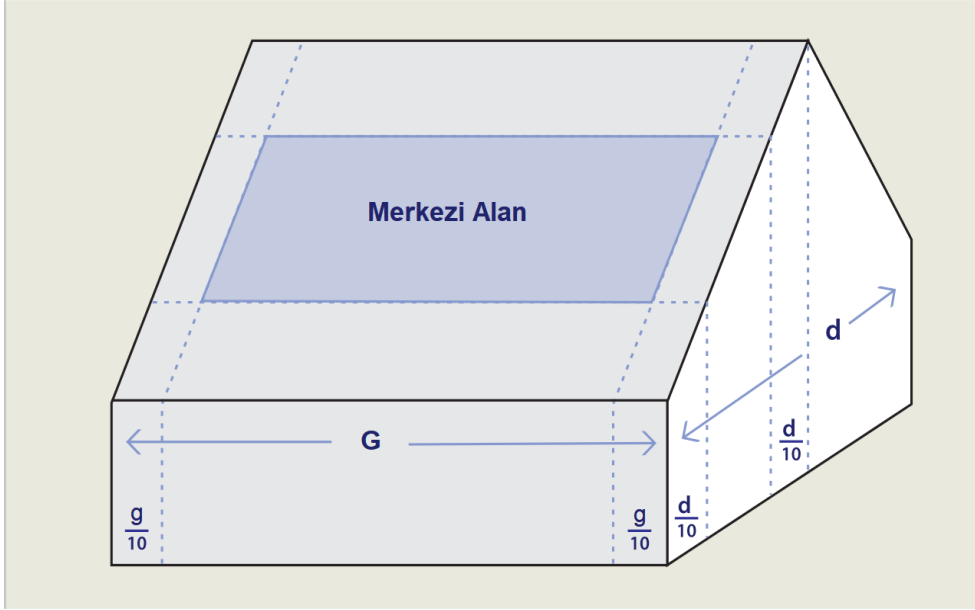
Rüzgâr yükü hesaplamalarında kullanılan basınç katsayılarının dizi kurulum sisteminin niteliğine göre seçilmesi gerekir.

BRE DG 489, çatılara kurulan FV dizileri için basınç katsayılarının seçimi ve kullanımı hakkında bilgi sağlar. Bu belge, ayrıca, BS EN 1991 Eurocode-1'in FV sistemlerine uygulanmasına ilişkin rehberlik de sağlamaktadır.

Eğimli veya düz çatılara kurulan diziler için basınç katsayıları, BRE DG 489 gerekliliklerine göre seçilmelidir. Diğer tüm sistemler için basınç katsayıları BS EN 1991 Eurocode 1'den alınmalıdır.

NOT: Yere sabitlenmiş sistemler üzerindeki kuvvetler, BRE DG 489 içindeki düz çatı yöntemi kullanılıp bina yüksekliği sıfır alınarak da hesaplanabilir.

Bina üstüne kurulan bir FV sistemi için uygun basınç katsayısının seçilmesi, dizinin binadaki göreceli konumunu da dikkate alınmalıdır. Orta bölgelerdeki basınç katsayıları, bina kenarlarından daha düşük olacaktır.



Şekil 11.4 Merkezi ve kenar alanları örneği (eğimli çatı)

iv. Güvenlik katsayısı

Tüm rüzgâr yükü hesaplamalarında BS EN 1991 Eurocode-1 gerekliliklerine uygun olarak bir güvenlik katsayısının uygulanması gerekir.

Çatılara kurulan FV sistemleri için, BRE DG 489 gerekliliklerine uygun olarak 1.35 güvenlik katsayısı kullanılabilir.

NOT: 1.35 katsayısı, 1.5 (BS EN 1991 Eurocode-1'den) kısmi yük katsayısının BS EN 1990, Eurocode. *Yapısal tasarımın temeli*'nden alınan 0.9 sonuç sınıf katsayısı³⁸ ile çarpımından elde edilir.

³⁸ Consequence Class Factor – CC1

Örnek: Rüzgâr yükü hesaplaması

Sistem verisi:

- (a) Eğimli çatı – çift eğimli, 30°
- (b) Çatı üstüne, çatıya paralel sabitlenmiş modüller
- (c) Dizi, tamamen çatının merkezi alanında
- (d) 16 panelli sistem, her panel 1,6 m²
- (e) Hız basıncı tepe değeri (Q_P) = 763 Pa (BS EN 1991 Eurocode 1 kullanılarak hesaplanmıştır).

Dizi alanı:	A = 25.6 m ²	16 x 16 m ²
Basınç katsayıları:	C _P = -0.5	BRE DG 489'den (kaldırma)
	C _P = +0.26	BRE DG 489'den (aşağı)
Güvenlik katsayısı:	SF = 1.35	BRE DG 489'den

Diziye etki eden toplam rüzgâr (kaldırma) kuvveti = Q_P x A x C_P x SF
= 763 x 25.6 x 0.5 x 1.35 = **13.18 kN**

Modül başına toplam rüzgâr (kaldırma) kuvveti = Q_P x A x C_P x SF
= 763 x 1.6 x 0.5 x 1.35 = **824 N**

Diziye etki eden toplam rüzgâr (aşağı) kuvveti = Q_P x A x C_P x SF
= 763 x 25.6 x 0.26 x 1.35 = **6.86 kN**

Modül başına toplam rüzgâr (aşağı) kuvveti = Q_P x A x C_P x SF
= 763 x 1.6 x 0.26 x 1.35 = **429 N**

11.3.3. Kar yükleri

Kar yüklerinin belirlenmesi, bina yapısının bir FV dizisini taşımaya uygunluğuna bakıldığında, örneğin, çatı kirişlerinin bir FV dizisinin ek yükünü taşıma kapasitesi değerlendirildiğinde gereklidir. Kar yükleri ile ilgili bilgi, dizi çerçevelerini tasarlarken veya dizi tasarımının kar tutabileceği ve birikmesine sebep olabileceği durumlarda da gerekli olabilir.

Birleşik Krallıktaki kar yüklerini belirleme prosedürü, BS EN 1991 Eurocode 1 ve Birleşik Krallık Ulusal Eki: BS EN 1991-1 3 *Yapılar üzerindeki etkiler. Genel etkiler. Kar etkileri.* kapsamında yer almaktadır.

11.3.4. Yük hesaplamaları

i. FV modülü

FV modülü, saha için hesaplanan rüzgâr ve kar yüklerine dayanabildiğinden emin olmak için kontrol edilmelidir.

Mekanik tasarımın odak noktası genellikle dizi erevesi ve sabitleme elemanlarıdır ve modülün derecelendirmesinin kontrol edilmesi genellikle göz ardı edilir. Bina cepheleri gibi bazı yüksek rüzgâr yüklü uygulamalarda modül, uygulanacak yükler için uygun olmayabilir.

ii. Dizi kurulum erevesi

FV dizisi kurulum erevesi, saha için hesaplanan rüzgâr ve kar yüklerine göre derecelendirilmelidir.

Ayrıntılı mekanik tasarım, bu Uygulama Rehberinin kapsamı dışındadır. Hazır kurulum sistemleri, üretici tarafından belirtilen maksimum yüklere sahip olsa da ısmarlama çerçeveleme sistemleri için durum böyle değildir. Bu tür durumlarda, uygun yeterliliğ'e sahip bir kişinin ısmarlama kurulum sisteminin amaca uygun olduğundan emin olması gereklidir.

iii. Sabitleme elemanları

Bir FV dizisini sabitlemek için kullanılan sabitleme elemanları, saha için hesaplanan rüzgâr ve kar yüklerine göre derecelendirilmelidir.

Bir FV dizisi için seçilen sabitleme elemanlarının, uygulanan yüklere dayanabilecek türde ve miktarda olması gerekir. oğ'u durumda, kilit faktör rüzgâr kaldırma kuvveti olacaktır. Sabitleme parçası üreticileri, genellikle her sabitleme türü için bir anma dayanım değ'eri verir (kurulum talimatlarına bağlı kalınması koşuluyla). Bu durumda iş, hesaplanan rüzgârın kaldırma etkisine dayanacak yeterli sabitleme elemanının belirlenmesine kalmıştır.

Örnek: Sabitleme elemanı hesaplaması

Sistem verisi:

- (a) Diziye etki eden toplam rüzgâr (kaldırma) kuvveti = 13.18 kN
- (b) Sabitleme elemanı anma kapasitesi = 500 N (güvenlik katsayısı dahil)

Rüzgâr kaldırma kuvveti/sabitleme elemanı kapasitesi = $13.18 \div 0.5 = 26.36$

En az gerekli sabitleme elemanı sayısı = 27

Üretici tarafından sağlanan sabitleme elemanı kapasitesinin, bir güvenlik katsayısı içerip içermediğinin bilinmesi önemlidir (çünkü bu, üreticiden üreticiye değişebilir). Herhangi bir güvenlik katsayısı uygulanmadıysa, sabitleme elemanı hesaplamalarının bir parçası olarak uygun bir katsayının dahil edilmesi gereklidir.

Yalnızca doğru sayıda sabitleme elemanı kullanmak yetmez, aynı zamanda bunların düzeni ve yerleştirilmesi dizi çerçevesine uygun olmalıdır. Örneğin, çatıya kurulan bir sistemde, sabitleme elemanlarının, dizinin altındaki tüm çatı kirişlerine uygun şekilde yayılması gerekecektir. Ayrıca sabitleme elemanlarının da sabitlendikleri yapı ve malzemeye uygun olması gerekir.

iv. Bina yapısı

Bina yapısı, FV sisteminin kurulumundan kaynaklanan yüklere dayanabileceğinden emin olunması için kontrol edilmelidir. Hesaplamalar, uygun yeterliliğe sahip bir kişi tarafından yapılmalıdır.

Genel olarak, bir binaya tipik bir 'çatı üstü' FV sisteminin kurulması, bina yapısı üzerindeki rüzgâr kaldırma kuvvetlerini artırmayacaktır. Bununla birlikte, FV dizi sisteminin artan ağırlığı, yapının aşağı doğru uygulanan rüzgâr ve kar yüklerine dayanma kapasitesini düşürür.

Bu nedenle, bir FV sistemi kurmadan önce, bina yapısının hem mevcut yükleri hem de FV sisteminin ilave ağırlığını taşıyabilecek yeterli ek kapasitesinin olduğundan emin olmak gerekir.

Ayrıntılı yapısal hesaplamalar bu Uygulama Rehberinin kapsamı dışındadır.

FV sisteminin mevcut bir binaya kurulumunu yapmadan önce, bina, bir FV dizisinin eklenmesine uygunluğunu tehlikeye atabilecek yapısal bozulmalardan veya diğer faktörlerden arınmış olduğundan

emin olunması amacı ile uygun yeterliliğe sahip bir kişi tarafından incelenmelidir.

Sabitleme yöntemi de sabitleme elemanlarının bağlı oldukları kereste veya farklı bir malzemenin bütünlüğünü tehlikeye sokmayacağını onaylamak için gözden geçirilmelidir.

NOT: Bazı çatı kerestelerinde, uygun olmayan vida bağlantılarının kullanılması, çatlaklara veya yarılmalara neden olabilir.

11.4. Binalarda FV sistemleri

11.4.1. Eğimli çatılarda FV sistemleri



Eğimli bir çatının üstüne kurulan FV sistemlerinin büyük bir kısmı, sıralar halinde ve her sıranın bir çift sabitleme rayına kenetlendiği standart modüller kullanır.

Standart montaj rayları, çeşitli sabitleme elemanlarıyla kullanılabilir – sabitleme elemanı çatı kaplamasına göre uyarlanmış olmalıdır.

Şekil 11.5 Eğimli bir çatıda yapılan FV sistem sabitlemesine örnek



Sabitleme elemanları kiremit kaplı bir çatıya sabitlendiğinde, sabitleme elemanının tasarımının ve kurulumunun çatı kiremitlerinin düzenini bozmamasını sağlamak gerekir.

Bir kiremidin kaymasını önlemek amacı ile çentik şeklinde kesilmesi iyi bir uygulamadır.

Sabitleme elemanı, uygun bir yapı elemanına vidalanmalıdır.

Şekil 11.6 Kiremitli bir çatıda FV sistem sabitlemesine örnek



FV dizisinin kayrak taşı (arduvaz) bir çatıya sabitlenmesi, çatının hava sızdırmazlığının ve bütünlüğünün korunmasını sağlamak için özel bir dikkat gerektirir.

Kayrak taşının çatlama tehlikesi (üzerine yük binmesi sonucu) ve su akıtma riski (yukarıya bakın) nedeniyle çelik dübellerin kullanımına izin verilmez.

Şekil 11.7 Kayrak taşı çatıda FV sistem sabitlemesine örnek



Metal çatı kaplamasında sabitleme elemanları kullanıldığında:

- (a)** Çatı levhası kalınlığının, sabitleme elemanı ve vidalarla uyumlu olduğundan emin olunmalıdır,
- (b)** Metal çatı kaplamasının ana çatı yapısına sabitlenmesi, maruz kalacağı yükleri iletebildiğinden emin olunması açısından kontrol edilmelidir.

Şekil 11.8 Metal çatı kaplaması üzerine FV sistem sabitleme örneği

Bir FV sistemini kayrak taşı veya kiremitli bir çatıya sabitlemek için kullanılan çatı sabitleme elemanları:

- (a)** Uygun bir yapısal elemana sabitlenmelidir (genel olarak kiremit çıtalrı ve OSB levhaları, çatı sabitleme elemanları için uygun yapısal elemanlar olarak kabul edilmez),
- (b)** Kiremitleri/kayrak taşlarını, çatının geri kalanında doğal olarak oluşarlardan fazla bir boşluğa neden olacak şekilde oynatmamalıdır,
- (c)** Kayrak taşlarına veya kiremitlere herhangi bir yük uygulamamalıdır,
- (d)** Hava koşullarına dayanıklı bir izolasyon oluşturmanın tek yolu olarak silikon/macuna güvenmemelidir ve
- (e)** Çatı kaplamasının tüm katmanlarını dayanıklı bir şekilde yalıtmalıdır.

Çatıdaki kablo geçişleri, çatının hava sızdırmazlığını tehlikeye atmamalıdır. Örtü altı kaplamasından geçen kablolar, amaca uygun rakorlar kullanılarak; keçe kaplamasının bindirme noktasından geçen kablolarla bindirme noktasını en az rahatsız edecek şekilde tesis edilmelidir (yönlendirilmeli, kroşelenmeli ve gerilmeli).

Metal veya fiber çimento çatılara kurulan sistemlerin tasarımında, kurulum için erişim gereklilikleri dikkate alınmalıdır – bazı kırılğan çatılarda emekleme plakalarının kullanımı düşünülmeli gerekli olabilir. Fiber çimento çatılar üzerine kurulumlarda, çatıda asbest olup olmadığını da göz önünde bulundurmak gerekir.

11.4.2. Çatıya bütünleşik FV sistemleri

Çatıya bütünleşik FV sistemleri, küçük ölçekli FV kiremit sistemlerinden, daha büyük ölçekli modül çerçeve sistemlerine kadar farklılık gösterir.



Şekil 11.9 Çatıya bütünleşik FV sistemlere örnekler

Çatıya bütünleşik FV dizileri, üzerine sabitlendikleri çatının hava sızdırmazlığını tehlikeye atmamalıdır. Dizi gömme ve çerçeveleme düzenlemeleri, çevrelerindeki kiremit veya kayrak taşlarını, çatının geri kalanında doğal olarak meydana gelenden daha fazla boşluklara neden olacak şekilde yerinden oynatmamalıdır.

Çatıya bütünleşik FV dizileri, yeterli yangın derecesine sahip olmak dahil, ilgili yerel bina yönetmeliklerine uygun olmalıdır.

Örtü altı kaplamasından geçen kablolar, amaca uygun rakorlar kullanılarak; keçe kaplamasının bindirme noktasından geçen kablolarla bindirme noktasını en az rahatsız edecek şekilde tesis edilmelidir.

Çatıya bütünleşik bir FV dizisinin arkasında yeterli havalandırma sağlanmalıdır. Yeterli havalandırma olmadığında, dizinin arkasındaki ısı oluşumu hücre sıcaklığını artıracak ve dizi performansında düşüşe neden olacaktır.

Geleneksel eğimli çatılarda havalandırma, sırt ve saçak havalandırması (havanın çatı boşluğuna girmesine ve çıkmasına izin vererek) kullanılarak sağlanabilir. Çıta boşluğu hacmini arttırarak hava akışını iyileştirmek için çatı membranının üstünde aşıkların kullanılmasıyla havalandırma iyileştirilebilir.

NOT: Bazı çatı konstrüksiyonları ve FV çatı kaplama ürünleri, aşıklara veya ek havalandırmaya ihtiyaç duymadan yeterli havalandırmaya izin verir.

11.4.3. Düz çatı FV sistemleri



Balastlı sistemler, sabitleme elemanları için çatı geçişleri gerektirmez ve genellikle bir FV dizisini düz bir çatıya kurmak için en basit yolu sağlar.

Rüzgârdan kayma ve devrilme etkilerine dayanması için FV dizisi çerçevesine yeterli balast yerleştirilmesi gerekir.

Çatının yük taşıma kapasitesi, FV dizisinin ve balastın ağırlığını taşımaya yeterli olmalıdır.

Şekil 11.10 Balastlı sisteme örnek (Sundog Energy Ltd izniyle)



Sığ modül eğimine sahip alçak profilli sistemler, düz çatı sistemlerindeki balast gereksinimlerini azaltabilir.

Birbirine kenetlenmiş balastlı çerçeveler, balast gerekliliğini daha da azaltabilir.

Şekil 11.11 Alçak profilli sistemlere bir örnek (Sundog Energy Ltd izniyle)



Sabit çerçeveler genellikle yalnızca yeni uygulamalar için veya bir çatı yenileme çalışmasının parçası olarak uygundur.

Uzun ömürlü ve hava koşullarına dayanıklı bir sızdırmazlığın elde edilmesini sağlamak için sabitleme tasarımına ve çatı delme işlerine büyük özen gösterilmesi gerekir.

Şekil 11.12 Sabit çerçeveli sisteme örnek (Sundog Energy Ltd izniyle)

Balastlı bir sistem için:

- (a) Balast ağırlığı, tasarım rüzgâr yükü altında FV dizisinin kaymasını veya devrilmesini önlemek için yeterli olacak şekilde seçilmelidir,
- (b) Çatının kenar ve orta bölgeleri arasındaki rüzgâr yükü farklılıkları dikkate alınmalıdır ve
- (c) Çatı yapısı, FV modülünün, dizi çerçevesinin ve balastın (toplam yük ve noktasal yükler) bindirdiği ek yük için uygun olmalıdır.

Dizi çerçevesi ile çatı membranı arasındaki ara yüz dikkate alınmalı ve gerekli durumlarda bir yalıtım tabakası eklenmelidir.

NOT: Bazı membran üreticileri, sistemin ömrü boyunca çatının bütünlüğünü tehlikeye atabilecek kimyasal reaksiyonları önlemek için dizi ve membran arasında bir yalıtım katmanı önermektedir.

Düz çatı dizisinin yerleşimi, çatıya genel erişim ve çatıda tesis edilmiş herhangi bir öğeye erişim için tüm gereklilikleri dikkate alarak yapılmalıdır.

Özellikle uzun destek rayları olan sistemlerde, sıcaklık değişimlerinden kaynaklanan genleşme/daralma etkileri de dikkate alınmalıdır (bkz. Bölüm 11.2). Genleşme/daralma etkileri, balastlı bir dizinin eğim üstünde 'yürümesine' neden olabilir.

Çatı membranında kazara delinmeleri önlemek için büyük özen gösterilmesi gerektiğinden, düz bir çatıda çalışırken iyi işçilik ve temizlik çok önemlidir. Düşen aletlerden veya bileşenlerden veya küçük/keskin nesnelerin balastlı bir dizi çerçevesinin altına sıkışmasından dolayı delinmeler olabilir.

11.4.4. FV cepheler



FV cepheler normalde ısmarlama modüller veya katmanlar kullanır, ancak, bazı durumlarda standart modüller de kullanılabilir.

Yüksek rüzgâr yükleri, çoğu FV cephe projelerinin karakteristik bir özelliğidir. Montaj sisteminin maruz bırakılan yüklere dayanacak kadar sağlam olmasını sağlamanın yanı sıra, yükler genellikle standart FV modüllerin/katmanların derecelendirmesinden daha büyük olduğu için modülün kendisinin de incelenmesi gerekir.

FV cepheler tasarlarken göz önünde bulundurulması gereken diğer önemli faktörler şunlardır: kablo güzergâhları ve konnektör konumları, cephe için ısı ve hava performansı gerekliliklerinin karşılanması, yangın ve akustik özellikler ve bakım için düzenlemeler.

Şekil 11.13 FV cephe örneği (Sundog Energy Ltd. izniyle)

FV cephe için kullanılan FV modülleri ve çerçeve sistemleri, tasarım rüzgâr yüklerine dayanabilecek şekilde ve ilgili bina yönetmeliklerine uygun olmalıdır.

Bir cephede kullanılan FV modülleri, modül katmanlarında bir kırılma durumunda bütünlüklerini korumalıdır.

NOT: Birçok FV modülü, çerçeveye kenetlenmiş FV katmanlı malzemeden oluşturulur. Böyle bir FV katmanın kırılması, yapısal bütünlüğünü kaybetmesine neden olur ve katmanın çerçeveden düşmesine neden

olabilir. Çerçeveye yapıştırılmış katmanlı modüller bunun olmasını engeller.

11.4.5. FV pencereler



Cam-Cam FV modülleri, bir binanın dış çeperinin herhangi bir yerindeki standart camın yerini alabilir. FV modülleri, tek ve çift camlı ünitelere entegre edilebilir ve hücre düzeni, bina tasarımı ve gölgeleme gereksinimlerine uyacak şekilde değiştirilebilir.

FV ünitesinin camı ve yapısı, yerine kullanıldıkları pencere için ilgili bina yönetmeliklerinin koşullarını karşılayacak şekilde tasarlanmalıdır.

Kablolama detayları, uygun bir kablo muhafazası kullanıldığından ve kablolanmanın hem binanın içinden hem de dışından estetik olarak kabul edilebilir olduğundan emin olmak için özel bir inceleme gerektirir.

Şekil 11.14 PV pencereye örnek (Sundog Energy Ltd. izniyle)

FV pencere için kullanılan FV modülleri, yerine kullanıldıkları normal pencere için ilgili bina yönetmeliklerinin koşullarına uygun olmalıdır.

Bir FV pencere sisteminin tasarımında dikkat edilmesi gereken temel etkenler, bir FV cephe ile benzerdir ve şunları içerir:

- (a) Kırılma durumunda mekanik bütünlük,
- (b) Kablo güzergâhı ve konnektör konumları,

- (c) Isıl/gölgeleme performans gereklilikleri ve
- (d) Bakım/değişirme düzenlemeleri.

Standart hususların yanı sıra, FV modüllerini destekleyen pencere çerçevesinin, FV hücrelerine gölge yapmadığından ve (gerektiğinde) kablolama için yeterli dahili alan sağladığından emin olmak için kontrol edilmesi gerekir.

11.5. Binalardaki FV sistemler: Yangın ile ilgili hususlar

11.5.1. Genel

Tüm elektrik tesisatları, doğaları gereği bir dereceye kadar yangın riski taşır. FV sistemleri ile ilgili olarak iki etkenin dikkate alınması gerekir: birinci etken FV sisteminin bir yangının kaynağı haline gelmemesini sağlamak ve ikinci etken ise sistemin, bir yangın durumunda (yangının kaynağı ne olursa olsun), bina sakinleri veya acil durum hizmetleri için herhangi bir riski en aza indirecek şekilde tasarlanması ve kurulmasıdır.

Yangın riskleri, iyi bir sistem tasarımı, doğru bileşen seçimi ve uygun kurulum ile en aza indirilebilir.

11.5.2. FV sistemi yangınlarının önlenmesi

FV sistemlerinin yangına neden olduğu ender durumlar, genellikle, kötü kurulum veya yanlış seçilmiş, yanlış veya hatalı kullanılmış ekipmandan kaynaklanmaktadır. Genelde bir kurulumcunun imalat kusurlarını azaltmak için yapabileceği çok az şey olmasına rağmen, iyi tasarım ve kurulum, yangın riskini en aza indirecektir.

NOT: Yıldırım sonucu olan yangınlar da meydana gelebilir – bu konu Bölüm 6'da ayrıntılı olarak ele alınmıştır.

Eldeki sınırlı bilgiler ışığında, şebekeye bağlı bir FV sistemindeki yangının genellikle en olası nedeninin bir d.a. arkı olacağına inanılmaktadır. Bu durum, hatalı bir d.a. anahtarı veya kötü takılmış bir konnektörden dolayı meydana gelebileceği gibi, izolasyondaki bir aşınma sonrası iletken bir yüzey üstünden kısa devre sonucu da meydana gelebilir. Zayıf temas noktaları da zamanla kötüleşebilir; yüksek dirençli temas yüzeyi yıpranır, ısınır ve seri ark oluşana kadar daha da yıpranmaya devam eder. Harici muhafazalara su girişi (örneğin bir d.a. ayırıcının üst tarafına sabitlenmiş rakorlar yoluyla) de bilinen bir nedendir.

Sebepler ne olursa olsun, FV dizisi d.a. arkları aşırı derecede sıcak olabilir (camı eritecek kadar) ve kolaylıkla yangına neden olabilir.

Yanlış seçilmiş bir d.a. ayırıcı, kötü d.a. bağlantıları veya kablo muhafazası ve harici bir muhafazanın üst tarafına sabitlenmiş uygun olmayan rakorlar, FV kurulumcusunun doğrudan elinde olan ve en yaygın görülen nedenlerdir.



d.a. ayırıcı arki



d.a. konnektör arki



d.a. ark potansiyeli olan kötü tesisat uygulaması

Şekil 11.15 Mevcut ve potansiyel ark tehlikeleri (BRE NSC Devon & Somerset Fire & Rescue Service/Sundog Ltd. izniyle)

Şüphesiz ki bileşenlerin içinde başlayan küçük yangınlar yayılıp daha büyük yangınlar veya açıkta kalan iletkenlerden çarpılma riski gibi daha tehlikeli durumlara yol açabilir.

i. d.a. aşırı akım koruması

FV dizisinde iyi bir yangın güvenliği sağlamak için aşırı akım koruma önlemlerinin doğru seçilmesi ve kurulması önemlidir. Bu, uygun kablo boyutunun ve gerekli olduğu yerlerde aşırı akım koruma cihazlarının doğru seçimini ve belirlenmesini içerir. d.a. aşırı akım koruma önlemleri Bölüm 5'te ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

ii. Kablo yönetimi

FV sistem kablolarının muhafazası ve sabitlenmesi için standart elektrik tesisatı uygulamaları geçerlidir. Rüzgâr ve ısıl etkilere maruz kalan harici kablolar (örneğin, bir FV dizisinin hemen altındaki kablolar) özel dikkat gerektirir ve uygun şekilde sabitlenmeleri gerekir. Fiş ve priz bağlantılarının, rüzgâr veya ısıl etkilerden en az etkilenecek şekilde sabitlendiğinden emin olmak için de özen gösterilmelidir (konnektörün hem fiş hem de priz tarafları uygun şekilde sabitlenmiş olması).

NOT: Kötü kablo yönetimine bir örnek olarak, çatıya sabitlenmiş bir FV dizisindeki modüller arasındaki ara bağlantı kablolarının sarkık, emniyetsiz ve çatı kaplaması üzerinde durmasıdır. Bu, doğrudan kablo hasarına neden olabileceği gibi temas yüzeylerinin sürekli aşınması nedeniyle fiş-priz konnektörlerinin bozulmasına neden olabilir.

Birleştirici kutulardaki pozitif ve negatif iletkenler (ve terminaller) arasındaki ayrım, d.a. ark riskini en aza indirmeye yardımcı olacaktır.

iii. Kablo güzergâhı

Bölüm 5.10'da açıklandığı gibi, duvarlara gömülü veya başka bir şekilde bina yapısında gizlenmiş FV dizisi kablolarının kurulumundan kaçınılmalıdır, çünkü mekanik hasarın tespit edilmesi çok zor olabilir ve yangın riskine yol açabilir. Bunun önlenemediği durumlarda, iletkenler mekanik hasarlardan uygun şekilde korunmalıdır.

iv. Muhafazalar

Birleştirici kutu veya anahtar muhafazası içindeki bir d.a. arkı da yangına neden olabilir. Kendi kendine sönmeye özelliklerine sahip yalıtım malzemelerinden yapılmış muhafazalar, yangın risklerini en aza indirmeye yardımcı olacaktır.

Parafudr cihazları için kullanılan muhafaza, kendi kendine sönmeye özelliklerine sahip bir malzemeden yapılmalıdır.

v. d.a. ayırıcılar ve anahtar ayırıcılar

Bir FV dizisinde iyi bir yangın güvenliği sağlamak amacı ile izolasyon ve anahtarlama için cihazların doğru seçimi ve kurulumu çok önemlidir. Bu, Bölüm 5.6'da ayrıntılı olarak açıklandığı üzere cihazların, sistem gerilimi ve maksimum akım değerlerinde, d.a. işletme için uygun şekilde derecelendirilmesini içerir. Uygun olmayan anahtarlama cihazlarının hemen arızalanmayabileceğini unutmamak önemlidir – kontaklar zamanla bozulabilir ve bu da artan direnç ve ısı oluşumu ve ark potansiyeline yol açabilir.

NOT: Yanlış seçilmiş veya kötü sabitlenmiş d.a. ayırıcılarından kaynaklanan yangınlar gözlenmiştir. Kötü uygulama örnekleri, a.a. dereceli ayırıcıların ve yetersiz d.a. akım derecesine sahip ayırıcıların kullanılmasını içerir.

vi. Bağlantılar

İyi bir kurulum uygulaması olarak, kötü bağlantı sonucu oluşan seri arkı önlemek için tüm bağlantıların sıkılığına dikkat edilmesi gerekir. Tork anahtarları, vidalı veya cıvatalı terminal bağlantılarında yardımcı olabilir.

Yanlış fiş ve priz bağlantıları da potansiyel bir sorundur – tüm bağlantıların uygun aletler kullanılarak ve doğru bir şekilde yapılması gerekir – daha fazla ayrıntı için Bölüm 5.9'a bakın.

11.5.3. d.a. ark algılama

d.a. ark algılama, bazı invertörlerde bütünleşik olan bir özellik olmakla beraber FV dizisi devresine ayrıca bağlanabilen bağımsız cihazlarla da yapılabilir. Cihazlar genellikle arkıtan gelen karakteristik

RF sinyalini tespit ederek çalışır. Bir arkın algılanması üzerine yapılacak işlem, ark tipine bağlıdır.

i. Seri arklar

FV dizisinde çok sayıda seri bağlantı olması nedeniyle, FV sisteminde meydana gelme olasılığı en yüksek ark, d.a. seri arktır. Seri arklar, devreyi izole ederek veya invertörü kapatarak kolayca durdurulabilir.

ii. Paralel arklar

d.a. arklar, iletkenler arasında olabileceği gibi bir toprak arızası sonucu oluşan bir ark da olabilir. d.a. devresinde kullanılan 'çift yalıtım' nedeniyle paralel arkların oluşma olasılığı daha düşüktür. İnvertörler, ilk toprak arızasını ikinci bir arıza olmadan ve arıza akımı oluşmadan önce belirlemelidir. Paralel arkın durdurulması daha zordur (invertörün kapatılması mevcut arıza akımını artırabilir).

11.5.4. Duman ve yangın alarmları

Bir sistemin çatı arasına (veya binanın bunun gibi nadiren kullanılan bölgelerine) kurulmuş invertörler veya anahtarlama tertibatına sahip olduğu durumlarda, çatı arasına (veya başka bir bölgeye) uygun yangın algılama ekipmanının kurulması tavsiye edilir. Dedektörlerin alarmın duyulmayabileceği bir konuma sabitlendiği yerlerde (tavan boşluğu gibi), dedektörü binanın başka bir yerinde ses çıkaracak başka bir siren veya dedektöre bağlamak gereklidir.

- Ticari binalarda, bina sahibi veya yöneticisinin, ilave yangın dedektörlerinin kurulması gerekip gerekmediğini belirlemek için yangın riski değerlendirmesinin bir incelemesini yaptırması gereklidir:

FV sisteminin ticari tesislerde kurulduğu durumlarda, FV kurulumcusu, yangın riski değerlendirmesinin gözden geçirilmesi gerekliliğini, müşterilerinin bilgisine sunmalıdır.

- Konutlarda, ev sahibinin, çatı arasına (veya başka bir bölgeye) uygun bir yangın algılama ekipmanının kurulması gerektiği konusunda bilinçlendirilmesi gerekir:

FV sisteminin konutlara kurulduğu durumlarda, FV kurulumcusu, çatı katında (veya başka bir bölgede) uygun bir yangın algılama sistemi kurulması önerisini müşterilerinin bilgisine sunmalıdır.

Konutlar için duman ve yangın algılama sistemleri, BS 5839-6 *Binalar için yangın algılama ve yangın alarm sistemleri. İç mekanlarda yangın algılama ve yangın alarm sistemlerinin tasarımı, kurulumu, devreye alınması ve bakımı için uygulama esasları.*'na uygun bir şekilde kurulmalıdır.

NOT: Aşağıdakiler, BS 5839-6'dan alıntıdır: Özellikle fotovoltaik güç sistemleri ve diğer tesisler (örneğin kazanlar) ile donatılmış tesislerde, elektrikli ekipmanların çatı arası alanlarına kurulması yaygın hale gelmektedir. Bu gibi durumlarda, Kategori LD2 sistemi, çatı arası alanı içinde bir duman dedektörü içerebilir. (Bu dedektör, toz girişinden dolayı oluşan istenmeyen alarmların önlenemediği durumlarda bir kombine dedektörün kullanılması hariç, genellikle bir iyonizasyon duman dedektörüdür.)

11.5.5. Yangın: Genel kurulumla ilgili hususlar

Aşağıdaki kurulum hususları, bina sakinleri veya şebekeye bağlı bir FV güneş sistemi kurulu bir binada yangına müdahale edebilecek acil durum ekipleri için herhangi bir tehlikeyi en aza indirmeye yardımcı olacaktır (yangının nedenine bakılmaksızın).

i. Dizi düzeni

FV sistemleri, bina sakinleri için yangın kaçış yollarını veya yangın ve kurtarma hizmetlerine erişimi tehlikeye atmamalıdır.

Çatıda bir FV dizisinin fiziksel yerleşimini tasarlarken, itfaiyeciler için erişim yollarına ve bina sakinleri için kaçış yollarına dikkat edilmelidir:

- (a) Eğimli çatılar için, dizinin etrafında panel içermeyen bir kenar alanı düşünülmelidir. Merdiven erişimine izin vermek için diziler ayrıca çatı saçaklarından ve sırtlardan uzak tutulmalıdır.
- (b) Düz çatılar için, FV dizilerinin çatı çevresine erişime izin vermesi gerekir (daha büyük sistemler erişim koridorlarının dahil edilmesini gerektirebilir) ve dizilerin herhangi bir yangın kaçış yolundan uzak tutulması gerekir.

ii. Yangının yayılmasına ilişkin hususlar

Binada bir FV sisteminin varlığı, bir yangın çıkması durumunda yangının yayılmasını kötüleştirmemelidir.

Çatıların üstüne kurulan sistemler, bir baca görevi görebilir ve alevlerin yukarıdan veya çatı pencerelerinden yayılmasını şiddetlendirebilir. Genel olarak, bu etkinin yalnızca çatı kaplamasının yangıcı olduğu durumlarda dikkate alınması gerekir. Bu durumlarda,

dizinin altına merteklerin yerleştirilmesi ve/veya yeterli açıklığı sağlayacak bir yerleşim planı düşünülmelidir.

FV sistem bileşenlerinin yangın derecesinin de dikkate alınması gerekir. Bu, FV modüllerinin bina yapısının bir parçasını değiştirdiği BBFV³⁹ sistemleri için özellikle önemli olsa da tepeye-sabitlenmiş sistemlerde de dizi sabitleme elemanlarının bağlı oldukları binanın yangın dayanıklılığını tehlikeye atmaması ile de ilgilidir.

Yangın güvenliği, bina yönetmeliğinde ele alınmaktadır – FV sisteminin kurulumu ilgili hükümleri dikkate alınmalıdır.

NOT: MCS⁴⁰, MCS 012: *Ürün Sertifikasyon Programı Gereklilikleri – Eğimli Çatı Kurulum Kitleri*'ni yürürlüğe sokma sürecindedir. Yürürlüğe girdiği zaman, eğimli çatılara kurulan herhangi bir FV sisteminin, MCS uyumlu olması için MCS 012 ile uyumlu olması gerekecektir. MCS 012, çatı yapısının bir parçasını oluşturan FV sistemleri için yangın derecelendirme gerekliliklerini içerir.

iii. Kablo güzergâhı

a.a. ana kabloları, binanın ana girişinde yangın ve kurtarma servisi tarafından izole edilebilirken, dizi ile invertör arasındaki d.a. kablolar bir tehlike olarak kalabilirler. Aşağıdaki önlemler bu kablolardan kaynaklanan riski en aza indirmeye yardımcı olacaktır:

- (a) d.a. kablo geçişlerini olabildiğince kısa tutmak (invertörün diziye yakın kurulması),
- (b) d.a. kablolarını, duvara gömülü veya başka bir şekilde bina yapısında gizlenmiş şekilde döşemekten kaçınmak,
- (c) Bina içindeki kabloyu metal boru/kanal içine yerleştirmek (veya ÇZK kabloları kullanımı),
- (d) Bina içindeki kabloyu şişen⁴¹ boru/kanal içine yerleştirmek ve
- (e) d.a. kablo hatları açıkça işaretlenmiş bir bina yerleşim planını sağlamak.

iv. Ek ayırıcılar

Bina içinde uzun d.a. kablo geçişlerinin gerekli olduğu durumlarda, yangın durumunda kablonun izole edilebilmesi için, kablonun binaya giriş noktasında ek bir ayırıcının tesis edilmesi düşünülmelidir.

³⁹ Binaya Bütünleşik Fotovoltaik – Building-integrated Photovoltaics (BIPV)

⁴⁰ Microgeneration Certification Scheme – Mikroüretim Sertifikasyon Programı

⁴¹ Intumescent

Uzaktan çalıştırılabilen ayırıcılar da düşünülebilir. Bu cihazlar, bina sahiplerinin veya itfaiye ekiplerinin, uzakta yerleştirilmiş bir anahtar kullanarak FV dizisini izole etmelerine olanak tanır. Kontrol uzakta olduğundan, gerçek izolasyon noktası diziye oldukça yakın yapılabilir, böylece canlı kalan devrenin uzunluğunu en aza indirilir. Bazı cihazlar, yangın alarm sistemine bağlanabilir.

Ek ayırıcılar, Bölüm 5.7'de belirtilen dizi yük ayırıcı gerekliliklerine uygun olmalıdır.

NOT: Bu cihazların ne zaman kullanılacağını belirlemek karmaşık bir iştir. Karar üzerinde etkisi olabilecek faktörler şunları içerir: bina tipi, boyutu ve kullanımı, dizi ve invertör arasındaki bina içi kablo uzunluğu, kablo güzergâhı ve tesis yöntemi, maliyet artışı ve karmaşıklık ve cihazın güç tüketimi (uzaktan kumanda düğmeleri normal çalışma altında güç tüketir).

11.5.6. Etiketler ve işaretler

Binada bir FV sisteminin varlığı her zaman belirgin olmadığından yangın ve kurtarma servisi, FV sisteminin varlığını belirten bir işarete ihtiyaç duyar.

Binaya bir FV sistemi kurulduğunda, aşağıdaki işaret yerleştirilmelidir. İşaret, tedarikçinin cut-out noktasına yerleştirilmeli ve en az 100 mm x 100 mm boyutlarında olmalıdır.



Şekil 11.16 Çatıda FV güneş enerjisi işreti

11.5.7. Ek yangın önlemlerinin belirlenmesi

Bu bölümde ayrıntıları verilen yangın önlemlerinden bazıları tüm sistemler için zorunlu olsa da bazı önlemler yalnızca belirli

durumlarda alınmalıdır. Bu ek önlemler yukarıda açıklanmış olmakla birlikte şunları içerir:

- (a) Yangın/duman algılama,
- (b) Ark algılama,
- (c) Ek ve/veya uzaktan çalıştırılan d.a. ayırıcılar,
- (d) Şişen kanal ve
- (e) Diziler içinde veya çevresinde modülsüz erişim yolları.

Bu ek önlemlerin uygulanıp uygulanmayacağını belirleyecek etkenler arasında müşteriden gelen özel bir tasarım taslağı ve binanın yapısı/kullanımı bulunmaktadır. Pek çok kurulum için (kamu binaları, bakım evleri vb.) varsa ek önlemlerden hangisinin benimsenmesi gerektiğini belirlemek için bir risk değerlendirmesi yapılması gereklidir.

11.6. Yere sabitlenmiş FV sistemleri

11.6.1. Genel

Diğer her FV sistemi gibi, kapsamlı bir saha araştırması, yere sabitlenmiş bir FV geliştirmede önemli bir aşamadır. Saha araştırmasının kapsamının sahanın niteliğine ve sistemin büyüklüğüne göre değişmesi gerekecektir, ancak dikkate alınması gereken noktalar şunları içerebilir:

- (a) Saha sınırları, kullanılabilir alanı ve arazi yapısı,
- (b) Saha tipi (yeşil alan, kahverengi alan, düzenli depolama (deponi⁴²), endüstriyel arazi vb.),
- (c) Mevcut arazi örtüsü, bitki örtüsü vb. hakkında bilgi,
- (d) Kurulumdan sonra sahanın önerilen kullanım şekli (otlak vb.),
- (e) Önerilen sistem düzeni ve yönlendirmesi,
- (f) Gölge etkenleri: hem yakın (örneğin, ağaçlar, çitler) hem de uzak (örneğin, tepeler, binalar),
- (g) Potansiyel rüzgâr ve kar yükleri,
- (h) Gelecekteki herhangi bir ağaç dikimi veya önerilen diğer gölge yaratması muhtemel nesneler,
- (i) Şebeke bağlantı noktası,
- (j) Önerilen kablolama güzergâhları,
- (k) Ağır taşıtlar için sahaya erişim sağlamak amaçlı yol ve patikaların uygunluğu,
- (l) İyi bir cep telefonu kapsama alanı veya mevcut herhangi bir sabit hat bağlantısı,
- (m) Zemin koşulları (kayalık, kumlu vb.),

⁴² Deponi (İngilizce: Landfill): Katı alanların toplandığı veya işlem gördüğü alan.

- (n) Mevcut herhangi bir jeolojik araştırma,
- (o) Önerilen sahanın altından veya üstünden geçen hizmetlerin konumu ve güzergâhı,
- (p) Herhangi bir arazi kirliliği,
- (q) Önerilen sahanın sel riski olan bir bölgede olup olmadığı veya yüksek bir su tablasına sahip olup olmadığı,
- (r) Potansiyel herhangi bir arkeolojik, ekolojik ve çevresel durum,
- (s) Yangın riski değerlendirmesi,
- (t) Önerilen sahanın en yakın konuttan uzaklığı,
- (u) Sahanın halka açık yoldan uzaklığı ve
- (v) Önerilen çit ve drenaj planları.

NOT: Bir düzenli depolama (deponi) sahasının araştırılmasına özellikle dikkat gösterilmesi gerekir. Sahanın yeniden ekilmesinden bu yana geçen sürenin uzunluğunu belirlemek önemlidir; beklenen herhangi bir zemin oturması/yerleşmesi ve yer altına gizlenmiş bir gaz borusu veya başka bir mevcut altyapının olup olmadığı.

11.6.2. Dizi tasarımı

Uygun dizi düzenini ve dizi çerçevesinin teknik özelliklerini belirlemek için, bir zemin etüdü ve topoğrafik inceleme gereklidir. Saha topoğrafyası, sıra aralığını ve kurulum yapısının tasarımını etkileyecektir. Sahanın zemin koşulları, uygun bir kurulum sistemi tipi ve teknik özelliklerinin belirlenmesine yardımcı olacaktır.

Dizi tasarımını tamamlamadan önce gerekli olan diğer bilgiler şunlardır:

- (a) Saha için rüzgâr ve kar yükleri,
- (b) Yerden en az yükseklik gerekliliği (dizinin yerden en alt kısmına kadar olan yükseklik), izin verilen yerden toplam en fazla yükseklik ve
- (c) Isıl durdurma için izin verilen en fazla sıra uzunluğu (genleşme boşlukları).



Çakma kazık

Doğru ekipmanla ucuz çözüm ve hızlı kurulum.

Kazık profili, malzeme özelliğinin (kaplama) saha araştırması sırasında belirlenmesi gereklidir, çünkü bunların tümü zemin koşullarından etkilenecektir – tüm sahalar için uygun olmayabilir. Gerekli kazık uzunluğunu/çakma derinliğini belirlemek için yerinde çekme deneyi gereklidir.

Şekil 11.17 Çakma kazık dikimi (Juwi Renewable Energies Ltd izniyle)



Zemin vidaları

Bazı zemin koşulları için çakma kazığa bir alternatiftir. Çeşitli vida türleri mevcuttur.

Bir saha araştırması sırasında vida teknik özelliklerinin belirlenmesi gereklidir. Tüm sahalar buna uygun olmayacaktır. Gerekli vida boyutunu ve uzunluğunu belirlemek için yerinde çekme deneyi gereklidir.

Şekil 11.18 Zemin vidaları ((juwi Renewable Energies Ltd izniyle)



Beton temeller

Zemin koşullarının çakma veya vidalı bir kazık kullanılmasını engellediği durumlarda kullanılır. Zor sahalar için esnek bir çözümdür.

Gerek dizi kurulum direklerini yerinde dökerek (önceden kazılmış bir delik içinde) gerekse önce temel bloğunu döküp beton kurduğunda kurulum çerçevelerini civatalayarak oluşturulabilir.

Şekil 11.19 Beton temeller (Sundog Ltd izniyle)



Balastlı

Kayalık zemin koşulları veya zemin penetrasyonunun engellendiği veya başka bir şekilde zor olduğu diğer alanlar için idealdir (kirli zemin, düzenli depolama sahaları vb.).

Beton balast blokları, dizi boyutuna ve hesaplanan rüzgâr yüklerine uyacak şekilde kolayca belirlenebilir.

Şekil 11.20 Balastlı çözüm (juwi Renewable Energies Ltd. izniyle)

i. Dizi çerçeve tasarımı

Bölüm 11.2'de yer alan genel FV dizisi tasarım yönlendirmeleri, yere sabitlenmiş bir FV dizisinin tasarımına ve teknik özelliklerine de uygulanmalıdır.

Bina üzerine kurulmuş bir dizide olduğu gibi, yere sabitlenmiş bir FV dizisinin FV modülleri, dizi kurulum yapıları ve sabitleme elemanları, sistemin ömrü boyunca kendilerine uygulanan kuvvetlere dayanabilmelidir. Bu nedenle saha ve sistem için rüzgâr ve kar yüklerini Bölüm 11.3'te açıklandığı gibi hesaplamak gerekir. Yere sabitlenmiş diziler için, yüksek rüzgâr altında dizinin devrilmesine neden olabilecek dönme momentlerinin hesaplanması özellikle önemlidir.

ii. Sıralar arası boşluk

Modül sıraları arasındaki boşluk, saha topoğrafyası ve kabul edilebilir olduğu düşünülen sıralar arası gölgeleme derecesi tarafından belirlenir. Temizlik veya çim biçme araçları için sıralar arasında yeterli erişimin sağlanması da dikkate alınmalıdır.

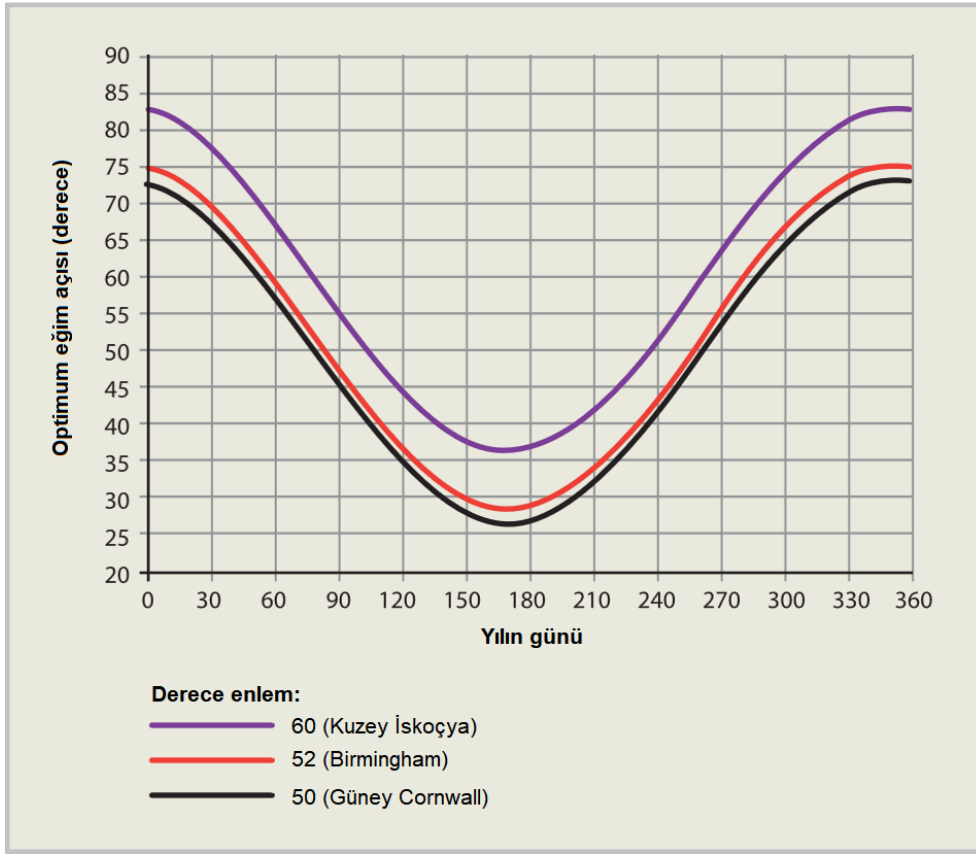
- (a) Sıralar arasında daha geniş boşluklar: daha az sıralar arası gölgelenme, daha iyi kWh/kWp performansı
- (b) Sıralar arasında daha dar boşluklar: daha büyük dizi (kW) kurulabilir

iii. Dizi eğimi

Sıra aralığı seçimi gibi, dizi eğimi de saha topoğrafyası ve kabul edilebilir sıralar arası gölgelenme derecesi tarafından belirlenir.

- (a) Optimal eğim: en iyi kWh/kWp performansı.
- (b) Daha az eğim: sıralar birbirine daha yakın tutulabilir ve daha büyük bir dizi (kW) kurulabilir.

Dizi aralığı seçimi, optimum performansın gerekli olduğu yılın zamanına da bağlı olabilir. Az bir eğim açısı, güneşin gökyüzünde yüksek pozisyonda olduğu yaz aylarında maksimum güç sağlarken, daha büyük bir eğim açısı ilkbahar ve sonbaharda daha iyi performans sağlar.



Şekil 11.21 Güneş ışınım açısının mevsimsel değişimi (CREST, Loughborough Üniversitesi izniyle)

Belirli bir saha için sıralar arası aralık ve eğim kombinasyonunun optimum noktasının belirlenmesi, genellikle, birkaç farklı senaryo için mali getirilerin incelenmesine bağlıdır. Daha büyük bir boşluk ve optimum bir eğim açısı, daha iyi bir kWh/kWp performansı sağlayabilirken, daha küçük bir boşluk ve az eğim, bir bütün olarak saha için daha iyi bir finansal getiri oranı sağlayabilir (planlama ve şebeke bağlantısı gibi sabit maliyetler nedeniyle).

Sıralar arası gölgelenmeyi dikkate almaya ek olarak, diğer etkenler de zemine sabitlenmiş bir FV dizisinin düzenini etkileyecektir. Bunlar arasında aşağıdakiler bulunur:

- Erişim yolları için yeterli açıklığın sağlanması,
- Güvenlik çitleri, çitler ve diğer çevre nesneler nedeniyle gölgelenme,
- İnvertörlerden ve trafo merkezlerinden kaynaklanan alan-gölge kısıtlamaları,
- Havai güç kabloları.

11.6.3. İzleme sistemleri

Güneş takip cihazı, FV dizisini gün boyunca güneşin hareketini takip edecek şekilde konumlandıran elektromekanik bir cihazdır. Diziyi destekleyip yeniden konumlandırmanın yanı sıra rüzgâr ve kar yükleri gibi dış kuvvetlere karşı koyması gereken yapısal bir sistemdir.

İzleme sistemleri, tek ve çift eksenli izleyiciler olarak sınıflandırılabilir. Çift eksenli izleyiciler, diziyi optimum güneş konumunda tutmak için hem dizi yönünü hem de eğimini ayarlarlar.

İzleme sistemleri, bir doğrudan algılayıcı (gökyüzündeki en parlak noktayı belirleyen) veya bir dizi denklem sayesinde (yerel saat, tarih, enlem ve boylamı kullanarak) güneşin gökyüzündeki yerel konumunu hesaplayan cihazlar aracılığıyla çalıştırılabilir.

Bir izleme sisteminin seçimi, büyük ölçüde hem doğrudan hem de dağınık ışınım bileşenleri dahil olmak üzere, sahaya özgü ışınım profiline bağlıdır. Genellikle, bir izleme ve bir sabit eğim sistemi arasındaki enerji verimindeki farkı hesaplamak için bir çalışma yapılır. Bu çalışmanın sonucu olarak, izleme sisteminin ek sermaye maliyeti, işletim maliyeti (bakım) ile karşılaştırılır.

11.6.4. Elle ayarlama

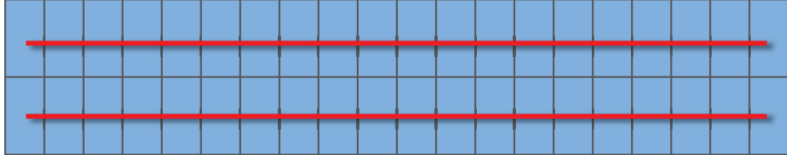
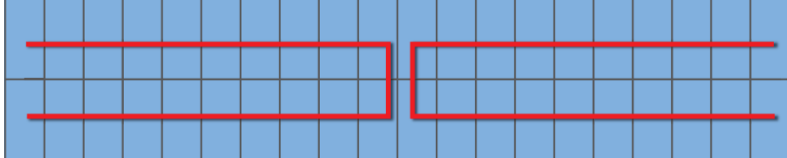
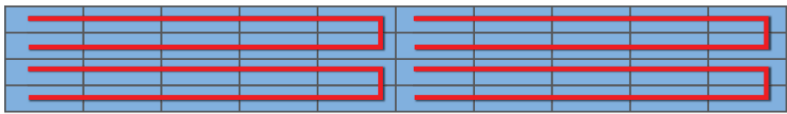
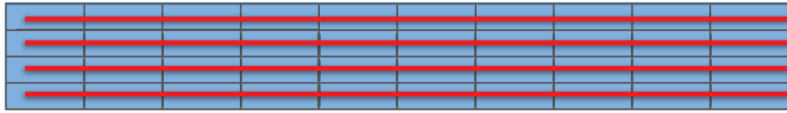
Elle ayarlamaya olanak sağlayan zemine sabitlenmiş dizi çerçeveleri de mevcuttur. Buna tipik bir örnek olarak, dizinin mevsime (kış için daha dik, yaz için daha az eğimli) ayarlanmasına olanak tanıyan iki veya üç eğim pozisyonuna sahip bir çerçeve örnek gösterilebilir.

11.6.5. Dize tasarımı

Dize konfigürasyonu ve kablolama planı, yalnızca invertörün elektrik gerekliliklerine uyacak şekilde değil aynı zamanda dizinin fiziksel düzenine de uyacak şekilde tasarlanmalıdır (mümkün olduğunca dize kablolarının sıralar arasında konuşlandırılmasından, ısı durdurma veya diğer diziler arası boşluklardan kaçınılmalıdır).

Dize kablolaması tasarlanırken gölge düzeninin de dikkate alınması gerekir. Pek çok saha için, güneş gökyüzünde alçakken sıralar arası gölgelenme olasılığı olacaktır, ancak bu gölge, sadece en alt modül sırasını etkiliyor olabilir. Bu zamanlarda gölge kaybını en aza indirmek için diziler tek modül sıralarından oluşturulmalıdır (aşağıdaki seçeneklerde 1 veya 4). Pratik olduğu durumlarda, üst sıraları farklı bir invertörde gruplamak sistem performansını artırabilir.

NOT: Sıralar arasındaki gölge kaybını değerlendirirken, modül yönlendimesi (yatay ya da dikey) dikkate alınmalıdır – bkz. Bölüm 3.6.

Seçenek 1	
Seçenek 2	
Seçenek 3	
Seçenek 4	

Şekil 11.22 Dize tasarımı çeşitleri

11.6.6. Su baskını riski olan sahalar

Sahada su baskını riski varsa, FV sisteminin hem tasarımında hem de işletilmesinde (en az) aşağıdaki etkenlerin dikkate alınması gerekir:

- Modüllerin, bağlantı kutularının, invertörlerin ve tüm elektrikli bileşenlerin yerden yüksekliği,
- Kurulum çerçevesinin tipi ve yapısı,
- Şalt cihazlarının, trafo merkezlerinin vb. yerleri,
- Kablo tipleri (kabloların gömülü olduğu veya su baskını riski olan bölgelerde döşendiği yerler),
- Kablo bağlantılarının IP derecesi vb.

NOT: Göllerde veya rezervuarlarda tesis edilen yüzer FV dizileri, uzman tasarımı gerektirir ve bu dokümanın kapsamı dışındadır.

11.6.7. Erişim

Yere sabitlenmiş büyük FV sistemleri (FV çiftlikleri), ağır yük taşıtları ve genellikle de römorklu kamyonlarla teslimata uygun erişim yolları gerektirecektir. Hem yük taşıma kapasitesi hem de uygun dönüş yarıçapı ile ilgili olarak erişim yolunun bir değerlendirmesinin yapılması gerekmektedir. Erişim yollarının iyileştirilmesi ve giriş kapılarının genişletilmesi birçok güneş enerjisi çiftliği projesinde ortak bir gerekliliktir.

İnşaat aşamasının yanı sıra, işletme ve bakım amaçları için de erişim dikkate alınmalıdır. Tüm modül dizilerine, dize birleştirme kutularına, invertörlere ve trafo merkezlerine erişimin sağlanması gereklidir.

11.6.8. Güvenlik

Genel olarak büyük ölçekli bir FV sahasındaki güvenlik sistemi, bir çevre çiti ve kamera sisteminden ibarettir.

Herhangi bir güvenlik kamerası sisteminin tasarımı, kamera teknolojisinin türünü, kamera direklerinin yüksekliğini ve arazinin şeklini dikkate almalıdır. Kamera teknolojisinin ve alarm sisteminin görsel algılaması, hareket eden bir hayvan ile gerçek bir güvenlik ihlali arasında ayrım yapabilmelidir.

Metal çit kullanıldığı durumlarda, çevre topraklamadan yeterli mesafe olduğu durumlar haricinde, FV tesisinin topraklamasının çit sistemine bağlanması gerekebilir.

BÖLÜM 12

12. Sistem izleme

12.1. Genel

FV sistemi izleme, sistem sahibinin ve kurulumcunun, bir sistemin üretimini ve performansını gözden geçirmesine ve olası sorunları tespit etmesine olanak sağladığından dolayı arzu edilen bir şeydir. FV izleme sistemleri, temel değişkenleri takip etmek için çeşitli girişler ve algılayıcılardan yararlanır ve bilgiler, yerel veya uzaktan çevrimiçi olarak çeşitli farklı cihazlarda görüntülenebilir.

Herhangi bir izleme, ölçüm veya ekran olmadan, şebekeye bağlı bir FV sisteminin çalışıp çalışmadığını söylemek çok zordur. [Şebekeye bağlı tüm FV sistemleri, en azından sistemin enerji üretimini \(kWh\) görüntülemek ve kaydetmek için kolayca erişilebilir bir cihazla donatılmalıdır.](#) Ayrıca, FV sisteminin anlık çıkışını görüntüleyebilmek için bir düzenek kurmak da iyi bir uygulamadır (kW).

NOT: Bazı performans izleme sistemleri ayrıca uzaktan kumanda işlevi içerebilir, ancak bu, Uygulama Rehberinde ele alınmamaktadır.

12.2. İzleme türleri

12.2.1. Hata tespiti ve alarmlar

Çoğu invertör, durum kodlarını ve hata mesajlarını görüntülemek için bir tür sisteme sahiptir – gösterge LED'leri veya mesajların gösterilebildiği bir ekran aracılığıyla.

Ek olarak, çoğu invertör bir toprak hatası alarmı içerir. Invertörün, ekranında ([veya bir LED göstergesi aracılığıyla](#)) topraklama hatası [alarm](#) mesajlarını göstermesi yeterli değildir; ayrıca kullanıcıyı arızaya ilişkin uzaktan uyarmanın bir yolu da olmalıdır – bu, Bölüm 5.11.4'te daha ayrıntılı olarak açıklanmaktadır.

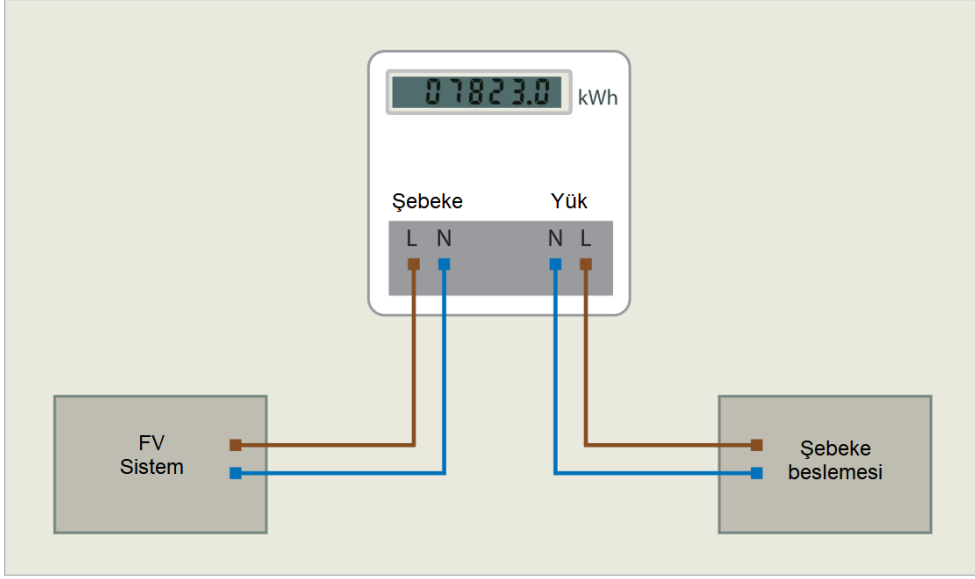
12.2.2. Üretim ve şebekeye aktarım izleme

Besleme Tarifesi (BT)⁴³ ödemelerini alabilmek için, okumaların alındığı ve BT sağlayıcısına gönderildiği OFGEM⁴⁴ veya MID⁴⁵ onaylı bir üretim sayacı kurulmalıdır. BT ölçüm cihazı, FV sistemi kurucusu tarafından sağlanabilir ve kurulabilir.

⁴³ Feed in Tariff – FIT

⁴⁴ The Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM): Büyük Britanya'daki gaz ve elektrik piyasaları için düzenleyici rolü olan bir devlet kurumu.

⁴⁵ Measuring Instruments Directive (MID)- Ölçüm Cihazları Direktifi – 2004/22/CE: ölçüm cihazları ve sistemler için geçerli bir 2004 Avrupa Direktifidir.



Şekil 12.1 Üretim sayaçı bağlantısı (şebeke beslemesi sayanın yük terminallerine bağlanmış)

BT okumalarını elle almanın yanı sıra, ölçümleri uzaktan ve otomatik olarak almak da mümkündür. Bu, birden çok sistemin tek bir kuruluş tarafından yönetildiği durumlarda özellikle yararlıdır (örneğin, bir belediye veya konut birliği). Bu tür sistemler, genellikle, bilgileri çevrimiçi olarak erişilebilen merkezi bir portala gönderen SIM kartlarla donatılmış, GSM özellikli üretim sayaçlarını kullanarak çalışır. Ayrıca bilgileri doğrudan BT sağlayıcısına gönderebilen ve müşterinin bilgileri kendisinin yönetmesi ihtiyacını ortadan kaldıran sistemler de mevcuttur.

30 kW üzerindeki sistemler için yine OFGEM veya MID onaylı olması gereken bir besleme sayacının kurulması gerekecektir. Bu sayaç, müşterinin alacağı 'besleme tarifesi' ödeme miktarını belirleyecek olan bilgileri sağlar. Bu sayaç, FV kurulumcusu tarafından değil, lisanslı bir sayaç sağlayıcısı tarafından kurulur ve idame ettirilir.

12.2.3. Performans izleme

Bir sistemin performansının izlenmesi, sistem sahiplerine ve yöneticilerine, sahada, gölgelenme, kirlenme, modül bozulması, zayıf bağlantılar veya sadece kötü hava koşullarından kaynaklanan gerçekte bir arıza olmayan sorunları belirleme olanağı avantajı sunar. Performans izleme, tesisin tümünden bağımsız invertörlere, bireysel dizelere ve hatta modül seviyesine kadar uzanabilir.

12.3. Performans oranı ve performans indeksi

Performans oranı (PO)⁴⁶, FV tesis performansını belirlemenin bir yoludur ve FV sisteminin gerçek (ölçülen) ve teorik beklenen enerji çıktıları arasındaki ilişkiyi tanımlar.

PO'yu bulmak için bir dizi farklı hesaplama kullanılır, bu nedenle belirli bir saha için PO'nun tam olarak nasıl hesaplandığını ve hesaplamaya hangi etkenlerin dahil edilmesi gerektiğini anlamak önemlidir. PO'yu farklı sahalar arasında karşılaştırmak, hangi etkenlerin hesaba katıldığı anlaşılmadan yanıltıcı olabilir (iki PO farklı şekilde hesaplanmış olabilir).

Performans oranı, yüzde olarak ifade edilir ve %100'e ne kadar yakınsa sistem o kadar iyi performans gösterir. Oranlar herhangi bir zaman dilimi üzerinden hesaplanabilir ancak yıllık veya aylık hesaplamalar en yaygın olanlarıdır. Performans oranının gerçek ışık şiddetine göre hesaplanacağı durumlarda, bir ışık şiddeti algılayıcı gereklidir.

Performans indeksi (Pi)⁴⁷ benzer olmasına karşın, ölçülen tesis çıktısı ile modellenen tesis çıktısı arasındaki orandır, yani potansiyel olarak sistem kayıplarının tamamını hesaba katan bir yazılım modelidir ve aşağıdaki şekilde verilmiştir:

$$\text{Performans İndeksi} = \frac{\text{Ölçülen tesis çıktısı (kWh)}}{\text{Modellenen tesis çıktısı (kWh)}}$$

IEC 61724 *Fotovoltaik sistem performans izleme*, şu anda PO ve Pi hesaplamasına yönelik farklı yaklaşımları standartlaştırmak için yeniden yazılmaktadır.

12.4. İzleme çözünürlüğü

Bir sistem, çeşitli çözünürlük seviyelerinde izlenebilir. En temel izleme, basitçe, ölçülen tesis çıktısını veren üretim sayacından alınan toplam üretim verilerini kullanır. Ancak, örneğin, PO'da önemli bir düşüş olması durumunda, ayrıntı eksikliği, altta yatan nedenin belirlenmesini zorlaştırabilir.

İnvertör düzeyinde izleme, sorunların belirli bir invertöre indirgenmesine izin verir. Bu izleme, invertörü bir veri kaydediciye

⁴⁶ Performance ratio – PR

⁴⁷ Performance index – RI

bağlayarak veya çevrimiçi izleme yoluyla sağlanabilir. Bir invertörün çıkış verileri, daha sonra bağıl performansını belirlemek için sistemdeki diğer invertörlerle karşılaştırılabilir.

Dize düzeyinde izleme, daha büyük sistemlerde kullanılan iyi bir uygulamadır. Dize düzeyinde izleme, invertöre veya dize birleştirme kutularına dahil edilebilir. Dize izlemesi olmayan büyük sistemlerde, bir dizenin kaybı kolayca gözden kaçabilir (dahası, dize sigortalarının arızalanması nispeten çok rastlanılan bir durumdur).

NOT: Büyük sistemler için, dize gruplarının izlenmesi, dize düzeyindeki hataları veya sorunları tanımlamak için yeterli bilgi sağlayabilir.

d.a. iyileştiriciler veya mikro invertörler kullanan sistemler, modül seviyesine kadar izleme sunar. Bu durum, bireysel modüllerin birbiriyle karşılaştırılmasına olanak tanır ve bu da hatalı, kirli veya gölgeli modüllerin hızlı bir şekilde belirlenmesine olanak sağlar.

12.5. Algılayıcılar

12.5.1. Işınım algılayıcılar

Işınımı ölçmenin en basit yolu çoğunlukla bir referans hücre kullanmaktır. Referans hücre, FV dizisindeki modüllerle aynı hücre teknolojisine sahip olduğu sürece, dizi ile aynı spektral, ısı ve optik performansa sahip olduğundan, dizi performansını karakterize etmek için ideal bir araçtır.

Meteorolojistler, güneş ışınımını ölçmek için bir piranometre kullanırlar. Bir piranometre, ışığı tüm açılardan ölçmek için tasarlanmış, geniş bir spektral tepkiye ve çeşitli ortam koşullarında kararlı bir çıktıya sahip olacak şekilde tasarlanmıştır. Değişen doğruluk ve yanıt derecelerine sahip çeşitli enstrümanlar mevcuttur.

Dizi düzleminde izleme için, ışınım algılayıcılar, yön ve eğimin FV dizisinininki ile aynı olacak şekilde kurulmalıdır. Birden fazla yönün olduğu yerlerde, birden çok cihaz gerekebilir.

12.5.2. Hücre sıcaklık algılayıcıları

Hücre sıcaklığının ölçülmesi, modülün ısı performansının hesaplanmasına ve sistem içi performans hesaplamalarına olanak tanır.

Hücre sıcaklığı, genellikle, modülün ortasına yakın bir hücrenin tam ortasının arkasında, modülün arkasına silikonla tespit edilmiş bir direnç termometre cihazı ile ölçülür. Algılayıcı kurulduktan sonra, algılayıcının daha geniş bir modül alanı sıcaklığını temsil ettiğinden

emin olmak için modülü kızılötesi kamera ile taramak iyi bir uygulamadır.

12.5.3. Diğer algılayıcılar

Daha büyük sistemlerde veya daha karmaşık izleme kurulumlarında kullanılabilecek olan diğer algılayıcılar şunları içerir:

- Ortam sıcaklığı,
- Küresel, yatay radyasyon,
- Dağınık ışık şiddeti (gölge halkalı veya izleyicili piranometre),
- Doğrudan ışık şiddeti (izleyicide, güneşi takip eden piranometre),
- Rüzgâr hızı ve yönü,
- Bağıl nem,
- Yağış ve
- Şebeke gerilimi ve frekansı.

12.6. Veri kaydı

Bir veri kaydedici, sistem bilgilerini kaydedip verileri bir çevrimiçi portala aktararak, sistem bilgilerinin uzaktan görüntülenmesine olanak tanıyıp uzaktan sorun gidermeyi kolaylaştırabilir.

İnternet veya telefon erişimi olan veri kayıt sistemleri, e-posta veya SMS yoluyla durum güncellemelerini ve hata mesajlarını gönderecek şekilde yapılandırılabilir. Bu sistemler, düşük sistem performansına veya arızaların hızlı bir şekilde fark edilmesine olanak sağlar ve ayrıca Bölüm 5.11.4'te de belirtildiği üzere, toprak arızalarının uzaktan bildirilmesini kolaylaştırabilir. Bazı durumlarda bilgi, her iki yönde de akabilir – kurulumcu veya üreticinin, çevrimiçi ürün yazılımı yükseltmelerini uygulaması veya invertör parametrelerinde uzaktan ayarlamalar yapması mümkündür.

12.7. Ekranlar

12.7.1. Genel

Ölçülen ve kaydedilen verilerin müşteri tarafından yerel veya uzaktan görüntülenmesinin birkaç yolu vardır. Herhangi bir izleme, ölçüm veya ekran olmadan şebekeye bağlı bir FV sisteminin çalışıp çalışmadığını söylemek çok zordur.

NOT: Birçok invertörün ekranı olsa bile, invertörler genellikle kolay görülebilen bir yere kurulmazlar ve bir tür uzaktan izleme ekranı gereklidir.

12.7.2. Uzaktan gösterge

Alarmları veya hata uyarılarını bildirmek için bir uzaktan kumanda lambası veya siren takılabilir. Tipik bir uygulama olarak bu, hata alarmını etkinleştiren invertörden gelen bir sinyal şeklinde olabilir (örneğin, bir toprak arızası durumunda).

12.7.3. Ana ekranlar

Tek, konut tipi uygulamalar için çok çeşitli cihazlar mevcuttur. Bazen görüntü birimi ayrı bir cihazken bazen de bilgilere bir akıllı telefon ya da tablet aracılığıyla erişilir. Ayrı bir cihazın kurulduğu durumlarda, bunun, ev sahibi tarafından kolayca görülebilecek bir yerde olması gerekir.

En basit konut görüntüleme sistemleri, yalnızca üretim verilerini gösterir, bu veriler genellikle invertörden a.a. kablosuna takılmış bir akım trafosu tarafından oluşturulur. Daha karmaşık ekranlar, verileri invertörlerden veya özel bir sistem veri kaydedicisinden alabilir.

NOT: Çoğu konut görüntüleme sistemi, kablosuz bağlantı üzerinden çalışır. Böyle bir sistem kurulurken, radyo sinyalinin bağlantıyı sürdürmek için yeterince güçlü olmasında dikkat edilmelidir. Sinyal çok zayıfsa, ek antenler veya güçlendiriciler gerekebilir.

12.7.4. Halka açık ekranlar

Halka açık ekranlar, bir ofisteki resepsiyon alanı gibi belirgin bir konuma kurulmak üzere tasarlanmış daha büyük cihazlardır. Yine burada da basit LED/LCD rakam ekranlarından, sistem performans grafiklerini ve diğer ilgili bilgileri görüntüleyen LCD ekranlara kadar çok çeşitli (boyut ve karmaşıklığa sahip) cihazlar mevcuttur.

En yaygın kullanılan halka açık görüntüleme ünitesi türü, sistem üretim sayacından gelen darbeli çıkış verilerine dayanır. Bu tür durumlarda, ekran ünitesinin kWh sayacı ile uyumlu olmasını ve ekran ile sayaç arasındaki mesafenin yeterli güçte sinyal sağlamak için yeterince kısa olmasını sağlamak için özen gösterilmelidir.

12.7.5. Çevrimiçi veri ekranları

Veri kaydedicilerden veya çevrimiçi izleme portallarından alınan sistem bilgileri, şirket web sitelerine eklenebilir. Bu, sistem performansına ilişkin gerçek zamanlı verilerin hem sayısal hem de grafik biçiminde görüntülenmesine olanak tanır.

Bölüm 13

13. Akü sistemleri

13.1. Akü sistemlerinin uygulanması

Şebekeye bağlı bir FV sistemine bir akünün dahil edilmesinin üç ana sebebi vardır:

- (a) Günün ilerleyen saatlerinde kullanılması/şebekeye aktarılabilmesi için elektriği depolamak:

Bu, genellikle sistem sahiplerinin kendi tüketim değerlerini artırmalarına izin vermek için yapılır – fazlalık olduğu zamanlarda elektrik, günün ilerleyen saatlerinde kullanılmak üzere depolanır. Besleme tarifelerinin daha yüksek olduğu zamanlarda, şebekeye enerji aktarılmasını kolaylaştırmak için de yapılabilir.

- (b) Şebekeye aktarılan elektrik miktarını sınırlamak için:

Bazı sahalara, şebekeye aktarılabilecek elektrik miktarında sınırlandırma yapılabilir. Sisteme depolama eklemek, ara sıra ortaya çıkan ve aktarım sınır değerini aşan tepe değerlerin aküye yönlendirilmesine olanak sağlar ve dolayısıyla daha büyük bir sistemin kurulmasına izin verir.

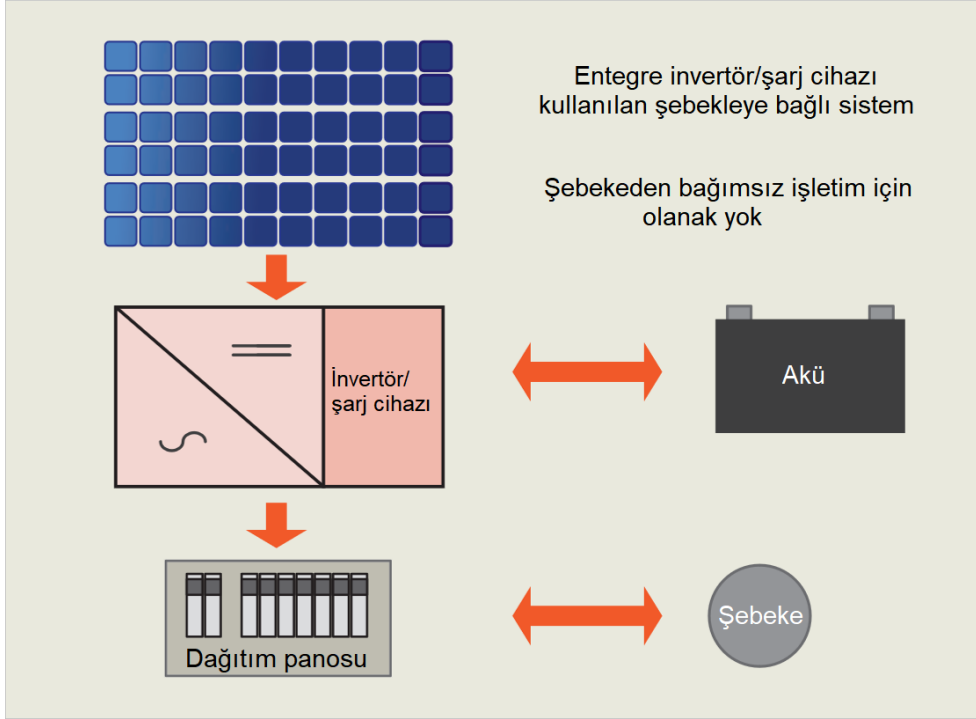
- (c) Şebeke arızası durumlarında bir yedekleme sistemi sağlamak.

İlk iki durum için depolama, genellikle sadece birkaç saat için gereklidir ve FV dizisinden gelen fazla enerjinin depolanmasıyla sınırlıdır, dolayısıyla akü boyutu oldukça küçük tutulabilir. Bununla birlikte, elektrik kesintileri sırasında yedekleme sağlamak üzere tasarlanmış sistemler, daha uzun depolama sürelerine, uzun süreli çalışmaya ve güç sağlamaları beklenen yüklerin gerekliliklerine uygunluk sağlamaları gerekeceğinden, önemli ölçüde daha büyük akü grupları gerektirecektir.

İnvertör-Şarj Cihazının derecelendirilmesi için de benzer bir husus geçerlidir. Elektrik kesintisi sırasında elektrik sağlaması gereken bir sistem, çalıştırması beklenen yüklerin boyutu nedeniyle, artırılmış bir derecelendirmeye ihtiyaç duyabilir.

Aküler, ek işlevsellik sağlamasına rağmen şebekeye bağlı FV sistemine bir akünün eklenmesi dikkatli bir değerlendirme gerektirir. Tüm sistemlerde enerjinin bir kısmının kaybolması doğal olduğundan, yapılacak bir değerlendirmedeki anahtar etken, akü sisteminin verimliliğidir. Ayrıca, akülerin tipik olarak sistemin ömrü

içinde en az bir kez değiştirilmesi gerekeceğinden, çoğu akünün ömrünün, mali hususlara dahil edilmesi gerekecektir.



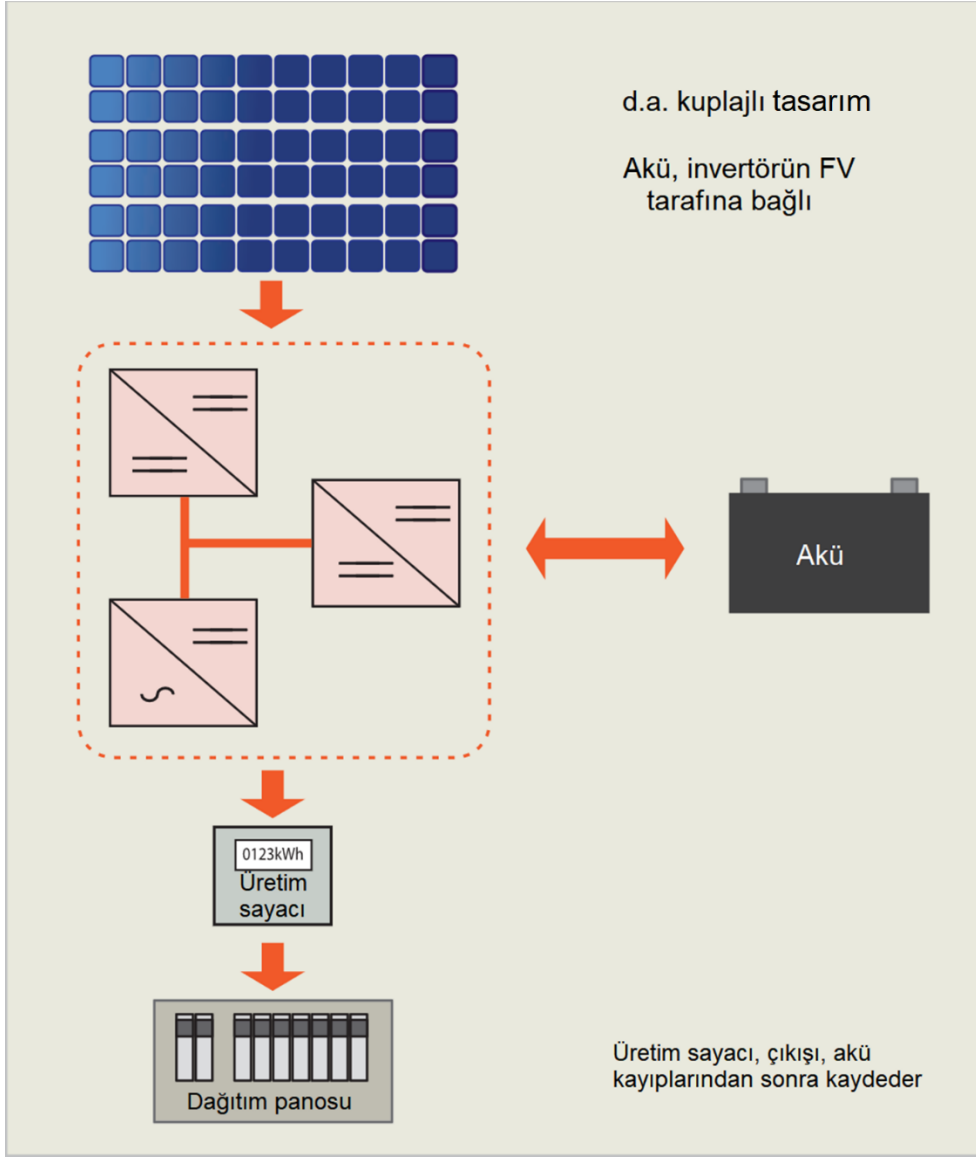
Şekil 13.1 Şebekeye bağlı akü destekli FV sistemin tipik düzenlemesi

13.2. Sistem yapılandırması

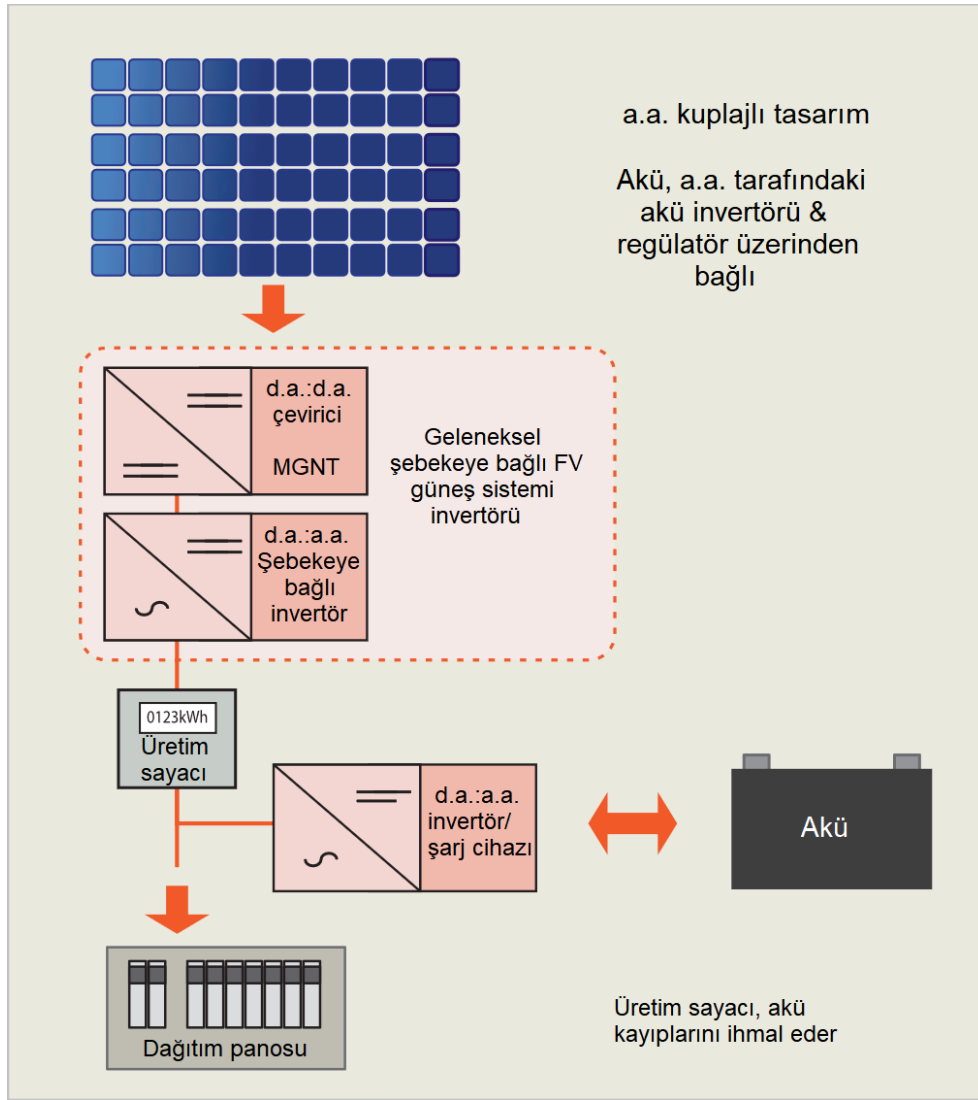
Şebekeye bağlı akü depolama sistemleri, paketlenme ve kurulma şekillerinde önemli ölçüde farklılık gösterir. Bazı sistemler, sahada birbirine bağlanan bir dizi münferit bileşenden oluşur. Diğer bazı sistemler ise FV dizisine ve şebekeye bağlanmak için hazır halde, kablolaması önceden yapılmış tek bir ünite halinde gelir.

Bir sistemin önceden paketlenmiş veya yerinde kurulumu yapılmış olup olmadığına bakılmaksızın, sistemi hangi yapı taşlarının oluşturduğunu ve bunların nasıl birbirine bağlandığını bilmek önemlidir, çünkü bu, bir sistemin kurulma, işletme ve performans şekli üzerinde önemli bir etkiye sahiptir.

Bir aküyü, şebekeye bağlı bir FV sistemine entegre etmenin iki temel yolu vardır: sistemin d.a. tarafında veya a.a. tarafında. Bu, aşağıdaki iki şemada gösterilmektedir. Şemalarda da gösterildiği gibi, bunun, FV sisteminin çıktısının üretim sayacı tarafından nasıl kaydedildiği üzerinde önemli bir etkisi olabilir.



Şekil 13.2 d.a. kuplajlı tasarım örneği

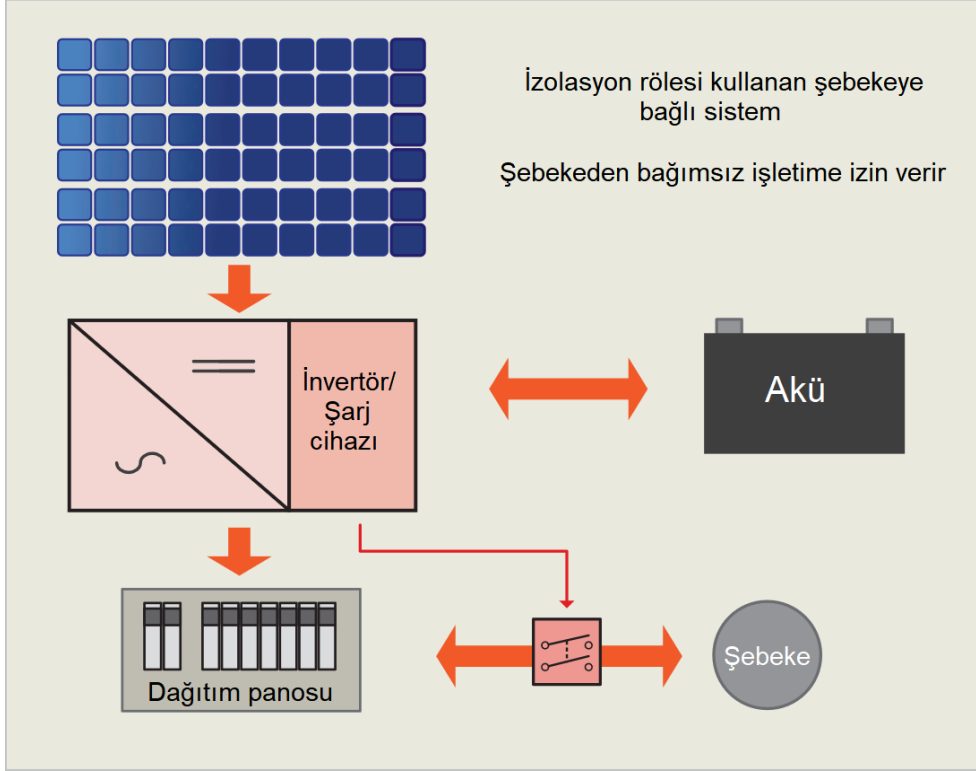


Şekil 13.3 a.a. kuplajlı tasarım örneği

13.3. Şebekeden bağımsız çalışma özelliği için düzenlemeler

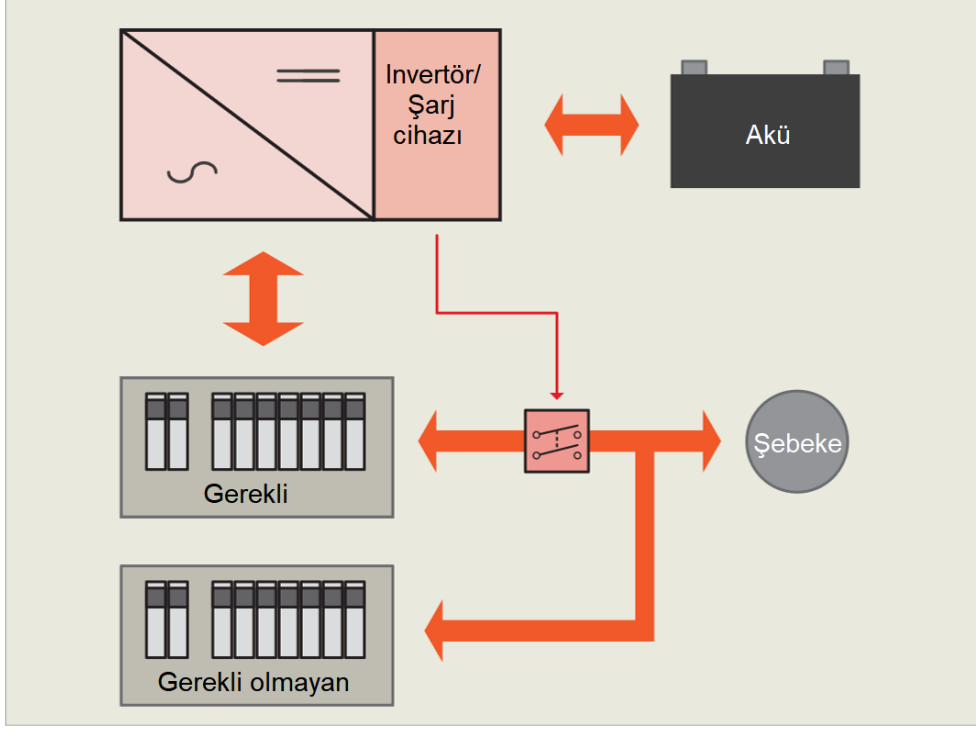
Elektrik kesintisi sırasında güce ihtiyaç duyulduğu zaman, sistemi şebekeden ayırmak ve izole etmek için bir yol, sisteme dahil edilmelidir. Bu kolaylığı sağlayabilecek bir tasarım Şekil 13.1'de gösterilmektedir.

NOT: İzolasyon ve anahtarlama gerekliliklerinin ayrıntıları bu bölümün ilerleyen kısımlarında ele alınmaktadır.



Şekil 13.4 İzolasyon rölesi kullanılmış şebekeye bağlı sistem örneği

Ancak bu durumun, invertör derecelendirmesinin tüm olası yükleri çalıştırmak için yeterli olması gerekliliğinden dolayı, yaygın bir yaklaşım olmadığı unutulmamalıdır. Şebekeden bağımsız çalışmanın gerekli olduğu durumlarda, bir sonraki şemada gösterildiği gibi, yükleri gerekli ve gerekli olmayan kısımlara ayırmak daha yaygındır.



Şekil 13.5 Bölünmüş sistem tasarım örneği

Sistem yüklerini gerekli ve gerekli olmayan kısımlara bölmek, daha küçük bir sistem invertörüne ve daha küçük akü kapasitesine izin verir.

İnvertörün, yalnızca, elektrik kesintisi sırasında çalışması gereken yükleri kaldırarak şekilde boyutlandırılması gerekir. Daha düşük güç tüketimi nedeniyle akü kapasitesi de azaltılabilir.

NOT: Çoğu sistem, bir elektrik kesintisinin ardından aküyü hızlı bir şekilde yeniden şarj etmek için şebekeyi kullanma olanağına da sahiptir (FV dizisinden daha yavaş bir yeniden şarj beklemek yerine).

13.4. Akü: ana aşırı akım koruması

Akünün pozitif çıkış terminaline aşırı akım koruyucu bir cihaz takılmalıdır. Bu cihaz:

- (a) d.a. işletmesi için derecelendirilmiş olmalıdır,
- (b) Gerilim değeri anma akü geriliminin en az 1.25 katı olmalıdır ve
- (c) Akünün anma kısa devre akımından daha yüksek bir kesme kabiliyetine sahip olmalıdır.

Aşırı akım koruma cihazı, akü terminali ile koruyucu cihaz arasındaki kablo mümkün olduğu kadar kısa tutulacak şekilde kurulmalıdır.

NOT: Koruyucu cihazın yerini belirlerken, aküden çıkan her türlü gazın dikkate alınması gerekir – Uygulama Rehberindeki bölüm 13.8'e bakın.

13.5. Akü izolasyonu

Akünün çıkış terminallerine bir ayırıcı takılmalıdır. Bu cihaz:

- (a) Hem pozitif hem de negatif kabloları kesmelidir,
- (b) d.a. işletmesi için derecelendirilmelidir,
- (c) Gerilim değeri, anma akü geriliminin en az 1.25 katı olmalıdır ve
- (d) Akünün anma kısa devre akımından daha yüksek bir kesme kabiliyetine sahip olmalıdır.

İzolatör, akü terminalleri ile ayırıcı arasındaki kablo mümkün olduğu kadar kısa tutulacak şekilde kurulmalıdır.

Akü ana aşırı akım koruma cihazı, bir izolasyon cihazı olarak derecelendirilmesi ve yukarıda listelenen akü ayırıcısının gerekliliklerini karşılaması koşuluyla, izolasyon cihazı olarak da değerlendirilebilir.

13.6. FV dizisi/dizesi aşırı akım koruması

Bir akü, büyük arıza akımları yaratma kapasitesine sahip olduğundan, şebekeye bağlı bir FV sistemine akü eklenmesi, sistemin olası arıza akımlarını önemli ölçüde değiştirir.

FV sisteminin d.a. tarafına bir akü bağlandığında; FV dizi, alt dizi veya dize aşırı akım koruması tasarım ve özellikleri, hem FV dizisinden hem de aküden gelen olası arıza akımlarını dikkate almalıdır.

d.a. sistem tasarımı ve d.a. tarafındaki aşırı akım koruma özellikleri, bu Uygulama Rehberinin 5. Bölümünde ele alınmıştır. d.a. tarafına bir akü eklemek, bu hususları değiştirecektir.

PV sisteminin d.a. tarafına bir akü bağlandığında ve arıza akımlarının aküden sistemin d.a. tarafına akma olasılığı olduğu yerlerde:

- (a) **Aşağıdaki durumlarda, FV modüllerini korumak için dize aşırı akım koruma cihazları kullanılmalıdır:**

$I_{MOD_MAX_OCPR} < I_B$ (veya kaynağa yakın diğer bir cihaz)

I_B = ana akü aşırı akım koruma cihazının değeri

- (b) Aşırı akım koruyucu cihazlar, herhangi bir kısmının (kablolar, konnektörler, ayırıcılar vb.) derecelendirmesinin, I_B veya kaynağa yakın diğer bir cihazdan daha düşük olduğu bir devreyi korumak için kullanılmalıdır.

Basit bir sistemde, ana akü aşırı akım koruma cihazı, aküden gelen arıza akımlarını kesen tek cihaz olabilir. Bununla birlikte, daha karmaşık sistemlerde, akü ile söz konusu devre arasına ek koruyucu cihazlar takılabilir. Bu gibi durumlarda, yukarıdaki hususlar değerlendirilirken, en düşük kesme değerine sahip cihaz kullanılır.

13.7. d.a. kabloları ve bileşen değerleri

PV sisteminin d.a. tarafına bir akü bağlandığında ve arıza akımlarının aküden sistemin d.a. tarafına akma olasılığı olduğu durumlarda, bu devrenin tüm kısımları (kablolar, konnektörler, ayırıcılar vb.) I_B 'den veya kaynağa yakın diğer bir cihazdan daha büyük bir akım değerine sahip olmalıdır.

I_B = ana akü aşırı akım koruma cihazının derecesi

NOT: Önceki bölümde detaylandırıldığı gibi, basit bir sistemde ana akü aşırı akım koruma cihazı, aküden akan arıza akımlarını kesen tek cihaz olabilir. Bununla birlikte, daha karmaşık sistemlerde, akü ve söz konusu devre arasına ek aşırı akım koruyucu cihazlar takılabilir. Bu gibi durumlarda, hesaplamalarda, en düşük kesme değerine sahip cihaz kullanılır.

FV sisteminin d.a. tarafında bir akü bağlandığında, bu devrenin tüm kısımları (kablolar, konnektörler, ayırıcılar vb.), anma pil geriliminin en az 1.25 katı veya maksimum dizi açık devre gerilimi değerinde bir derecelendirmeye sahip olmalıdır. (Bölüm 5.1'de hesaplandığı üzere) – hangisi daha büyükse.

NOT: Akü ayırıcısı açıldığında (veya aşırı akım koruma cihazı tetiklendiğinde), d.a. sistem gerilimi, dizi açık devre gerilimine yükselecektir.

13.8. Akü kurulumu

Tehlike, akünün türüne göre değişmekle birlikte, aküler son derece aşındırıcı, zehirli, cildi yakabilen ve gözlere ciddi şekilde zarar verebilen tehlikeli kimyasallar içerebilir.

Ayrıca bir akünün şarj edilmesi, tutuşma ve patlama riskiyle sonuçlanabilecek hidrojen ve oksijen gibi gazların üretilmesine de neden olabilir. Kurşun asitli bir akünün şarj edilmesi, havadan daha hafif olan hidrojen üretir ve bu, akü muhafazasının/odasının üst kısmında toplanır. %4'ten fazla hidrojenin belli bir alanda toplanmış konsantrasyonu, patlama tehlikesi oluşturur.

Şarj sırasında ortaya çıkan gaz emisyonları, sülfürik asit gibi akü kimyasallarının dumanı ile birleşebilir ve solunum ve gözler için tehlike oluşturabilir.

Akü içinde büyük miktarda enerji depolanabilir, bu da akü terminallerinin yanlışlıkla kısa devre yapması durumunu ciddi bir

tehlike haline getirir (örneğin, bir kolye veya yalıtılmamış bir anahtar). Bu, yanma ve patlama riski taşıyan büyük arıza akımlarına neden olabilir.

Bir akünün kurulduğu yerde aşağıdaki genel önlemlere uyulmalıdır:

- (a) Akü, erişimin yetkili personelle kısıtlandığı ancak bakım için uygun bir erişime de izin veren bir şekilde, bir muhafaza veya konumda kurulmalıdır.
- (b) Akü muhafazaları/odaları yeterli havalandırmaya sahip olmalıdır.
- (c) Akü, uygun bir yapıya (zemin/duvar) sabitlenmelidir.
- (d) Akü terminalleri, kaza sonucu oluşabilecek kısa devreyi önlemek için korunmalıdır.
- (e) Aşırı akım koruyucu cihazlar ve ayırıcılar gibi kıvılcım oluşturabilecek cihazlar, akü muhafazalarının dışında ve patlayıcı gazların birikebileceği alanlardan uzakta, uygun şekilde havalandırılan bir bölgede konumlandırılmalıdır.
- (f) Akü muhafazaları uygun şekilde korozyona dayanıklı olmalıdır.
- (g) Akü muhafazası içindeki herhangi bir elektrik kablosu, konnektör, elektronik cihaz veya diğer bileşenler uygun şekilde korozyona dayanıklı olmalıdır. Bunun mümkün olmadığı durumlarda, bu parçalar, akü muhafazalarının dışında ve uygun şekilde havalandırılan bir bölgede bulunmalıdır.
- (h) Konum, akünün çalışma sıcaklığı aralığına uyacak şekilde seçilmelidir. Gerektiğinde uygun yalıtım ve/veya ısı kontrol sağlanmalıdır.
- (i) Konum, yangın kaçış yolları ve çıkışları dikkate alınarak seçilmelidir.

Kurşun asitli akülerin güvenli kurulumuna ilişkin ayrıntılı bilgiler, BS EN 50272 *İkincil aküler ve akü kurulumları için güvenlik gereklilikleri*'nde bulunmaktadır. Lityum iyon piller için henüz eşdeğer bir standart yoktur.

Lityum iyon akülerdeki potansiyel yangın riski nedeniyle, uygun pil konumu değerlendirilirken, bir yangın riski değerlendirmesi yapılması gerekebilir. Akü konumuna uygun yangın algılama sistemlerinin kurulması tavsiye edilir.

NOT 1: Bir akü için gerekli havalandırma, akü tipine ve muhafaza/oda özelliklerine bağlıdır. Genel olarak, bu, alçak ve yüksek seviyelerde havalandırma menfezleri gerektirir – BS EN 50272'de bu havalandırma menfezlerinin boyutlandırılması ve havalandırma gerekliliklerinin hesaplanması için bir prosedür yer almaktadır.

NOT 2: Gerekli korozyon direnci, akünün kimyasına bağlı olarak değişir.

NOT 3: Akü verimliliği, çalışma sıcaklığından önemli ölçüde etkilenir. Donma, pillerin bozulmasına neden olabilir. Yüksek sıcaklıklar, ısı kaçağına neden olabilir.

Uygun olduğu durumlarda, pil odası içerisinde kişisel koruyucu donanım (KKD) bulunmalıdır. Göz banyosu ve bir nötrleştirici sağlanması da uygun olabilir.

Pil muhafazasına uygun güvenlik işaretleri yerleştirilmelidir.

Uygun işaretler pil tipine bağlıdır. Örneğin, kurşun asitli bir akü için aşağıdaki işaret uygun olacaktır:



Şekil 13.6 Örnek akü odası etiketi

13.9. Şebekeden bağımsız işletim için izolasyon ve anahtarlama

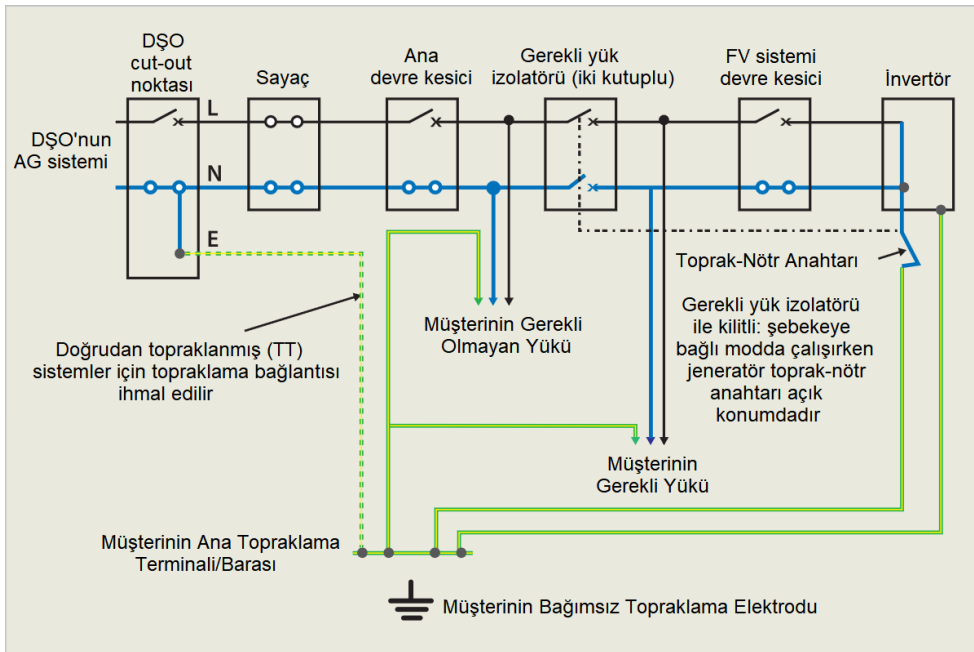
Bir sistemin şebekeden bağımsız olarak çalışacak şekilde tasarlandığı ('ada modu') durumlarda, sistem tasarımının, ada modunda çalışma sırasında şebeke ile sistem arasında uygun bir izolasyon olmasını ve uygun bir topraklama düzenlemesinin idame ettirilmesini garanti altına alması gerekir.

Bir sistemin ada modunda çalışacak şekilde tasarlandığı durumlarda, aşağıdaki hususları sağlayacak bir ayırıcı tesis edilmelidir:

- (a) Ada modu işletme başlamadan önce şebekeyi izole eder,
- (b) Tüm fazları ve nötrü izole eder ve
- (c) Nötr-toprak anahtarı ile kilitli şekilde çalışır (aşağıya bakınız).

Bir sistemin ada modunda çalışacak şekilde tasarlandığı durumlarda, yalnızca ada modunda çalışma süresince, nötrden toprağa bir kuşak oluşturan bir nötr-toprak anahtarı kurulmalıdır.

Aşırı akım koruma cihazlarının düzgün çalışmasını kolaylaştırmak ve otomatik besleme bağlantısının kesilmesini (OBBK)⁴⁸ sağlamak için, tesisatın besleme noktasında nötrden toprağa bir kuşaklama sağlanır. Çoklu toprak-nötr kuşaklamaları, OBBK'nın doğru işlevini tehlikeye sokacaktır. Ada modu işletme için şebeke beslemesi izole edildiğinde, besleme üzerindeki nötrden toprağa kuşaklama kaybolur – bu nedenle ada moduna geçme işlemi süresince geçici bir kuşaklama gerekliliği doğar.



Şekil 13.7 Şebekeden bağımsız işletim için devre şeması örneği

Ada modunda üretim için bağlantı düzenlemeleri hakkında ek bilgi ER C59'da bulunabilir.

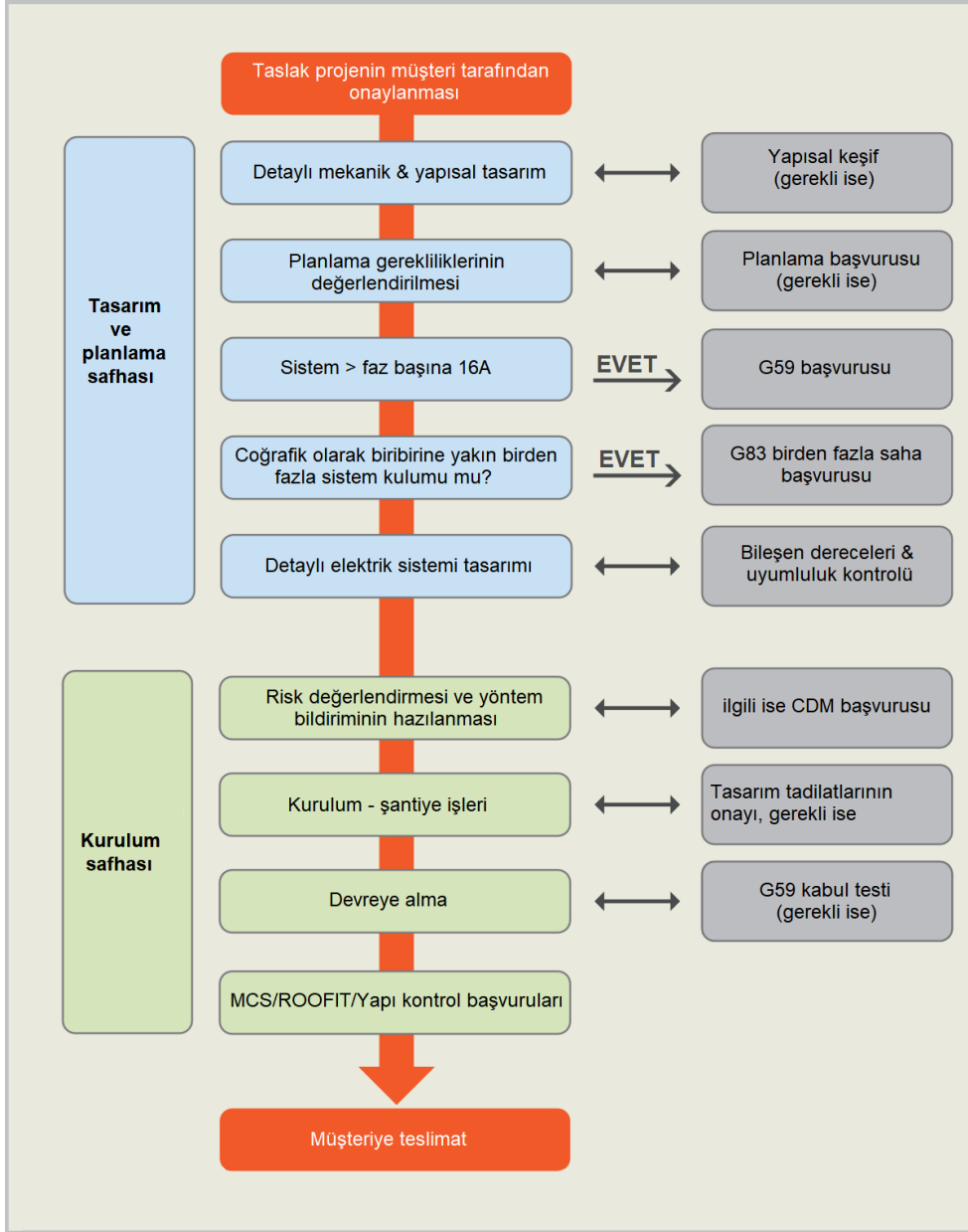
⁴⁸ Automatic disconnection of supply – ADS

Bölüm 14

14. Kurulum süreci

14.1. Tipik kurulum aşamaları

Aşağıdaki akış şeması, küçük bir ticari veya konut FV sistemi için tipik aşamaları açıklamaktadır:



Şekil 14.1 Küçük ölçekli ticari veya konut için tipik FV sistemi kurulum aşamaları

14.2. Planlama izni

14.2.1. Binalara kurulum

1 MWp'ye kadar olan sistemler için, bir binaya FV dizisinin kurulması muhtemelen 'izin verilen geliştirme' olarak kabul edilir. Bir dizinin izin verilen geliştirme kapsamına girmesi için genellikle:

- (a) Mümkün olduğu kadar yapının dış görünümü ve alandaki konforu üzerindeki etkiyi en aza indirgeyecek şekilde yerleştirilmelidir,
- (b) Çatı sırtından yükseğe çıkıntı yapmamalıdır,
- (c) Çatı eğiminin veya duvar yüzeyinin 200 mm'den fazla üzerinde durmamalıdır ve
- (d) Koruma altındaki bir binanın veya anıt olarak belirlenmiş bir saha alanı içerisindeki bir bina üzerine kurulmamalıdır.

Her durumda, özellikle de bir koruma alanındaki veya bir Dünya Mirası Alanındaki sahalar için, kurulum işlemine devam etmeden önce, yerel planlama yetkilisine danışılması tavsiye edilir.

14.2.2. Yere sabitlemiş kurulum: konut uygulama özellikleri

FV dizisinin konut arazisine kurulması, aşağıdakilerin sağlanması koşuluyla muhtemelen 'izin verilen geliştirme' olarak kabul edilecektir:

- (a) Dizinin, mümkün olduğu kadar alandaki konforu üzerindeki etkiyi en aza indirecek şekilde ve mülkün sınırından en az 5 m uzaklıkta yerleştirilmelidir,
- (b) Dizinin hiçbir bölümü yer seviyesinden 4 m'den yüksek olmamalıdır,
- (c) Dizinin boyutu 9 m² veya 3 m'den fazla olmamalıdır ve
- (d) Koruma altındaki bir yapının veya anıt olarak belirlenmiş bir alanın etrafında olmamalıdır.

Yalnızca ilk dizinin kurulmasına izin verilir – yere sabitlenmiş ek diziler için planlama izni gereklidir.

Her durumda, özellikle de bir koruma alanındaki veya bir Dünya Mirası Alanındaki sahalar için, kurulum işlemine devam etmeden önce, yerel planlama yetkilisine danışılması tavsiye edilir.

14.2.3. Büyük ölçekli alan dizileri

Herhangi bir büyük ölçekli FV projesinin erken bir aşamasında, yerel planlama yetkilisi ve yerel topluluk ile istişarenin yapılması tavsiye edilir.

Büyük, yere sabitlenmiş FV güneş projelerinin (50 kWp'nin üzerinde) ve doğrudan konut sınıfındaki binalara bağlı olmayan tesislerin kurulumu, genel olarak aşağıdakileri sağlamalıdır:

- (a) Önceden ıslah edilmiş araziye, kahverengi araziye, kirli araziye veya endüstriyel araziye kullanılması,
- (b) Tarım arazisinin kullanıldığı yerlerde, tercihen 3b, 4 ve 5 olarak sınıflandırılan arazilerin kullanılması (mümkün olduğunda 'En İyi ve En Çok Yönlü' tarım arazisinin kullanımından kaçınarak),
- (c) Peyzajın görsel yönünü olumsuz etkilemekten kaçınılmasının ve peyzajın doğal güzelliğinin korunmasının amaçlanması,
- (d) Çoğunluğu düz olan bir arazi üzerine kurulması,
- (e) Çitler, ağaç sıraları vb. tarafından iyi korunmuş ve
- (f) Yakındaki yerel mülklere veya yollara aşırı etkiye neden olmaktan kaçınılması.

Büyük ölçekli bir projenin gerektireceği planlama süreci, söz konusu sahaya göre belirlenir, ancak genellikle aşağıdakilerin bir kısmını veya tamamını gerektirir:

- (a) Planlama başvurusu,
- (b) Ekolojik/çevresel etki değerlendirmesi (ÇET Raporu),
- (c) Yerleşim planları ve kesitler,
- (d) Tasarım ve erişim bildirimleri⁴⁹
- (e) Herhangi bir bina/yardımcı yapı veya işle ilgili bilgiler,
- (f) Çit özellikleri ve detayları,
- (g) Şebeke bağlantı detayları,
- (h) Manzara/görsel değerlendirme (örneğin olağanüstü doğal güzelliğe sahip alanlar (OAGSA)⁵⁰, vb.),
- (i) Tarım arazisi üzerindeki etki değerlendirmesi (uygulanabildiği yerlerde),
- (j) Sel riski değerlendirmesi ve
- (k) Arkeolojik değerlendirme.

Daha fazla bilgi BRE NSC yayınında bulunabilir: *Büyük ölçekli yere sabitlenmiş FV güneş sistemlerinin geliştirilmesi için planlama kılavuzu*.

14.3. Yapı kontrolü

Yapı yönetmelikleri, bir FV sisteminin kurulumu dahil çoğu yapı işi için geçerlidir.

⁴⁹ Erişim Bildirimi, tüm potansiyel kullanıcılar için eşit erişim sağlama açısından projenizin amacını açıklayan bir belgedir. Access Statement.

⁵⁰ Areas of Outstanding Natural Beauty – AONB

Her durumda, bir binaya bir FV sisteminin kurulumu, Yerel Yapı Kontrolüne bildirilmelidir.

NOT: Kurulumlar, doğrudan bir başvuru (inşa öncesinde) ve ardından bir bina kontrol görevlisi tarafından denetleme yoluyla veya yetkili kişi programları aracılığıyla (bazı MÜSP kuruluşları tarafından işletilenler gibi) bildirilebilir.

Yapı yönetmeliklerinin tüm bölümleri konu ile ilgili olsa da binalara kurulan FV sistemleri için özellikle dikkat edilmesi gerekenler şunlardır:

- (a) Yapısal (Bölüm A – İngiltere ve Galler; Bölüm 1 – İskoçya),
- (b) Elektriksel güvenlik (Bölüm P – İngiltere ve Galler; Bölüm 4 – İskoçya) ve
- (c) Yangın güvenliği (Bölüm B – İngiltere ve Galler; Bölüm 2 – İskoçya).

Yapı yönetmeliklerinin İskoçya ile İngiltere ve Galler arasında farklılık gösterdiğine dikkat etmek önemlidir.

Bölüm 15

15. Sağlık ve güvenlik

15.1. Giriş

İş Sağlığı ve Güvenliği Yasası 1974⁵¹ ('Yasa') Britanya'daki sağlık ve güvenlik yasasının temelini oluşturur. Yasa, işverenlerin ve çalışanların birbirlerine ve kamu üyelerine karşı sahip olduğu görevleri ortaya koymaktadır. Yasa, paydaşların riskleri incelemesini ve bunlarla başa çıkmak için makul önlemler almasını gerektirir.

İşyerinde Sağlık ve Güvenliğin Yönetimi Yönetmeliği 1999⁵², riskleri değerlendirmek için gereken önlemlere ilişkin daha açık ayrıntılar sağlar. Yönetmelik, şirketlerin, çalışanlarının işyerinde sağlık ve güvenliğine yönelik riskleri uygun ve yeterli bir şekilde değerlendirmesini gerektirmektedir. Çalışmayan kişilere yönelik riskin (şirketin işinin yürütülmesinden kaynaklanan veya bununla bağlantılı olarak) de değerlendirilmesi gerekir.

Yönetmelik, işverenlerin bir risk değerlendirmesi yapmasını gerektirmektedir. Bunu takiben, işverenin risk değerlendirmesi ile belirlenen sağlık ve güvenlik önlemlerini uygulaması gerekir. Önlemleri uygulamak için uygun yetkin kişilerin de belirlenmesi gerekir. Çalışanlar için eğitim ve bilgi sağlanmalı ve aynı işyerinde diğer insanlarla çalışma metodolojisi düzenlenmelidir. Son olarak, bir şeylerin ters gitmesi durumunda acil durum prosedürlerinin oluşturulması gerekir.

Sağlık ve güvenliğin yönetimi, diğer birçok düzenleme ve kılavuzun da dikkate alınmasını gerektirir. Ayrıca, düzenlemelerin sürekli olarak amaca uygun olmasını ve değişen koşulları karşılayacak şekilde gelişmesini sağlamak için, bir izleme, denetim ve iyileştirme sistemi gerektirir. Bu Uygulama Rehberi, diğer kaynaklarda daha ayrıntılı olarak ele alındıklarından, bu sistemleri veya prosedürleri hiçbir şekilde ele almaz.

NOT: İSEK⁵³ – İnşaat Becerileri yayını: *Güneş paneli kurulumu – Güvenli bir şekilde çalışmak için bilmeniz gerekenler*, konutlar için FV sistemleri kurulumcuları için iyi bir kaynaktır. IET *Elektriksel Güvenlik Yönetimi için Uygulama Esasları*, her tür ve büyüklükteki kuruluşta, hem teknik hem de teknik olmayan personel için elektrik güvenliğini yönetmeye yönelik uygulama esaslı olarak yapılandırılmış iyi bir uygulama rehberidir.

⁵¹ Health and Safety at Work Act 1974

⁵² The Management of Health and Safety at Work Regulations 1999

⁵³ İnşaat Sektörü Eğitim Kurulu. Construction Industry Training Board – CITB.

15.2. İnşaat (Tasarım ve Yönetim) Yönetmeliği

İnşaat (Tasarım ve Yönetim) Yönetmeliği 2015 (İTY)⁵⁴ her proje için geçerlidir. İTY, bir projede yer alan hemen hemen herkese yasal görevler yükler ve bir dizi anahtar roller tanımlar:

Tablo 15.1 İTY Yönetmeliği altında görev ve yetkilerin özeti

İTY görev sahibi	Görevler
Müşteri (iç müşteriler de dahil)	İTY koordinatörünün ve ana yüklenicinin atanması. Yetkinliklerin kontrol edilmesi. Yeterli kaynakların ve hizmet tesislerinin sağlanması. Uygun yönetim düzenlemelerinin varlığından emin olunması. Ana tasarımcıya inşaat öncesi bilgilerin sağlanması
Ana tasarımcı	Tehlike ve risklerin ortadan kaldırılması veya azaltılması. Kalan riskler hakkında bilgi verilmesi. Tasarım aşamasının sağlık ve güvenlik yönlerinin koordine edilmesi ve tüm taraflarla bilgi alışverişinde bulunulması. Yüklenicilere inşaat öncesi bilgilerin sağlanması. Sağlık ve güvenlik dosyası oluşturulması ve bunun güncel tutulması. Müşterinin desteklenmesi ve tavsiyede bulunulması. Gerekli ise SGI'nin⁵⁵ bilgilendirilmesi.

⁵⁴ Construction (Design and Management) Regulations – CDM

⁵⁵ Sağlık ve Güvenlik İdaresi. Health and Safety Executive.: İşyeri sağlığı, güvenliği ve refahının teşvik edilmesi, düzenlenmesi ve uygulanmasından ve Büyük Britanya'daki mesleki risklerle ilgili araştırmalardan sorumlu bir Birleşik Krallık devlet kurumudur.

İTY görev sahibi	Görevler
Ana yüklenici	İnşaat aşamasının yönetilmesi ve işletilmesi (planla, yönet, izle). İnşaat aşama planının yazılması ve uygulanması. Planın dağıtımı. İşçilerin değerlendirilmesi ve işe başlatılması. Yeterli yetkinlik ve eğitime sahip olduğundan emin olunması. Yeterli hizmet tesislerinin sağlandığından emin olunması.
Yükleniciler	Kendi çalışmalarının planlanması, yönetilmesi ve izlenmesi. Çalışanların yeterli bilgi, yetkinlik ve eğitime sahip olduğundan emin olunması. Ana yüklenici ile irtibat kurulması ve iş birliği yapılması.
İşçiler	Kendi yetkinliklerinin sağlanması. Sağlık ve güvenliği sağlamak için her türlü tehlikenin bildirilmesi ve başkalarıyla iş birliği yapılması.

NOT: İTY 2015 ile ilgili SGİ kılavuzu şu adreste bulunabilir
<http://www.hse.gov.uk/construction/cdm/2015/index.htm>

15.3. İşyerinde Elektrik Yönetmeliği⁵⁶

Elektrik, önemli bir tehlikedir: çarpma yoluyla öldürebilir ve yangın veya patlamalara neden olabilir. Bir FV sisteminde hem d.a. hem de a.a. tarafında potansiyel bir tehlike vardır. d.a. tarafında, gerilimler tipik olarak 500 V d.a.'ya kadar ve daha büyük sistemler için tipik olarak 500 – 1,000 V d.a. aralığındadır (d.a. gerilimleri bazı sistemlerde 1,000 V'un üzerinde olabilir). a.a. tarafında hem AG hem de YG gerilimleriyle karşılaşılabilir.

İşyerinde Elektrik Yönetmeliği 1989, elektrik işleri ile ilgilenen herkese ve elektrik sistemlerini işleten veya bakımını yapanlara görevler yükler. Yönetmelik, görev sahiplerinin kim olduğunu tanımlar ve ilgili sorumluluklarını belirtir. FV kurulum şirketleri, sahipleri ve operatörlerinin tümü görev sahibi olabilir ve İşyerinde Elektrik Yönetmeliği kapsamında sorumluluklara sahiptir. Ayrıca Elektrik

⁵⁶ Electricity at Work Act – EAW

Güvenliği, Kalite ve Süreklilik Yönetmeliği 2002 (değiştirildiği şekliyle) kapsamında da görevleri olabilir.

Görev sahipleri, kontrolü sağlamaktan sorumludur; ayrıca elektrik sistemlerinin güvenli yönetimi, tasarımı, kurulumu, işletimi ve bakımından da sorumludurlar. Güvenli çalışmayı sağlamak ve yaralanma riskini en aza indirmek için yönetim sistemlerinin şunları içermesi gerekir:

- (a) Ekipmanın kurulumu, devreye alınması, işletilmesi, bakımı ve sökülmesini kapsayan plan ve prosedürler,
- (b) Sorumlulukların ve eğitim gerekliliklerinin tanımları,
- (c) Prosedürlerin etkinliğini denetleyen sistemler ve
- (d) Uygun kayıt sistemleri.

Uygun güvenlik plan ve prosedürlerini oluştururken ve uygularken, bir risk değerlendirmesi yapmak ve uygun önlemlere karar vermek için kurum içinde yeterli teknik uzmanlık bulunmayabilir. Bu tür durumlarda, uygun şekilde yetkin kuruluşlardan tavsiye alınmalıdır. Bu, elektrik dağıtım şirketlerinden, şalt tesisi üreticilerinden veya uzman YG/AG yüklenicilerinden veya danışmanlarından gelen tavsiyeleri içerebilir.

Aşağıdaki tablo, elektrik sistemleri üzerinde çalışma yapmak için geçerli temel yasal gereklilikleri özetlemektedir:

Tablo 15.2 İYE Yönetmeliği altında temel yasal gereklilikler

Yasal gereklilik	Referans
- İşveren, uygun güvenli çalışma sistemleri sağlamalıdır. - Çalışan, bu tür güvenli çalışma sistemlerine uymalıdır	İş Sağlığı ve Güvenliği Yasası 1974 – Bölüm 2 ve 7
- Çalışma, tehlikeyi önleyecek şekilde yapılmalıdır. - Uygun ekipman ve KKD sağlanmalı ve kullanılmalıdır.	İşyerinde Elektrik Yönetmeliği 1989 Kurallar 4 (3) ve 4 (4)
İzole (ölü) çalışma, elektrikli ekipman üzerinde çalışmanın normal yöntemi olmalıdır. İzolasyonun mümkün olmadığı veya canlı çalışmaya ihtiyaç duyulduğu durumlarda:	İşyerinde Elektrik Yönetmeliği 1989 Kurallar 12, 13, 14 & 16

Yasal gereklilik	Referans
(a) İş, risk değerlendirmesi yapılmış güvenli bir yöntem veya prosedüre uygun olarak yürütülecektir; (b) Bu işi üstlenen kişiler, işi yürütmek için eğitilecek ve uygun yeterliliğe sahip olacak (veya uygun gözetim altında olacak) ve (c) Doğru araçlar, ekipman ve KKD mevcut olacak ve kullanılacaktır.	

15.4. Tehlike envanteri

Risk değerlendirmesi, etkili sağlık ve güvenlik uygulamalarının sağlanmasında önemli bir adımdır. Sağlık ve güvenlik düzenlemeleri, işverenlerin, işe başlamadan önce bir risk değerlendirmesi yapmasını gerektirir. Bir işverenin beş veya daha fazla çalışanı olduğu durumlarda, işverenin bu risk değerlendirmesinin önemli bulgularını kaydetmesi gereklidir. Genellikle beş aşamalı bir yaklaşım izlenir:

- (a) 1. Adım: Tehlikeleri belirleyin.
- (b) 2. Adım: Kimin zarar görebileceğini ve bunun nasıl olabileceğini belirleyin.
- (c) 3. Adım: Riskleri değerlendirin ve uygulanması gereken kontrol önlemlerini belirleyin.
- (d) 4. Adım: Bulguları kaydedin ve uygulayın.
- (e) 5. Adım: Değerlendirmeyi gözden geçirin. Gerekirse güncelleyin.

NOT: SGI yayını INDG163 *Risk değerlendirmesi. İşyerinde riskleri kontrol etmeye yönelik kısa bir rehber*, işverenler için işyerindeki sağlık ve güvenlik risklerini değerlendiren iyi bir kaynaktır.

Aşağıdaki tablo, bir FV güneş isteminin yapımı, işletimi ve bakımı sırasında karşılaşılabilecek bazı temel tehlikelerin bir özetini sunmaktadır. Bu kapsamlı bir liste değildir ve münferit bir sahaya özgü risk değerlendirmesinin yerini alamaz. Farklı yerler veya kurulum yöntemleri ek tehlikelere sahip olabilir.

Tablo 15.3 FV güneş sistem kurulumu, işletmesi ve bakımı için temel tehlikelerin özeti

Tehlike	Notlar
FV modülleri: genel	
FV modülleri, gün ışığında elektrik üretir ve kurulum veya bakım sırasında kapatılamaz.	Dizideki modülleri birbirine bağlamak için canlı çalışma gereklidir.
FV dizisi üzerinden beklenmeyen çarpılma.	Diğer inşaat işleri paydaşları (örneğin, çatı ustaları) FV dizisi kablolarından kaynaklanan riski fark etmeyebilir (örneğin, inşaat aşamasında ölü olmalarını bekleyebilirler). Bildirilmeyen hasarlı dizi kablolarından potansiyel elektrik çarpması riski oluşabilir. Bir diziden (veya şantiye ışıklandırmasıyla aydınlatılan bir diziden) kaynaklanan kaçak akımlar, önemli bir çarpılma tehlikesi için yeterli olmasa da kontrolsüz bir tepkiye neden olmak için yeterli olabilir – bu, yüksekte çalışan insanlar için özellikle önemlidir.
FV modülleri, akım sınırlayıcı cihazlardır – kısa devre akımı, işletme akımından çok da fazla değildir.	Aşırı akım koruma sistemlerinin tasarımını etkiler (aşırı akım koruma cihazlarını çalıştırmak için yetersiz arıza akımı olabilir). Arızalar bir süre algılanmayabilir. Küçük hatalar yangın tehlikesine dönüşebilir.
Taşıma zorlukları – modülün boyutu ve/veya rüzgârın modülü uçurması nedeniyle.	Modüller genellikle rüzgârlı/fırtınalı bir ortam olabilen çatılara kurulur.
Yüksekte çalışma	
Çatı kenarından düşme	Kurulum için uygun iskele veya benzer ekipman gereklidir. Korumanın, çalışma alanının ötesini de kapsaması ve/veya uygun kenar korumasını içermesi gerekir.
Kırılğan çatı kaplamasından düşme.	Kırılğan alanların bariyerlenmesi veya kapatılması ve/veya altında

Tehlike	Notlar
	yakalama ağıları (veya benzeri) kurulması gerekir.
Çatıya erişim sırasında düşme	Uygun erişim şartları gerektirir.
Tavandan düşme (çatı boşluklarının içinden).	Uygun şartlar gerektirir.
Düşen aletler veya malzemeler.	Güvenli kaldırma prosedürleri. Uygun kenar koruması (süpürgelikler, atık ağıları). Aşağıda uygun bir şekilde bariyerlenmiş erişim yolları.
Olumsuz hava koşulları	Yüksekte çalışmak, hava koşullarına karşı daha hassas olmayı gerektirir.
Elektrik	
FV kabloları kaynaklı elektrik çarpması/yanma. – inşaat sırasında.	Kablolar her zaman canlıdır ve çalışma alanında bulunacaktır. İnşaat faaliyetleri sırasında kablolar zarar görebilir.
FV kabloları kaynaklı elektrik çarpması/yanma – müteakiben.	FV kablolarının açıkça etiketlenmesi ve uygun muhafaza/yerlere kurulması gerekir.
Bağlantı/birleştirici kutularda elektrik çarpması/yanma.	Birleştirici kutuların ve bağlantı kablolarının diziyi kurmadan önce yapılan kurulumu riski en aza indirecektir. Fiş/priz konnektörlerinin kullanımı. Güvenli çalışma uygulamaları.
a.a. kablolarından elektrik çarpması.	Standart a.a. çalışma uygulamaları/hususları gerektirir.
Çeşitli	
Taşıma – modüller.	Modüllerin boyutu nedeniyle, genellikle iki kişiye göre planlama yapılması gerekir.
Taşıma – invertörler.	İnvertörler genellikle çok ağırdır. Birçok invertör duvara sabitlenmiştir. Bakım ve değiştirme için erişim, tasarım aşamasında dikkate alınmalıdır.

Tehlike	Notlar
Taşıma – diğer parçalar.	Modül çerçeveleri, bileşenlerin uzunlukları nedeniyle belirli zorluklar ortaya çıkarabilir.
İş araçları.	Malzemelerin taşınması için veya inşaat aşamasında (temel işleri vb.) iş araçları gerekebilir.
Kazılar ve zemin çalışmaları.	Standart hususlar – gömülü hizmetler vb.
Asbest.	Çatı kaplamasında asbest mevcut olabilir – örneğin, çatı kaplama levhalarında veya suni arduvazlarda. Bina yapısının diğer kısımlarında da kurulum işleri sırasında etkilenme olasılığı olan asbest bulunabilir.
Üçüncü şahıslar.	FV kurulum çalışmaları genellikle halka açık alanlarda, çalışma ortamlarında veya evlerde gerçekleştirilir. Uygun bariyerler ve işaretler kullanılmalıdır.
Çevre koşulları.	FV güneş sistemleri dışarıya kurulur. Sistem bileşenlerinin, sistemin ömrü boyunca karşılaşacakları koşullara (hava geçirgenliği, UV kararlılığı, sıcaklık vb.) uygun olması gerekir.

15.5. Güneş enerjisi çiftliği kurulumlarının güvenlik yönetimi

15.5.1. Genel

Güneş enerjisi kurulumlarında güvenlik sorumluluğu genel olarak üç aşamaya ayrılabilir:

- (a) Tasarım, inşaat ve devreye alma aşaması – sorumluluk ana yükleniciye aittir.
- (b) Ticari işletim – sorumluluk mal sahibine/işletmeciye aittir.
- (c) Hizmetten alma – sorumluluk hizmetten alma yüklenicisindedir.

15.5.2. Ana yüklenicinin sorumlulukları

Bir güneş enerjisi çiftliği kurulumunun tasarımı, inşası ve devreye alınmasından sorumlu ana yüklenici, İş Sağlığı ve Güvenliği Yasası 1974 tarafından belirlenen güvenlik mevzuatına uymak zorundadır. Temel ilke, kendi kontrolü altındaki şantiyelerde iş üstlenen tüm kişilerin, bunu risk değerlendirmesi yapılmış güvenli çalışma sistemlerine göre yapmasını sağlamak olmalıdır. Bu gereklilik, ana yüklenici tarafından yaptırılan, koordine edilen veya yönetilen herhangi bir iş faaliyetinde bulunan alt yükleniciler veya diğer kişiler için de geçerlidir.

Ana yüklenici, alt yüklenicileri atarken, bu tür alt yüklenicilerin işi yürütmek için uygun yeterliliğe sahip olmasını, yasal olarak uygun güvenli çalışma sistemlerine sahip olmasını ve bu tür güvenli çalışma sistemlerine uygun olarak çalışacak uygun şekilde yetkin personel görevlendirmesini sağlamalıdır.

Ana yüklenici, ayrıca, güneş enerjisi elektrik sistemi ile tesisin nihai olarak bağlanacağı Şebeke Operatörünün sistemi arasındaki işletim arayüzü ile ilgili tüm güvenlik sorunlarının uygun şekilde yönetilmesinden sorumludur.

15.5.3. Güneş enerjisi santrali kurulumu: mal sahibinin/işletmecinin sorumlulukları

Bir kurulum, ana yüklenici tarafından 'teslim edildiğinde' ve tesis sahibi/işletmeci tesisin işletim kontrolüne sahip olduğunda, tesis sahibi/işletmeci, tesisin YG ve AG sistemlerinin yasal olarak uygun güvenli çalışma sistemleri ile işletilmesini, üzerinde çalışılmasını ve bakımının yapılmasını sağlamaktan sorumludur. Bu konularda rehberlik SĞİ yayını HSG85 *İşyerinde Elektrik. Güvenli çalışma uygulamaları*.'nda bulunabilir.

Daha önce de belirtildiği gibi, güneş enerjisi çiftliği tesislerinin sahiplerinin/işletmecilerinin, elektrik işlerini yürütmek üzere, yükleniciler istihdam etmesi, elektrik sistemlerinin etkin kontrolü ve işletimi sorumluluğundan kaçmalarına izin vermez (İşyerinde Elektrik Yönetmeliği 1989 Madde 3).

Bir güneş enerjisi tesisatının YG ve AG elektrik sistemlerinin işletilmesi, incelenmesi, onarımı ve bakımı için mal sahibi/işletmecinin sözleşme yapması durumunda, yüklenicinin uygun güvenlik yönetim sistemlerine, yasal olarak uygun risk değerlendirmesine sahip güvenli çalışma sistemlerine ve işi yürütmek için eğitilmiş ve yetkin personele sahip olmasını sağlamak, mal sahibi/işletmeciye aittir.

İşletme, onarım ve bakım işlevlerine ilişkin sorumluluğun üçüncü bir tarafa verilir verilmeyeceğine bakılmaksızın, tüm işlemlerin ve iş faaliyetlerinin yürürlükteki güvenlik mevzuatına uygun olarak yürütülmesini sağlamak amacı ile, mal sahibinin/işletmecinin bir işletim politikası ve işletim prosedürleri oluşturması gerekir. Bu politika, çeşitli gerilim seviyelerinde ve sistem ekipmanında çalışma konusunda yetkin olan ve yetkinliklerini gösterebilen uygun yüklenicilerin seçimi ve atanması için kriterleri içermelidir. Yeterlilik kanıtı olarak şunları içermelidir:

- (a) Çeşitli gerilim seviyelerinde ve ekipmanlarda güvenli bir şekilde işletme/çalışma için plan ve prosedürleri belirleyen şirketin güvenlik yönetim sistemi,
- (b) Sözleşmenin kapsadığı sistemler üzerinde çalışmak için uygun elektriksel güvenlik kuralları ve prosedürleri,
- (c) Eğitim ve değerlendirme kayıtları da dahil olmak üzere, elektrik tesisatı üzerinde işletmeyi üstlenecek ve çalışacak personelin yeterliliğine dair onaylı kanıt ve
- (d) İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği 1999 gerekliliklerini karşılamak için yüklenici tarafından üstlenilen izleme ve denetleme sürecinin belgelenmiş kanıtı.

15.5.4. Resmi yazılı politika ve prosedürler

Hem yüksek gerilim hem de alçak gerilim sistemlerinin iletkenleri veya ekipmanı üzerinde çalışmayı içerdiği durumlarda, etkili prosedürlerin öngörülmesi ve bunların yazılı talimatlara aktarılması, güvenli bir çalışma sistemi sağlamak için gereklidir.

Şebekeye bağlı büyük güneş enerjisi çiftlikleriyle ilişkili yüksek gerilim sistemleri, boyut ve karmaşıklık açısından önemli ölçüde farklılıklar gösterir ve sahaya göre uyarlanmış prosedürler gerektirir.

15.5.5. Trafo merkezlerine/şalt odalarına erişim

Canlı trafo merkezlerine veya şalt odalarına erişim, yetkili kişiler olarak sınıflandırılan (İşyerinde Elektrik Yönetmeliği Madde 16'da tanımlandığı şekilde) veya uygun şekilde yetkin bir kişi tarafından kişisel olarak denetlenen kişilerle sınırlandırılmalıdır.

DŞO (veya ilgili Şebeke Operatörü) trafo merkezlerine veya şalt odalarına erişim, şebeke operatörü ve/veya işletim ve bakım sorumluluğu olan şirket tarafından sıkı bir şekilde kontrol edilmelidir.

15.5.6. Güvenlik yönetim sistemi kapsamında belirli sorumluluklara sahip kişilerin kategorileri

Elektriksel güvenlik yönetim sistemlerinin etkin yönetimi ve uygulaması için, genellikle aşağıdaki belirli sorumluluklara sahip kişi kategorileri geçerlidir:

i. Atanmış kişi

Bir kuruluş tarafından atanan, kurulumdaki YG ve AG elektrik sistemleri için genel yetki ve sorumluluğa sahip ve İş Sağlığı ve Güvenliği Yasası 1974 uyarınca görevi, işyerinde sağlık ve güvenlik hakkında genel bir plan beyanı hazırlama ve yayınlama olan (planın uygulanmasına yönelik düzenlemeler de dahil olmak üzere) kişi (yönetim kurulu üyesi veya yönetim kuruluna karşı sorumlulukları olan bir kişi) (bu kişi, yetkilendiren mühendis olmamalıdır).

ii. Görev sahibi

İş Sağlığı ve Güvenliği Yasası 1974'ün güvenlikle ilgili bir görev yüklediği kişi.

iii. Yetkilendirici mühendis

Kuruluşun atanmış kişisi tarafından, elektriksel güvenlik yönetim sistemi kapsamında yetkilendirilmiş kişilerin değerlendirilmesi ve atanması için sorumluluk almak üzere, yazılı olarak atanan kişi.

iv. Yetkili kişi/kıdemli yetkili kişi

Yetkilendirici mühendisin tavsiyesi üzerine, kuruluş tarafından yazılı olarak atanan ve sistemleri işletmek, üzerinde çalışmak veya tanımlanmış elektrikli ekipmanın test edilmesi için güvenli hale getirmek için elektriksel güvenlik yönetim sisteminin, güvenlik belgelerinin çıkarılması da dahil olmak üzere, uygulanmasından sorumlu olan kişi. (Örneğin, Çalışma İzni⁵⁷).

⁵⁷ Permit-to-Work

v. Yeterli kişi

Yetkilendirici mühendis tarafından, tanımlanmış iş için yazılı olarak onaylanmış ve atanmış, yapılacak işin niteliği ile ilgili gerekli teknik bilgi, beceri ve deneyime sahip, tehlikeyi veya uygun olduğunda yaralanmayı önleyebilen ve yetkili kişiden veya kıdemli yetkili kişiden güvenlik belgesi alabilme yetkisine sahip kişi.

Bölüm 16

16. Sistem devreye alma

16.1. Genel

Şebekeye bağlı bir FV sistemi için devreye alma süreci şunları içermelidir:

- (a) a.a. devrelerinin BS 7671 gerekliliklerine göre incelenmesi ve test edilmesi,
- (b) ER G81/G83/G59 uyarınca DŞO'nün gerektirdiği devreye alma prosedürleri – ilgili olanlar,
- (c) YG sisteminin devreye alınması (varsa) ve
- (d) BS EN 62446 *Şebekeye bağlı fotovoltaik sistemler. Sistem dokümantasyonu, devreye alma testleri ve incelenmesi için minimum gereklilikler.* uyarınca sistemin kalan kısımlarının incelenmesi ve test edilmesi.

Bir FV sistemini besleyen a.a. devresinin/devrelerinin incelenmesi ve test edilmesi, diğer herhangi bir a.a. devresine uygulanan testlerle tamamen aynı şekilde gerçekleştirilebilir. Prosedür, BS 7671'de ve destekleyici dokümanlarda, özellikle de Kılavuz Notu 3: İnceleme ve Test⁵⁸'te açıklanmıştır.

DŞO'nun gerektirdiği devreye alma prosedürleri, ER G83/ER G59'da belirtilmiştir ve bu Uygulama Rehberinin başka bir bölümünde tartışılmıştır. YG devreye alma, YG bağlantısının ve devrelerinin ayrıntılarına bağlı olmakla birlikte, Şebeke Operatörü ile yakın iştişare içinde yürütülmelidir.

FV sistemi kurulumunun geri kalanının incelenmesi ve test edilmesi için gereklilikler BS EN 62446'da belirtilmiştir.

NOT: IEC 62446 Ed.2, 2015 yılında yayımlanacaktır.

İnceleme, testten önce ve normalde tesisata enerji verilmeden önce yapılmalıdır. Test, genellikle, belirtilen sırayla yapılmalıdır. Bir hatayı gösteren herhangi bir test olması durumunda, hata düzeltildikten sonra, hatadan etkilenmiş olabilecek önceki testler de tekrarlanmalıdır.

⁵⁸ Guidance Note 3: Inspection & Testing

16.2. d.a. tarafı – inceleme gereklilikleri

Aşağıdaki tablo, bir FV sisteminin d.a. tarafı için inceleme gerekliliklerini özetlemektedir:

Tablo 16.1 İnceleme gerekliliklerinin özeti

Konu	Gereklilik
d.a. sistemi – genel	(a) Sistemin ilgili standartlara uygunluğunu doğrulamak için genel kontrol. (b) Konum için uygun FV gerilimi. (c) Konuma ve dış etkilere uyacak şekilde seçilen ve kurulan bileşenler. (d) Hava koşullarına dayanıklı çatı ve bina delme noktaları (varsa).
d.a. sistemi – çarpılmaya karşı koruma	(a) Çarpılmaya karşı koruyucu önlemlerin doğrulanması. (b) Toprak arızaları ve kısa devre riskini en aza indirecek şekilde seçilen ve kurulan parçalar.
d.a. sistemi – izolasyon hatalarına karşı koruma	(a) İnvertörün, en azından basit ayırmaya sahip olup olmadığını belirleme. (b) Herhangi bir fonksiyonel topraklamanın belirlenmesi. (c) Toprak izolasyon direnci algılama ve alarm sisteminin varlığı. (d) Toprak artık akım izleme algılama ve alarm sisteminin varlığı.
d.a. sistemi – aşırı akıma karşı koruma	(a) $I_{MOD_MAX_OCPR} >$ olası ters akım. (b) Olası arıza akımları için uygun boyutta dizi kabloları. (c) Doğru şekilde belirtilmiş ve kurulmuş dize/dizi aşırı akım koruma cihazları.
d.a. sistemi – topraklama ve kuşaklama	(a) Herhangi bir fonksiyonel topraklama bağlantısının kontrolü. (b) İşlevsel toprak arıza kesicilerin varlığının kontrolü (gerekli durumlarda). (c) Herhangi bir topraklama ve/veya eş potansiyel bağlantının olup olmadığının kontrolü.
d.a. sistemi – yıldırım ve aşırı gerilim	(a) Kablolamada halka oluşumunun en aza indirildiğinin doğrulanması. (b) Uzun kabloları korumak için alınan önlemler. (c) Tesis edildiği durumlarda, ADKC'lerin uygun şekilde seçilmiş ve kurulmuş olduğu.
d.a. sistemi – ekipman seçimi ve kurulumu	(a) Maksimum gerilim ve akım için ve d.a. işletim için derecelendirilmiş d.a. bileşenleri. (b) Dış etkilere (rüzgâr, UV vb.) uyacak şekilde seçilmiş ve tesis edilmiş kablolar.

Konu	Gereklilik
	(c) Doğru şekilde belirlenmiş ve kurulmuş dize/dizi izolasyonu ve bağlantı kesme cihazları. (d) Aynı tipte ve doğru şekilde eşleşmiş fiş ve prizler.
a.a. sistemi	(a) a.a. tarafında, invertörün izolasyonunu sağlama yolları. (b) İzolatörlerin doğru şekilde bağlanmış olduğu. (c) İnvertör parametrelerinin doğru şekilde belirlenmiş olduğu. (d) AAC ⁵⁹ ler doğru seçilmiş ve kurulmuş (varsa).
Etiketleme	(a) Tüm parçalar doğru şekilde etiketlenmiş ve uygun şekilde dayanıklı. (b) Uygun şekilde asılmış bağlantı şemaları ve diğer işaretler.

Bir FV sisteminin d.a. tarafının incelenmesi hakkında daha fazla bilgi BS EN 62446'da verilmiştir.

16.3. d.a. tarafı – minimum test gereklilikleri

Aşağıdaki tablo, bir FV sisteminin d.a. tarafı için minimum test gerekliliklerini özetlemektedir:

Tablo 16.2 Minimum test gerekliliklerinin özeti

Konu	Gereklilik
Topraklama ve/veya eş potansiyel kuşaklama iletkenlerinin sürekliliği	(a) Topraklama ve/veya eş potansiyel kuşaklama iletkenlerinin (varsa) sürekliliğini kanıtlamaya yönelik test. (b) Ana topraklama terminaline bağlantı doğrulanması.
Polarite testi	Tüm dizelerin ve dizilerin doğru şekilde işaretlendiğinden ve bağlandığından emin olmak için test.
Birleştirici kutu testi	Tüm dizelerin birleştirme kutusu (varsa) içinde doğru şekilde bağlandığından emin olmak için test.

⁵⁹ Artık akım cihazı. Residual current device – RCD

Konu	Gereklilik
Dize açık devre gerilim testi	Modül dizelerinin doğru şekilde kurulduğundan ve bir dize içinde doğru sayıda modülün bağlandığından emin olmak için test.
Dize devresi akım testi	(a) Dize içinde belirgin hatalar olmadığından emin olmak için test. (b) Kısa devre ve işlevsel test seçenekleri sunulmuş olması.
Fonksiyonel testler	(a) Şalt sisteminin doğru çalıştığını doğrulamak için testler. (b) İnvertörün doğru çalıştığını doğrulamak için testler.
İzolasyon direnci testi	FV dize ve dizi devrelerinin izolasyon direncinin testi.

16.4. d.a. tarafı – ek testler

Yukarıdaki tabloda gösterilen minimum testler dizisine ek olarak, bazı durumlarda gerekli olabilecek başka testler de vardır. Bu testler, daha büyük sistemler veya arıza tespiti için daha uygundur. Bu testler, BS EN 62446'nın bir sonraki baskısı için önerilmiştir ve aşağıdaki tabloda özetlenmiştir:

Tablo 16.3 Ek testlerin özeti

Konu	Gereklilik
AG eğrisi	(a) Tüm önemli dize parametrelerini sağlamalıdır (VOC ISC, VMPP, IMPP, PMAX). (b) Modül/dizi kusurlarını veya gölgelenme sorunlarını tanımlamaya yardımcı olabilir.
IR denetimi	(a) Normal olmayan modül sıcaklık değişikliklerini tespit etmek ve köprüleme diyotu arızaları, sıcak noktalar vb. gibi sorunları belirlemeye yardımcı olmak için gerçekleştirilir. (b) Bağlantı kutuları ve anahtarlama donanımı üzerinde de gerçekleştirilebilir.

Konu	Gereklilik
Toprak gerilimi	Yüksek empedanslı bir bağlantı kullanarak fonksiyonel olarak topraklanmış sistemleri değerlendirmek için bir test.
Engelleme diyotu testi	Engelleme diyotlarını doğrulamak için test edin (varsa).
Islak izolasyon direnci testi	Standart izolasyon direnci testine bir alternatif – genellikle sadece arıza bulma çalışmaları sırasında kullanılır.
Göle değerlendirmesi	Kurulum tarihinde gölge koşullarının kaydedilmesi.

Bölüm 17

17. Devir ve belgelendirme

17.1. Sistem devri

Devir, kurulum ve devreye alma tamamlandıktan sonra, FV güneş tesisinin müşterisine uygun bilgi ve talimatların iletilmesi sürecini kapsar. Devir süreci şunları içermelidir:

- (a) Tesisin kısımlarının belirlenmesi ve işlevlerinin açıklanması,
- (b) Sağlık ve güvenlik hususlarının belirlenmesi (işletim ve bakım aşamalarında),
- (c) 'normal' çalışmanın gösterilmesi ve arızaların/zayıf performansın nasıl tespit edileceğinin açıklanması,
- (d) Herhangi bir bakım gerekliliği ve prosedürünün açıklanması,
- (e) Sistem kılavuzları, çizimleri, test sertifikaları ve diğer ilgili evrakın teslim edilmesi ve
- (f) Müşteri sorularının yanıtlanması.

Devir işlemleri önemli ölçüde değişiklik gösterebilir ve söz konusu sahaya göre uyarlanması gereklidir.

Bazı kurulumlar için, sertifika programı gereklilikleri de geçerli olabilir.

17.2. Sistem belgelendirmesi

Tamamlanmış bir FV güneş sistemi hakkında gerekli ve yeterli belgenin sağlanması önemlidir. Belge paketindeki bilgiler, temel sistem verilerinin, müşteri, denetçi veya bakım mühendisi tarafından kolayca erişilebilir olmasını sağlamalıdır. Belgelendirme gereklilikleri BS EN 62446'da açıklanmıştır.

Sistem belgeleri, en az BS EN 62446'da belirtilen gereklilikleri karşılamalıdır.

Aşağıdaki tablolar tipik bir FV güneş sisteminin tamamlanması sonrasında sağlanan belgeleri özetlemektedir:

Tablo 17.1 FV sistemi belgelendirmesi – temel bilgiler

Konu	Notlar
Sistem tasarımcısı	İsim, adres ve iletişim bilgileri.
Sistem kurulumcusu	İsim, adres ve iletişim bilgileri.
Temel sistem bilgileri	(a) Dizi ve invertörlerin güç değerleri. (b) Anahtar bileşenlerin (modüller, invertörler vb.) marka, model ve miktarı. (c) Kurulum ve devreye alma tarihleri. (d) Müşteri ve saha bilgileri.
Veri sayfaları	Modül ve invertör veri sayfaları.

Tablo 17.2 Test ve devreye alma bilgileri

Konu	Notlar
FV dizisi	Dizi test sonuçları ve sertifikalar (BS EN 62446).
a.a. sistemi	a.a. devresi test sonuçları ve sertifikalar (BS 7671).
G83/G59 koruması	(a) Test sonuçları ve sertifikalar. (b) Ayarlar.
YG sistemleri	Devreye alma verileri, test ve sonuçları.

Tablo 17.3 FV dizisi – belgelendirme kapsamı

Konu	Notlar
Bağlantı şemaları	(a) d.a. sisteminin tüm parçalarının bağlantı şemaları. (b) Hangi dizelerin/dizinin hangi invertör(ler)e bağlandığının belirtilmesi
FV dizisi	(a) Dize konfigürasyonları hakkında bilgiler (modül tipi ve miktarları). (b) Dize kablo detayları. (c) Aşırı akım koruma ayrıntıları (konum ve derecelendirme dahil).

Konu	Notlar
	NOT: Dize bilgisi, kablo bağlantı şeması aracılığıyla sağlanabilir.
Dizi (ve alt diziler)	(a) Dizi konfigürasyonu hakkında bilgi (dizi tipi ve miktarları). (b) Dizi kablosu ayrıntıları. (c) Birleştirici kutusu ve ayırıcı ayrıntıları (konum ve derecelendirme dahil). (d) Aşırı akım koruma ayrıntıları (konum ve derecelendirme dahil). NOT: Dizi bilgisi, kablo bağlantı şeması aracılığıyla sağlanabilir.
Topraklama ve aşırı gerilim koruması	(a) Topraklama ve kuşaklama iletkenlerinin ayrıntıları. (b) YKS'ye yapılmış herhangi bir bağlantının ayrıntıları. (c) ADKC'lerin ayrıntıları.
Fiziksel yerleşim	(a) Dize ve dizi bağlantılarının fiziksel yerleşimi. (b) Gömülü veya gizli FV dizisi kablolarının planı. NOT: Bu, müteakip arıza bulma için sağlanmıştır ve özellikle büyük sistemlerde (özellikle modüllerin arkasına erişimin zor olduğu binalara kurulmuş olanlar) önemlidir.
Mekanik	FV sabitleme sisteminin detayları.

Tablo 17.4 a.a. sistemi – belgelendirme kapsamı

Konu	Notlar
Bağlantı şemaları	(a) a.a. sisteminin tüm kısımlarının bağlantı şemaları. (b) Hangi dizelerin/dizinin hangi invertör(ler)e bağlandığının belirtilmesi
a.a. sistemi	(a) a.a. ayırıcıları – konum ve derecelendirme dahil. (b) Aşırı akım koruması – konum ve derecelendirme dahil. (c) AAC'ler – konum ve derecelendirme dahil.

Konu	Notlar
Topraklama ve aşırı gerilim koruması	(a) Topraklama ve kuşaklama sistemi ile iletkenlerin ayrıntıları. (b) YKS'ye yapılan herhangi bir bağlantının ayrıntıları. (c) ADKC'lerin ayrıntıları.
G59 koruması	(a) Tür ve konum. (b) Ayarlar.
YG sistemleri	(a) Transformatörlerin ve şalt sisteminin özellikleri. (b) Kablo ayrıntıları ve yerleri. (c) Topraklama düzenlemeleri.

Tablo 17.5 İşletme ve bakım bilgileri

Konu	Notlar
Kılavuzlar	(a) İnvertörler. (b) FV modülleri. (c) Veri kaydediciler/ekranlar.
Güvence	Güvence başlangıç tarihi, süresi ve ayrıntıları
Normal çalışma	(a) 'Normal' çalışmanın nasıl doğrulandığı. (b) Herhangi bir alarm/hata bildirim sisteminin açıklaması.
Devre dışı kalma	Acil izolasyon/devre dışı bırakma prosedürleri
Hata bulma	(a) Arıza bulma prosedürü. (b) Hizmet/acil durum iletişim numaraları.
Bakım	(a) Periyodik bakım/temizlik gereklilikleri. (b) Servis/inceleme aralıkları. (c) Herhangi bir bakım sözleşmesine ilişkin bilgiler.

Bölüm 18

18. İşletme ve bakım

18.1. Genel

FV güneş sisteminin işletme ve bakım gereklilikleri hakkındaki bilgiler, sistemin tamamlanması üzerine verilen devir paketinde sağlanmalıdır (önceki bölüme bakın).

Normal çalışma sırasında, normal sistem çalışmasını sağlamak için çok az veya hiçbir şey gerekli olmamalıdır. Bununla birlikte, bakım veya servis gerekliliği genellikle şu şekilde ortaya çıkar:

- (a) Oluşan bariz bir hata,
- (b) Tetiklenmiş bir alarm veya hata mesajı,
- (c) Bir müşterinin, düzensiz veya kötü sistem durumu konusundaki şikâyeti,
- (d) Planlanmış servis,
- (e) Periyodik testler için gereklilik veya
- (f) Sistem sahipliğinde bir değişiklik.

18.2. Planlı bakım

Planlı bakım, söz konusu sisteme, ilgili ekipman üreticilerinin tavsiyelerine ve onu oluşturan parçaların planlı bakım gerekliliklerine bağlıdır. Tipik planlı bakım görevleri şunları içerir:

- (a) İnvertör fanlarının ve havalandırma sistemlerinin temizlenmesi,
- (b) Dizi temizleme (genellikle yalnızca yere sabitlenmiş sistemlerde yaygındır),
- (c) Işık algılayıcıların temizlenmesi (izleme sistemlerinin takıldığı yerlerde),
- (d) Akü sıvı seviyelerinin kontrol edilmesi (yalnızca akü sistemleri) ve
- (e) Yatakların/rulmanların greslenmesi, vb. (yalnızca izleme sistemleri).

Planlı bakım, servis iletişim bilgileri, garanti koşulları veya performans garantileriyle bağlantılı olabilir.

18.3. Periyodik doğrulama

Periyodik doğrulama, FV güneş sisteminin tatmin edici derecede işlevsel durumda kalmasını sağlayacak şekilde ayarlanır. Periyodik doğrulamayı içeren inceleme ve test sistemi, genellikle, ilk devreye alma sırasında kullanılanla aynı veya benzerdir.

Periyodik doğrulamalar arasındaki aralık, müşteri tarafından, kurulum şirketi tarafından veya servis bağlantıları, garanti koşulları veya performans garantileriyle belirlenebilir.

Binalar üzerindeki kurulumlar için, genel kural olarak, doğrulamalar arasındaki aralık, FV güneş sisteminin bağlı olduğu a.a. sisteminin gerektirdiğinden daha uzun olmamalıdır.

18.4. Düzenli denetlemeler

Düzenli bir denetimin amacı, sistemin normal şekilde çalıştığından emin olmaktır. Sistem sahibi veya bir FV uzmanı tarafından gerçekleştirilebilir. Düzenli incelemeler, bakım görevlerini ve tam periyodik doğrulamada kullanılan bazı test prosedürlerini içerebilir.

Ölçek ne olursa olsun, tüm sahalalar, bir denetim sisteminden fayda sağlarlar. Hatalar, en iyi kurulmuş FV sistemlerinde bile ara sıra gelişir. Bir arızanın gözden kaçması veya bir arızanın tanımlanmasındaki herhangi bir gecikme, önemli miktarda gelir kaybına neden olabilir.

NOT: En belirgin arıza, genellikle, bir invertör arızasıdır – eğer bir sistemde yalnızca bir invertör varsa, bu, sistem çıkışındaki tam düşüşle görülebilir. Çoğu müşteri, bu tür sorunları oldukça çabuk fark eder, ancak, tam ölçekli arızalar bile oldukça uzun süreler boyunca fark edilemeyebilir. Bu durum, sistem izleme/ölçümü eksikliği veya aşırı karmaşık veya kötü konumlandırılmış ekranlar yüzünden daha da kötüleşebilir.

Düşük sistem performansının fark edilmesi bazen zordur ve bu durum birden çok dizeli büyük sistemlerde daha da zorlaşır – bu tip sahalarda yalnızca bir dizelin kaybedilmesi kolayca gözden kaçabilir. Dize düzeyinde izleme, bu tür hataları algılayabilir ancak bu da tüm sistemlere kurulmaz.

Bir FV uzmanından düzenli bir inceleme yapmasının tercih edildiği sahalalar genellikle şunlardır: büyük sistemler, kamu binalarındaki sistemler ve dize düzeyinde izleme içermeyen birden çok dizeli sistemler.

NOT: Dize düzeyinde izlemeye sahip olmayan birden çok dizeye sahip sistemler için, normal denetim rutini, tüm dizelerin çalışır durumda olduğunu doğrulamak için, her dizede bir elektrik testini içerir.

18.5. Atık Elektrikli ve Elektronik Ekipman Direktifi

Atık Elektrikli ve Elektronik Ekipman Direktifi (WEEE)⁶⁰, elektrikli ve elektronik ekipmanların atılmasını düzenleyen bir AB direktifidir (2012/19 / EU). FV modülleri, daha sonra UK yasalarına da ilave edilen WEEE direktifinin 2012 revizyonunda belirtilmiştir.

WEEE kapsamında, FV şirketlerinin, hasarlı veya kullanım ömrü dolan modüllerin geri dönüşümünü sağlaması gerekir. WEEE uyumluluğu, PV CYCLE (www.pvcycle.org.uk) tarafından sunulan hizmete katılmak yoluyla sağlanabilir.

⁶⁰ Waste Electrical and Electronic Equipment Directive (WEEE)

EK A – Sözlük

Kısaltma/Terim	Anlamı
a.a. modülü	Üzerinde invertör bulunan bir FV modülü. Bir a.a. modülünün çıkış terminalleri a.a.'dır.
a.a. tarafı	Bir FV güneş kurulumunun, invertörün a.a. terminallerinden elektrik tesisatına bağlantı noktasına kadar olan kısmı.
Açıkta kalan iletken kısım	Bir ekipmanın dokunulabilen ve normalde canlı olmayan, ancak, arıza koşullarında canlı hale gelme olasılığı bulunan iletken kısmı.
AG eğrisi	Bir modül/dize/dizi akım-gerilim karakteristiğinin grafiği. Belirli çalışma koşulları için tüm olası akım ve gerilim kombinasyonlarını gösterir.
AHÇS (NOCT)	Anma Hücre Çalışma Sıcaklığı (Nominal Operating Cell Temperature)
Anahtar ayırıcı	Açık pozisyonda, bir ayırıcı için belirtilen izolasyon gerekliliklerini karşılayan anahtar. Not: Anahtar ayırıcı, aynı zamanda izolasyon anahtarı olarak da bilinir.
Basit ayırma	Temel yalıtım yoluyla devreler arasında veya bir devre ile toprak arasında ayırım.
Binaya Bütünleşik FV (BBFV)	Bir bina zarfının bir bölümünü değiştirmek için kullanılan FV güneş modülleri. Kullanıma hazır BIPV ürününe bir örnek de FV kiremittir.
Binaya Bütünleşik Ismarlama FV (BBIFV)	FV ürününün belirli bir uygulama için özel olarak tasarlandığı ve üretildiği, bina zarfının standart bir parçasını değiştirmek için kullanılan FV güneş modülleri (örneğin FV pencere)
d.a. optimize edici/güç iyileştirici	Bir solar PV modülünün çıkışını koşullandıran, modül seviyesinde bir elektrik cihazı; tipik olarak modül düzeyinde MGNT sağlar.
d.a. tarafı	Bir FV güneş kurulumunun, invertörün d.a. terminallerinden FV dizisine kadar ve FV dizisinin tümünü içine alan kısmı.
Dağıtım Şebekesi Operatörü (DŞO)	DŞO'lar, elektriği ulusal iletim ağından evlere ve işyerlerine getiren dağıtım şebekesinin sahibidir ve bu şebekeleri işletmektedir. Tüketicilere elektrik satmazlar (bu, elektrik tedarikçileri tarafından yapılır). NOT: Bu Uygulama Rehberinin amaçları doğrultusunda, DŞO terimi hem

Kısaltma/Terim	Anlamı
	DŞO'ları hem de BDŞO'ları (Bağımsız Dağıtım Şebekesi Operatörleri) kapsayacak şekilde kullanılır.
Dize birleştirici kutusu	Birden çok FV güneş dizesinin birbirine bağlandığı (paralel olarak bağlanan) bir bağlantı kutusu. Aşırı akım koruması veya izolasyon ve anahtarlama araçları gibi cihazları da içerebilir.
Engelleme diyotu	Ters akımları engellemek için bir FV devresine seri olarak yerleştirilmiş bir cihaz.
FV alt dizisi	Birden çok paralel bağlı FV dizesinden oluşan bir FV dizisinin elektriksel bir alt kümesi.
FV alt dizi kablosu	Bir FV alt dizisinin tüm çıkışını taşıyan kablo.
FV dizesi	Seri olarak bağlanmış iki veya daha fazla FV güneş modülünden oluşan bir devre.
FV dize kablosu	Bir dizedeki modülleri bağlayan ve dizeyi invertör/dize birleştirme kutusuna bağlayan kablo.
FV dizisi	FV modüllerinden oluşan bir kurulum. Bir FV dizisi tek veya daha fazla dizeler içerebilir. Bir FV dizisi, birden çok alt diziyi de içerebilir.
FV dizisi kablosu	FV dizisinin tüm çıkışını taşıyan kablo.
FV hücresi	Güneşten gelen güneş radyasyonunu (fotonları) yakalayan ve onu elektriğe dönüştüren, fotovoltaiik etkiyi sergileyen bir cihaz.
FV modülü	Tek bir düzenek halinde ve çevresel olarak korunan, birbirine bağlı FV güneş hücreleri.
G59 rölesi	FV sistemi ile şebeke bağlantısı arasında yer alan bir kontaktörü veya diğer izolasyon araçlarını kontrol eden bir izleme cihazı. Gereklilikleri ER G59'da belirtilmiştir.
Gerilim	Ekstra Alçak Gerilim: İletkenler arasında veya toprağa 50 V a.a. veya 120 V dalgasız d.a.'yı aşmayan gerilim. Alçak Gerilim: Ekstra alçak gerilimi aşan ancak iletkenler arasında 1.000 V a.a. veya 1.500 V d.a.'yı veya iletkenler ile toprak arasında 600 V a.a. veya 900 V a.a.'yı geçmeyen gerilim. Yüksek Gerilim: Alçak gerilim aşan gerilim. [Kaynak: BS 7671]

Kısaltma/Terim	Anlamı
Gerilim optimizasyonu	Bir sahanın besleme geriliminin, sistematik olarak azaltılması – genel güç tüketimini azaltmayı amaçlamaktadır
Güç	Enerjinin üretim/kullanım oranı (W cinsinden ölçülür).
Güç faktörü	Gerçek gücün görünen güce oranı.
Güç faktörü düzeltilmesi (GFD)	Güç faktörünü 1'e yaklaştırmak için bir a.a. devresine reaktif elemanlar eklemek.
Harici (Dış) iletken kısım	Genelde, toprak potansiyeline eşit bir potansiyel yaratması olası olan ve elektrik tesisatının bir parçasını oluşturmayan iletken parça.
Idc_MAX	Sistem tasarımı yapılırken kullanılan en fazla tasarım d.a. akımı.
Imod_MAX_OCPR	FV modülü maksimum aşırı akım koruma derecesi, IEC 61730 tarafından belirlendiği üzere, genellikle 'maksimum seri sigorta' olarak adlandırılır. Bir FV modülünün ters akımla başa çıkma yeteneğini ifade eder.
In	Aşırı akım koruma cihazının anma akımı.
İnce film FV	Tipik olarak bir fotovoltaik malzemenin bir cam veya başka bir alt tabaka üzerine serilmesi ile oluşan, kristal silikon FV güneş hücrelerine alternatif bir dizi farklı teknoloji için kullanılan genel terim.
İnvertör	a.a. güç dağıtımına ve şebeke bağlantısına bağlanmak amacıyla doğru akımı (d.a.) alternatif akıma (a.a.) dönüştüren elektrikli bir cihaz. Farklı boyutlarda ve konfigürasyonlarda olabilir, ör. dizi-, merkezi-, mikro-invertörler.
IP derecesi	Giriş koruma derecesi.
Isc	Bir FV modülünün/dizesinin/dizisinin kısa devre akımı.
Isc_MOD_STC	Modülün STK'deki kısa devre akımı.
Isc_STC	STK koşullarında bir FV modülünün/dizesinin/dizisinin kısa devre akımı.
Işınım	Güneş tarafından elektromanyetik radyasyon biçiminde üretilen ışıma akısı (W/m^2 cinsinden ölçülür). (Dünya yüzeyindeki birim alan başına güç).
İzolasyon	Güvenlik nedeniyle, tesisatı veya bir bölümünü, tüm elektrik enerjisi kaynaklarından ayırma yolu ile tesisatın tümünden veya bir bölümünden beslenmesini önlemeyi amaçlayan işlev.

Kısaltma/Terim	Anlamı
KAR (RCD)	Bir kaçak akım rölesi, izlediği kablolar üzerindeki elektrik akımının dengeli olmadığını tespit ettiğinde devrenin bağlantısını kesen bir cihazdır (ayarlanan bir eşikte tetiklenir, örneğin 30 mA).
KGK	Kesintisiz güç kaynağı
Köprüleme diyotu	Gölge veya kırık hücreler nedeniyle sıcak nokta ısınmasını önlemek için bir modül içindeki bir hücre grubuna paralel olarak bağlanan bir cihaz.
Kullanıma hazır	Kolayca erişilebilen bir parça (erişim ekipmanı, sökme veya erişim için alet gerektirmez).
Kuşaklama iletkeni	Koruyucu eş potansiyel bağlantı veya fonksiyonel topraklama amaçları için tesis edilmiş iletken.
kWp	KiloWatt tepe noktası: STK'deki bir modülün/dizinin etiket anma gücü.
MGNT	Maksimum güç noktası takibi, herhangi bir özel çalışma koşulu için, FV dizisinin maksimum çıkışını vermesini sağlayan bir kontrol mekanizmasıdır (dizi, AG eğrisi üzerindeki optimum noktada çalışır). Çoklu MGNT: bir invertör özelliği – birden çok bağımsız MGNT girişine sahip bir invertör. Tek MGNT: bir invertör özelliği – tek bir MGNT girişine sahip bir invertör.
Performans Oranı (PO) Performans İndeksi (Pi)	FV tesis performansını belirlemenin bir yolu. FV sisteminin gerçek (ölçülen) ve teorik beklenen enerji çıktıları arasındaki ilişkiyi açıklar.
Standart modül	Bu Uygulama Rehberinin amaçları doğrultusunda, 'standart modül' terimi, tipik, seri üretilen, kristal silikon FV güneş modülünü ifade eder.
STK	Standart test koşulları: ışınlım 1.000 W/m ² ; hücre sıcaklığı 25°C; 1.5 atmosferik hava kütleline (AM) karşılık gelen ışık spektrumu.
Topraklama ve kuşaklama	Koruyucu eş potansiyel kuşaklama: çeşitli açıkta kalan ve harici iletken kısımların aynı potansiyelde tutan bir elektrik bağlantısı.

Kısaltma/Terim	Anlamı
	Topraklama: bir tesisatın açıkta kalan iletken kısımlarının, bir tesisatın ana topraklama terminaline bağlanması. Yıldırımdan korunma için topraklama: yıldırımdan korunma sisteminin (YKS) parçası olarak toprağa yapılan bağlantı. Dizi çerçevesi fonksiyonel topraklama: FV sisteminin bir bölümünün doğru şekilde çalışmasını sağlamak için dizi çerçevesinin toprağa bağlantısı.
Yetkili kişi	Belirli bir görevi yerine getirmek için yeterli becerilere, eğitime ve deneyime sahip kişi.
V_{DC-MAX}	Sistem tasarımı yapılırken kullanılan en fazla tasarım d.a. sistem gerilimi.
V_{oc}	Modül/dize/dizi açık devre gerilimi.
V_{OC_MOD_STC}	STK'de modül açık devre gerilimi
V_{OC_STC}	STK'de modül/dize açık devre gerilimi

EK B – Yönetmelikler, standartlar ve kılavuzlar

BRE, *DC isolators for photovoltaic systems (FB68)*, 2014

BRE, *Wind loads on roof-mounted photovoltaic and solar thermal systems (DC 489)*, 2014

BRE NSC, *Planning Guidance for the development of large-scale ground mounted solar PV systems*, 2013

BS 5839-6:2013, *Fire detection and fire alarm systems for buildings. Code of practice for the design, installation, commissioning and maintenance of fire detection and fire alarm systems in domestic premises*

BS 6626:2010, *Maintenance of electrical switchgear and controlgear for voltages above 1 kV and up to and including 36 kV. Code of practice*

BS 7430:2011, *Code of practice for protective earthing of electrical installations*

BS 7671:2008+A3:2015, *Requirements for Electrical Installations. IET Wiring Regulations*

BS EN 1990:2002+A1 :2005, *Eurocode. Basis of structural design*

BS EN 1991, *Eurocode 1: Actions on structures*

NA to BS EN 1991-1-3:2003, *UK National Annex to Eurocode 1. Actions on structures. General actions. Snow loads*

NA to BS EN 1991-1-4:2005+A1:2010; *UK National Annex to Eurocode 1. Actions on structures. General actions. Wind actions*

BS EN 50178:1998, *Electronic equipment for use in power installations*

BS EN 50272-1:2010, *Safety requirements for secondary batteries and battery installations. General safety information*

BS EN 50272-2:2001, *Safety requirements for secondary batteries and battery installations. Stationary batteries*

BS EN 50464-1+A1:2012, *Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2,500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. General requirements*

BS EN 50464-2-1:2007, *Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2,500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. Distribution transformers with cable boxes on the high-voltage and/or low-voltage side. General requirements*

BS EN 50464-2-2:2007, *Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2,500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. Distribution transformers with cable boxes on the high-voltage and/or low-voltage side. Cable boxes type 1 for use on distribution transformers meeting the requirements of EN 50464-2-1*

BS EN 50464-2-3:2007, *Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2,500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. Distribution transformers with cable boxes on the high-voltage and/or low-voltage side. Cable boxes type 2 for use on distribution transformers meeting the requirements of EN 50464-2-1*

BS EN 50464-3:2007, *Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2,500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. Determination of the power rating of a transformer loaded with non-sinusoidal currents*

BS EN 50464-4:2007+A1:2011, *Three-phase oil-immersed distribution transformers 50 Hz, from 50 kVA to 2,500 kVA with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. Requirements and tests concerning pressurised corrugated tanks*

BS EN 50521:2008+A1:2012, *Connectors for photovoltaic systems. Safety requirements and tests*

BS EN 50522:2010, *Earthing of power installations exceeding 1 kV AC*

BS EN 50539-11:2013+A1:2014, *Low-voltage surge protective devices. Surge protective devices for specific application including d.c. Requirements and tests for SPDs in photovoltaic applications*

PD CLC/TS 50539-12:2013, *Low-voltage surge protective devices. Surge protective devices for specific application including d.c.*

Selection and application principles. SPDs connected to photovoltaic installations

BS EN 50541-1:2011, Three phase dry-type distribution transformers 50 Hz, from 100 kVA to 3,150 kVA, with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. General requirements

BS EN 50541-2, Three phase dry-type distribution transformers 50 Hz, from 100 kVA to 3,150 kVA, with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. Determination of loadability of a transformer loaded with non-sinusoidal current

BS EN 50618:2014, Electric cables for photovoltaic systems (BT(DE/NOT)258)

BS EN 60076-1:2011, Power transformers. General

BS EN 60076-11:2004, Power transformers. Dry-type transformers

BS EN 60947-1:2007+A2:2014, Low-voltage switchgear and controlgear. General rules

BS EN 60947-2:2006+A2:2013, Low-voltage switchgear and controlgear. Circuit- breakers

BS EN 60947-3:2009+A1:2012, Low-voltage switchgear and controlgear. Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units

BS EN 61140:2002+A1:2006, (IEC 61140:2001), Protection against electric shock. Common aspects for installation and equipment

BS EN 61557-2:2007, Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1,000 a.c. and 1,500 V d.c. Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures. Insulation resistance

BS EN 61557-8:2015, Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1,000 a.c. and 1,500 V d.c. Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures. Insulation monitoring devices for IT systems

BS EN 61557-9:2015, Electrical safety in low voltage distribution systems up to 1,000 a.c. and 1,500 V d.c. Equipment for testing, measuring or monitoring of protective measures. Equipment for insulation fault location in IT systems

BS EN 61936:2010-1:2010+A1:2014, *Power installations exceeding 1 kV a.c. Common rules*

BS EN 62109-1:2010, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. General requirements*

BS EN 62109-2:2011, *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Particular requirements for inverters*

BS EN 62020:1999, IEC 62020:1998, *Electrical accessories. Residual current monitors for household and similar uses (RCMs)*

BS EN 62271-200:2012, *High-voltage switchgear and control gear. AC metal-enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV*

BS EN 62305-1:2011, *Protection Against lightning. General principles*

BS EN 62305-2:2012, *Protection against lightning. Risk management*

BS EN 62305-3:2011, *Protection against lightning. Physical damage to structures and life hazard*

BS EN 62305-4:2011, *Protection against lightning. Electrical and electronic systems within structures*

BS EN 62446:2009, *Grid connected photovoltaic systems. Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection*

CEI 14-4, *Power transformers*

CEI 14-8, *Dry power transformers*

CENELEC HD 464 S1:1988, *Dry-Type Power Transformers*

CI BSE Guide K, *Electricity in buildings*, 2004

CITB-Construction Skills, *Solar panel installation - What you need to know to work safely (GS001)*, 2014

NA to CYS EN 1991-1-4:2005+AC:2010 and A1:2010; Cyprus *National Annex to Eurocode 1. Actions on structures. General actions. Wind actions*

The Distribution Code and the Guide to the Distribution Code of Licensed Distribution Network Operators of Great Britain, Issue 25, 2014

ENA Engineering Recommendation (ER) G5/4, *Planning Levels for Harmonic Voltage Distortion and the Connection of Non-Linear Equipment to Transmission Systems and Distribution Networks in the United Kingdom*, 2005

ENA Engineering Recommendation (ER) G59/3, *Recommendations For The Connection Of Generating Plant To The Distribution Systems Of Licensed Distribution Network Operators*, 2014

ENA Engineering Recommendation (ER) G81, *Framework for design and planning, materials specification and installation and record for Greenfield low voltage housing estate installations and associated, new, HV/LV distribution substations. Part 1: Design and Planning, Part 2: Materials Specification, Part 3: Installation and Records*, 2008

ENA Engineering Recommendation (ER) G81, *Part 4: Framework for Design and Planning of Industrial and Commercial Underground Connected Loads up to and Including 11 kV*, 2008

ENA Engineering Recommendation (ER) G81, *Part 5: Framework for Materials Specification for Industrial and Commercial Underground Connected Loads up to and Including 11 kV*, 2008

ENA Engineering Recommendation (ER) G81, *Part 6: Framework for the Installation and Records of Commercial and Industrial Underground Connected Loads up to and Including 11 kV*, 2008

ENA Engineering Recommendation (ER) G81, *Part 7: Framework for Contestable Diversionary and Reinforcement Underground and Overhead Works not Exceeding 33 kV and HV/LV Distribution Substations*, 2008

ENA Engineering Recommendation (ER) G83/2, *Recommendations for the Connection of Type Tested Small-scale Embedded Generators (Up to 16A per Phase) in Parallel with Low-Voltage Distribution Systems*, 2012

ENA Engineering Recommendation (ER) S34, *A Guide for Assessing the Rise of Earth Potential at Substation Sites*, 1986

ENA Engineering Recommendation (ER) S36, *Procedure to Identify and Record "Hot" Substations*, 2007

ENA Technical Specification (TS) 12-23, *Polythene protection tape for buried electricity supply cable*, 2013

ENA Technical Specification (TS) 12-24, *Plastic ducts for buried electric cables*, 2014

ENA Technical Specification (TS) 35-1, *Distribution Transformers (from 16 kVA to 2,000 kVA), Part 1 Common clauses, Part 2 Ground mounted transformers - not close-coupled, Part 3 Ground mounted transformers - close-coupled, Part 4 Pole mounted transformers*, 2014

ENA Technical Specification (TS) 41-24, *Guidelines for the Design, Installation, Testing and Maintenance of Main Earthing Systems in Substations*, 2009

ENA Technical Specification (TS) 41-36, *Switchgear For Service Up To 36 kV. (Cable And Overhead Conductor Connected)*, 2012

ENA Technical Specification (TS) 41-37, *Part 1: Switchgear for Use on 66 kV to 132 kV Distribution Systems (Common Clauses)*, 2004

ENA Technical Specification (TS) 41-37, *Part 2: GIS Switchgear for Use on 66 kV to 132 kV Distribution Systems*, 2004

ENA Technical Specification (TS) 41-37, *Part 3: Circuit-breakers for Use on 66 kV to 132 kV Distribution Systems*, 2004

ENA Technical Specification (TS) 41-37, *Part 4: Disconnectors and Earthing Switches for Use on 66 kV to 132 kV Distribution Systems*, 2004

ENA Technical Specification (TS) 97-1, *Special backfill materials for cable installations*, 1997

EU Directive 2012/19/EU, *Waste Electrical and Electronic Equipment Directive (WEEE)*

EU Regulation 548/2014, *Ecodesign requirements for small, medium and large power transformers*

Health and Safety Executive, HSG85, *Electricity at work: Safe working practices*

Health and Safety Executive, HSG230, *Keeping electrical switchgear safe*, 2013

Health and Safety Executive, HSR25, *Memorandum of guidance on the Electricity at Work Regulations 1989: Guidance on Regulations*, 2007

Health and Safety Executive, INDG163 (rev4), *Risk assessment. A brief guide to controlling risks in the workplace*, 2014

Health and Safety Executive, INDG372 (rev1), *Electrical switchgear safety. A guide for owners and users*, 2013

HM Government, The Building Regulations, *Approved Document A (Structure)* (2004 Edition incorporating 2010 and 2013 amendments)

HM Government, The Building Regulations, *Approved Document B (Fire safety) - Volume 1 - Dwellinghouses* (2006 edition incorporating 2010 and 2013 amendments)

HM Government, The Building Regulations, *Approved Document B (Fire safety) - Volume 2 - Buildings other than dwellinghouses* (2006 edition incorporating 2010 and 2013 amendments)

HM Government, The Building Regulations, *Approved Document P (Electrical safety)* (2013 edition - for use in England)

HM Government, Construction (Design and Management) Regulations 2015 HM Government, Electricity at Work Regulations 1989

HM Government, Electricity Supply Quality Continuity Regulations (ESQCR) 2002 HM Government, Health & Safety at Work Act 1974

HM Government, The Management of Health and Safety at Work Regulations 1999

IEC 60269-6:2010, *Low-voltage fuses - Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems*

IEC 60694:1996, *Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards*

IEC 60726:1982+A1:1986, *Dry-type power transformers*

IEC 61215:2005, *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*

IEC 61646:2008, *Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval*

IEC 61701:2011, *Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules*

IEC 61724:1998, *Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*

IEC 61730-1:2004+AMD1:2011+AMD2:2013, *Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction*

IEC 61730-2:2004+AMD1:2011, *Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing*

IEC 62716:2013, *Photovoltaic (PV) modules - Ammonia corrosion testing*

IEC 62804, DRAFT *System voltage durability qualification test for crystalline silicon modules*

IEC 62930, DRAFT *Electric cables for photovoltaic systems IET Code of Practice for Electrical Safety Management, 2013 IET Guidance Note 3: Inspection & Testing, 2015 IET Guidance Note 8: Earthing & Bonding, 2015*

MCS 012 (1.2), *Product Certification Scheme Requirements - Pitched Roof Installation Kits, 2013*

National Joint Utilities Group (NJUG) Volume 1, *Guidelines on the Positioning and Colour Coding of Underground Utilities' Apparatus (Issue 8), 2013*

EK C – Sistem etiket ve işaretleri

Bu bölüm, tipik sistem etiketlerini gösterir (metnin farklı yerlerinde açıklandığı gibi). Etiketlerin, anlaşılır olması ve sistemin kullanım ömrü boyunca kondukları yerde ve okunaklı bir şekilde kalması gereklidir.



Şekil C.0.1 Tipik FV güneş sistemi etiketleri

İndeks

a.a. sistemi	8
aşırı akım koruması	8.3
aşırı gerilim ve yıldırımdan korunma	8.7
belgeler	17.2
dizi mimarisi	2.5.7
kablolar	7.3; 8.5
sistem kayıpları	4.3.10; 4.3.11
topraklama ve kuşaklama	8.6
ana yüklenici sorumlulukları	15.5.2
anahtar-ayırıcılar	5.7.2; 11.5.2
anahtarlama sistemleri	
a.a. sistemi	8.4
d.a. sistemi	5.7
muhafazalar	11.5.2
ani darbe koruyucu cihazı (ADKC)	6.4; 11.5.2
arıza akımı	5.12; 10.8.6
artık akım izleme (AAİ)	5.11.3
aşındırıcı atmosferler	2.3
aşırı akım koruması	
a.a. sistemi	8.3
akülü sistemler	13.4; 13.6
d.a. sistemi	5.5; 11.5.2
fonksiyonel topraklama bağlantısı	5.12
modül ters akımları	3.7
<i>ayrıca bakınız</i> devre kesiciler; sigortalar	
sigortalar	5.4; 5.5.1
aşırı gerilim koruması	5.14; 8.7
aşırı güç kaybı	4.3.9
atanmış kişiler	15.5.6
Atık Elektrikli ve Elektronik Ekipman Direktifi (WEEE)	18.5
Bağımsız Bağlantı Sağlayıcısı (BBS)	9.8
bağlantı şeması	3.6
bakım	18
balastlı sistemler	11.4.3; 11.6.2
belgelendirme	17.2
besleme bağlantısının otomatik kesilmesi (BBOK)	5.13.1; 13.9
besleme tarifi (BT)	12.2.2
beton temeller	11.6.2
binaya bütünleşik ısıtılma FV (BBIFV)	2.1.4

binaya bütünleşik sistemler	
erişim gereklilikleri	11.4.1; 11.5.5
yangın ile ilgili hususlar	11.5
planlama izni	14.2.1
rüzgâr ve kar yükleri	11.3.4
<i>ayrıca bakınız</i> çatıya kurulan sistemler	
Birleşik Krallık güneş ışınımı haritası	4.2
buz birikimi	11.2.5
'canlı' sahalar	10.9; 10.9.3
CE işareti	2.3; 2.4.5
coğrafik konum	4.2
çakma kazıklar	11.6.2
çatıya bütünleşik sistemler	11.4.2
çatıya kurulan sistemler	11.4
kablo geçişleri	11.4.1
montaj/kurulum	11.4
rüzgâr ve kar yükleri	11.3.2; 11.3.4
yangın ile ilgili hususlar	11.5.5
çelik zırhlı kablolar (ÇZK)	5.10.3
çevirme oranı	10.8.4
çevre derecelendirmesi	5.10.1
çevrimiçi veri ekranları	12.7.5
çıktı değişimi	4.4
çoklu dizeler	2.5.3; 2.5.4; 2.5.5
d.a. arkları	11.5.2; 11.5.3
d.a. kablolar	5.1; 5.10
akülü sistemler	13.7
ayırıcılar	11.5.5
boyutlandırma	5.10.5
dereceler/derecelendirmeler	5.10.1; 13.7
dize ara bağlantısı	5.10.2
etiketleme	5.10.4
gerilim düşümü	5.10.5
invertörler	7.3
izolasyon	5.10.3
kurulum	5.10.3
olası gerilim düşümü	5.10.5
yalıtım	5.10.3
yalıtım hataları	5.11; 12.2.1
yönlendirme	11.5.5
d.a. optimize ediciler	2.4.3
maksimum güç noktası takibi (MGNT)	2.4.4; 4.3.4

d.a. sistemi	
akımla ilgili hususlar	5.4
anahtar-ayırıcılar	5.7.2; 11.5.2
aşırı akım koruması	5.5; 11.5.2; 13.6
ayırıcılar	11.5.2; 11.5.5
elektrik tasarımı	5
gerilim ve akım değerleri	5.2
gerilimle ilgili hususlar	5.3
inceleme gereklilikleri	16.2
kablolama kayıpları	4.3.8
konnektörler	5.1
test	16.3; 16.4
dağıtım şebekesi operatörü (DŞO)	9
topraklama düzenlemeleri	10.9.2
trafo merkezlerine/şalt odalarına erişim	15.5.5
yeni bağlantılar	9.8
<i>ayrıca bakınız</i> şebekeye bağlı sistemler	
YG bağlantıları	9.6; 10.2; 10.8.5; 16
değerler	7.2
denetlemeler	16; 18.4
devir	17.1
devre kesiciler	5.5.1; 5.7.2; 10.3.3
devreye alma	9.5; 16; 17.2
dış iletken kısımlar	5.13.3
dizeler	
aşırı akım koruması	5.5.2; 5.6; 13.6
invertörler	2.4.2; 2.4.4
izleme	12.4
izolasyon	5.7
kablolar	5.10.2
tasarım	11.6.5
dizilerde kirlenme	4.3.2
dizilerdeki kir	4.3.2; 11.2.5
dokunma potansiyeli	10.9.1
dökme reçineli transformatörler	10.8.7
duman detektörü	11.5.4
düşük güç kaybı	4.3.9
düz çatı sistemleri	11.4.3; 11.5.5
eğimli çatı sistemleri	11.4.1; 11.5.5
ekranlar	12.7
ana ekranlar	12.7.3
çevrimiçi veri ekranları	12.7.5
halka açık ekranlar	12.7.4
uzaktan gösterge	12.7.2

ekipman arızası kayıpları	4.3.12
ekipman konumu	7.3; 10.5; 11.5.4
elektrik çarpması tehlikesi	3.1; 5.11.1; 10.9.1; 15.3; 15.4
emilim süreleri	5.2.5
endüstriyel kurulumlar: <i>bakınız</i> ticari ve endüstriyel kurulumlar	
enerji depolama	13.1
enlem	4.2
erişim gereklilikleri	
binaya bütünleşik sistemler	11.4.1; 11.5.5
yere sabitlenmiş sistemler	11.6.7; 15.5.5
invertörler	7.3
trafo merkezleri/şalt odaları	15.5.5
etiket değerleri	3.2
etiketleme	EK C
ana izolasyon anahtarı	8.4
binaya bütünleşik sistemler	11.5.6
d.a kablolar	5.10.4
d.a. anahtar-ayırıcı	5.7.2
dize/alt dizi birleştirici kutular	5.8
<i>ayrıca bakınız</i> güvenlik işaretleri	
fiş ve priz bağlantıları	5.9
invertörler	7.4
modül 'bilgi levhası'	3.2
şebeke bağlantısı	9.7
etiketler	3.2
faz dengeleme	7.2
fiber çimento çatılar	11.4.1
fiş ve priz bağlantıları	11.5.2
fonksiyonel topraklama	3.8; 5.5; 5.12; 5.13.5
fotovoltaik performans	
tahmin	4.5
teminatlar	4.6.2
verim garantisi	4.6.4
FV cepheler	11.4.4
FV çatı kiremitleri	2.1.3
FV dizileri	
mimariler	2.5
aşırı akım koruması	13.6
bağlantı şeması	3.6
<i>ayrıca bakınız</i> binayla bütünleşik sistemler; yere sabitlenmiş sistemler; dizeler; alt diziler	

belgelendirme	17.2
çalışma karakteristikleri ve davranışları	3; 4.4
dize tasarımı	11.6.5
dize/alt dizi birleştirici kutular	5.8; 11.5.2
eğim ve yönlendirme	3.6; 4.1; 11.6.2
fiş ve priz bağlantıları	5.9
fotovoltaik performans tahmini	4.5
gölgeleme etkileri	3.6; 4.3.3; 4.3.4; 11.2.7
hava sızdırmazlığı	11.2.9
izolasyon hatalarının etkilerine karşı koruma	5.11
izolasyon ve anahtarlama	5.7
korozyon direnci	11.2.3
rüzgâr ve kar yükleri	11.3.4
sabitleme elemanları	11.3.4
sıcaklık etkileri	3.5; 7.1.1
sıra aralığı	11.6.2
sistem kayıpları	4.3
takip sistemleri	4.1; 11.6.3
teminatlar/garantiler	4.6
topraklama ve kuşaklama	5.13; 10.9.6
yağmur/kar drenajı	11.2.6
yerleştirme	4.1; 4.3.4
FV güneş hücreleri	2.2
FV modüller	
tanım	2.1
çalışma karakteristikleri ve davranışları	3
değerler	3.2
eğim	4.1; 4.3.2
etiketler	3.2
kalite kayıpları	4.3.6
sabitleme/kenetleme	11.2.2
tasnif	5.2.6
<i>ayrıca bakınız</i> FV dizileri	
uyumsuzluk kayıpları	4.3.7; 5.2.6
yönlendirme	3.6; 4.1
FV pencereler	11.4.5
G59 kurulumları	9.1; 9.4; 9.5; 9.6
G59 röleleri	8.9; 9.5; 9.6
G83 kurulumları	2.4.5; 9.1; 9.2
galvanik korozyon	11.2.3
garantiler	4.6
gerilim derecesi	3.5; 5.2; 5.10.1
gerilim iyileştirici üniteler	8.10.3
gerilim ve akım değerleri	5.2.1; 5.2.4

gölgelenme	3.6; 4.1; 4.3.3; 4.3.4; 4.5
güç faktörü düzeltme (GFD)	8.10.4
güç noktası takibi (MGNT) izleme	12.4
güç noktası takibi: <i>bakınız</i> maksimum güç noktası takibi (MGNT)	
güçlendirilmiş izolasyon	5.10.3
güneş enerjisi çiftliği	
besleme ve topraklama düzenlemeleri	7.5
<i>ayrıca bakınız</i> ticari ve endüstriyel tesisler; yere sabitlenmiş sistemler	
erişim gereklilikleri	11.6.7
sağlık ve güvenlik	15.5
saha kısıtlamaları	10.3.4
güneş ışıınımı haritası	4.2
güneşi takip eden diziler: <i>bakınız</i> takip sistemleri	
günlük değişim	4.4
güvenli çalışma uygulamaları	15.5.2; 15.5.3; 15.5.4
güvenlik ile ilgili hususlar	11.6.8; 15.5.5
güvenlik ile ilgili hususlar: <i>bakınız</i> sağlık ve güvenlik	
güvenlik işaretleri	EK C
akülü sistemler	13.8
binaya bütünleşik sistemler	11.5.6
çoklu anahtar-ayırıcılar	5.7.3
güvenlik standardı	2.3
halka açık ekranlar	12.7.4
hata akımları (d.a.)	3.1
fonksiyonel topraklama	5.12
modül ters akımları	3.7
transformatörsüz invertör	8
<i>ayrıca bakınız</i> toprak hatası akımları; aşırı akım koruması; kısa devre akımları	
havalandırma	
akülü sistemler	13.8
invertörler	7.3
çatıya bütünleşik sistemler	11.4.2
hücre sıcaklık algılayıcıları	12.5.2
ısı etkileri	3.5; 4.3.5; 7.1.1; 11.2.4
ışınma etkileri	3.5
ışınım algılayıcılar	12.5.1

ince film FV	2.2
İnşaat (Tasarım ve Yönetim) Yönetmeliği 2015 (İTY)	15.1
invertörler	2.4; 11.5.4
açıklık mesafeleri	7.3
anahtar-ayırıcı gereklilikleri	5.7.2
besleme ve topraklama düzenlemeleri	7.5
boyutlandırma	7.2
değerler	13.1; 13.3
dize bağlantıları	2.4.4
erişim gereklilikleri	7.3
etiketleme	7.4
faz dengeleme	7.2
fonksiyonel topraklama	5.12
güç noktası takibi	2.4.4; 7.1.2
hata tespiti ve alarmlar	12.2.1
havalandırma	7.3
invertör-dizi güç oranı	7.1.3
izleme	12.4
izolasyon hatalarına karşı koruma	5.11
izolasyon kategorileri	2.4.4
kablolama	7.3
konum	7.3; 11.5.4
merkezi	7.3
yönlendirme	7.3
performans teminatları	4.6.3
seçim	7.1
sistem kayıpları	4.3.9
standartlar	2.4.5
tasarım özellikleri	2.4.4
tipler	2.4.2
transformatörsüz invertör	8.8
yanmazlık gereklilikleri	7.3
İş Sağlığı ve Güvenliği Yasası 1974	15.1; 15.5.2
görev sahipleri	15.5.6
işaretler: <i>bakınız</i> güvenlik işaretleri	
işletme	18
işletme ve bakım (İ&B) kılavuzu	5.10.3; 17.2
İşyerinde Elektrik Yönetmeliği 1989	15.3
İşyerinde Sağlık ve Güvenliğinin Yönetimi Yönetmeliği 1999	15.1
izleme	12
düzenli denetlemeler	18.4
hata tespiti ve alarmlar	12.2.1
izleme çözünürlüğü	12.3
performans izleme	12.2.3
üretim ve şebekeye aktarım izleme	12.2.2

takip sistemleri	4.1; 11.6.3
izolasyon	
a.a. sistemi	8.4
akülü sistemler	13.5; 13.9
d.a. sistemi	5.7
yangın ile ilgili hususlar	11.5.5
YG ekipmanı	10.7
izolasyon hataları	5.11
kablolar	
a.a. sistemi	7.3; 8.5
d.a. sistemi: <i>bknz.</i> d.a. kabloları	
penetrasyonlar	11.4.1; 11.4.2
sistem yönetimi	11.5.2
yönlendirme	11.5.2
yüksek gerilim (YG)	10.6
kaçak akım rölesi (KAR)	8.8
kar	
birikim ve drenaj	11.2.5; 11.2.6
yükler	11.3.3
kendi kendini temizleme	4.3.2
kesintisiz güç kaynağı (KGK)	8.10.2
kısa devre akımları	3.4; 3.5
kıyasal bölgeler	2.3; 4.2; 4.3.2
kir/toz birikimi	4.3.2; 11.2.5
konut kurulumları	
a.a. sistemi	8.1
ana ekranlar	12.7.3
besleme ve topraklama düzenlemeleri	7.5
dize invertörleri	2.4.2
planlama izni	14.2.2
yangın algılama	11.5.4
korozyon direnci	11.2.3; 13.8
koruyucu eş potansiyel bağlantısı	5.13
köprüleme diyotları	3.6
kurulum	14
d.a. kabloları	5.10.3
fazlar	14.1
invertörler	2.4.4
planlama izni	14.2
teminatlar	4.6.5
yangın ile ilgili hususlar	11.5.5
yapı kontrolü	14.3
kurulum sistemleri	11.2
bakım için erişim	11.2.8
çatıya kurulan sistemler	11.4.1; 11.5.5

hava sızdırmazlığı	11.2.9
<i>ayrıca bakınız</i> binaya bütünleşik sistemler; yere sabitlenmiş sistemler	
ısı etkileri	11.2.4
kar/buz/kir birikimi	11.2.5
kendi kendini gölgeleme	11.2.7
korozyon direnci	11.2.3
modül sabitleme/kenetleme bölgeleri	11.2.2
yağmur/kar drenajı	11.2.6
kuş pisliği/kuş kovucu	4.3.2
kuşaklama	5.13; 8.6
 lityum iyon piller	 13.8
 maksimum güç noktası takibi (MGNT)	 2.4.4; 2.5.6
dize aşırı akım koruması	5.5.2
gerilim aralığı	4.3.9; 7.1.2
yakın gölgelenme	4.3.4
maksimum gerilim ve akım değerleri	5.2
maksimum seri sigorta	3.7
mal sahibinin/işletmecinin sorumlulukları	15.5.3
merkezi invertörler	2.4.2; 2.5.8
metal çit	11.6.8
metal çatılar	11.4.1
metal kanal/boru	5.10.3
mevsimsel faktörler	4.1; 4.4
mikro-invertörler	2.4.2
anahtar-ayırıcı gereklilikleri	5.7.4
izleme	12.4
topraklama ve kuşaklama	8.6
Mikro Üretim Sertifikasyon Programı (MÜSP)	4.5
 nemli ortamlar	 2.3
nötr-toprak kuşakları	13.9
 optimize ediciler: <i>bakınız</i> d.a. optimize ediciler	
 ölçüm	 12.1; 12.2.2
 performans	 4
izleme	12.2.3
performans indeksi	12.3
performans oranı (PO)	12.3
periyodik doğrulama	18.3
piranometreler	12.5.1
planlama izni	14.2

planlı bakım	18.2
potansiyel kaynaklı bozulma (PKB)	3.8
risk değerlendirmesi	6.2; 15.4
rüzgâr yükleri	11.3.2; 11.3.4
sağlık ve güvenlik	15
akülü sistemler	13.8
güneş enerjisi santrali kurulumu	15.5
<i>ayrıca bakınız</i> elektrik çarpması tehlikesi;	
güvenli çalışma uygulamaları	
sorumluluklar	15.5.3; 15.5.6
tehlike envanteri	15.4
yönetmelikler	15.1; 15.2; 15.3
saha kısıtlamaları	10.3.4
saha araştırması	11.6.1
saha coğrafyası	4.2
saha topografyası	11.6.2
sargı empedansı	10.8.6
sargı konfigürasyonu	10.8.5
sıcak noktalar	3.6
sıcaklık etkileri	3.5; 4.3.5; 7.1.1; 11.2.4
Sınıf A modüller	2.3; 5.1
Sınıf B modüller	2.3
Sınıf C modüller	2.3
sigortalar: <i>bakınız</i> aşırı akım koruması	
silikon FV hücreleri	2.2
sistem belgelendirmesi	17.2
sistem devri	17.1
sistem entegrasyonu	8.10
sistem kayıpları	4.3
sistem performansı	4
sözlük	EK A
standart FV modülleri	2.1.2; 2.3
standartlar	2.3; 10.4; EK B
invertörler	2.4.5
YG ekipman konumları	10.5
YG kabloları	10.6
YG şalt malzemeleri	10.7
YG transformatörleri	10.8
stres gerilimi	10.9.1
su baskını riski	11.6.6
şalt malzemeler	10.5; 10.7
şalt odası erişimi	15.5.5
şebeke bağlantısı ve DŞO onayı	9

denetleme gereklilikleri	16
devreye alma	16
dışa açık olan ve dışa açık olmayan işler	9.9
etiketleme gereklilikleri	9.7
G59 kurulumları	8.9; 9.4
G83 kurulumları	9.2; 9.3
invertör boyutlandırması	7.1.3
ölçüm	12.1
üretim ve şebekeye aktarım izleme	12.2.2
yeni bağlantılar	9.8
tarımsal alanlar	2.3
temizleme	4.3.2; 18.2
ticari ve endüstriyel tesisler	
a.a. sistemi	8.1
besleme ve topraklama düzenlemeleri	7.5
<i>ayrıca bakınız</i> güneş enerjisi çiftliği	
dize invertörleri	2.4.2
planlama izni	14.2.3
yangın algılama	11.5.4
tehlike envanteri	15.4
telekom bariyerleri	10.9
teminatlar	4.6
tepe gerilimi ve akımı	5.2
testler	
d.a. sistemi	16.2; 16.3
belgelendirme	17.2
şebekeye bağlı sistemler	16
toprak hatası alarmı	5.11.4; 12.2.1
toprak izolasyon direnci	5.11.2
toprak kaçak akımları	5.11.2
toprak potansiyeli artışı (TPA)	10.9.1
topraklama sistemleri	
a.a. sistemi	8.6
dizi çerçeveleri	5.13; 10.9.6
invertörler	7.5
<i>ayrıca bakınız</i> fonksiyonel topraklama	
yüksek gerilim (YG) sistemleri	10.9
trafo merkezleri	
‘canlı’ sahalar	10.9; 10.9.3
ekipman standartları	10.4
erişim	10.5; 15.5.5
toprak sistemleri	10.9.4; 10.9.5
transfer gerilimi	10.9.1
transformatörler	10.8
transformatörsüz invertör	8.8

TVL kontoru	10.9
uyumsuzluk kayıpları	4.3.7
uzaktan çalıştırılan anahtarlama donanımı	10.7.1; 11.5.5
uzaktan gösterge	12.7.2
uzaktan izleme	5.11.4; 12.2.1;
	12.6
uzaktan ölçüm	12.2.2
Üretim izleme	12.2.2
veri kaydı	12.6
yağlı transformatörler	10.8.7
yağmur drenajı	11.2.6; 11.2.9
yangın alarmları	11.5.4
yangın riskleri	7.3; 11.5; 13.8
yapı kontrolü	14.3
yapı yönetmelikleri	14.3
yedekleme jeneratörü	8.10.2
yedekleme sistemleri	8.10.2; 13.1;
	13.3
yere sabitlenmiş sistemler	11.6
ereve topraklaması	5.13.6
dize tasarımı	11.6.5
dizi tasarımı	11.6.2
el ile ayarlama	11.6.4
erişim gereklilikleri	11.6.7
güvenlik hususları	11.6.8; 15.5.5
izleme sistemleri	11.6.3
<i>ayrıca bakınız</i> güneş enerjisi iftliği	
kablo etiketleme	5.10.4
planlama izni	14.2.2
saha analizleri	11.6.1
su baskını riski olan sahalar	11.6.6
yıldırıma karşı koruma	6.7
zemin vidaları	11.6.2
yetkilendirici mühendis	15.5.6
yetkili kişiler	15.5.6
YG nötr noktası empedansı	10.8.6
yıldırıma karşı koruma	6
a.a. sistemi	8.7
d.a. sistemi	5.14
YG sistemleri	10.9.7
yıldırımdan korunma	5.14; 6; 10.9.7
yıldırımdan korunma bölgesi (YKB)	6.6
yıllık değişim	4.4

yüksek gerilim (YG) sistemleri	10
kablolar	10.6
bağlantı düzenlemeleri	9.5; 9.6; 10.2
dağıtım sistemi	10.3
ekipman konumları	10.5
ekipman standartları	10.4
şalt malzemeleri	10.7
topraklama düzenlemeleri	10.9
transformatörler	10.8
<i>ayrıca bakınız</i> şebekeye bağlı sistemler	

Daha fazlası için



Kıbrıs Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI

Union of the Chambers of Cyprus Turkish Engineers and Architects
CHAMBER OF ELECTRICAL ENGINEERS

Sanayi Bölgesi 5. Sokak No.13
Lefkoşa

Telefon: **+90 392 225 68 97 - 98**
E: **emo@ktemo.org**

Bir meslek kuruluşu olan "ELEKTRİK MÜHENDİSLERİ ODASI", KKTC sınırları içinde meslek ve sanatlarını uygulamaya yetkili olan Elektrik Mühendisi ve Elektrik Yüksek Mühendisi ünvanlı kişileri bünyesi içinde barındırmakta ve bu tüzük hükümleri ile KTFD Kurucu Meclisi'nin yaptığı 12/1976 sayı ve 21/4/1976 tarihli yasaya bağlı olarak faaliyet göstermektedir. Amacımız KKTC'deki herkesin elektriği güvenle kullanabilmesini sağlamaktır.

ÇEVİRİ:

Mert Görgü

www.ktemo.org

Kaynak: IET Code of Practice
for Grid Connected Solar Photovoltaic Systems