

Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems

S
P
V
P

태양광모듈용 새로운 소재 설계:

첨단 소재 혁신을 통한 비용 저하와 성능 향상

Designing New Materials for Photovoltaics:

Opportunities for Lowering Cost and Increasing Performance through
Advanced Material Innovations

2021

국제에너지기구

태양광발전시스템 프로그램

윤김 윤 경 훈
한국에너지기술연구원



What is IEA PVPS TCP?

1974년 설립된 국제에너지기구(IEA)는 경제협력개발기구(OECD)의 틀 내에서 회원국들 간의 포괄적인 에너지협력 프로그램을 수행하는 자치기구이다. 기술협력 프로그램(Technology Collaboration Programme: TCP)은 미래 에너지 안보와 지속가능성은 글로벌 협력으로 시작된다는 믿음 하에 만들어진 것이다. 이 프로그램에는 정부, 학계 그리고 산업계의 전문가 6,000명이 참가하고 있으며 공동 연구의 향상과 특정 에너지 기술의 활용에 기여하고 있다.

IEA PVPS(태양광발전시스템 프로그램)는 TCP 의 하나로 1993년에 설립되었다. 프로그램의 임무는 "지속 가능한 에너지시스템으로 전환하는데 태양광에너지가 핵심적인 역할을 하도록 국제협력을 강화하는 것이다. 이를 달성하기 위해 프로그램의 참여자들은 태양광 발전시스템 활용 분야에서 다양한 공동 연구 프로젝트를 수행하여 왔다. 전체 프로그램은 각국 별로 대표 한 명 혹은 기구 멤버로 구성된 집행위원회(Executive Committee)가 관장하고, 여기서 연구 프로젝트나 활동 영역이 될 수 있는 분명한 "Tasks"를 지정하게 된다.

IEA PVPS 참여국은 호주, 오스트리아, 벨기에, 캐나다, 칠레, 중국, 덴마크, 핀란드, 프랑스, 독일, 이스라엘, 이탈리아, 일본, 한국, 말레이시아, 멕시코, 모로코, 네덜란드, 노르웨이, 포르투갈, 남아공, 스페인, 스웨덴, 스위스, 태국, 터키, 미국이다. EC(유럽연합 집행위원회), Solar Power Europe, Smart Electric Power Alliance(SEPA), Solar Energy Industries Association 그리고 Cop-per Alliance 도 역시 멤버들이다.

Visit us at: www.iea-pvps.org

What is IEA PVPS Task 13?

IEA PVPS 틀 내에서 Task 13은 태양광 구성 부품과 시스템의 가동, 신뢰성 그리고 품질을 향상시키기 위해 노력하는 시장 참여자들에게 관련 지원을 해 주는 것을 목표로 하고 있다. 프로젝트의 범위 내에서 수집한 다양한 기후대에 위치한 태양광시스템의 운영 데이터들은 태양광의 신뢰성과 성능의 현 상태를 추정하는 기반을 제공해 줄 것이다.

Task 13은 광범위한 환경과 활용분야의 태양광시스템 품질, 성능, 신뢰성과 수명에 영향을 미치는 기술적인 측면에 대한 자료를 요약하고 보고하는 공동의 플랫폼을 제공하고자 한다. 함께 국경을 초월하여 협력함으로써 각 회원국으로부터의 연구와 경험들을 모두 활용할 수 있을 것이고 이들 지식들을 결집 종합하여 태양광시스템이 최적의 상태에서 성능을 낼 수 있는 최선의 사례들과 방법들을 발굴하고 그리고 경쟁력 있는 투자 회수를 위해 지속적으로 노력하고자 한다

Task 13은 지금까지 태양광 구성 부품과 시스템의 품질에 대한 지표가 될 수 있는 다양한 파라미터들의 계산에 필요한 올바른 체계를 만들어내 오고 있다. 이런 체계들은 지금 준비되어 있어 산업계에서는 이를 사용할 수 있는데, 이런 수준 높은 보고서들에 포함된 결과에 대해 감사함을 표하고 있다.

IEA PVPS Task 13의 참여국은 호주, 오스트리아, 벨기에, 캐나다, 칠레, 중국, 덴마크, 핀란드, 프랑스, 독일, 이스라엘, 이탈리아, 일본, 네덜란드, 노르웨이, 스페인, 스웨덴, 스위스, 태국 그리고 미국이다.

DISCLAIMER

The IEA PVPS TCP is organised under the auspices of the International Energy Agency (IEA) but is functionally and legally autonomous. Views, findings and publications of the IEA PVPS TCP do not necessarily represent the views or policies of the IEA Secretariat or its individual member countries.

표지 그림

백시트 화면, 사진 제공: Gernot Oreski (PCCL, AUT)

ISBN 978-3-907281-02-4: Designing new materials for photovoltaics: Opportunities for lowering cost and increasing performance through advanced material innovations



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME

IEA PVPS Task 13
Performance, Operation and
Reliability of Photovoltaic Systems
(태양광시스템의 성능, 작동과 신뢰성)

**Designing New Materials for Photovoltaics: Opportunities
for Lowering Cost and Increasing Performance through
Advanced Material Innovations**

(태양광모듈용 새로운 소재 설계: 첨단 소재 혁신을 통한 비용 저하와 성능 향상)

Report IEA-PVPS T13-13:2021
August 2021

ISBN 978-3-907281-02-4



AUTHORS

Main Authors

Gernot Oreski, Polymer Competence Center Leoben (PCCL), Austria
Joshua Stein, Sandia National Labs, USA
Gabriele Eder, Austrian Research Institute for Chemistry and Technology (OFI), Austria
Karl Berger, Austrian Institute of Technology (AIT), Austria
Laura S. Bruckman, Case Western Reserve University (CRWU), USA
Jan Vedde, European Energy, Denmark
Karl-Anders Weiss, Fraunhofer ISE, Germany
Tadanori Tanahashi, National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Japan
Roger H. French, Case Western Reserve University (CRWU), USA
Samuli Ranta, Turku University of Applied Sciences, Finland

Contributing Authors

Chiara Barretta, Polymer Competence Center Leoben, Austria
Luis Castillon, Polymer Competence Center Leoben, Austria
Menghong Wang, Case Western Reserve University, USA
Raymond J. Wieser, Case Western Reserve University, USA
Sameera Nalin Venkat, Case Western Reserve University, USA
William Gambogi, DuPont, USA
Kaushik Roy Choudhury, DuPont, USA
Mauro Caccivio, SUPSI, Switzerland
Markus Klenk, ZHAW, Switzerland
Hartmut Nussbaumer, ZHAW, Switzerland
Gianluca Cattaneo, CSEM, Switzerland
Sang Han, Osazda Energy, USA
Hoi Ng, Sunpower, USA
David C. Miller, NREL, USA

Editors

Gernot Oreski, Polymer Competence Center Leoben, Austria
Joshua Stein, Sandia National Labs, USA
Boris Farnung, VDE Renewables, Germany

Korean translation August 2021, Yoon, Kyung-Hoon 윤 경 훈 옮김



목차

감사인사.....	6
약어.....	7
요약.....	11
1 서론.....	15
2 태양광모듈 소재와 기술의 최신 현황.....	16
2.1 전면시트와 코팅.....	16
2.2 봉지재.....	16
2.3 셀과 셀 상호연결.....	19
2.4 백시트.....	20
2.5 정션 박스와 커넥터.....	21
2.6 모듈 프레임.....	21
3 새로운 소재와 모듈 개발의 동기, 이점 및 기회.....	22
3.1 LCOE 감소: 원가 절감 및 성능 향상.....	22
3.2 지속가능성과 법적 규정.....	23
3.3 신기술 요건.....	24
3.4 새로운 소재와 모듈 설계의 영향 및 결과.....	28
4 첨단 소재, 구성 요소와 모듈의 신뢰성.....	37
4.1 프론트시트와 코팅.....	37
4.2 백시트.....	43
4.3 봉지재.....	50
4.4 셀 상호연결과 금속전극.....	55
4.5 새로운 모듈 개념의 신뢰성 - 경량 모듈 접근방식.....	67
5 결론.....	70
6 참고문헌.....	71
부록 1 영어-한글 용어 비교.....	91



감사인사

This paper received valuable contributions from several IEA-PVPS Task 13 members and other international experts. Many thanks to:

Marc Köntges (ISFH, Germany) for reviewing of the document.

This report is supported by the Austrian Federal Government, represented by the Austrian Research Promotion Agency (FFG) under contract no. 876736.

This report is supported by the Danish Energy Agency under the Energy Technology Development and Demonstration Program (EUDP) contract no 64018-0081

This report is supported by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) under contract no. 0324304B and 0324304C.

This report is supported by the by the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan, under contract #15100576-0.

This report is supported by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) under contract no.: SI/501788-01. Contributions described in section 3.4.2 are part of the PV-Enerate research project - Advanced PV Energy Rating (co-financed by EMPIR programme and from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under the project number 16ENG02) and the BIPVBOOST project (European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 817991). Part of the presented concepts have been developed with the support of the BIPVBOOST partners TECNALIA and CSTB.

Sandia National Laboratories is a multimission laboratory managed and operated by National Technology and Engineering Solutions of Sandia, LLC, a wholly owned subsidiary of Honeywell International Inc., for the U.S. Department of Energy's National Nuclear Security Administration under contract DE-NA0003525.

Laura Bruckman and Raymond Weiser were supported by the U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) under Solar Energy Technologies Office (SETO) Agreement Number DE-EE-0008748. Roger French, Sameera Venkat, and Menghong Wang were supported by the U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) under Solar Energy Technologies Office (SETO) Agreement Number DE-EE-0008550.

This work was authored in part by the NREL, operated by Alliance for Sustainable Energy, LLC for the US DOE under contract no. DE-AC36-08GO28308. Funding was provided under Agreement DE-EE00034357 by the U.S. Department of Energy (DOE), Office of Energy Efficiency.

The contribution of Osazda Energy is based upon work supported by the U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy under the DuraMAT Program Award Numbers RGJ-7-70325 and NGJ-9-92069-01 and under the Solar Energy Technologies Office Award Number DE-EE0009013. We also want to thank DuPont for providing commercial silver paste products to be used in metal matrix composite formulations.

본 보고서 한글 번역에 도움을 주신 IEA-PVPS 집행부와 Task 13 OA, 보고서의 저자들, 그리고 한국에너지기술연구원 태양광연구단 멤버들에게 감사인사를 전합니다.

2021년 8월 윤 경 훈 (Yoon, Kyung-Hoon)





약어

2D	Two-dimensional
AAA	PA/PA/PA backsheet
AATR	Acetic acid transmission rate
ACA	Anisotropic Conductive adhesive
Ag	Silver
Al-BSF	Aluminum back surface field
APA	PA/aluminum/PET/PA backsheet
AR	Anti-reflective
ARC	Anti-reflective coating
AS	Antisoiling
a-Si:H	Amorphous hydrogenated silicon
ASTM	American Society for Testing and Materials
aTc	Accelerated thermal cycling
BAPV	Building applied photovoltaics
BB	Busbar
BIPV	Building integrated photovoltaic module
BNPI	Bifacial nameplate irradiance
BOM	Bill of Materials
BOS	Balance of System
BPR	Bypass diode thermal runaway
BPT	Bypass diode temperature
BSI	Bifacial stress irradiance
CAPEX	Capital expenditure
C-AST	Combined and Accelerated Stress Testing
CdTe	Cadmium-telluride
CIGS	Copper indium gallium selenide
CPC	Coating/PET/coating backsheet
CPO	Co-extruded polypropylene backsheet
CPR	Construction products regulation
c-Si	Crystalline silicon



DH	Damp heat
DIC	Digital image correlation
DMA	Dynamical mechanical analysis
DML	Dynamic Mechanical Load test
DSC	Differential scanning calorimetry
ECA	Electrically conductive adhesive
EL	Electroluminescence
EN	European standard
ETFE	Ethylene tetrafluoroethylene
EU	European union
EVA	Ethylene-vinyl acetate
FDIS	Final draft international standard
FEVE	Fluoroethylene vinyl ether
FF	Fill factor
FWC	Foil wire assembly
GB	Glass backsheet
GG	Glass-glass
HF	Humidity-freeze test
IBC	Interdigitated back contact
ICA	Isotropic conductive adhesive
IEA	International energy agency
IEC	International energy commission
IEC CO	IEC central office
IEC SMB	IEC standardization management board
IEC TC	IEC technical committee
IEC TR	IEC technical report
IR	Infrared
ITO	Indium tin oxide
JPL	Jet Propulsion Laboratory
KPE	PVDF/PET/polyolefin backsheet
KPK	PVDF/PET/PVDF backsheet
LC	Longitudinal crack
LED	Light emitting diode
LCOE	Levelized cost of electricity



LDPE	Low-density polyethylene
LeTID	Light and elevated temperature induced degradation
LID	Light induced degradation
MBB	Multi busbar
mDH	Modified damp heat
MENA	Middle East and North Africa
ML	Mechanical lad test
MMC	Metal matrix composite
μ -PCD	Microwave detected photo conductance decay
MQT	Module quality test
MST	Module safety test
MWCNT	Multi-walled carbon nanotube
NIR	Near infrared
nZEB	Nearly zero energy building
PA	Polyamide
PC	Polycarbonate
PDMS	Polydimethylsiloxane
PE	Polyethylene
PEF	Product environmental footprint
PERC	Passivated emitter and rear solar cell
PERT	Passivated emitter rear totally diffused solar cell
PET	Polyethylene terephthalate
PID	Potential induced degradation
PO	Polyolefin
POE	Polyolefin elastomer
PP	Polypropylene
PPE	PET/PET/Polyolefin backsheet
PV	Photovoltaic
PVB	Polyvinyl butyral
PVDF	Polyvinyl difluoride
PVF	Polyvinyl fluoride
PVQAT	International PV Quality Assurance Task Force
QSSPC	Quasi-steady-state photoconductance



RACK	Resistance across cleaves and cracks
R&D	Research and development
RH	Relative humidity
SAM	Scanning acoustic microscopy
SC	Squared crack
SGS	Solar grade silicon
SHJ	Silicon heterojunction cells
SLP	Service life prediction
S-N	Cycling stress (S) against the cycles to failure (N)
SQTW	Solar quantum efficiency weighted transmission
SWCT™	Smartwire Connection Technology
TC	Thermal cycling
TCO	Transparent conductive oxide
TPE	PVF/PET/polyolefin backsheet
TPO	Thermoplastic polyolefin
TPT	PVF/PET/PVF backsheet
TPX	PVF/PET backsheet
UV	Ultraviolet
VAc	Vinyl acetate content
WVTR	Water vapor transmission rate
XML	Extensible markup language
YI	Yellowness index



요약

지난 10 년 이상 동안 태양광모듈 제조업체들은 모듈 가격의 급격한 하락과 함께 시장이 급속히 성장하는 것을 경험해 왔다. 이러한 비용 압박은 새로운 모듈 디자인의 개발과 구현에 추진력이 되어 왔으며, 이는 모듈의 성능 및 수명을 증가시키거나 혹은 모듈 생산 비용을 줄일 수 있게 해 준다. 이러한 혁신 중 다수는 전통적인 소재나 설계를 대신하여 새로운 소재나 독창적인 소재를 사용하고 있다. 이러한 신소재의 성능과 신뢰성에 대한 장기적인 이해 없이 모듈이 생산 및 판매되고 있는데, 이는 산업계에 기술적 위험이 될 수 있다.

이 보고서는 태양전지 및 태양광모듈에 적용할 수 있는 새로운 소재 설계에 대한 IEA PVPS 회원국들의 글로벌 설문조사를 제공한다. 이 보고서는 모듈 구성 요소에 따라 정리되었는데, (1) 프론트 시트, (2) 봉지재, (3) 백시트, (4) 셀 금속전극 및 (5) 셀 상호연결 부분에서 이루어지고 있는 소재 혁신에 대한 개요를 포함하고 있다. 1절은 서론이고, 2절은 각 구성 요소의 기능적 측면의 요건과 이러한 요건을 충족시키기 위해 일반적으로 사용되는 공통 소재를 포함하여 태양광모듈 소재의 최신 기술현황을 소개한다. 3절에서는 태양광모듈에 새로운 소재 솔루션을 적용하는 동기에 대해 논의한다. 4절은 차세대 태양광모듈을 위해 개발 및 테스트 중인 창의적인 소재 솔루션에 대한 글로벌 설문조사를 소개한다.

태양광모듈에 사용되는 새로운 소재의 조사 배경에는 몇 가지 동기가 있다. 비싼 소재의 사용을 줄이거나 교체하는 것은 모듈 생산의 전반적인 경제성에 중요하다. 예를 들어 은의 사용을 줄이거나 이를 구리나 알루미늄으로 교체하면 제조업체는 상당한 비용을 절감할 수 있다. 또 다른 예는 전면시트에 더 얇은 유리를 사용하거나 백시트용 소재를 PVF에서 덜 비싼 PVDF 소재로 전환하는 것이다. 제조 공정을 가속화하는 것도 생산 비용을 줄일 수 있는 한 방법이다. 라미네이션은 일반적으로 모듈 생산 라인에서 가장 느린 단계로, 제조업체는 이 공정 단계를 가속화할 수 있는 소재에 관심이 많다. 예를 들어, 고속 또는 초고속 경화 EVA 봉지재는 가교에 소요되는 시간을 25분에서 10분으로 단축시켰다. 가교가 필요 없는 열가소성 수지 봉지재로 전환하면 이 시간을 더욱 더 줄일 수 있다. 성능 향상은 소재 혁신의 분명한 동기이다. 이는 버스바의 수를 증가시키고, 싱글링(shingling)을 사용하여 활성 면적을 증가시키거나, 반사방지 코팅을 사용하여 광 흡수를 증가시키거나, 반사율이 높은 백시트 또는 백색 템플릿이 셀 사이에 노출되도록 하여 내부 반사를 증가시킴으로써 달성할 수 있다. 웨이퍼 크기를 증가시키는 추세 역시 성능 향상으로 이어진다. 모듈을 보다 지속 가능한 방식으로 만드는 것은 또 다른 강력한 동기 부여 요인이 된다. 전과정 평가(Life Cycle Assessment: LCA)는 제품의 환경적 영향을 정량화하기 위한 방법이다. 일부 제조업체는 자사의 지속 가능성 관행의 우수함을 알아볼 수 있도록 다양한 라벨 규격을 사용하여 생태학적으로 책임 있는 소재를 선택하였음을 인정받고자 한다.

태양광 제조 산업계에 대한 설문조사 결과에 따르면 소재 개선에는 분명한 추이가 있음을 보여준다. 실리콘 생산이 개선되고 지름 300mm에 이를 수 있는 더 큰 직경의 단결정이 가능하게 되면



결정질실리콘 웨이퍼의 크기는 시간과 함께 계속 증가할 것으로 예상된다. 셀 크기는 향후 몇 년 동안 최대 210 x 210 mm²(M12)까지 커질 것으로 예상된다. 새로운 셀 상호연결 방법이 생산 라인으로 이동하고 있다. 제조업체는 비스무트(Bi), ECA 또는 스마트 와이어 기술을 기반으로 하는 무연 납땜을 시도하고 있다. 후면접촉(back-contact) 셀(IBC, MWT 등)에서는 셀을 상호연결하는 전도성 백시트의 사용이 가능하다. 이 방식은 버스바가 셀 뒤쪽에서 셀 전면으로 교차할 필요가 없기 때문에 셀 뒤틀림과 상호연결부에 대한 스트레스를 최소화할 수 있다는 장점이 있으며, 이는 모듈 패키지의 설계를 훨씬 더 평평하게 해 줄 수 있다.

모듈 개선용으로 아직 덜 개발된 아이디어에는 특정 기후(예: 사막, 열대, 북극, 강한 바람 또는 눈 부하) 또는 환경(예: 수상 부유식, 농업용)에 맞게 설계된 모듈이 포함된다. 건물일체형 모듈은 에너지 생산만큼 혹은 그 이상으로 심미적 특성을 중시한다. 지붕 장착 태양광모듈의 경우에는 중량이 설치 확대에 대한 제한 요인이 될 수 있다. 초박형 유리와 유리섬유 강화 복합 구조 또는 지지 격자를 사용하는 경량 모듈의 개념이 연구되고 있다. 차량일체형 태양광모듈은 곡선 모듈을 필요로 하는데, 여기에는 소재 혁신이 반드시 요구될 것이다.

태양광에 대한 소재 혁신 프로세스는 태양광모듈 내에서의 복잡한 상호작용에 의해 더욱 까다로워졌다. 한 소재의 장점이 다른 구성 요소와의 상호작용에 의해 손상을 입을 수 있다. 예를 들어, EVA는 봉지재로 비용이 저렴하고 매우 효과적이지만, 내부에서 분해 생성된 아세트산이 비침투성 백시트의 사용으로 인해 모듈 패키지를 벗어날 수 없는 경우 금속전극의 부식을 초래할 수 있다. 새로운 소재는 전체 모듈 패키지 내에서 그리고 기존의 다른 소재와 한 몸이 되어 작동해야 한다. 소비자와 제조업체는 새로운 소재가 예기치 않은 성능이나 신뢰성 문제를 초래하지 않도록 기술 위원회 TC 82 "태양광에너지시스템" 과 같은 국제 규격에 의존한다. 모듈 제조업체는 일반적으로 자재명세서(Bill of Materials: BOM)를 알리지 않으며 특정 모듈 모델의 BOM은 언제 어디서 제작되었느냐에 따라 달라질 수 있다는 점도 문제로 나타나고 있다. FTIR, NIR 및 Raman 분광법을 포함하여 모듈 소재의 특성을 분석하고 식별하는 비파괴 방법들이 사용되고 있다.

전면시트: 태양광모듈 전면시트는 들어오는 빛에 대한 투명성, 태양전지의 구조적인 보호, 전기 절연 및 수분과 산소 유입에 대한 장벽 기능을 제공한다. 저철분 플롯트 유리는 태양광모듈에 가장 많이 사용되는 소재이지만 무겁고 그리고 안전성을 목적으로 템퍼링을 필요로 하며 때로는 박리를 일으킬 수 있는 접착 문제를 야기하기도 한다. 전면시트에는 일반적으로 반사방지 및 오염방지 코팅도 포함된다.

전면시트 부분에서 논의되는 혁신에는 더 얇은 유리, 플렉스블 폴리머 소재 및 내마모성 코팅의 사용이 포함된다. 초박막 유리에서의 혁신은 (1) 광학적 흡수를 줄일 수 있는 매우 낮은 철분 함량(100 ppm), (2) 표면 텍스처링의 향상, (3) 1.6 mm와 3.2 mm 사이의 두께, (4) 클린룸에서 코팅 프로세스 실행, (5) 내장 응력을 줄일 수 있는 템퍼링의 향상 등이다. 목적은 보다 적은 양의 소재를 사용하면서 유리의 투과율과 곡 강도를 높이는 것이다. 15가지 종류의 폴리머 전면시트 소재에 대해 비용과 자외선 내구성을 비교한다. ETFE와 PVDF 소재는 원가가 가장 높은 반면 PET 기반 소재는 중저가이다. 자외선 노출에 따른 투과율 손실은 소재에 따라 큰 변동성을 나타낸다. 반사방지 및 오염방지 코팅은 성능을 향상시킬 수 있지만 시간이 지남에 따라 코팅의 내구성에 대한 우려가 있다. 다양한 코팅을



대상으로 수행한 마모 시험 결과가 제시된다.

봉지재: 폴리머는 전면시트 소재와 백시트 사이에 있는 상호연결된 태양광 셀 스트링과 금속 버스바를 봉지하는 데 사용된다. 이 구성 요소의 기능적 요구 사항에는 수분 및 기타 환경 오염물로부터 셀과 금속 전극의 보호, 전기 절연 제공 및 유지, 모듈의 층상 구성 요소 간의 접착 및 지지 등이 포함된다. 셀 앞에 있는 봉지재 소재는 일반적으로 셀 후면에 사용된 것과 조성이 약간 다르다. 전면 층은 전형적으로 셀에 의한 광 흡수를 증가시키기 위해 자외선에 투명하고, 후면 층은 자외선 흡수를 증가시켜 백시트의 노화를 방지해 준다. EVA는 태양광모듈에서 가장 널리 사용되는 소재이지만, EVA가 광학적 분해 반응에 의해 아세트산을 생성시킬 수 있기 때문에 확산 속도가 낮은 유리 모듈에서 이 물질을 사용하는 것에 대한 우려가 있다. 최근에는 태양광모듈, 특히 유리-유리 디자인에 다양한 폴리올레핀(PO) 엘라스토머와 열가소성 엘라스토머(POE 및 TPO)가 사용되고 있다. 이오노머, 폴리비닐 부티랄(PVB) 및 실리콘(silicones)과 같은 다른 소재들도 고려되고 있고 일부는 사용되기도 한다.

봉지재 소재 부분에서 논의되는 혁신에는 EVA 대신 POE 및 TPO 소재의 사용 증가가 포함된다. TPO, POE 및 EVA 시료들을 비교하는 가속 노화시험 결과는 일부 연구와 뒤섞인 결과를 보여주는데, 일부 연구는 EVA보다 성능이 우수하다고 보고하고 다른 연구는 그렇지 않다. 성능 차이는 사용된 특정 소재보다 벌크 소재에 첨가된 첨가물(예: UV 흡수제)에 따라 달라질 수 있다. 최근의 혁신 결과로 재래식 장비를 사용하여 라미네이션이 가능하도록 설계된 시트 형태의 실리콘 봉지재 생산이 가능하게 되었다. 실리콘은 특히 높은 신뢰성이 요구되는 활용 목적에 봉지재로 사용되어 왔지만, 일반적으로 이 소재는 높은 비용을 초래하는 액체 상태로 적용하여야 했다. 실리콘 봉지재 모듈은 EVA 모듈과는 달리 부식의 징후 없이 고온고습(DH) 6000을 견딜 수 있다.

셀 및 셀 상호연결: 상업용 태양광 셀은 결정질실리콘(c-Si), 박막(예: CdTe, 비정질실리콘, CIGS)을 포함한 다양한 종류로 출시된다. 현재 대부분의 태양광모듈은 결정질실리콘(c-Si) 셀(예: Al-BSF, PERC, IBC, HIT, PERT 등)로 만들어진다. c-Si 셀은 전압을 높이고 저항 손실을 낮추기 위해 직렬로 상호연결되어 있다. 기존의 셀 상호연결에는 솔더 본드 또는 전기전도성 접착제(ECA)를 사용하여 금속 리본이나 와이어를 셀에 연결하는 것이 일반적이다.

셀 상호연결 부분에서 논의된 혁신은 멀티와이어 및 저온 솔더, 전기 전도성 접착제 및 셀 금속 전극의 향상을 포함한다. c-Si 태양광 셀 상호연결의 현재 추세는 셀 금속전극용 은(Ag)의 양을 줄이고 모듈 효율을 높이기 위해 버스바의 폭을 줄이면서 그 수는 늘리는 것이다. 이는 버스바가 없는 전면 금속전극 방식의 셀로 이어졌는데, 이를 다중 와이어를 통해 상호연결된 버스바 없는 셀이라고 한다. 라미네이션 중에 전기적 연결이 이루어지므로 납땀에 필요한 고온을 피할 수 있다. 이 기술은 모듈 내 Ag 사용을 표준 4BB 납땀 리본 디자인에 비해 최대 40%까지 줄인다. 멀티와이어 상호연결은 셀 균열과 음영을 감소시키면서도 내부반사의 대폭적인 증가와 상호연결 지점 증가로 인해 균열 셀을 가진 모듈의 성능을 향상시켜준다. 전기전도성 접착제는 전도성 충전재 및 절연성 폴리머 접착제를 기반으로 하는 복합 소재이다. 새로운 설계(예: 쌍글형)와 전도성 백시트를 태양광 셀에 부착하기 위한 목적으로 이 소재를 솔더(예: 리본 기반 상호연결) 대신 사용하는 방안이 검토되고 있다. 모듈 내 ECA의 열역학적 특성과 성능에 대한 연구가 진행되고 있다. 초기 결과는 ECA의 사용이 납땀에 비해



태양광 셀에 대한 스트레스를 줄일 수 있음을 시사한다. 그러나 이용 가능한 ECA의 성분배합은 매우 다양하며 성능 차이는 이러한 차이를 부분적으로 반영할 수 있을 것이다. 미국의 연구원들은 셀 균열로 인한 출력손실에 덜 취약하도록 설계된 새로운 금속 페이스트 성분배합을 개발하기 위해 노력하고 있다. 그들은 셀 금속전극에 사용되는 실버 페이스트에 탄소 나노튜브를 첨가함으로써, 균열이 있더라도 정상적으로 기능하는 셀을 만들 수 있다는 것을 보여주었다. 그들은 탄소 나노튜브가 폭 70 μm 까지의 균열을 브리징할 수 있다는 것을 보여주었다. 그리고 균열이 전기적 연속성을 상실한 경우에도 열적, 기계적 응력이 줄어들면서 '복구'되는 것으로 나타났다.

백시트: 백시트 소재는 수분과 먼지, 소금, 산 등과 같은 환경 오염으로부터 셀과 금속전극을 보호하는 역할을 한다. 그리고 전기적 절연과 때로는 기계적 안정성도 제공해야 한다. 다층구조의 폴리머 필름이 모듈의 백시트 소재로 널리 사용되고 있다. 그러나 최근 양면형 모듈의 보급 확대와 함께 유리도 백시트 소재로 각광받고 있다. 폴리머 백시트는 polyvinyl fluoride(PVF), polyethylene terephthalate(PET), low density polyethylene(LDPE), polyvinylidene fluoride(PVDF), polyamide(PA) 및 polypropylene(PP) 등의 다양한 소재로 제공된다. 백시트 제조업체는 또한 다양한 소재를 층상으로 구성하며 TPT(DuPont의 Tedlar-PET)와 같은 상업용 이름을 제공한다.

백시트 영역에서 논의되는 혁신에는 공압출(co-extrusion) 백시트와 투명 백시트의 개발이 포함된다. 공압출 방식을 사용하면 두께 제어가 더 우수하고 처리 단계가 감소하며 고가의 fluoropolymers(PVF, PVDF)를 비용이 더 싼 폴리머(PET, PA, PP, PE 파생물)로 대체할 수 있다. 공압출 백시트의 초기 사례는 PA 층으로 만들어졌으며 현장에서 균열 불량을 경험하였다. 최근에는 PE, PO, PP로 만든 공압출 백시트가 개발되고 있다. 광범위한 현장 결과를 얻기에는 이르지 않지만 조기 가속시험이 유망하다. PVF로 만들어진 투명 백시트는 20년 이상 DuPont에서 공급하였으며 BIPV에 사용되었다. 좀 더 최근에는 자외선 손상에 저항성이 있고 20년 이상 지속되도록 설계된 새로운 제형이 개발되었다. 투명 백시트의 주요 적용 분야 중 하나는 유리-유리 모듈의 무게와 기타 프로세스 상의 복잡성을 줄일 수 있는 양면형 모듈이다. 그리고 투명 백시트의 개발은 폴리머 전면시트의 개발을 진작시킬 수 있는데, 이는 양쪽 모두 UV 내구성을 요구하기 때문이다.

경량 모듈: 보통 태양광모듈의 무게는 약 12 kg/m^2 이다. 모듈을 가볍게 만드는 것은 운송 및 설치 비용을 줄이고 지붕의 지지 하중 용량에 제한을 둔 대형 건물과 같은 새로운 적용 분야를 개척할 수 있기 때문에 타당성이 있다. 무게 2 kg/m^2 의 인증된 경량 및 유연한 박막 태양광모듈의 사례는 여러 가지가 있으며 이는 평평한 지붕에 직접 결합되어야 한다. 또한 경량 격자와 빔 구조와 함께 유리-백시트 구조의 독립형 경량 모듈을 설계하기 위한 연구가 진행되고 있다. 초기 프로토타입은 8 kg/m^2 를 달성하였다.



1 서론

지난 10년 동안 전 세계적으로 태양광모듈의 생산 용량이 크게 증가하였다. 2019년에는 약 120~140 GW의 태양광모듈이 생산되었다[1]. 생산용량이 크게 증가함에 따라 태양광모듈 가격이 크게 하락하였다. 현재 태양광 시장에서의 비용 압박은 극도로 심한데, 이는 새로운 모듈설계의 개발과 구현, 그리고 새로운 소재와 구성 요소의 사용을 촉구하는 원동력이기도 하다. 동일한 비용으로 더 높은 효율이거나 동일한 효율이지만 비용을 절감할 수 있는 유망한 신기술이 시장에 빠르게 들어오고 있다[2]. 현재의 생산 능력으로, 새로운 기술과 소재를 갖춘 수많은 GW 규모의 모듈들이 장기적 신뢰성에 대한 충분한 경험 없이 생산되고 설치될 수 있다. 최악의 경우는 현장 설치 수 년 후에 예상하지 못한 불량 메커니즘으로 이어질 수 있는데, 이 메커니즘은 실험실의 가속시험에서 예측하지 못한 것으로, 퍼텐셜 유도 열화(PID)[3], 빛과 고온 유도 열화(LeTID)[4, 5] 또는 백시트 균열[6, 7]과 같은 것이다.

이 보고서의 주요 목표는 새로운 설계, 소재 및 개념을 채택하여 태양광모듈의 비용을 낮추고 성능과 신뢰성을 높이는 것을 지향하는 기술적 노력에 대한 글로벌 설문조사를 제공하는 것이다. 이 보고서는 (1) 유망한 소재와 설계 개념에 대한 정보교환을 증진하고, (2) 태양광모듈의 가치를 높이는 수단을 제공하고, (3) 신기술의 특성분석 방법에 대한 권고사항을 제공하며, (4) 표준화를 위한 새로운 요구사항에 관한 전문적 지식을 제공하는 것을 목표로 한다.

최근 몇 년 동안 선택성 광투과 및 흡수 혹은 침투 특성과 같은 특정한 기능적 특성을 가진 소재에 특별한 초점을 맞추었다. 다른 모듈 구성 요소 및 다른 기후와의 상호작용뿐만 아니라 그러한 소재의 특성과 장점 및 기대 수명은 매우 흥미롭다. 이 보고서는 태양광모듈 소재에 대한 최신 기술현황을 요약하고, 독자들에게 태양광모듈을 개선하기 위해 국제적으로 행해지고 있는 노력을 소개함으로써 궁극적으로는 현장에서 더 좋은 성능을 발휘하고 더 오래 지속될 수 있도록 하고자 한다. 이 보고서는 다음과 같은 태양광모듈 구성 요소의 최근 발전에 초점을 맞추고 있다.

- 전면시트
- 봉지재
- 백시트
- 셀 금속전극
- 셀 상호연결

이 보고서가 새로운 태양광모듈 소재 및 구성요소와 관련하여 수행 중인 모든 개발에 대한 완전한 개요를 설명한다고 보지는 않는다. 대신, IEA-PVPS 회원국의 소재 개발 활동과 내구성 시험결과에 대한 선택적인 개요서가 될 것으로 판단한다.



2 태양광모듈 소재와 기술의 최신 현황

현대 결정질실리콘 태양광모듈의 일반적인 구조는 1970년대 후반과 1980년대 초반에 Flat-Plate Solar Array Project 틀 내에서 개발된 것으로, 그 이후로 크게 변하지 않았다 [8]. 2020년 표준 규격의 태양광모듈은 폴리머(봉지재)로 봉지한 상호연결된 수 많은 태양전지로 구성되어 있고, 전면과 후면은 유리와 폴리머 백시트로 덮인 상태로 장기간 견딜 수 있게 만든 복합 소재 합성물이다. 대부분의 경우, 이 모듈은 요구되는 구조적 지지와 모듈 장착 수단을 제공하는 프레임으로 둘러싸여 있다. 실제의 모듈은 혹독한 사용 환경으로부터 태양전지 및 상호연결 와이어를 보호하기 위해 설계된 층상의 봉지된 구조를 가지고 있다.

대부분의 태양광모듈은 다소 규격화된 구성에 따라 층상으로 이루어지지만, 태양광모듈은 다양한 소재를 사용하여 다양한 형태와 설계로 만들 수 있다. 이러한 가변성을 활성화하기 위해서는 소재의 기본적인 기능을 잘 이해해야 한다.

태양광모듈의 일차적인 목표는 가능한 많은 태양광 조사량을 전기로 변환하는 것이다. 이러한 목표를 달성하기 위해서는 태양광이 태양전지로 잘 투과가 되어야 하며, 광학 및 전기적 구성 요소는 물, 부식성 가스, 산소와 같은 화학적 스트레스 요인과 열 및 기계적 스트레스 요인으로부터 최소한 25년 동안 보호될 수 있어야 한다. 시장에서의 성공을 위해서는 저비용의 소재와 대량 생산공정을 사용하여야 한다. 아래에서는, (i) 모듈 소재의 최신 기술 현황, (ii) 모듈 내에서의 역할 및 주요 요건, (iii) 소재 선택을 위한 지침 및 (iv) 개선의 기회를 제시하는 방안에 대해 요약하고자 한다.

2.1 전면시트와 코팅

전면시트는 적어도 네 가지 기능을 제공하는데, (1) 들어오는 빛에 대한 투명성, (2) 태양전지의 구조적 보호와 지지, (3) 전기절연 (4) 습기와 산소 침입에 대한 장벽 역할이다.

태양광모듈 전면시트에 사용되는 가장 일반적인 소재는 저철분(<120 ppm Fe) 플로트 유리이다. 유리 표면에 기능적 코팅을 추가되어 광 흡수(반사방지 코팅)를 증가시키고 또는 현장에서 모듈에 먼지 및 이물질의 축적을 감소시킨다(오염방지 코팅).

반사방지 코팅(ARC)은 인접한 소재와의 계면에서 굴절률을 일치시키려고 하는 원리에 따라 작동한다. 유리 전면시트의 경우 이상적인 단층 ARC는 1.2~1.3의 굴절률(유리(~1.5)와 공기(~1) 굴절률의 기하학적 평균)과 약 100 nm(빛의 파장의 약 1/4에 해당하면 이는 반사된 빛의 파괴적 간섭을 촉진한다)의 두께를 가진다. 다층 또는 굴절률을 단계별로 변화시킨(graded index) 코팅과 같은 복잡한 ARC가 있지만, 일반적으로 태양광모듈에 적용하기에는 너무 비싸다.

2.2 봉지재

봉지재는 (1) 수분과 여타 환경 화학물질로부터 셀과 금속전극을 보호하고, (2) 전기절연을 유지하며, (3) 라미네이트 층 사이에 접착력을 제공하며, (4) 장기간에 걸쳐 c-Si 태양전지 활성 파장



범위(300~1200 nm)에서 태양광 조사량에 대해 높은 투명도를 제공한다[9]. 그리고 모듈 제조공정에 쉽게 통합되기 위해서는 라미네이션 전에 봉지재를 시트나 롤 형태로 사용할 수 있어야 하는데, 봉지재의 주요 기술사양은 다음과 같다.

- 용융 온도
- 체적 비저항
- 수분 투과율
- 광 흡수
- 영의 계수
- 유리 전이 온도
- 통기성/확산율

태양광모듈에서 통상적으로 봉지재로 사용되는 몇 가지 폴리머 소재가 있는데, 그 화학적 구조와 주요 특성은 각각 그림 1 및 2 와 같다.

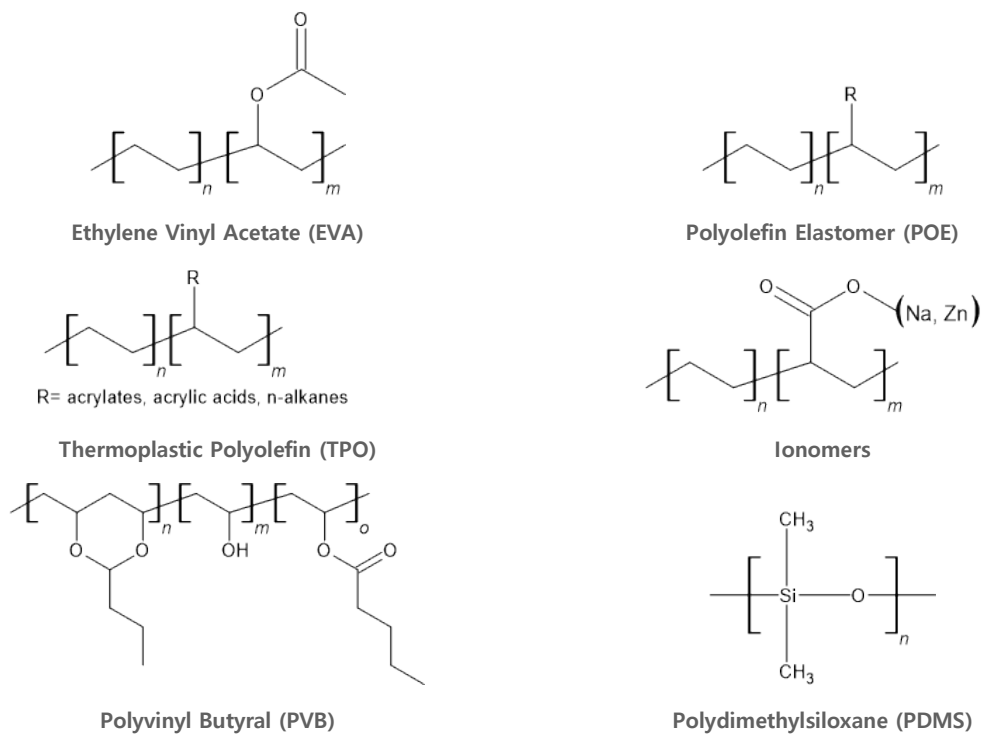


그림 1: 태양광모듈에 사용되는 봉지재 소재의 화학구조

- Poly(ethylene-co-vinyl acetate) (EVA)가 가장 널리 사용되는 소재이다. 이는 에틸렌과 아세테이트 비닐을 혼합한 것으로, 일반적으로 아세테이트 비닐 중량이 27~33% 사이이다[10]. EVA 는 태양광모듈에서 사용되는 최고의 봉지재로 그 신뢰성은 수년에 걸쳐 광범위하게 연구되어 왔다. EVA 의 주된 단점은 고온 및 광산화 과정의 영향으로 인한 아세트산의 생산이다.



- Polyolefin(PO) 엘라스토머 및 열가소성 엘라스토머 (PO, PO)는 최근에 개발된 봉지재 소재로 EVA 보다 투과율과 화학적 불활성이 더 높다(가수분해 및 아세트산 형성 없음). 또한 POE 봉지재는 PID 발생 경향이 적다[11, 12]. POE 와 TPO 는 사용이 다소 제한적이기 때문에 현재 최고의 봉지재로 간주되지 않는다. 그럼에도 불구하고, 이들은 EVA 를 대체할 수 있는 매우 유망한 소재이다. 이러한 봉지재의 신뢰성에 관한 자세한 내용은 4 장에서 다를 것이다.
- 이오노머는 매우 낮은 수증기 투과율(WVTR)을 나타내므로 습도에 민감한 박막 소재의 보호에 자주 사용된다[13]. 이오노머는 EVA 보다 PID 에 덜 취약하고 변색에 대한 저항성이 높지만 유리 와 셀 표면 에의 접착력은 낮다[14].
- PVB(Poly Vinyl butyral)는 강한 결합, 견고성 및 유연성이 요구되는 용도에 주로 사용되는 열가소성 수지이므로 BIPV 용 유리/유리 모듈에 우선적으로 사용된다[15, 16]. PVB 사용의 단점은 매우 높은 수분 흡수로 인해 가수 분해에 매우 취약하다는 것이다[17].
- 실리콘(경화 및 비경화 시스템)은 화학적으로 불활성이므로 신뢰성이 매우 우수하다. 과거에 사용되었지만 높은 가격과 어려운 라미네이션으로 인해 현재는 인기가 없다[18, 19].

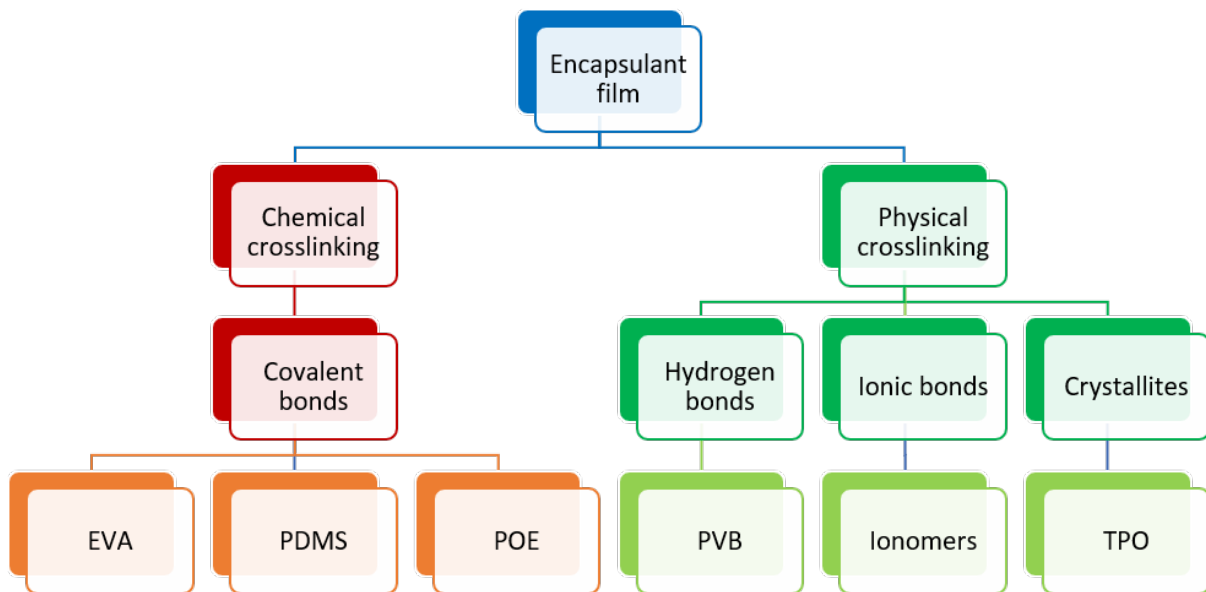


그림 2: 일반적인 봉지재와 그 주요 특성

실제로 이러한 봉지재는 UV 안정제, UV 흡수제, 산화 방지제(자유 라디칼 스캐빈저), 가교제 및 접착 촉진제와 같은 첨가제로 증강된다[10]. 최근, 앞면과 뒷면의 봉지재가 서로 다른 조성의 첨가물을 가진 태양광모듈이 제작되었다. 뒷면 봉지재는 태양광 조사로부터 백시트를 보호하기 위한 첨가물을 포함하고 있는 반면, 앞면 봉지재는 태양전지로 들어가는 높은 에너지 영역(UV)의 태양광 조사량을 극대화하기 위해 자외선 차단(cut-off) 파장이 더 낮은 UV-흡수제를 가지고 있다.

태양광모듈에 사용되는 봉지재의 일반적인 속성은 표 1 에 나와 있다



표 1: 태양광모듈 봉지재의 특성 [11, 12, 15, 20–24].

봉지재	폴리머 유형	유리 전이 온도	공정 온도	체적 비저항	수증기 투과율	영의 계수	굴절률 (n)
		°C	°C	$\Omega \cdot \text{cm}$	$\text{g} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{day}^{-1}$	MPa	-
EVA	Elastomer	-40 ~ 34	140~160	10^{14}	34	≤ 68	1.49
POE	Elastomer	-50 ~ -40	140~160	$10^{15} \sim 10^{16}$	3.30	≤ 30	1.49
PDMS	Elastomer	≤ -100	80 (vacuum process)	$10^{14} \sim 10^{15}$	130~200	≤ 10	1.38~1.58
PVB	Thermoplastic	-12 ~ +20	140~160	$10^{10} \sim 10^{12}$	40.05	≤ 11	1.48
Ionomer	Thermoplastic	-40 ~ -50	140~160	10^{16}	0.19	≤ 300	1.49
TPO	Thermoplastic elastomer	-60 ~ -40	140~160	$10^{14} \sim 10^{18}$	2.85	≤ 32	1.48

2.3 셀과 셀 상호연결

Si-웨이퍼 기반 기술이 현재 태양광시장을 주도하고 있다. 2019 년 전체 태양광모듈 생산의 약 95 %를 결정질 실리콘 모듈이 점유하였고, 나머지 5 %는 박막 모듈이다[25].

세 가지 주요 박막 기술로 Cadmium Telluride(CdTe), 비정질실리콘(a-Si), CuInGaSe_2 (CIGS)가 있으며, 이 중 CdTe 기술은 전체 시장의 약 4 %를 점유하고 있다[25]. 박막은 특히 BIPV 분야에서 사용되며 특히 a-Si 태양전지는 계산기, 시계 등과 같은 소비용 전자제품에 주로 사용된다[26]. 박막의 장점은, 매우 적은 양의 활성 소재 사용, 높은 음영 내구성, 유연한 모듈 구현 가능성 등 주로 경제적인 측면이다. 그러나 박막기술은 c-Si 기반 기술에 비해 효율이 낮다. 그리고 사용되는 소재가 가끔 독성이 있거나 혹은 값싸게 구할 수 없다[26, 27].

이 보고서는 Si-웨이퍼 기반 기술에 초점을 두고 있는데, 이는 가장 널리 보급된 기술이다. PERC 태양전지는 Al-BSF 태양전지에 비해 효율이 높아 시장에서 빠르게 두각을 나타내고 있다. PERC 사용의 주요 장점으로는 후면의 재결합 감소와 후면의 반사율 강화 등이 있다. 2017 년 ITRPV 로드맵에 따르면 PERC 의 시장 점유율은 약 20 %였으나 2020 년 이후에는 50 % 이상이 될 것으로 예상하고 있다[28].

결정질실리콘 태양전지는 주로 구리(Cu) 혹은 은(Ag)으로 만든 전기 전도성 금속 리본 또는 와이어를 통해 연결된다. 이러한 금속 커넥터는 솔더 본드(일반적으로 Sn-Pb 솔더 또는 Pb-free 계) 또는 폴리머 기본 소재와 마이크로미터 스케일의 Ag 입자를 포함하는 전기 전도성 접착제(ECA)를 통해



셀에 부착되어 요구되는 전도도를 충족한다[29]. 최근에 매우 인기 있는 Smart wire[30, 31], 멀티 와이어[32, 33] 기술은 얇은 금속 와이어(지름 200~300 μm)를 사용하는 반면, 싱글링 상호연결[34, 35]은 ECA 를 사용하여 한 셀의 위쪽 가장자리를 인접한 셀의 아래쪽 가장자리에 접착한다. 이러한 새로운 상호연결 기술은 새로운 모듈 설계를 가능하게 한다. 셀 상호연결 및 금속전극에 관한 보다 자세한 내용은 4 장에서 다를 것이다.

2.4 백시트

표준 태양광모듈은 다층 폴리머 또는 유리 백시트를 사용하여 후면을 보호한다. 백시트는 (1) UV 복사, (2) 습도 및 증기 침투, (3) 건조, 바람, 먼지, 모래 및 화학 물질(예: 소금, 오염물질)과 같은 환경 스트레스 요인으로부터 보호하는 기능을 제공해야 한다. 그리고 백시트는 모듈 전체의 전기적 절연을 보장하고 기계적 지지 기능을 제공해야 한다. 또한 백시트의 색상(반사도)은 내부 반사를 증가시켜 효율을 높이고 모듈 작동 온도에 영향을 미친다

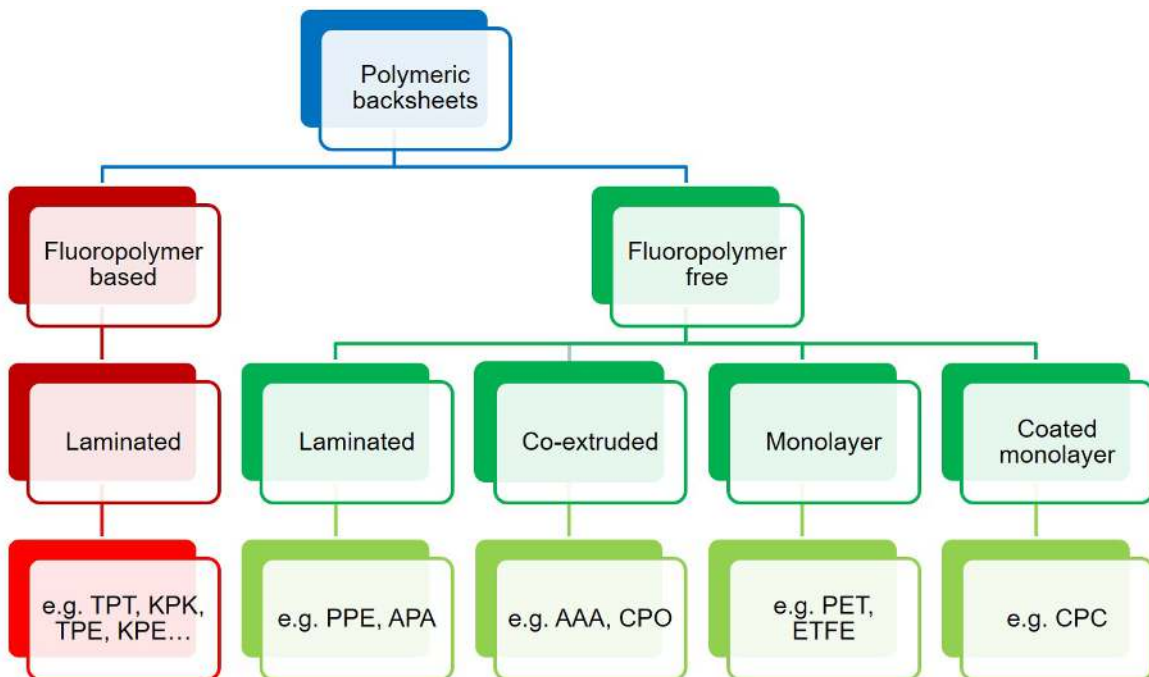


그림 3: 일반적인 백시트 유형과 층상 구조

다층 백시트에 사용되는 일반적인 폴리머 소재는 다음과 같다.

- Polyvinyl fluoride (PVF): 매우 신뢰성이 있고 환경영향에 대해 안정적임; 광범위하게 사용되며 입증된 실적이 있다. DuPont 사에서 만드는 이 소재의 상업명은 Tedlar 이다. DuPont 는 이 소재를 Tedlar-PET-Tedlar 또는 TPT 의 층상구조 라미네이트 필름에 사용한다[36].



- Polyethylene terephthalate (PET): 높은 기계적 강도와 전기적 비저항; 대부분의 백시트 스택의 내부 코어로 사용된다; 가수 분해 안정화 PET 는 외부 층으로도 사용될 수 있으며 PET 코어에 라미네이트된다. 저비용의 단일층 PET 백시트도 시장에 나와 있다[37].
- Low density Polyethylene (LDPE) 또는 EVA: 봉지재에 양호한 접착력을 제공한다; 내부 층 소재(Tie-layer)로 사용된다.
- Polyvinylidene fluoride (PVDF): 환경영향에 대한 양호한 안정성; 외부 층으로 사용; 황변, 균열 및 박리 등 알려진 노화 문제
- Polyamide (PA): 외부 및 내부 층을 위한 불소 폴리머가 없는 대안(PET 코어에 라미네이트됨)으로 개발됨; 공압출 3-layer 모두 PA-백시트 시장에 진입함. 현장 설치 후 여러 해 동안 수축 및 관련된 균열 문제를 겪은 후 5 년 후인 2010 년경에 사라짐[7, 38, 39].
- Polypropylene (PP): 백시트 생산의 새로운 소재. 모두 공압출 PO 3-층 백시트 가용; 불소 폴리머 없는 지속 가능한 소재, 양호한 화학적 안정성[40]. 공압출 PP 백시트의 신뢰성에 관한 자세한 내용은 4 장에 제공되어 있다.

2.5 정션 박스와 커넥터

전기 전도 부품(셀, 커넥터 및 배선)을 둘러싸는 폴리머와 유리판으로 구성된 태양광모듈은 생산된 전기를 모듈에서 인버터로 안전하게 수송할 수 있는 구성 부품을 갖추어야 한다. 와이어는 모듈에서 빠져 나와 접착제(대부분 폴리실록산 유형)로 백시트에 장착되는 폴리머 소재 정션 박스 내에 고정된다[41]. 정션 박스는 케이블 및 바이패스 다이오드에 대한 전기적 연결을 포함하고 있다[42]. 상자는 보호 폴리머(포팅 소재, 대부분 투명한 실리콘 수지)로 채워져 있거나 혹은 대기 중에 있다. 현재 모듈용 정션 박스는 세 부분으로 나뉘며, 각 부품에는 바이패스 다이오드가 장착되어 있고 그리고 두 외측 박스에는 모듈의 플러스 및 마이너스 와이어가 포함되어 있다. 태양광모듈은 준 표준의 MC4 커넥터를 사용하며, 많은 제조업체가 이 설계를 모방하고 있다.

2.6 모듈 프레임

일부 태양광모듈은 프레임 없이 장착되지만 대부분 알루미늄 프레임으로 보호되며, 접착제(대부분 폴리실록산) 또는 접착 테이프를 통해 패널에 연결된다. 봉지재 내로 유입되는 수분에 대해 접착층과 프레임은 추가적인 확산 장벽을 제공한다[42]. 프레임은 현장에서의 지지 구조물에 용이하게 장착 및 랙 장착이 가능하며 유리 모서리가 파손되지 않도록 보호한다. 프레임은 현지 규정에 따라 접지 연결로도 사용된다.



3 새로운 소재와 모듈 개발의 동기, 이점 및 기회

3.1 LCOE 감소: 원가 절감 및 성능 향상

지난 수십 년 동안 태양광모듈 가격은 가격-경험 곡선(학습 곡선)에서 평균 80 %에 이르는 학습률(learning rate)을 보여주며 극적으로 하락하였다. 즉, 태양광모듈의 생산량이 두 배로 늘 때마다 평균 판매 가격이 20 %씩 떨어졌다. 이러한 발전은 기술 향상뿐만 아니라 시장 상황 변화에 의해서도 이루어졌다[1]. 규모의 경제는 가격 하락의 주요 원동력 중 하나였다. 즉, 태양광모듈뿐만 아니라 밸류체인 상의 모든 구성 부품과 소재의 생산용량이 크게 확장되었다. 게다가 제조기술과 소재 과학의 발전은 가격 하락에 큰 영향을 미쳤다. 아래에서는 이러한 역사적인 비용 절감을 성취하는데 적용된 몇 가지 전략을 소개하고자 한다.

3.1.1 고가 소재의 사용 절감과 교체

태양광모듈 가격을 낮추기 위한 접근방식의 하나는 고가 소재의 사용 절감 또는 교체이다. 실리콘 태양전지는 c-Si 태양광모듈의 가장 비싼 부품이며, 실리콘 웨이퍼가 셀 가격의 절반을 차지한다[2]. 태양전지의 두께는 2000년대 초반 300 μm 이상에서 2020년에는 180 μm 로 줄어들었다. 웨이퍼 기술에 따라 향후 10년간 두께가 140~160 μm 로 더 줄어들 것으로 예상된다[2].

또한, c-Si 기반 태양광모듈에 사용되는 은의 양은 금속 핑거 전극의 폭과 셀의 버스바 면적을 줄임으로써 2007년부터 2016년까지 400 mg에서 130 mg으로 감소하였다. 전도성 시스템 내에서 전류 수송을 보장하기 위해 필요한 은의 최소 양은 수년 후에 거의 절반으로 줄어 2028년에는 약 65 mg이 될 것으로 예측된다. 그러나, 은을 사용하지 않는 태양전지 금속전극 솔루션으로의 대체는 향후 10년 내에 큰 시장 점유율을 얻지는 못할 것으로 예상된다[43].

지난 몇 년 동안 전면 유리 두께는 3.2 mm 이상에서 2~3 mm로 감소되었다[2].

태양광 백시트 기술은 지난 20년 동안 크게 변했다. 2000년대 초반에 사용된 백시트의 85% 이상은 폴리에스테르 코어 층과 PVF로 만들어진 내부/외부 층을 가진 이른바 "테들러(Tedlar)"(TPT) 백시트가 사용되었다[44]. 그 이후로 제조사들은 비교적 비싼 PVF 필름을 좀 더 값싼 PVDF로 혹은 PET, PA 또는 PE 파생물과 같은 불소가 없는 기술적 고분자로 대체하려는 방향으로 움직이고 있다[45]. 2010년에 PP, PE, PA와 같은 상용 폴리머를 기반으로 한 공압출 백시트 유형이 시장에 출시되었다[40, 45].

3.1.2 제조 공정의 가속화

시간이 많이 걸리는 태양광모듈 라미네이션 프로세스의 가속화는 수년간 기술개발의 주요 초점이 되어 왔다. 주요 접근방법은 봉지재 소재 성분배합의 적응을 통한 가교 시간의 단축이었다. 초기에 표준 경화 EVA 유형은 가교 반응에 최대 25분이 필요하였지만[9], 빠른 경화와 초고속 경화 유형의 경우 가교 시간이 10분으로 단축되었다[9, 46–48]. 대안으로, 열가소성 봉지재가 개발되었는데, 이 경우에는 가교가 필요하지 않고 전체 라미네이션 시간이 10분으로 단축되었다[49].



3.1.3 성능 향상

성능 향상을 위해 많은 새로운 소재와 구성 요소가 개발되었다. 셀 상호연결 기술을 살펴보면, 3 개의 버스바에서 최대 12 개의 버스바가 있는 레이아웃으로 전환되는 것을 볼 수 있다. 또한 "스마트 와이어 상호연결"과 같은 버스바가 없는 기술도 상승세에 있다[2, 30, 50]. 버스바의 수를 증가하는 것은 핑거 전극과 버스바 둘 다로 흐르는 전류의 양을 줄임으로써 저항 손실을 줄이는 것을 목표로 한다. 또한 셀 음영도 감소하며 동시에 은 사용량도 추가로 줄게 된다[2]. 또한 부분 셀의 싱글링과 같은 새로운 접근방식은 활성 영역을 증가시키는 동시에 저항성 손실을 줄여 단위 면적당 출력 산출량을 증가시키는 것을 목표로 한다[34].

많은 개발은 태양전지에 도달하는 포톤 수를 증가시킬 수 있도록 구성 요소를 개선하거나 광학적 특성이 잘 일치하도록 하는 것을 목표로 한다. 새로운 첨가제 성분배합이 포함된 봉지재 필름은 들어오는 빛의 UV 영역에서의 투명성을 높여 최대 0.5 %의 출력 증가를 가져온다[49, 51, 52]. 반사율이 높은 백시트를 사용하여 유사한 효과를 달성할 수 있는데, 이 백시트는 확산 거울(diffuse mirror)로 작용하여 셀로 들어오는 빛을 후방산란(backscattering)시킨다[40]. 전면 유리의 투과율을 개선하기 위한 반사방지 코팅은 아직 그 평균 서비스 수명을 증가시킬 필요가 있음에도 불구하고 최첨단 기술이 되었다[53].

3.1.4 생산 관련 비용 절감

2018 년 이후 가장 중요한 비용 절감의 원동력은 웨이퍼 크기의 증가이다. 웨이퍼 크기는 약 2008 년 156 mm M0 사이즈에서 2020 년부터 210 mm 웨이퍼 기술을 탑재한 M12 사이즈로 증가되었다. 웨이퍼 크기가 증가하면 거의 동일한 기계 및 면적당 제조 비용으로 연간 모듈 제조 출력(Wp)을 높일 수 있다. 또한, 동일한 용량의 태양광시스템에 요구되는 모듈의 수와 케이블 길이가 감소하기 때문에 태양광모듈 당 출력의 증가는 균등화 발전단가(LCOE)를 감소시킨다.

3.2 지속가능성과 법적 규정

제품의 지속가능성에 대한 인식이 전반적으로 높아지고 있다. 지난 10 년간 태양광 설비의 대규모 설치로 인해 태양광 설비의 생산과 최종 폐기에서 환경 영향에 대한 우려가 제기되었다. 태양광은 재생 가능한 "친환경(green)" 에너지 생산 기술이므로 그 지속 가능성에 대한 고객들의 기대가 매우 높다.

태양광모듈에 포함 사용된 소재들이 생산된 태양광 전기의 생태 발자국(footprint)에 미치는 영향은 매우 중요한데, 크게 두 가지이다. 첫째, 소재 생산 영향, 제조 관련 영향 및 재활용 관련 영향을 포함한 소재 자체와 관련된 직접적인 영향이다. 둘째, 선택된 소재들이 모듈 및 시스템의 수명과 수율에 미치는 영향이다. 태양광 전기의 수명 및 수명 기간 수율이 생태 발자국에 미치는 영향이 크기 때문에 이 역시 소재 및 소재 품질의 영향으로 해석된다. 특정 소재 또는 소재 조합의 영향을 분석하려면 태양광시스템의 수명 동안 모든 단계를 포함하는 전과정 평가(LCA)를 수행하여 환경 부담과 특정 영향에 민감한 부분을 식별해야 한다[54]. 이러한 평가에는 모듈 Wp 당 산출량 kWh 에 큰 영향을 미치는 지역적(기후) 영향도 포함되어야 한다. 또한 LCA 연구는 특정 활용분야, 위치 혹은 모듈 설계에 맞는 소재 및 소재 조합의 적합성을 식별하는 데 도움이 될 수 있다. 도출된 결과는



태양광발전의 생태 발자국을 더욱 줄이고 태양광시스템 수명 주기 동안 발생할 수 있는 환경 문제를 식별할 수 있는 가능성을 보여준다.

또한 지속 가능성과 관련된 태양광 법적 규정 및 등급 시스템은 최근 몇 년 동안 여러 국가에서 도입될 것으로 예상되거나 도입되었다. 이러한 도구에는 유럽 연합에 의해 정의된 "제품 환경 발자국(Product Environmental Footprint: PEF) 또는 제품의 탄소 발자국(Carbon Footprint)을 포함하는 프랑스 입찰자와 같은 국가 규정이 포함된다. 현재 유럽연합에서는 지속 가능하지 않은 제품을 배제하기 위한 최소 의무 요건을 규정한 EU의 "에코 디자인"[56]과 같은 법적 구속 규정을 포함한 다국적 정책이 추가 논의되고 있다[55]. 또 다른 규제 옵션은 제품의 에너지 관련 성능에 관한 명확한 진술을 요구하는 "에너지 라벨링(Energy Labelling)"이다[57]. 고려되고 있는 다른 가능성들은 지속 가능한 제품을 생산하는 제조업체를 지원하기 위해 시장에서 제품의 최고 20 %를 차지하는 것을 목표로 하는 EU "생태 라벨(Eco Label)"을 통해 가장 지속 가능한 제품을 허가하는 시스템이다[58].

태양광 소재의 지속 가능성과 생태적 성능은 점점 더 중요해지고 있으며 곧 시장 규제와 규격에 포함될 수 있다. 구성요소와 소재의 영향이 미치는 범주뿐 아니라 태양광시스템의 지속 가능성 평가에 필요한 계산방법에 대한 정보는 IEA PVPS Task 12의 보고서 및 간행물에서 찾을 수 있다.

3.3 신기술 요건

3.3.1 결정질실리콘 웨이퍼 – 셀 기판

이 보고서는 태양광모듈 제조에 사용되는 패키징 소재를 주로 다루고 있지만, 오늘날 대부분의 태양전지 기판을 구성하는 결정질실리콘 웨이퍼와 관련된 소재 및 성능에서의 중요한 발전을 되돌아보는 것도 적절하다. 결정질실리콘 웨이퍼의 제조 순서는 세 단계로 나눌 수 있으며, 각각의 제조 순서는 지난 10년 동안 상당한 변화를 겪었으며 그 동안의 전반적인 비용 절감에 기여하였다.

실리콘 공급원료

2000년에 태양전지용 실리콘 웨이퍼의 유일한 공급원은 반도체 산업에서 폐기한 소재였다. 반도체 산업을 활성화하기 위해 초순수 실리콘 소재의 정련 공정이 개발되었다. 그 목적은 나노미터 크기의 트랜지스터 소자를 가진 집적회로를 제조하는 것이었는데, 여기서 문제는 소재의 불순물로 인해 발생하는 전기적 결함(예: 셉트)을 피하는 것이었다. 그 당시에 태양전지 산업은 그렇게 엄격한 순도 요건을 가지고 있지 않았다. Solar Grade Silicon(SGS)용으로 저렴한 대체 프로세싱 방안(SGC; 예를 들어 Upgraded Metallurgical Silicon)이 개발되었으며 최대 10,000 MT의 SGS 생산 용량을 확립하고 수 년 동안 운영되었다. 그러나 열 회수, 설비 투자 비용 절감, 비용 효율성 및 생산성 향상의 프로세스 개발에 힘입어, 고순도 실리콘 공급 원료를 위한 새로운 생산 설비가 공장당 30,000~40,000 MT의 규모로 작동되고 있다. 이러한 개발은 주로 중국에서 이루어졌으며, 전기값이 저렴한 지역에 위치해 있다. 이러한 공정개발 및 비용절감의 결과로, 2000년 이후 전 세계 순수 실리콘 공급 원료의 생산용량은 12배 증가하였으며, 제품 성능(순도)을 저하시키지 않고 제조원가를 최소 4배 이상 절감(약 30 USD/kg에서 2020년 7 USD/kg 미만으로)하였다[59].

결정화

실리콘 공급 원료는 태양전지에 요구되는 충분한 순도를 가지고 있지만 마이크로미터 크기의 수많은



결정으로 만들어진 이 소재의 취성(brittleness)은 태양전지 제조용 기판으로서의 직접적인 사용을 어렵게 한다. 첫째, 이 소재는 더 큰 결정립을 생성하기 위해 제어된 조건에서 용융시키고 재결정화시켜야 하며, 또한 입계(grain boundary)와 포인트, 라인, 2D 또는 벌크 같은 결정상의 결함이 없어야 하는데, 이들 결함은 재결합(recombination)의 중심으로 작용하고 태양전지 성능을 제한한다.

직경 300 mm에 무게 200 kg 이상의 단결정을 키울 수 있는 반도체 산업계의 기술이 태양광산업으로 이전돼 이론적으로 상한선에 가까운 태양전지 효율을 얻을 수 있는 능력을 입증하였다. 센티미터 크기의 단결정 입자(grain)를 가진 다중결정 잉곳을 만들 수 있는 보다 간단하고 비용 효율적인 주조 방법도 개발되었으며, 수년 동안 동일한 시장에 공존해 왔다[60]. 최근까지 가장 일반적인 태양전지는 알루미늄 후면전계(AI-BSF) 구조에 기반을 두고 있다.

오늘날의 셀 구조는 PERC, PERT 및 Topcon 변형 셀에 의해 지배되고 있기 때문에, 다중결정 웨이퍼는 단결정 웨이퍼와 동일한 수준의 셀 성능을 보장할 수 없다는 것이 명백해졌다. 따라서 결정질실리콘 태양전지는 단결정 제품으로 빠르게 전환될 것으로 예상된다. 태양전지용으로 생산된 잉곳의 가장 중요한 성능 파라미터는 순도(결정화 과정 중 용해된 실리콘에 불순물이 스며드는 낮은 수준의 오염), 결정 결함의 부족(예: 광유도 저하로 이어질 B-O 복합체) 및 용융 온도에서 잉곳을 냉각시키는 동안 온도구배 제어를 통한 응력 제어이다. 실리콘 잉곳의 가장 중요한 품질 보증 특성 파라미터는 준안정 상태 광전도성(quasi steady state photoconductivity: QSSPC) 또는 마이크로파 검출 광전도성 붕괴(microwave detected photoconductive decay: μ -PCD) 방법에 의해 결정되는 소수 캐리어(minority carrier)의 수명이다.

웨이퍼링

태양광산업 초기에는 내경(inner diameter) 톱을 사용해 실리콘 잉곳을 0.3 mm 두께의 원형 실리콘 웨이퍼로 한 번에 하나씩 잘라냈다. 오늘날 웨이퍼는 와이어 톱을 사용하여 0.18 mm 두께로 잘라지며, 강철 와이어는 전기로 도금된 니켈을 사용하여 다이아몬드로 코팅하고 물을 냉각 매체로 사용한다. 이 공정은 90년대 후반 태양광 산업을 위해 개발된 대체 와이어 절단 방식을 전면 대체할 것인데, 이전에는 황동(brass) 와이어에 실리콘 카바이드(SiC) 입자로 만든 연마재 그릿과 냉매로 폴리에틸렌 글리콜을 사용하였다.

와이어 톱은 더 얇은 웨이퍼도 쉽게 절단할 수 있기 때문에 웨이퍼 두께는 대부분 태양전지 제조사양에 따라 결정된다. 그러나 얇은 웨이퍼는 연성(ductile)이 되어 셀 프로세스 단계 간에 쉽게 이송되지 않고 카세트에 삽입될 수 없다. 절삭 공정 후 웨이퍼는 습식 화학공정으로 세척하면 톱에 의한 손상 및 표면 아래에 있는 미세 균열이 제거되어 마무리된 셀의 광학적 성능을 향상시킬 수 있다[61, 62].

수년 동안 단결정 웨이퍼와 다중결정 웨이퍼의 표준 크기는 동일하여(웨이퍼 길이는 156 mm가 가장 흔함) 셀 제조 시에 웨이퍼 간의 융통성도 가능하였다. 지난 몇 년 동안 중국의 주요 웨이퍼, 셀 및 모듈 제조업체는 웨이퍼 크기에 대한 이러한 합의에 어려움을 겪어 왔다. 더 효율적인 셀은 태양전지에서 더 높은 전류가 발생한다는 것을 의미한다. 따라서 전류와 관련된 전기적 손실을 제한하는 간단한 방법은 셀을 반으로 자르고(half-cell), 모듈 내의 스트링 당 half 셀의 수를 두 배로 늘리는 것이다. 일단 이 새로운 개념의 분할 셀이 가능하게 되면, 셀을 1/3 혹은 1/4로 나눌 수 있게 되고, 이것은 또한 오늘날의 일반적인 크기인 156 mm² x 156 mm² 보다 훨씬 더 큰 웨이퍼도 수용할



수 있게 된다.

현재 다양하게 새로운 웨이퍼 크기가 홍보되고 있는데, $156.75 \text{ mm}^2 \times 156.75 \text{ mm}^2 @ \phi 205 \text{ mm}$, $166 \text{ mm}^2 \times 166 \text{ mm}^2 @ \phi 223 \text{ mm}$ 또는 $182 \text{ mm}^2 \times 182 \text{ mm}^2$ 셀은 LONGi사가, 더 큰 사이즈는 Kwafoo사가, 그리고 $210 \text{ mm}^2 \times 210 \text{ mm}^2 @ \phi 295 \text{ mm}$ 는 Zhonghuan Semiconductor에서 추진하고 있다[63]. 표 2는 M0에서 M12까지 유효 웨이퍼 크기 면적뿐 아니라 웨이퍼 크기의 변천을 나타낸 것이다[64].

표 1: M0 에서 M12 까지 웨이퍼 크기의 변천 [64].

셀 이름	웨이퍼 크기 mm	유효 웨이퍼 면적 mm^2
M0	156	24092
M1	156.75	24383
M2	156.75	24426
M3	158.75	24991
G1	158.75	25199
M4	161.70	25805
M5	165	26726
M6	166	27410
M8	185	34212
M9	192	36862
M10	200	39997
M12	210	44096

태양광산업에서 사용되는 웨이퍼의 가장 중요한 기능적 성능 파라미터는 표면 모폴로지 및 표면 이하에서의 결정의 손상, 총 두께 변화, 구부러짐과 테이퍼(bow & taper), 내부 응력 및 파괴 강도 등의 기하학적 파라미터이다.

3.3.2 새로운 셀과 상호연결 기술

새로운 셀 구조는 새로운 셀 상호연결 방식을 필요로 한다. 따라서 봉지재와 연결 와이어/리본 사이의 상호작용도 고려해야 한다(예: 부식 또는 변색을 유발하는 봉지재에 의해 가해지는 열기계적 응력 및 화학적 상호작용 또는 비호환성[65, 66]). 일반적으로 패키징 소재가 셀 기술 유형(예: 알루미늄 후면전계(AI-BSF) 또는 passivated emitter rear contact(PERC))에 미치는 영향을 조사하고 계면(잠재적 열화 모드)에서의 상호작용을 보다 상세히 연구하는 것이 주된 관심사이다.

실리콘 이종접합 셀(Silicon heterojunction cells: SHJ)은 유망한 고효율 셀 개념 중 하나이다[67, 68]. 하지만 SHJ 셀은 $250 \text{ }^\circ\text{C}$ 이상의 온도를 견딜 수 없으므로 SnPb 코팅 리본을 사용하는 표준 솔더 프로세스는 사용할 수 없다[67, 69]. 따라서 비스무트[67], 전기 전도성 접착제[70] 또는 스마트 와이어 기술(예: SWCT)[71]에 기반한 무연 저온 솔더와 같은 다른 상호연결 방식을 사용해야 한다(그림 4 참조). 현재 납 기반 솔더로 코팅한 Cu 리본이 주류를 이루고 있지만, 가까운 장래에 무연 솔더 리본, 전도성 접착제 및 멀티 와이어가 SHJ 셀의 증가와 병행하여 중요해질 것으로 예상된다[2].



후면접촉 태양전지(예: IBC, MWT)의 경우, 표준 생산 장비로는 리본 기반 상호연결 기술을 적용하기가 어렵다[72]. 또한 리본 부착 중의 셀 뒤틀림은 극복해야 하는 문제이다[73]. 따라서 구조화(structured) 전도성 포일을 사용하는 것이 일반적이다. 여기서 이 백시트의 내부 층은 구리 또는 알루미늄이다. 그런 다음 레이저 용접 또는 전기 전도성 접착제를 통해 셀과 연결이 이루어진다. 또한 여기서 전도성 백시트, ECA 및 봉지재 간의 호환성이 확보되어야 한다[74, 75].



그림 4: SWCT™에 의해 상호연결된 양면형 SHJ 셀로 구성된 스위스 Neuchâtel의 개조된 CSEM 건물의 SWCT-CSEM 파사드-반투명 파사드.

3.3.3 새로운 모듈 설계

모듈 소재 및 구성요소에 대한 새로운 기술 요구사항은 규격화된 구성요소를 가진 기존의 모듈 설계가 충족하지 못하는 매우 명확한 사양을 가진 활용 중심의 모듈 개념에서 비롯될 수도 있다.

태양광모듈이 기후대별로 성능이 다르고 열화가 다르게 일어남에 따라 특별한 환경 조건에 맞는 모듈 개발이 연구개발의 추세가 되었다[66, 76–79]. 사막 환경의 경우, 오염과 마모, 높은 자외선과 고온 사이클링이 주요 난제이다[80]. 한 가지 언급할만한 계획은 칠레의 아타카마 사막용 태양광모듈 개발인데[81], 이 곳은 전 세계적으로 가장 가혹한 작동 조건 중 하나이다[82]. 여기에서 필요한 내구성과 올바른 조합을 찾기 위해 유리, 셀 및 상호연결 기술과 봉지재에 대한 다양한 접근법이 시험되고 있다[80, 81, 83]. 열대 기후용 모듈은 높은 습도를 견뎌야 하며[77, 78], 또한 종종 흐린 하늘로 인한 부분 음영으로 인해 발생하는 더 높은 온도 사이클링 부하도 견뎌야 한다[84]. 북극 또는 고산 지역용 태양광모듈은 종종 폭설과 바람 하중 하에서의 응력에 의한 영향과 태양전지 파손을 줄이기 위해 두꺼운 유리나 실리콘 기반 봉지재를 사용하여 생산된다.

기후 스트레스 영향 다음으로 마이크로 기후 부하도 관련될 수 있는데, 예를 들어 농업 환경의 태양광모듈 또는 부유식 태양광시스템이 여기에 해당될 수 있다. 농업 부분에서 암모니아에 대한 태양광모듈의 저항력은 널리 연구되어 왔다[85–87]. 부유식 태양광에서 수분 침입, 부식 및 오염은 해결이 필요한 잘 알려진 문제이다[88]. 그러나 이러한 활용 목적에 맞는 전용 모듈은 현재 전체 시장에서 차지하는 점유율이 낮다[2].



건물일체형 태양광(BIPV) 모듈은 에너지를 생산하는 전기 요소일뿐만 아니라 건축자재이기 때문에 내화성, 강도(특히 다층 주택의 파사드에는 두꺼운 유리창이 필요), 유리 파손 시 안전성(대부분 PVB 봉지재와 결합된 안전유리)은 물론 장기적인 안정성과 관련한 특별한 요건을 충족해야 한다. 지붕이나 파사드는 보통 수명이 50 년이기 때문에 BIPV 또한 건물의 나머지 부분과 비슷한 수명을 가져야 한다. 도심 환경에서 BIPV 가 자주 사용되는 만큼 모듈의 미적 외관도 중요한 요소이다. 따라서 BIPV 모듈은 종종 표준 모듈과는 다른 모양, 색상 및 외관(예를 들어 샌드 블래스팅으로 창유리의 표면 개조)으로 출시된다. 색상의 변화는 성능에 부정적인 영향을 미치는데, 인쇄 혹은 코팅된 전면 유리나 컬러 봉지재는 10~15 %의 성능 손실을 초래한다(5~50 %의 손실도 가능[89]). 색소가 있는 폴리머뿐만 아니라 컬러 코팅과 프린트의 신뢰성은 여전히 장기 연구의 대상이다. 태양광 구성 요소와 부착된 건축 소재, 접착제 및 장착 화합물과의 상호작용 역시 비교가능성과 신뢰성 확인 시험이 필요하다.

일부 활용분야의 경우, 태양광모듈의 무게는 장애물로 작용한다. 이는 인공위성용 태양전지와 같은 몇몇 특별한 용도에서 명백하다. 이러한 특수 분야 활용 시 요구 사항은 일반적으로 매우 구체적이며, 제품은 종종 값비싼 소재와 맞춤 설계를 기반으로 한다. 그러나 경량 태양광모듈은 활용분야도 더 넓다. 수많은 상업용 건물들은 비용상의 제약 때문에 구조적 측면에서 여분의 수용 용량이 거의 또는 전혀 없이 설계된다. 그러므로 경량 모듈은 허용 중량을 충족하여 이 시장에 접근할 수 있으며 지붕 설치 역시 가능하다. 또한 주차장 지붕 또는 BIPV 용의 구성 요소와 같은 일부 혁신적인 태양광시스템 솔루션[90] 혹은 차량 일체형 태양광에서도 경량 모듈이 유용할 수 있다.

경량 태양광 모듈의 주요 과제는 기계적 안정성과 우박 저항력을 유지하면서 유리 전면시트를 대체하는 것이다 [91–93]. 결정질실리콘 셀의 경우 유리섬유 강화 복합 구조[94–96]에서 격자 지지[91]에 이르는 다양한 접근법이 구현되었다. CIGS 와 같은 박막 기술에는 유연성 기판 및 폴리머 전면시트가 적용되었다[97, 98]. 평평한 경량 모듈은 정적 중량에 제한이 있는 건물 지붕에 부착하는 태양광에 주로 사용되는 반면, 곡선 또는 자유스런 형태의 패널은 BIPV 및 차량에 사용된다.

모든 모듈 설계의 공통 과제는 전체 수명 동안 모든 층의 접착과 사용된 소재의 호환성을 보장하는 것이다. 최악의 경우 설치 몇 년 후 원치 않는 상호 작용에 의해 대규모 박리 또는 새로운 소재의 열화가 발생할 수 있다.

3.4 새로운 소재와 모듈 설계의 영향 및 결과

3.4.1 새로운 소재의 특성분석: 상호작용과 새로운 열화 모드

소재군마다 약점과 강점이 있는 것으로 알려졌다. 예를 들어: 가장 많이 사용되는 봉지재인 EVA 는 완벽한 봉지에 필요한 대부분의 조건을 충족시키는 값싼 범용 제품이지만, 작동 중 부식 및 탈염 유발 시 아세트산을 생성하는 단점도 있다 [9,78]. 봉지재로서 EVA 를 polyolefin 으로 대체하면 아세트산 형성 문제를 해결할 수 있지만, 비극성(non-polar) polyolefin 이 유리, 셀 및 백시트에 접착됨에 따라 새로운 잠재적인 문제/과제가 발생하게 된다[52].

또한 오랫동안 확립된 복합 소재 합성물(태양광모듈로서)에서 하나의 구성 요소/소재를 교체하면 원치 않는 소재의 비호환성이 발생하여 첨가물이 이동하거나 계면에서 유해한 화학반응이 발생하여



변색[66, 99] 혹은 박리[100]로 이어질 수 있다. 따라서 새로운 소재는 시장에 소개되기 전에 모든 잠재적 스트레스 요인 및 스트레스 요인 조합(예: 가속화 노화 시험)에 대해 최종 제품의 소재 복합체로 시험하는 것이 중요하다[52, 101].

관측된 소재 상호작용과 태양광모듈 열화모드와의 관계에 대한 자세한 설명은 이전 IEA Task 13 보고서에서 찾을 수 있다[66].

태양광모듈의 폴리머의 비파괴 소재 특성분석을 위해 휴대용 UV-형광 램프[103]뿐만 아니라 IR, NIR, Raman 분광기[102]와 같은 스펙트럼 분석 기법을 현장과 발전소 운영 중에 적용할 수 있다. 또한 현장에서 태양광모듈의 전기적 기능 결함을 식별하기 위해 휴대용 전계발광(EL) 도구와 적외선 서모그래피 카메라[66, 104]를 사용할 수 있다.

노후 모듈의 불량분석 및 불량모드의 식별은 종종 현장에서 직접 수행할 수 없어 전기적 및/또는 화학적 물리적 실험실에서 상세한(파괴적) 분석을 필요로 한다[6, 7]. 태양광모듈에서 심각한 결과를 초래하는 소재 손상의 한 예는 PVDF 포함 혹은 폴리아미드 기반 백시트의 심각한 균열이다[105, 106]. 이 결함은 현장에서 육안으로 확인이 가능하지만 상세한 분석은 인접 봉지재뿐 아니라 백시트의 화학적, 물리적, 열기계적 특성분석과 그 분해 모드를 포함한다.

3.4.2 모듈 시험 절차와 규격화에 미치는 영향

대형 웨이퍼를 지향하는 추세로 인해 크기가 더 큰 모듈이 출시되는데, 이 모듈의 대부분은 펄스형 및 정상상태 솔라 시뮬레이터, 기후 챔버 혹은 기계적 특성 시험용 장비와 같은 태양광 시험기관의 기존 시험 장비에 맞지 않다. 따라서 성능 및 안전 규격과 건물일체형 태양광 규격 IEC 63092 [107]에서도 선택은 초대형 모듈 대신 일부 반복 부품을 제외한 모듈의 모든 구성요소를 포함하는 "대표 시료"를 시험할 것으로 예상된다. 그러나 현재 명확한 정의가 누락되어 있으며, 더 작은 크기의 시험 대상으로부터 도출된 시험 결과를 크기가 다른 클래스의 모듈에 대해 어떻게 외삽하고 이후에 제조하고 적용할 수 있는지 알지 못하고 있다. 현재 재시험 지침[108]에서는 모듈의 크기(또는 면적)가 이전에 시험한 모듈보다 20 % 이상 클 경우 재시험해야 하지만, 두 설계 모두 동일한 "대표 시료"를 가질 수 있다. 건물일체형 태양광모듈의 특징과 관련된 표준화 과제는 IEA PVPS Task 15 보고서[109]를 참조할 수 있다.

새로운 BIPV 모듈 개념의 특성분석과 시험

단순한 에너지 생산을 넘어 설계 및 다기능 특징을 제공할 수 있는 건물일체형 태양광시스템에 대한 수요가 증가함에 따라 향후 몇 년 동안 해결해야 할 주요 과제와 함께 BIPV 분야에 커다란 변화가 요구되고 있다[110]. 기술 개발, 디지털화 및 프로세스 혁신이 증가함에 따라 이러한 시스템은 일반 건설시장에서 점진적으로 구현되어야 하며, 이를 통해 제로에너지 빌딩(Zero Energy Buildings)을 거의 달성할 수 있을 것이다. 이들 BIPV 자재는 에너지만 생산하는 것에서 열 및 방음, 태양열 제어, 화재 시 안전 등 건물 외피에 필요한 많은 기능을 집적할 수 있는 다기능 제품으로 진화하고 있다.

그러나 건물시장에 진입하기 위해서는 BIPV 제품이 품질, 안전성 및 신뢰성 요구사항 준수뿐만 아니라 비용 효율성 등 여러 목표를 충족해야 한다. 또한 제품 표준, 산업 표준 및 건물에서의 설치 및 사용 유형에 대한 특정 규칙이 재정비되어야 한다. EN 50583-1:2016[111] 및 EN 50583-2:2016[112]



규격은 건축자재로 사용되는 태양광모듈에 대한 특성 및 적용 가능한 규제 프레임워크를 정의함으로써 이러한 방향으로의 첫발을 내디뎠다. 그럼에도 불구하고, 현재의 규제 프레임워크는 표준 태양광 또는 다른 한편으로는 BIPV에 특별히 적용된 새로운 시험 절차를 제안하지 않고 "비활성" 건물자재에 대해 만들어진 규격을 모으고 있다. 이 주제는 IEA PVPS Task 15의 subtask E 하에서도 다루어지고 있다[113].

건축가 및 설계자의 요구사항에 따라 현대 건축에서 태양광에 능동적인 표면의 설계, 구성 및 형식이 점점 더 중요해 지고 있다. 검증된 태양광기술(예: 결정질실리콘 및 박막)을 사용하여, 컬러, 패턴 또는 프린팅 솔루션, 텍스처링한 창 표면, 크고 작은, 직사각형 또는 비정규화된 크기의 형식들이 개발되고 있다. 또한 태양광모듈 패키징 층에 사용되는 다양한 소재 구성(일반적으로 유리 기반)은 건물 외피를 위한 완전한 통합 건설 솔루션과 결합되며, 경우에 따라서는 건물시장을 위한 첨단 및 조립식 솔루션도 신규 및 개보수 모두에서 포함한다. 오늘날 제조 측면에서도 공고해져 가고 있는 이러한 추세는 기존 건물과 새로 건설된 건물의 빠른 재구성과 에너지 효율 향상에 기여할 수 있다.

기존의 태양광모듈은 IEC 규격, IEC 61215-2:2016 [114] 및 IEC 61730:2016 [115]에 따른 전기 기술 인증 및 CE 마크의 대상이 된다. 건설자재로서 BIPV 모듈은 전기 기술 규격과 건설자재 규정 CPR 305/2011[116]을 모두 준수해야 하며, 이에 따라 모든 건축자재는 European harmonized standards에 명시된 필수 건강 및 안전 요구 사항의 준수 차원에서 CE 마크를 부착해야 한다. 구체적으로 EN 50583:2016[111]은 BIPV 제품 적격성을 위한 기본 원칙과 장착 범주 및 주요 소재에 따라 BIPV 제품과 관련된 전기 기술 및 건물 규격의 모음을 제공한다. 당초 평가된 설계를 따르거나 수정이 필요한 맞춤형 제품 또는 태양광 모듈의 경우, 형식 승인, 설계 및 안전 적격성을 유지하기 위해 IEC 61215[114] 및 IEC 61730[115] 재검사 지침에 따라 일부 관련 성능 및 안전 요건을 재시험해야 한다.

아래에서는 BIPV의 아키텍처 통합 설계의 동인으로 아래에 설명된 대로 맞춤형 BIPV 제품 정의의 5가지 주요 사용자 지정 전략(그림 5)을 고려한 다양한 사용자 지정 가능성에 대해 논의한다.

아래 논의에서는 BIPV의 건축적인 통합 설계의 원동력으로 맞춤 제작 BIPV 제품의 정의에서 다섯 가지 주요 전략을 고려한 다양한 고객 맞춤 가능성에 초점을 두고 있다.

1. 새로운 셀 특징과 태양광기술
2. 전기적 배치
3. 패키징 층
4. 고객 맞춤 치수
5. 건설적인 솔루션

중요한 관심사는 맞춤형 BIPV 모듈의 에너지등급이다. 전기 및 열 성능(태양전지 위 투과도의 균일성, 핫스팟 유발 회피, 모듈 온도 제어 등)과 맞춤 설계의 호환성을 확인하기 위해서는 측정이 필요하다. 특수 BIPV/BAPV 및 양면형 모듈에 대해 IEC 61853-1 및 IEC 61853-2[117, 118]과 같은 표준 시험 프로토콜을 제안한다. 가능한 각 맞춤 전략에서 건물과 태양광시스템에 대한 가능한 영향도 파악된다. 고객 맞춤은 건축 기능(예: 심미성 및 에너지 성능 개선, 비용 이점, 에너지수율 및 효율성 향상 등)과 건설 요구 사항(치수 유연성, 손쉬운 장착, 안전 및 신뢰성, 열 안정성 및 안락함, 화재 안전, 기후 보호, 유지관리 및 시간에 따른 내구성 등) 충족을 포함한 다양한 수준에서의 선택과 결과를 의미한다.

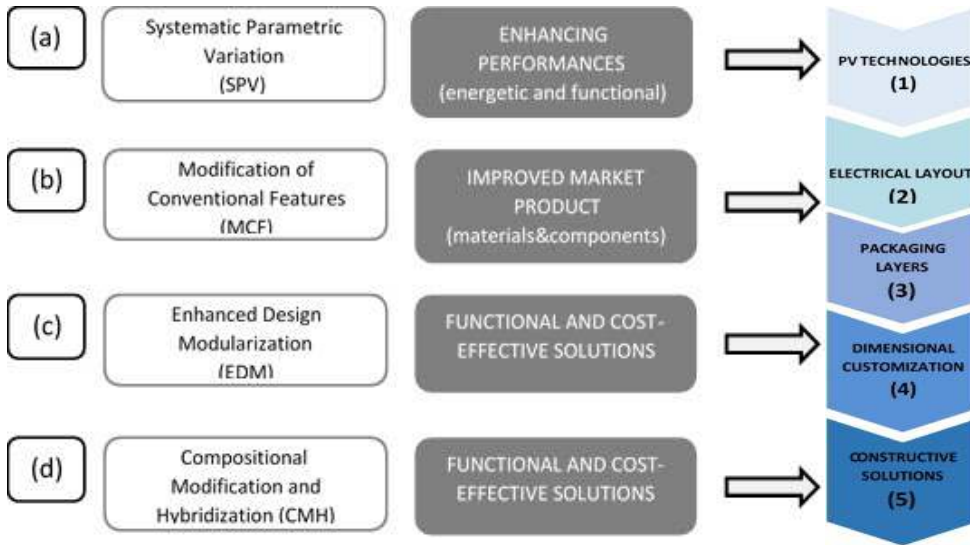


표 5: 맞춤형 BIPV 제품의 정의에서 주요 사용자 지정 전략.

건축적 기능성

건축 설계는, 예를 들어 인식도가 낮은 BIPV 모듈 표면의 질감, 균일성, 색조 모방, 기술 모방 등의 특별한 외관을 필요로 하는데, 이는 마운팅과 프레임 가능성과 관련된 측면(프레임 또는 프레임이 없는 BIPV/BAPV), 제조와 유지관리 비용 관련 측면(예: 마운팅 시스템, 고정 장치 및 조인트)에 대한 것이다. 예를 들어, 다른 프레임이나 마운팅 시스템(예: 수직과 수평 부분이 보이는 수직 파사드 시스템 또는 솔라 클래딩에 의해 가려진 수직 파사드 시스템)은 오염, 눈이나 물의 축적, 공기 환기, 시스템의 에너지 생산과 건물의 유지관리 비용과 관련된 측면 모두에 크고 작은 영향을 미칠 수 있다.

건설 요건

건물의 외피 시스템으로서의 BIPV는 유럽 건설 자재 규정 CPR 305/2011에 명시한 대로 건설 요건과 관련되는 개발 및 적격성 접근법을 의미한다. 주요 요건 중 기계적 안정성 또는 구조적 무결성(비, 눈, 바람, 우박); 화재 및 소리 특성; 열화 또는 신뢰성, 에너지 절약 및 열 유지(열 균형, 온도 효과에 미치는 영향)와 관련된 측면을 고려할 수 있다. 모든 필수 요건은 CPR 305/2011 [116]의 Annex I에 명시되어 있으며 건물 구성 요소에 적용되는 조화된 규격과 규칙에 자세히 설명되어 있다.

3.4.3 규격화를 위한 새로운 요구사항

70년대(미국 JPL Block Buys I-V)와 80년대 초반(EU Spec. 501-503)에 시작된 태양광모듈 성능 및 안전을 위한 규격 시험의 개발은 문헌 [119]에 요약되어 있다. 국제 전기 위원회(IEC)는 1981년에 "태양광에너지시스템(Solar Photovoltaic Energy Systems)" 기술 위원회 TC 82를 설립했다. 태양광은 글로벌 시장이기 때문에 대부분의 태양광 규격은 하향식으로 개발되는데, 43개 국가 위원회의 지원을 받는 TC 82는 태양광 관련 규격 대부분을 제안, 개발 및 발행하고, 이는 이후 초국가와 각국의 표준화 기구에 의해 채택된다. 아태지역, 미주지역, 유럽으로부터의 500명 이상 전문가들이 TC 82 내에서 협력하고 있으며, 연구 그룹은 물론 산업계도 참여하고 있다.

IEC의 중앙 사무소(CO) 표준화 관리 위원회(SMB)는 "TC 82가 프로젝트 수 측면에서 IEC에서 가장 큰 작업 프로그램을 가지고 있다고 언급하고 있다. TC 82 출판물은 IEC CO 판매 통계에서 2018년



7월부터 2019년 6월까지 모든 IEC TC/SC 중 두 번째로 많았다[120] 2020년 8월, 150개의 태양광 규격이 발표되었으며, 현재 75개가 개발 중에 있다.

태양광 규격의 거의 절반은 모듈에 초점을 맞추고 있으며, 공개된 규격의 1/3과 개발 중인 규격의 1/4은 구성 요소 및 소재 특성화와 내구성에 초점을 맞추고 있다. 새로운 규격뿐만 아니라 이미 시행되고 있는 규격들의 개정판도 태양광시스템과 태양광모듈 개발이 매우 활발하게 진행되고 있다는 것을 보여준다. 일반적으로 태양광 규격은 소급 가능하고 재현 가능한 측정 및 특성화 절차를 포함하여 셀, 소재와 구성요소부터 시스템 및 그리드 통합에 이르는 전체 가치사슬을 따라 품질과 신뢰성에 중점을 둔다. 하지만 잘 확립된 태양광 모듈의 시험 절차라도 다음과 같은 단점이 있다.

- 시험은 주로 초기 불량모드(설계 결함, 초기 불량)를 감지할 수 있지만, 다른 기후 및 작동 조건 하에서 장기간 옥외 설치된 모듈에서 발생할 수 있는 불량과는 그 관련성이 느슨하다.
- 시험은 알려진 소재와 기존 소재로부터 불량을 감지하도록 설계되었다. 새 소재는 시험이 탐지하지 못하는 불량이 있을 수 있다.
- 시험은 처음에는 중간 기후 조건에서 제한 없이 열 방출이 가능한 용도로만 설계되었다[121].
- 모듈 제조, BOM 및 조립(예: 셀 상호연결 기술)의 변경은 기존 시험 절차에서 다루지 않는 새로운 불량모드도 야기할 수 있다.

최적의 태양광모듈 시험 설계는 뚜렷이 구분이 되는 하나의 불량모드를 정확하게 커버/도발하는 방식으로 각 시험 절차를 명시한 것으로 가정했다. 만약 설치 현장에서 새로운 불량모드가 관찰되면 새로운 시험 절차를 설계하고 시험 사양에 추가해야 한다. [122]의 표는 일반적인 모듈 불량모드와 표준 순차 테스트 루틴이 그러한 고장을 어떻게 감지할 수 있는지를 보여준다. 표 3은 이를 반복하고 추가 불량 및 테스트 절차를 추가하여 확장시킨 목록이다. 이 표를 보면 필드에서의 불량과 테스트 절차 간에 1:1 관계는 거의 이루어지지 않는 것이 분명하다.

모듈 유형 및 안전 적격성 규격 시리즈 IEC 61215 [114, 123–127]와 IEC 61730 [115, 128]의 최신판이 2016년에 발행되었다. 그 당시, 기술과 시험 절차의 발전 추이를 더 잘 반영하고, 요구조건을 수평적인 규격(예: 절연 조정 IEC 60664-1 [129])과 일치시키기 위해 주로 전체 구조가 변경되었다. 동시에 IEC 62788 시리즈[130–138]의 소재에 대한 새로운 시험 절차와 기존 표준에서 다루지 않지만 알려져 있고 현장에서 새로 감지된 불량모드에 대한 새로운 시험 절차(예: 퍼텐셜 유도 열화에 대한 IEC TS 62804 시리즈[139, 140]) 또는 동적 기계적 부하 능력에 대한 시험 절차 IEC TS 62782 [141]가 개발되었다. 원래 의도는 단일 태양광모듈 설계가 모든 목적과 환경에 적합해야 한다는 것이었지만, 암묵적 용도는 중간 기후에서 (표준) 오픈 랙 장착에 초점을 맞추었다. 제안된 규격 시리즈 IEC 62892 4개 part를 사용하여 서로 다른 기후에서 모듈의 등급을 지정하려고 했지만, 최종적으로 3개의 part는 취소되고 지역 기후 및 온도 변동과 관련된 하나의 문서 - IEC 62892 태양광모듈의 확장 열 사이클-시험 절차(Extended thermal cycling of PV modules-Test procedure) - 만 발간되었는데, 실제적으로 이는 솔더 본드의 열기계적 피로에만 유용하다.

제한받지 않는 공기 흐름을 가진 모듈이 85 °C 미만의 매우 더운 기후에서도 작동하지만, 이 온도는 모듈 적격성 시험에서 사용되는 온도이기 때문에 더 높은 온도 적용 목적의 추가 규격으로 “고온 작동용 태양광모듈, 구성 요소 및 소재의 적격성 지침(Guidelines for qualifying PV modules, components and materials for operation at high temperatures) IEC 63126 이 개발되었다[143]. 이 규격은 더 높은 온도 수준인 레벨 1과 레벨 2에서 작동하는 모듈에 대해 수정 시험절차를 제공한다. 이러한



수준은 98 %의 분위수(quantile) 작동 온도, 즉 모듈이 연간 175.2 시간 동안 초과하는 온도로 정의된다. 이 98 %의 분위수가 $\leq 80^{\circ}\text{C}$ 를 초과하지 않으면, 수정 없이 80°C 미만에서의 표준 시험으로 충분하다. 수준 1 은 98 % 분위수가 80°C 까지인 것이고, 수준 2 는 98 % 분위수가 90°C 를 초과하지 않는 경우에 적용된다.

모듈 유형 및 안전 적격성 시험은 시험기관 및 제조업체에서 필요한 장비를 사용할 수 있도록 잘 구축되어 있다. 여러 시험기관, 제조업체, 재보험 및 엔지니어링 회사에서 여러 가지 "확장 시험" 절차가 제안되었는데, 예를 들어 [144], DuPont[145] 및 Product qualification Program of PVEL [146]은 모두 8 개의 병렬 시험 시퀀스를 가지고 있지만 제시한 절차는 서로 다르다.

현재 개발 중에 있는 IEC TS 63209(-1) "위험 분석을 위한 태양광모듈의 확장 스트레스 시험(Extended-stress testing of photovoltaic modules for risk analysis)"[147]은 기존의 확장 시험 프로토콜의 다양성을 표준화하는 것을 목표로 하며, TC, (D)ML, UV, DH 및 PID 에 대해 (현재) 5 개의 병렬 테스트 시퀀스를 가지고 있다. 기계적 하중과 UV 시퀀스에서도 가능한 균열을 열고 열기계적 응력, 그리고 수분이 패키징 내로 들어가면 서리(frost)로 박리를 강제할 수 있게 TC와 HF 를 적용한다.

IEC TS 63209-2 "폴리머 구성부품 소재와 패키징 세트의 내구성 특성분석(Durability characterization of polymeric component materials and packaging sets)"[148]은 구성부품 및 쿠폰 수준 시험별로 모듈(또는 미니 모듈) 시험을 지원하게 되는데, 예를 들어 IEC 62788 시리즈 내 관련 모듈 소재 규격에 정의된 Xe-arc 램프에 의한 UV 시험은 높은 조사량 조건에서 옥외 적용과 비교할 때 적절한 자외선 선량을 달성하는데 매우 긴 시험 시간(2,000, 4,000, 최대 16,000 h, 즉 2 년)을 필요로 한다.



표 3: 순차적 모듈 시험절차와 공통 불량모드와의 상관관계. [122]에서 업데이트됨.

규격	IEC 61215-2 Ed2, IEC 61730-2 AMD 1 Ed2								61701	NP 82		
	TC	DH	HF	UV	ML	DML	Hail	BPT	62716	62979	1771	
시험절차/ 불량모드									62804 PID	NaCl NH ₃	BPR	LeTID
박리		x	x	x					x			
봉지재 접착과 탄성		x		x								
J-Box 접착	x	x	x									
셀 파손 c-Si	x				x	x	x					
상호연결 리본 절단	x				x	x						
유리 파손	x				x	x	x					
연결이 개방(잠재적 아크)	x											
솔더 본드(잠재적 아크)	x				x	x						
부식(모든 기술)		x								x		
전기화학적 부식(박막)		x										
부적절한 가장자리 박리(박막)		x	x									
봉지재와 백시트 변색				x								
백시트 열화에 의한 접지 결함				x								
구조적 불량					x							
바이패스 다이오드 불량								x			x	
바이패스 다이오드 과열에 의한 봉지재와 백시트 소재의 열화								x			x	
특정한 부식(제빙 등)									x			
LeTID												x
PID									x			
양면형 계수 열화		x							x			



IEC TS 63209 [147, 148]의 두 부분 모두 결정질실리콘 셀을 사용하는 모듈 설계에만 초점을 맞추고 있으며 합격/불합격 기준과 결합하여 사용하도록 의도된 것은 아니지만, 모든 데이터가 보고될 것이다.

확장된 시험절차와 더 높은 작동온도를 위한 것과는 대조적으로 비표준 태양광모듈 시장이 존재하는데, 여기서는 신뢰도 요건이 다를 수 있으며 옥외 장기 노출 태양광발전 시스템보다는 더 낮다. 따라서 태양광 소비자 제품용 태양광 규격에 대한 작업이 시작되었는데, 이는 용도에 따라 모듈 적격성 시험의 일부는 면제해 주고, 낙하(drop) 시험 같은 일부는 추가할 수 있다.

IEC 61215 시리즈 Ed. 2 [150–155] 및 IEC 61730 시리즈 Ed. 3 [156, 157]의 새로운 Ed. 2의 초안이 현재 IEC 중앙 사무소에 최종 초안(FDIS)으로 제출될 것인데, 2021년에 출판될 것으로 예상된다. 이 초안에는 다음과 같은 항목이 포함될 것이다.

- IEC TS 60904-1-2 [158] 측정을 기반으로 한 명판 명세서를 포함한 양면형 모듈의 요건과 시험절차의 경우, 양면형 명판 조사강도(BNPI: 전면 1000 W/m², 후면 135 W/m²)를 사용하고, BNPI와 양면형 스트레스 조사강도(BSI: 전면 1000 W/m², 후면 300 W/m²)를 토대로 한 시험 수준을 사용한다.
- 유연한 모듈 설계용 성능시험
- PID 및 동적 기계적 부하 시험 포함
- 접속 배선함[159], 커넥터[160] 및 후면(및 전면시트)과 같은 구성 요소 시험에 대한 요구 사항을 추가한다 [161].

또한 새로운 IEC 61215에 PERC [162]의 빛과 온도 상승 유도 열화(LeTID) 시험을 통합할 계획이었으나, 현재 75°C에서 전류 주입을 사용하는 별도의 시험 절차가 개발되었기 때문에 추후 개정하여 IEC 61215 시험 진행흐름에 통합될 가능성이 있다.

표준 및 확장 시험절차의 단점은 단일 스트레스 수준 및 단일 수준의 조합 조건에서 시험이 수행되었기 때문에, 예를 들어 다른 스트레스 요인은 일정하게 유지한 상태에서 어떻게 열화율이 온도에 의존하는지에 대한 모델을 도출할 수 없다는 것이다. 따라서 시험 챔버 성능은 변화하는 환경 조건 하에 있는 옥외 서비스 수명에 외삽할 수가 없다. 예를 들어 European SOPHIA Research Infrastructure 프로젝트 내에서 이루어진 것과 같은 전체 매트릭스(whole matrix) 시험은 매우 정교한데, 그 이유는 많은 수의 모듈을 서로 다른 기후 챔버 간에 이동시켜야 하고 많은 수의 중간 측정을 수행하기 때문이다. 태양광모듈 서비스 수명 예측(service life prediction: SLP)은 현재 Task 13 subtask 1.4에서 작업하고 있다[163].

모듈 BOM과 제조 기술은 빠르게 변화하고 있으며 대량으로 빠르게 출시되고 있다. 가속 수준이 높기는 하지만 시험 지속시간이 긴 순차적 시험으로 명백히 구별가능 하고 현장 상황에 맞는 불량을 유발하도록 특수 시험 설계를 해야 하는지는 의문이다. “국제 태양광 품질 보증 태스크포스(International PV Quality Assurance Task Force: PVQAT)” <https://www.pvqat.org/> 와 “내구성 모듈 소재 컨소시엄(Durable Module Materials Consortium)” <https://www.duramat.org/> 에서는 새로운 설계와 기술 적용의 위험도를 줄이기 위한 목적으로, 특정 불량 메커니즘을 목표로 하는 대신에 자연 환경의



여러 스트레스 요인을 단일 시험에 결합하는 새로운 접근 방식이 개발되었다[164, 165]. 특정 불량모드를 일으키는데 사용되는 16 가지 순차적 및 주기적 순차 시험 방법을 개괄적으로 설명하는 기술보고서(technical report: TR)이 발행되었다. 이들 불량률의 특성을 분석하는데 동일한 계획이 적용되었으며, 해당 수준에서 소재, 쿠폰, 미니 또는 풀사이즈 모듈의 시험절차가 사용되었다.

복합 및 가속 스트레스 시험(Combined and Accelerated Stress Testing: C-AST)이라고 부르는 새로운 접근 방식은, 여러 개의 2 x 2 셀 미니 모듈의 병렬 시험용으로 새로 개발된 장비를 사용한다. 이 장비는 온도, 습도 및 빛을 광범위한 범위(온도 $-40^{\circ}\text{C}\sim+90^{\circ}\text{C}$, 상대 습도 5~95%, 2-sun Xe-arc 조사강도 소스)에서 조정할 수 있도록 개조된 기후 시험 챔버를 기반으로 한다. 전방과 후방의 물 분사, 모듈 아래의 빛 반사 구조, 기계적 부하 및 전기적 스트레스 장비(1500 V 시스템 전압과 역방향 바이어스, 저항 부하)가 추가되었다. 빛 조사와 암상태 I-V 곡선의 모니터링, 출력 측정, 누설 전류 모니터링 및 전계발광(EL) 이미징 용도의 현장 측정 장비가 동원된다.

자연 환경에서의 스트레스 상한선을 초과하지 않도록 다중 스트레스를 적용하는 아이디어와 함께 특정 기후(예: 열대, 대륙, 북극)와 모든 계절을 반영하는 시험 계획이 개발되었는데, C-AST는 곳은 날에도 상관없이 매일 적용할 수 있다. 이전에 사용한 시험과 비교하여, "기본적으로 설계에 구애받지 않는 시험 철학" 접근법으로 여러 현장 상황에 적절한 불량을 일으킬 수 있다. 이 구상은 다음 단계로 2개의 신규 작업 신청(New Work Item Proposal: NP)에 착수하는 것인데, 결합가속 스트레스 시험방법 – Part 1: 기후 챔버(Climatic chambers)는 C-AST 장비의 명세를 위한 것이고, Part 2: 스트레스 시험(Stress Tests)은 겨울, 봄, 열대 및 사막 환경의 높은 스트레스 적용을 목표로 하는 시험 진행흐름을 설명한다. 지금까지 제시된 결과는 매우 유망하지만, 이러한 기반시설은 현재 NREL에 있는 단일 장치로만 가용하기 때문에 TC82s WG2(Module Working Group)의 2020 봄 회의(온라인)에서 기술 사양서(Test Specifications: TS) 혹은 C-AST 접근방식과 함께 국제 규격(International Standards: IS)으로 추진하기 전에 더 많은 경험과 다른 연구소의 참여가 필요하다는 논의를 하였다.

C-AST는 현장에 적용하기 전에 가능한 불량이 탐지되도록 새로운 설계를 시험할 수 있는 방법이 있음을 보여준다. 그러나 시험 중 다중 스트레스 조건이 매우 복잡하기 때문에 이러한 시험절차를 통해 성능 열화 모델링에 유용한 파라미터를 추출할 수가 없다. 많은 산업과 활용처에서는 소자가 실제로 구축되기 전에 소자와 그 제조과정을 나타내는 가상현실을 설계하고, 모니터링 데이터와 이 "디지털 트윈"과의 비교를 통해 작동 거동을 확인하는 방향으로 나아가고 있다. 태양광산업에서 어떻게 이를 달성될 수 있는지는 공개 질의사항이다. 간단한 합격/불합격의 범위를 넘어 시험, 인증 및 재시험에는 디지털 모델링 접근법이 필요하다. 산업 4.0 및 건설에서의 디지털화를 지원하기 위한 XML-포맷 같이 사람과 기계가 읽을 수 있는 문서를 사용하는 보다 유연한 인증 방식에 대한 아이디어가 디지털 변환 및 "스마트 제조"를 지원하는 IEC 표준화 관리 위원회(SMB)에서 논의되고 있지만, 태양광모듈의 규격화에서는 이러한 논의가 매우 초기 단계에 있다.



4 첨단 소재, 구성 요소와 모듈의 신뢰성

4.1 프론트시트와 코팅

결정질실리콘 태양광 모듈과 대부분의 박막 모듈은 모두 강화한 소다석회 유리(SLG)로 만든 프론트 커버를 사용한다. 이는 일반 건물에 사용하는 창유리와 동일한 소재이다. 이 전면 커버는 다양한 전도성-, 투명 전도성- 및 반도체-층을 증착하기 위한 기판 또는 상판(superstrate)을 구성하는 박막 모듈 통합체의 한 부분이다. 결정질실리콘 모듈에 사용될 때의 주된 기능은 물리적 충격(우박)과 수분 침투에 대한 보호, 구조적인 안정성과 견고성(바람과 눈 부하에 대한) 및 상호 연결된 셀의 봉지화를 지탱하는 휨강도를 제공하는 것이다. 일반적으로 전면 유리에는 효율을 높이거나 에너지수율을 유지하기 위해 반사방지 또는 오염방지 코팅이 되어 있다.

4.1.1 태양광 유리

건축 산업에서 사용되는 것과 동일한 유형의 소다라임 유리는 21 세기 초 결정질실리콘 태양광모듈의 대량 생산 이래 전면 커버로 선호되었다. 이 소재는 잘 제정된 업계 표준에 따라 플로트 유리 용해로, 대형 유리 시트 절단, 가장자리 연마, 유리 템퍼링 및 최종 제품 품질 검사를 비롯한 가치 사슬에서 이미 성숙한 제조기술이 존재하기 때문에 충분한 양을 경쟁력 있는 가격으로 구입할 수 있었다.

태양광산업이 성숙하고 유리 소비량이 수십억 킬로그램으로 증가함에 따라, 태양광유리 전용의 생산 라인이 구축되었다. 이러한 태양광유리 라인의 최적화는 다음 사항에 중점을 두고 있다.

- **화학 성분**; 천연의 원료 자원(특별한 처리 없음)만 사용하면서 100 ppm 까지 저 철분 함량을 얻을 수 있는 측면. 산화 제 2 철(Fe_2O_3)이 바람직하지 않는 광학적 흡수를 유발하므로 Fe^{3+}/Fe^{2+} 비율을 줄이는 것이 목적이다.
- **표면 토폴로지**; 패턴이 있는 두 개의 금속 롤러 사이에서 뜨거운 유리를 굴러 만든 표면의 매크로 또는 마이크로 구조 측면.
- **시트 두께**; 일반적으로 1.6~3.2 mm 사이이며, 이는 해당 용해로 용융 체적이 요구되는 출력(유리 폭, 유리 두께, 추출 속도로 계산됨)을 초과하지 않아야 한다는 것을 의미하는데, 너무 큰 용융 체적은 열 손실 측면에서 비용이 많이 들기 때문이다.
- 용매 기반 화학 물질을 롤러 또는 스프레이 코팅 기계로 도포하여 상단에 반사방지 및/또는 오염방지 표면처리를 제공하는, 템퍼링 전 **청정실 작동 코팅 단계**의 도입
- 급냉 스텝의 과도한 냉각 용량 측면에서 유리 **템퍼링** 용해로, 냉각 용량이 열강화 혹은 템퍼드 유리의 강도를 좌우하는 벌크 장력에 대한 내장 표면 압축강도의 양을 결정한다.

태양광 유리의 가장 중요한 기능적 성능 파라미터는 충격 강도와 휨 강도, 또한 비법선 입사광에 대한 높은 투명도(마이크로 구조 표면 토폴로지와 반사방지 코팅 적용) 및 보통 두께 2 mm가 되는 저중량이다.



4.1.2 플렉시블 프론트시트

건물일체형 태양광발전(BIPV), 중량 제한이 있는 건물, 곡선 지붕 표면이 있는 건물 또는 기타 옥외 휴대용을 포함한 많은 활용분야가 있으며, 여기에서는 유연하거나 활용도에 적합한 태양광 제품이 유리하다. 견고하지 않은 패키징 소재로 만든 유연한 태양광 제품은 운반, 설치 및 곡선 지붕에도 적용할 수 있지만 어려움도 동반된다. 용도에 적합한 태양광모듈에서 중요한 것은 태양을 향한 가장 바깥쪽 상판에 사용되는 플렉시블 프론트시트로 이것이 모듈의 성능과 신뢰성에 상당한 영향을 미친다. 가장 널리 사용되는 프론트시트 소재는 에틸렌 테트라플루오로에틸렌(ETFE)과 플루오린화 에틸렌 프로필렌(FEP)인데, 일반적으로 비싸기 때문에 모듈 BOM 비용과 잠재적으로 균등화발전단가(LCOE)가 증가하게 된다[94, 166, 167, 167]. 폴리카보네이트(PC) 또는 폴리메틸렌메틸아크릴레이트(PMMA)를 포함하여 불소 폴리머를 대체하기 위한 다양한 접근방식이 수년간 연구되어 왔다[168–171]. 특히 PC 의 경우 빛 관리(light management)를 위한 다양한 접근방식이 조사되었다. 이러한 소재 중 어느 것도 장기 안정성, 열 기계적 거동 및 봉지재와의 호환성 문제로 인해 태양광 업계에서 채택되지 않았다. 태양광 유리에 버금가는 저비용 프론트시트는 지속 가능한 유연성 모듈의 비용 절감에 여전히 중요하다.

최근 태양광모듈용으로 15 개의 프론트시트 후보를 조사하였다[172]. 모놀리식 ETFE 는 고유한 자외선 안정성, 높은 투과율 및 현장에서 입증된 수명 때문에 긍정적 후보로 선정되었다. 이 연구에는 폴리비닐리덴 불소화합물(PVDF), 폴리에틸렌 테레프탈레이트(PET), 폴리카보네이트(PC)와 같은 보다 비용 효율적인 기초 소재도 포함되었다. 그러나 이러한 저비용 소재 옵션, 특히 비불화 폴리머는 본질적으로 광열(photothermal) 열화가 더 잘 발생하므로 UV 내후성을 개선하기 위해 특별히 성분배합을 맞추게 된다. 이 연구에서 보호가 안된 PET 는 부정적 후보로 선정되었다(그림 6 참조).

	#	Material	Cost
ETFE (Positive control)	1	ETFE (Monolithic)	High
Non-PET options	14	PVDF (Monolithic)	High-Med
	15	PC + Acrylic-coating 4	High-Med
PET w/ UV filtering layer	3	PET + Fluorinated layer	Medium
PET w/ UV filtering coating	13	PET + Fluorinated coating 2	Medium
	4	PET + Acrylic-coating 3	Med-Low
	9	PET + Acrylic-coating 1	Med-Low
	11	PET + Acrylic-coating 2	Med-Low
PET w/ integrated UV absorbers	12	PET + Fluorinated coating 1	Med-Low
	6	PET + UV blocker 1 (high)	Med-Low
	8	PET + UV blocker 2 (high)	Med-Low
	5	PET + UV blocker 1 (low)	Low
Non-stabilized PET (Negative control)	7	PET + UV blocker 2 (low)	Low
	2	PET + w/o UV blocker 1	Lowest
	10	PET w/o Acrylic-coating 1	Lowest

그림 6: [172]에서 시험한 프론트시트 소재 후보.

폴리머 전면시트의 주요 신뢰성 문제 중 하나는 현장에서 장시간 자외선 노출 시의 내구성이다. 이들



후보군의 광열 열화 운동학을 연구하기 위해 다양한 UV 조사강도와 온도 조건을 가진 Xenon-arc 챔버를 사용하여 프론트시트 소재를 노화시켰다.

자외선 노화로 인한 광열 열화 정도를 정량화하기 위해 태양 양자효율 가중 투과율(Solar Quantum Efficiency Weighted Transmission: SQWT)이 선택되었다. SQWT는 파장, 조사강도 및 결정질실리콘 양자 효율 프로필에 의해 가중된 소재의 UV-Vis 투과율로부터 계산되었다.

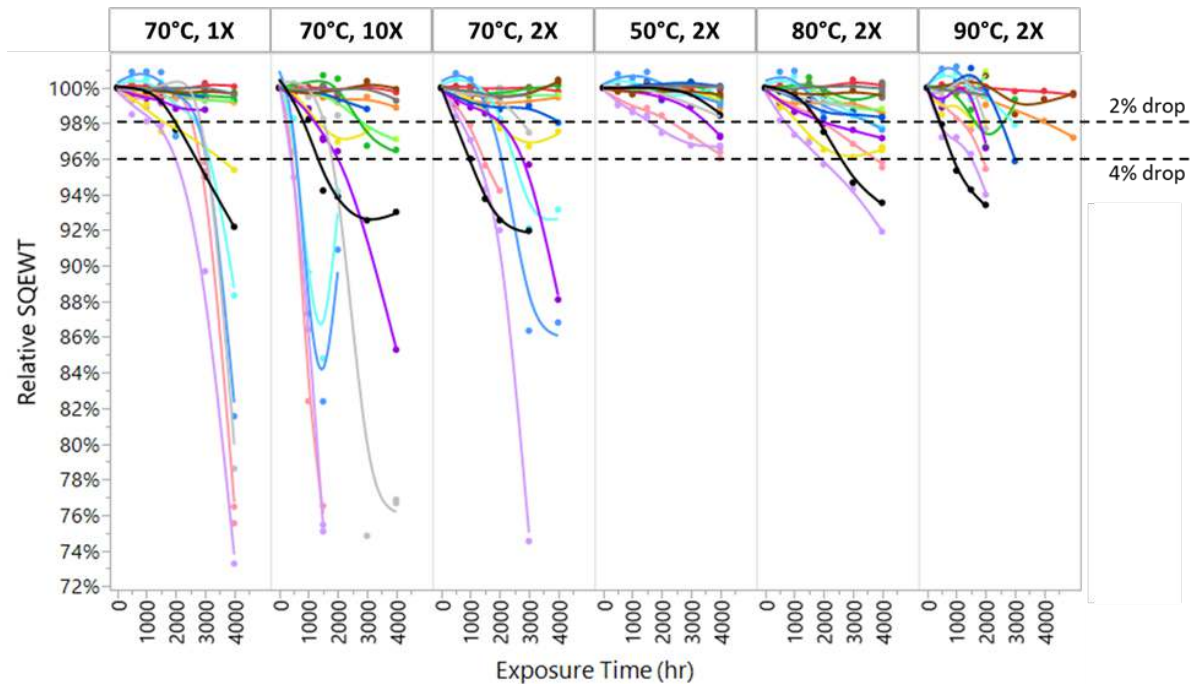


그림 7: 상이한 온도와 자외선 강도에서 시간이 지남에 따라 모든 물질의 상대적 SQWWT 강하(1X는 340 nm에서 0.4 W/m²의 자외선 강도에 해당). 파선은 -2% 및 -4%의 특정 임계 투과 손실($\Delta SQWWT_{crit}$)을 보여준다. 각 색상은 각 프론트시트 후보를 나타낸다.

노화 시간 결과에 대한 상대적인 SQWWT에서 몇 가지 사항이 확인된다. 첫째, 대부분 소재의 상대적인 SQWWT는 광열 열화로 인해 노화 과정을 거치면서 감소하였다. 둘째, 동일한 물질이 자외선 선량과 온도에 따라 다른 속도로 분해되었다. 셋째, 시간에 따른 상대 SQWWT는, 일부 소재의 노화 과정 초기에 상대적 SQWWT의 초기 증가로 나타나는 바와 같이 UV 흡수제 농도의 감소와 같은 다른 반응 메커니즘을 보여준다.

이러한 Xenon-arc 실험은 프론트시트 후보 소재들이 광열 노화 중에 어떻게 돌아가는지 및 각 소재의 현장 수명을 추정하는 모델에 대한 이해도를 높여주었다. ETFE 제어와 함께 두 개의 유망한 프론트시트 후보(시료 #5와 #12, 그림 6 참조)를 NREL의 복합가속 스트레스 시험기(C-AST) [164, 173] 대상으로 선정하여, 미니 모듈의 수분, 열 사이클, 기계적 하중 및 바이어스 전압 등과 같은 다른 스트레스 하에서 소재의 내구성을 평가하였다.

요약하면, 이 프로젝트는 자외선 안정성과 관련하여 유연한 프론트시트의 후보 소재를 찾는 데 있어 어려움을 보여주었다. 적절성을 확인하기 위한 후보 소재의 내구성은 시험 모듈과 결합 스트레스 내에서 시험해야 한다.



4.1.3 반사방지와 오염방지 코팅의 마모

반사 방지(AR) 코팅은 2005년부터 태양광모듈에서 사용되었으며, 오염방지(AS) 코팅은 2015년부터 태양광 사용이 모색되었다. AR과 AS 코팅은 모듈 성능을 점진적으로 향상시켜 준다. 일조량과 온도에 이어 오염은 태양광모듈 성능에 영향을 미치는 세 번째로 중요한 자연 요인이다. 오염되기 쉽고 불순물이 많은 중동 및 북아프리카(MENA) 지역에서 태양광모듈 표면의 자연 오염(무기물과 유기물을 포함한 오염)은 1 일 1% 정도로 성능을 점차적으로 감소시킬 수 있는 반면, 돌발적인 기상 상황에서 70%에 이르는 갑작스러운 출력 감소는 전 세계에서 기록되었다[175, 175]. 따라서 오염되기 쉬운 장소에 있는 태양광모듈은 매일 자주 청소하는 것이 좋다.

마모와 박리는 표면 코팅에서 발생할 수 있는 불량모드인데, 실제로 마모는 훨씬 더 자주 관찰되고 있다. 업계 피드백은 태양광 청소로 인한 마모가 그 대부분을 차지하는 것을 시사하고 있다. 태양광모듈에는 현재 수동 및 로봇 솔루션을 포함한 다양한 세척 장비와 방법이 적용되고 있다. 입사광이 들어오는 모듈의 표면 청소는 수십 년 동안 실행되었지만, 양면형 모듈의 청소와 마모는 좀 더 이해가 필요하다. 코팅 제품의 내구성을 비교하기 위해 인공적인 기계 마모, 모래 낙하, 강제 모래 충돌 등의 마모 시험방법을 적용할 수 있다[176, 177]. 검토 결과, 다른 산업에서 적용되고 있는 기존의 마모 규격은 태양광에 적합하지 않은데, 예를 들어 유리 기판에 성예를 만들어내는 시험은 코팅의 내구성을 검사할 기회를 거의 허용하지 않는다. 인공적인 선형 브러시 마모와 모래 낙하 마모 방법은 태양광 문헌에서 가장 널리 찾아볼 수 있는데, 부분적으로 이는 시험 장비의 가용성 때문이다. 태양광 맞춤 마모 방법을 포함하는 규격 IEC 62788-7-3[178]이 현재 개발 중에 있다.

슬러리 플러스 브러시("slurry" 혹은 명시되지 않음) 또는 젖은 브러시("wet" 으로 명시)를 사용하여 인공적인 선형 마모 시킨 코팅의 특성이 그림 8과 그림 9에 비교되어 있다. 코팅이 없는(J) 유리 기판 외에, 코팅은 다공성 실리카(B), 얇은 폴리머 필름(P), 아나타제 TiO_2 (V), (공기) $SiO_2/ZrO_2/SiO_2/ZrO_2$ (기판) 스택형 코팅[179]을 포함한다. 그림에서는 직달 투과율(단일접합 태양광 소자를 대표하고 포톤 조사강도에 대해 가중[180]), 황변화(yellowness) 지수(YI는 시료 변색이 아닌 빛의 산란으로 인한 결과), 표면 에너지(즉, 물 접촉각), 평균 표면 거칠기($148 \mu m \times 112 \mu m$ 시야)의 변화를 비교하였다. 시료 B, P와 Z의 경우 접촉각이 코팅되지 않은 유리 기판 J의 접촉각으로 수렴하면서 마모와 함께 진화(일반적으로 감소)하는 것으로 보인다. P 코팅의 경우 접촉각의 감소는 젖은 브러시 빗살만 사용된 경우(P_{wet} (연마재 없음))에 비해 연마재가 있을 때(P_{slurry}) 더 낮은 사이클 카운트에서 열화된다. 시료 V와 Z의 경우 투과율과 YI의 변화는 표면 거칠기의 국소적 피크에서 또는 그 이전에 발생하는 것으로 보인다.

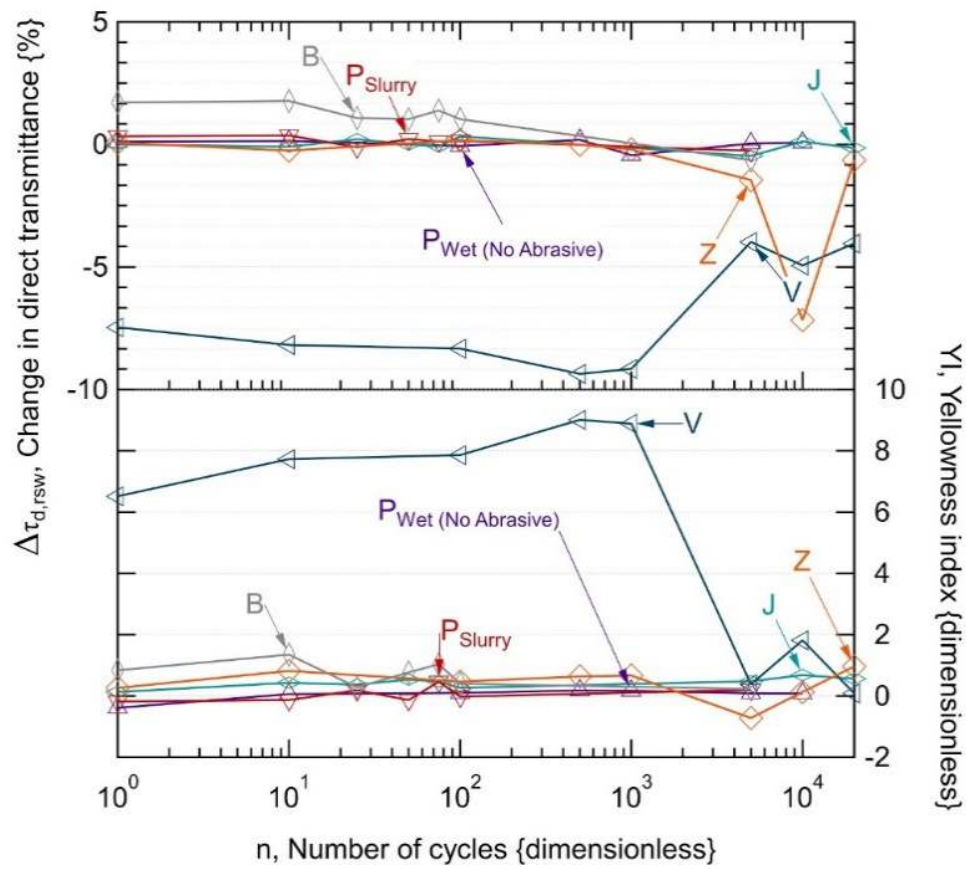


그림 8: 슬러리("slurry" 또는 명시되지 않음) 또는 젖은 브러시("wet" 명시)를 사용한 선택된 실험에서 브러시 사이클 카운트 ($0 \leq n \leq 20000$)에 따른 직달 투과(적분구 없이 측정)와 황변화 지수(YI)의 변화 비교

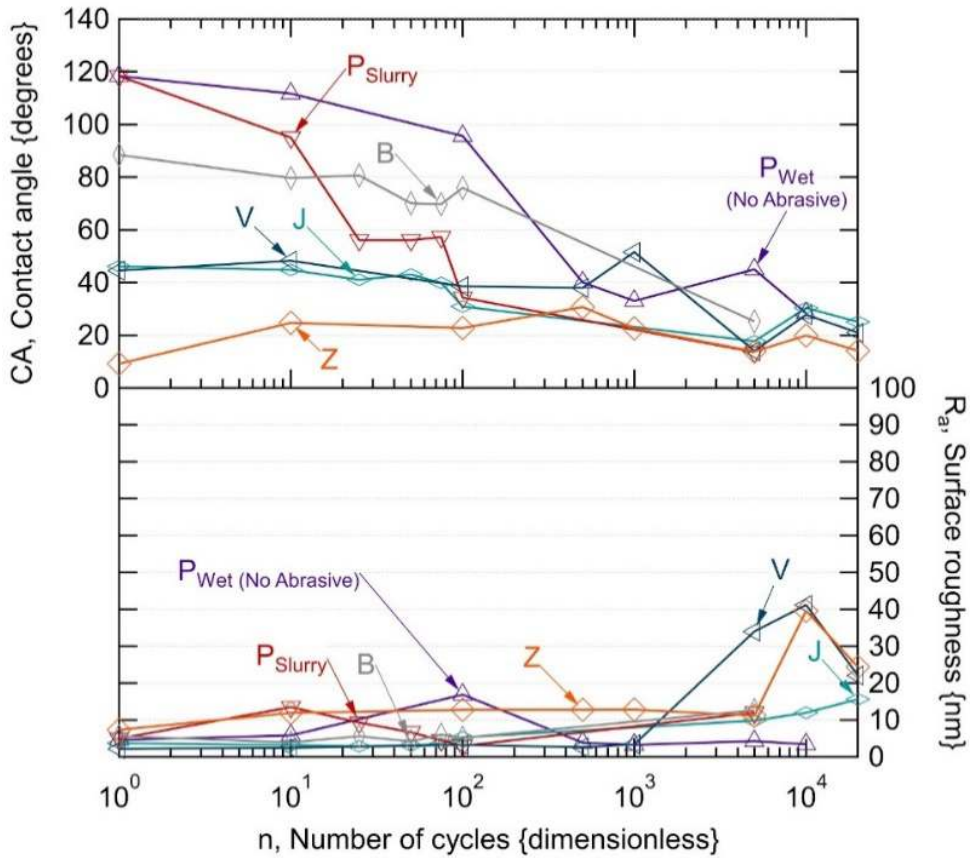


그림 9: 슬러리 또는 젖은 브러시를 사용한 선택된 실험에서 브러시 사이클 카운트 (0 ≤ n ≤ 20000)에 따른 표면에너지(접촉각)와 표면 거칠기(평균)의 변화 비교.

투과율, 황변화 지수, 접촉각과 표면 거칠기의 특성 간에 상관관계가 관찰된다. 거칠기의 피크뿐 아니라 표면 에너지(코팅이 없는 기판 쪽으로, J)의 진화는 제한된 두께를 가진 코팅의 표면 마모를 나타낸다. 그림에서 코팅 내구성은 10~10000 사이클 범위이다. 코팅 내구성 범위는 코팅 소재와 연마재 유무를 포함한 요인에 따라 달라진다. 더 섬세한 코팅(폴리머-P 혹은 다공성 실리카-B)이 세척을 자주 하지 않는 시설용으로 충분한지 혹은 세라믹 유전 코팅(티타니아-V 또는 스택형 유전-Z)이 태양광용으로 경제적으로 적절한지는 아직 명확하게 결론이 내려지지 않았다. 그림에서는 폴리아미드 브러시를 사용한 선형 마모만 조사하지만 세척 장비와 방법은 마찰 내구성에 상당한 영향을 미칠 수 있다. 그림 8 과 그림 9 의 실험은, 세척 방법에 대해 사이트 고유의 가속 인자를 결정할 수 있는 경우 코팅 소재를 비교하고 코팅 수명을 추정하는 데 사용할 수 있는 특성의 예를 제시한다. 그림 8 과 그림 9 에서의 특성은 가속 시험 대상인 코팅의 내구성(잔존 여부) 검증뿐 아니라 코팅의 광학적 성능을 검증하고 비교하는 데에도 사용할 수 있다. 추가 특성 및 방법(예: 물방울 롤오프 각도)은 활용 환경에 적절한 것으로 판명될 수 있다.



4.2 백시트

최근 백시트 개발은 주로 비용 측면에 의해 주도되어 새로운 소재와 구조의 도입과 함께 여러 해 동안 활발하게 연구된 분야로 자리잡고 있다. PVF와 PET를 소재로 한 백시트는 30년 이상 사용되어 왔으며 성능과 내구성 측면에서 좋은 기준의 역할을 하였다. 현장 연구에서는 다른 백시트 소재와 비교하여 장기 성능도 좋음이 확인되었다[145, 181].

백시트 분야에 도입된 신소재에는 폴리에스테르(PET), 폴리비닐리덴플루오라이드(PVDF), 폴리아미드(PA), 플루오로에틸비닐릴레테르(FEVE), 폴리오레핀(PO) 등을 기반으로 한 것들이 포함된다. 백시트 구조도 기존 PVF/접착제/PET/접착제/PVF (일명 TPT)에서 TPX 구조로 진화했는데, 바깥 층은 내후성이 좋아 백시트 코어 층을 보호하고, 내부 층은 봉지재와 접착력이 우수하고 전면을 통한 자외선 노출로부터 코어 층을 보호하도록 설계되어 있다.

폴리올레핀 필름(폴리프로필렌과 폴리에틸렌 혼합)과 함께 코어 PET 층을 포함하는 백시트 구조의 다양한 층을 대체하는 새로운 폴리올레핀 백시트가 출시되었다[182]. 다양한 제조업체의 제품이 상업적으로 도입되었으며, 제조의 단순화, 더 낮은 수분 침투율과 더 좋은 가수분해 안정성 등의 장점을 주장하고 있다[40, 183–186]. 그러나 현장 데이터와 상관관계가 있는 장기 가속시험 없이는 이런 장점을 입증하기 어렵다. 또한 상업적으로 널리 채택된 공압출 PA 백시트를 포함한 최근의 예상치 못한 백시트 불량은 새로운 백시트 소재 및 구조와 관련되어 예상되는 불량 메커니즘에 대한 상세한 이해가 필요함을 보여주고 있다.

4.2.1 현장 모듈의 중요한 백시트 문제

현장에서의 모듈 평가는 소재 성능열화를 평가하고 궁극적으로 미래의 소재 설계에 대한 정보를 제공하는데 중요하다. 옥내 가속시험은 광범위하게 수행되지만 현장에서 관찰된 결과를 정확하게 묘사할 수 있는 능력은 여전히 부족하다. 이러한 불균형의 주요 사례가 폴리아미드 기반 백시트에서 균열의 확산이다. 모든 옥내 가속시험을 통과한 이 소재는 현장에서 대규모 불량을 보여 주었다[6, 38, 187]. 시험 규격에 대한 추적 조사에서, Kempe 등은 A3 노출 4,000시간 후 현장에서 관측된 균열을 재현할 수 없었다[138]. 자외선과 열 사이클링 둘 다를 사용하여 시험한 경우에만 균열이 재현되었다. Lyu 등은 습도, 열과 빛의 조합 하에서만 아세트산이 폴리아미드 백시트의 균열 형성에 역할을 하는 것으로 보고하였다[6]. 이러한 균열은 내측 및 코어 층에서 발생하였으며, 소재를 통해 바깥 층으로 전파되는 것으로 보고되었다[6]. 다른 소재도 현장 특유의 불량이 있는 것으로 관찰되었다. Wieser 등은 현장에서 회수한 모듈에서 PVDF 균열을 관찰하였다. 이 불량은 옥내 순차 노출에서 재현될 수 있었는데[145, 187], 이는 PVDF 소재의 상 변화와 관련되었다. 옥내 노출시험에서 Wang 등은 α -상에서 β -상으로의 변화를 관찰하였다[188]. 그러나 다른 연구에서는 고온고습 시험 후 β -상에서 α -상으로의 변화가 보고되었다[189]. 이런 상변화의 메커니즘이 무엇인지 아직 모르고 있다. 메커니즘과는 무관하게 소재에서의 이런 상변화는 연성의 손실과 관련되는 것으로 나타났다.

현장에서의 모듈시험은 폴리아미드 기반 백시트의 불량을 야기한 스트레스 요인을 재현할 수 있는 새로운 절차를 알아내는데 매우 중요하다. 게다가 다른 유형의 열화도 현장 아키텍처의 분석을 통해서만 관찰할 수 있다. Fairbrother 등은 모듈의 후면 조사강도의 공간 의존성을 관찰하였는데[190],



조사강도가 높은 영역에서 열화 예측 변수가 증가하게 된다. 이러한 관찰은 태양광모듈 랙 내부의 위치 함수로서 열화 예측 변수를 모델링한 Wang 등의 논문에서 더욱 확장되었는데, 랙 끝단에 설치된 모듈과 랙의 중앙에 위치한 모듈과의 사이에 통계적으로 열화 예측 변수에서 상당한 차이가 관찰되었다[191]. 또한 랙의 수직 위치도 열화 파라미터에 영향을 미쳤다[191]. 현장 모듈 상태에 대한 거시적 관찰은 일상적인 옥내시험 동안에는 노출되지 않는 소재들에 미치는 영향을 밝혀준다. 이러한 문제를 극복하기 위해 소재와 모듈 시험 커뮤니티 내에서 새로운 시험방법론이 개발되었으며, 규격 커뮤니티 내에서 장기 성능을 보다 잘 예측할 수 있는 접근법으로 채택되고 있다 [173, 192, 193].

4.2.2 공압출 백시트의 신뢰성

2010 년 태양광시장에 공압출 백시트가 도입되었다. 그 개발의 추진 동력은 비용 절감과 새로운 기능의 추가였다. 공압출은 IEC 의 백시트와 안전 규격과 합치하는 두께 최적화를 가능하게 하고, 고가의 불소 폴리머(PVF, PVDF)를 저비용의 폴리머(PET, PA, PP, PP 파생물)로 대체 가능하게 한다. 공압출 방식을 사용하면 추가적으로 프로세스 단계도 줄여 준다.

새로운 소재는 공압출된 백시트에서 새로운 기능도 제공한다. 높은 초산 투과율(AATR)과 낮은 수증기 투과율(WVTR)[39]의 선택적 침투성과 같은 기능적 특성이 광학적 특성[40]을 강화시켰는데, 여기서는 증가된 반사율이 빛의 후방 산란을 통해 출력 산출량이 더 높게하거나 혹은 더 증가된 열전도율이 특성 프로필에 추가되었다. 공압출 백시트의 주요 장점은 다음과 같다: 백시트를 완전히 일체화하면 첨가제 성분배합, 충전제 또는 레이어 형상과 관련된 소재를 용이하게 개조할 수 있다. 또한 백시트는 하나의 스텝으로 생산되는데, 이는 소재 열화를 유도하는 프로세스를 줄일 수 있다는 것을 의미한다[194]. 또한 주요 백시트 불량모드인 박리의 가능성은 상당히 감소하게 된다.

공압출된 백시트는 2009/2010년[7, 195]에 최초로 출시되었는데, 3개의 폴리아미드 층으로 구성된 대칭 구조를 기반으로 하지만 외부/내부 및 코어 층에 서로 다른 충전제 소재를 사용하였다. 외부/내부 층은 반사율을 높이기 위해 TiO_2 입자로 채워진 반면, 코어 층은 기계적 강도를 높이기 위해 PP와 20%의 유리 구슬을 포함한다[7].

특히 최근 몇 년 동안 균열된 폴리아미드(PA) 백시트로 인한 태양광모듈 불량 발생이 증가하였다고 보고되었다[27,28]. 폴리아미드 백시트 균열이 관찰된 주요 유형은 (1) 타일 모양의 정사각형 균열(셀간 간격에 따라). 그림 10 참조: PA 균열. PA 백시트가 있는 태양광모듈의 세로 및 정사각형 균열[7]. 균열(오른쪽)과 (2) 세로 균열(셀의 버스바 아래) – 그림 10 참조: PA 균열. PA 백시트가 있는 태양광모듈의 세로 및 정사각형 균열[7]. 균열(왼쪽).



그림 10: PA 균열. PA 백시트를 사용한 태양광모듈의 세로와 정사각형 균열 [7].

수년간 현장에서의 노화 후에 드러난 균열은 적격성 및 신뢰성 시험에서는 한번도 관찰되지 않았는데, 이는 여러 가지 스트레스 요인들이 결합한 결과이고 그리고 예기치 못한 소재 상호작용이 그 구동력으로 포함될 수 있기 때문이다. 최근에 와서야 동시 결합 스트레스(자외선, 습도, 온도와 열기계적 하중)를 이용하는 옥내 가속 노화시험에 의해 유사한 폴리아미드 백시트 균열이 처음으로 재현되었다[196].

Eder 등은[7] 균열 전파의 주 동인으로 서로 다른 태양광모듈 층의 열팽창 계수 차이에 의해 발생하는 일별 및 계절별 온도 변화와 그에 상응하는 열기계적 부하/스트레스에 주목하였다. 균열 시작의 주요 요인은 PA12[7][45]의 물리적 노화 프로세스에서 발견될 수 있는데, 파단시 변형(strain-at-break) 값의 상당한 감소에서 보이는 바와 같이 이는 백시트의 플라스틱 변형 능력을 현저하게 감소시킨다.

표준 태양광모듈에 축적된 인장 응력의 시뮬레이션에서는 셀 영역과 백시트 사이에 발생하는[197] 최대 인장 변형률을 18%로 산출하였는데, 이는 노화 후 PA 백시트의 파단시 변형 값과 비슷하다. 가장 바깥쪽(몇 μm 에 불과) PA층의 초킹화(chalking) 및 광산화(photo-oxidative) 열화는 옥외 풍화에 의해 발생하며 균열 형성과는 관련이 없다. 미세 균열은 스트레스 농도가 약간 높은 국부적인 노치(notch)에서 무작위로 발생한다고 가정한다. 그러나 이러한 균열은 매우 짧은 것으로 확인되었으며 표면 근처(외부 PA층)에서만 발견되었다. 때때로 미세 균열은 외부 층의 부분적인 박리를 동반한다. 종방향 균열(LC)은 리본(버스바) 바로 아래에 위치하며 높이는 약 200 μm 이다. 이 높이가 백시트에 추가적인 인장 응력을 가함으로써 백시트의 공기 쪽 외부에서 코어로 균열이 발생한다. 이 LC는 대부분 길이와 폭에서 더 뚜렷하고 항상 버스바와 정렬된다(MD). LC는 노화 시간과 함께 성장할 수 있으며, 공압출 백시트의 코어 층을 가로지르는데, 이 때 대기와의 개방 접촉으로 인해 봉지재는 내부 층에 의해서만 보호된다.

정사각형 균열(SC)의 경우에는 다른 근본 원인과 외관이 발견되었다. SC는 봉지재/내부 PA 층 계면에서 백시트의 코어 및 바깥 층으로 성장하기 시작한다. 이 점과 관련하여, SC는 셀 사이 공간에서만 독점적으로 형성되며, 상당한 아세트산 형성에 수반되는 열화를 잘 나타내는 특정 EVA 유형/품질과만 연계된다는 점을 주목할 필요가 있다. 태양 조사량은 PA-내부 층과 EVA와 접하는



계면에서 초기 열화를 일으키는 한 가지 결정적인 원동력인 것으로 보인다. 아세트산의 형성 및 인첨가제에 의해 야기되는 추가적인 환경 스트레스 균열 효과도 의심의 대상이 되었다[7].

미세 및 종방향 균열의 형성은 2 단계 프로세스이기 때문에 2010년에 주로 사용된 단일 스트레스 시험에서는 발견되지 않았다[7]. 일반적으로 소재와 시험 모듈은 수천 시간의 고온고습 시험, 수백 번의 열 사이클(IEC 61215에 따라) 및 수천 시간의 인공 태양광 내후(제논 램프)에 별도로 노출되었다[114]. 고온고습이나 장기간 제논에 노출되면 백시트의 파단시 변형 값 감소가 관찰될 수 있지만, 균열을 일으키기 시작하는 열기계적 하중과 결합하지 않으면 SC 및/또는 LC 같은 특정 불량은 탐지될 수 없었다. 또한 열 사이클 동안의 열 부하가 너무 낮아 PA 백시트의 물리적 노화 효과를 유발하지 못한 것으로 보이며, 이는 파단 시 늘어남(elongation)의 감소로 나타났다.

또한 다른 회사들은 PP 기반 백시트에 대한 첫 번째 특허가 제출된 2010년에 공압출 백시트에 대한 작업을 시작하였다[198]. 2012년 태양광모듈용으로 비용 효과적인 가교시킨 폴리올레핀을 기반으로 한 새로운 백시트가 개발되었다[199]. 공압출된 PE 기반 백시트는 다른 첨가제 함량을 가진 3개의 폴리에틸렌(PE) 층으로 구성되어 있다(중간 층은 실란 가교시킨 PE이다). 가교는 1,000개의 C 원자당 약 5개의 가교를 가진 Si-O-Si 브리지로 구축된다[200, 201]. 따라서 열 안정성(장기 노출의 경우 120°C)이 높아진다. 인공적인 풍화 시험 결과에서 이 백시트는 양호한 성능을 보여주었다[199, 201]. 5,000시간의 고온고습 시험과 1,500시간의 자외선 및 제논 시험 후에 약간의 화학적 노화의 영향만 관찰되었다. IR 분광법을 통해 산화로 인한 카르보닐 그룹의 형성이 탐지되었다. 또한 UV/Vis/NIR 분광 시험에서 반사 스펙트럼에 약간의 변화가 관찰되었다. 그럼에도 불구하고, 자외선 안정화는 여전히 유효했고 따라서 가속 노화 테스트로 인해 궁극적인 기계적 성질은 영향을 받지 않았다. 특별히 85 °C에서의 고온고습 시험 후에는 물리적 노화 영향이 관찰되었다. 인장 시험을 통해 탄성계수와 항복강도의 증가가 확인되었는데, 이는 DSC(시차주사 열량측정법) 측정을 통해 드러난 폴리에틸렌의 사후 및 재결정화에 따른 것으로 볼 수 있다. DMA(동적 기계적 해석)는 댐핑 계수가 상승된 온도에서의 노출에 의해 큰 영향을 받는다는 것을 보여주었다[202]. 폴리올레핀 백시트도 낮은 수증기 투과율(WVTR) 및 높은 초산 투과율에 의해 부식을 크게 감소시키는 것으로 입증되었다[201]. 또 다른 연구는 PE 기반 백시트가 장기 내구성을 목적으로 특별히 개선되었다는 것을 보여주었다. 이는 최대 170 °C까지의 고온 노화로 나타나며, 50년 이상의 외삽 추정 수명이 계산되었다[199]. 또한 4,800 MJ/m³의 제논램프 노출과 2,600 MJ/m³의 자외선 형광램프 노출 이후 황변이나 광학적 성질의 변화는 관찰되지 않았다. 논문에 따르면 이는 독일과 애리조나 주에서 표준 모듈이 50년 이상 옥외에 노출된 것에 해당한다. 그러나 이 백시트는 미공개 이유로 몇 년 후에 중단되었으며 더 이상 가용하지 않다.

폴리아미드와 폴리올레핀의 다른 조합을 기반으로 한 새로운 종류의 공압출 백시트가 2015년경부터 시장에 출시되었다[185, 186, 198, 203]. 이 특정 조성은 PET 기반 백시트보다 WVTR이 낮고 초산 투과성이 높다고 주장한다. 이 백시트에 대한 첫 번째 신뢰성 연구로 고온고습과 자외선 노출 시험에서 탁월한 안정성을 보여주었다[185][203]. 이러한 백시트를 가진 또 다른 연구에서는 모듈을 인도의 고온 다습한 기후 조건에 노출시켰는데, 18개월 간의 옥외 노출 후 눈에 보이는 노화나 출력 열화는 관찰되지 않았다[186].



최근 PP를 기반으로 한 백시트가 개발되어 성공적으로 시장에 소개되었다[40]. 이 물질은 PET 기반 백시트의 낮은 WVTR을 갖지면서 초산뿐만 아니라 산소의 투과성이 높다. 이러한 종류의 백시트의 일반적인 소재 거동은 표준 PET 기반 백시트와 다르다. 공압출 PP 백시트는 PET 코어 층을 가진 라미네이트한 백시트보다 경직성이 낮고 유연성이 높다(그림 11: 공압출 PP 및 라미네이트한 PET 기반 백시트의 인장 응력 변형 곡선 참조). 여러 연구에서 광범위한 조사량 노출뿐만 아니라 고온고습에 대해서도 탁월한 안정성이 보고되었다[183, 184, 204]. 어떤 연구도 기계적 성질이나 취성과 균열에 대한 민감도의 현저한 악화를 보여주지 않았다. 주로 사용되는 첨가제에 따라 약간의 황변만 관찰되었다.

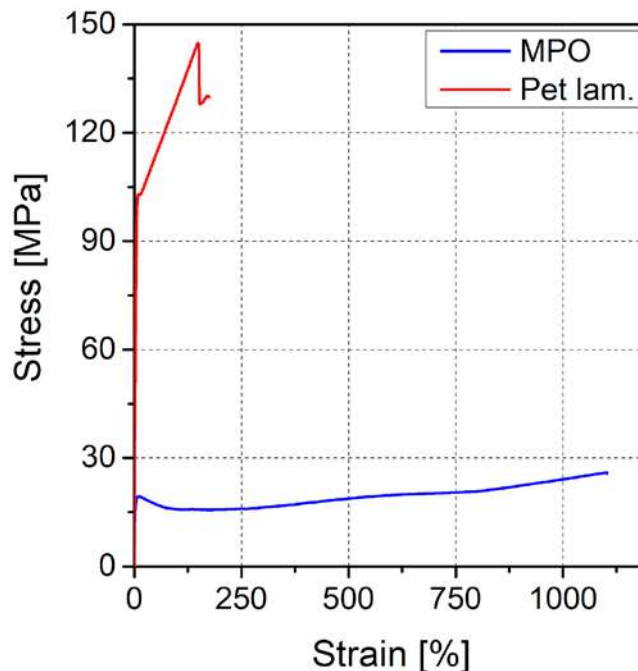


그림 11: 공압출 PP 및 라미네이트한 PET 기반 백시트의 인장 응력 변형 곡선

4.2.3 투명 백시트

최근의 또 다른 발전은 투명 백시트의 상업적인 도입이다. 과거에 여러 제조업체의 투명한 백시트가 건물일체형 태양광(BIPV) 용으로[205] 사용되었는데, 양면형 셀과 모듈의 출현은 소재의 추가 개발을 주도하였다[206, 207]. 투명 백시트는 Jincos와 LG를 포함한 모듈 제조업체가 상용화한 뒤 현장에 설치되었다.

투명 백시트에 대한 요구 사항은 30년 넘게 사용된 백색 및 흑색 백시트의 요구 사항과 유사하지만 몇 가지 중요한 차이가 있다. 백색 백시트의 경우 백시트의 내·외부 층에는 백색 색소 및 자외선 안정제가 포함되어 있어 자외선에 의해 백시트의 PET 코어가 손상되지 않도록 한다. 투명 백시트의 경우, 자외선 안정성과 높은 광투과율은 양면형 모듈의 출력 산출량에 매우 중요하다. 따라서 안정적인 광학 및 기계적 특성이 필요하다. 모듈의 후면에서, 투명 백시트의 외부 층은 양면형 실리콘



셀 흡수 스펙트럼 범위의 빛을 효율적으로 투과시키면서도 손상을 입히는 자외선 파장의 빛이 PET 코어에 도달하는 것을 차단해야 한다. 양면형 모듈의 전면에서 자외선 투과 및 자외선 흡수를 결합한 봉지재는 백시트의 내부로 들어가는 직달 자외선 성분을 감소시킨다. 이러한 자외선 노출은 백시트 안쪽에 백색 격자 무늬를 사용하여 셀 간격 사이의 빛을 차단하고 반사함으로써 더욱 감소시킬 수 있고, 이는 양면형 셀의 앞과 뒤에서의 내부 반사로 인해 더 높은 출력으로 이어진다.

투명 PVF 필름은 20년 이상 DuPont(지정된 TUTF)에서 생산하고 있고, BIPV 용도[206]로 성공적으로 사용되었지만, 장기적인 성능을 위해 새로운 PVF 필름이 개발되었다. 구형 및 신형 PVF 필름의 자외선 노출 과정에서의 자외선 차단이 그림 12에 나타나 있다. 코어 PET의 보호는 이 용도에서 매우 중요하며 PVF를 사용한 투명 백시트의 자외선 내구성은 그림 13에 나타나 있다.

양면형 모듈은 주로 이중 유리(GG) 구조를 사용하여 시장에 처음 소개되었는데, 유리/백시트(GB) 구조는 몇 가지 장점을 제공한다. 이중 유리 모듈은 유리 백시트 양면형 모듈보다 훨씬 무거운데, 각각 2 mm/2 mm 및 2.5 mm/2.5 mm/2.5 mm 유리 사용한 72 셀 모듈의 경우 18~34% 더 무겁다. 무거울수록 수송, 설치 및 BOS에 영향을 미친다. 이중 유리 모듈에서의 더 큰 열 매스, 더 긴 배출 시간, 더 큰 버블 끼임(bubble entrapment)과 더 두꺼운 봉지재는 모듈 생산 처리량에 영향을 미친다. 이중 유리 모듈을 효과적으로 생산하려면 새로운 라미네이션 장비도 필요하다. 그리고 이중 유리 모듈은 현장에서의 사용 이력이 제한적이며 오래된 이중 유리 모듈에서 일부 신뢰성 문제로 이어질 수 있는 박리 현상이 관찰되었다. 투명 백시트를 사용하는 모듈의 내구성을 고온고습, 자외선과 열 사이클을 포함하는 전형적인 가속 스트레스 조건 하에서 이중 유리 구조와 비교하였는데, 두 구조 모두에서 유사한 성능이 확인되었다[207]. 옥외 성능과 비교했을 때, GB 구조는 GG 모듈에 비해 낮은 작동 온도를 가진 것으로 밝혀졌는데, 이는 또한 샌디아가 개발한 모델링과 일치한다. 온도가 낮아짐에 따른 이 같은 성능 향상은 Jincoco에서도 보고되었다. 또한 동일한 p-PERC 셀과 POE 봉지재로 만든 60개 셀의 모듈에서 이중 유리에 비해 투명한 백시트를 사용한 모듈의 PID 성능이 더 좋은 것으로 관찰되었다[206].

투명 백시트의 상업적 개발은 자외선 직접 노출로 인한 높은 내구성과 유사한 요건이 요구되는 폴리머 프론트시트의 개발을 더욱 더 가속시킬 것이다.

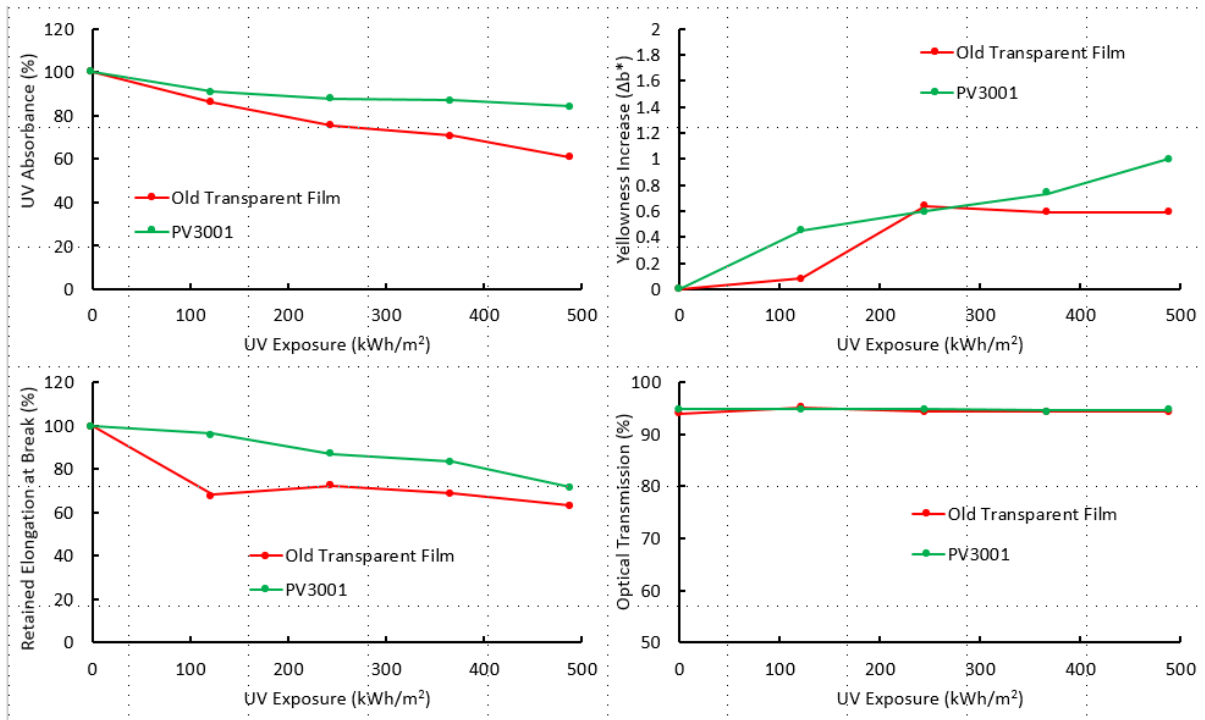


그림 12: 자외선 흡수도, 황변화, 늘어남과 광학적 투과 시험을 통한 신·구형 PV3001 투명 PVF 필름의 내구성 비교

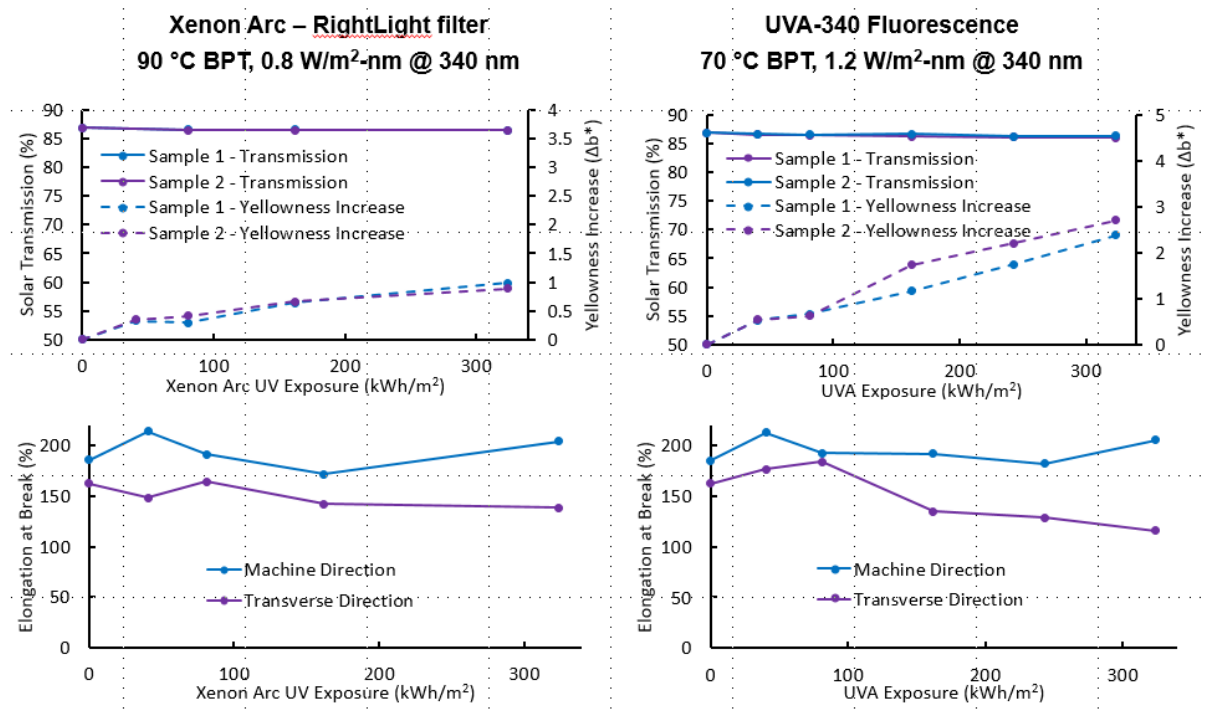


그림 13: 두 개의 자외선 가속 스트레스 조건하에서 후면으로부터 투명한 PVF 기반 백시트의 내구성 비교.



4.3 봉지재

Polyolefin(PO) 소재와 실리콘 봉지재는 현재 EVA 의 대체 소재로 모색되고 있다. 태양광모듈에 사용되는 폴리올레핀은 비닐 아세테이트 사이드 그룹 없는 폴리에틸렌 기반 화학의 EVA 와 조성이 유사하다. 실리콘 봉지재는 탄화수소 구조보다는 -Si-O- 또는 유사한 백본 구조를 토대로 한다.

4.3.1 폴리올레핀 봉지재

폴리올레핀 탄성체(POE)와 열가소성 폴리올레핀(TPO)은 모두 폴리에틸렌 기반 소재이다. 차이는 아크릴산염(acrylates), 아크릴산 또는 n-alkane 이 될 수 있는 주 폴리에틸렌 체인에 부착된 사이드 그룹의 화학적 특성에 있다. PO 봉지재는 일반적으로 EVA 와 유사하거나 더 높은 체적 저항과 더 낮은 WVTR 을 가지고 있다(태양광 봉지재의 특성에 대한 자세한 내용은 2 장을 참조).

EVA뿐만 아니라 POE도 과산화물(Peroxide) 반응을 통해 화학적으로 가교되며, 아세테이트산 비닐의 부분(moieties)이 없기 때문에 노화와 함께 아세트산이 생성되지 않는다는 장점이 있다. POE 봉지재는 PID 가 잘 일어나지 않는 추가적인 장점과 함께 EVA의 유효한 대안으로 밝혀졌다[11, 12].

TPO는 화학적 가교를 필요로 하지 않으며, 라미네이션 프로세스 동안 태양광모듈의 모든 구성 요소를 연결하기 위해 단순히 용융만 된다. TPO 용융온도는 100~110°C까지로 EVA와 POE의 용융온도 60~70°C 보다 높지만, 가교 반응이 발생하지 않기 때문에 라미네이션 시간은 더 짧을 수 있다[49]. 그럼에도 불구하고 라미네이션 시간은 소재가 유동하여 태양광모듈의 모든 층에 밀착할 수 있을 만큼 충분히 길어야 한다. TPO는 EVA보다 높은 투과율과 높은 열안정성을 보였고[51], 크리프에 덜 민감했으며[14] 유리/백시트 계면에서뿐 아니라 유리/봉지재 계면에서 접착력이 우수하였다.

폴리올레핀 봉지재의 광학적 성능과 내구성

EVA 에 사용되는 것과 동일한 특성분석 방법으로 PO 소재의 광학적 성능을 정량화할 수 있다. 예를 들어 투과율, 스펙트럼 대역폭, 황변화 지수(Y) 및 자외선 차단 파장(λ_{cut})은 IEC 62788-1-4 를 사용하여 결정할 수 있다[208].

적분구를 사용하여 측정된 분광 투과율이 대표적인데, 그림 14는 열가소성 TPO 및 열가소성 POE 의 투과율이다. 그림의 시료는 IEC TS 62788-7-2 풍화(weathering) 규격과 관련된 International Photovoltaic Quality Assurance Task Force (PVQAT) Group 5의 Study 2의 것이다[209]. 그림 14에서 노화되지 않은 시료(실선)를 인공적으로 풍화한 시료(점선)와 비교하였다. 자외선 투과율은 그림의 삽도(왼쪽)에 자세히 나와 있다.

TPO 및 POE 봉지재의 광학적 성능은 일반적으로 EVA와 유사하다[210, 211]. 투과율 및 스펙트럼 대역폭은 자외선 흡수제, 자외선 안정제 및 산화 방지제를 비롯한 소재의 성분배합에 따라 달라진다. EVA 소재에서와 마찬가지로 별도의 자외선 투과 성분과 자외선 차단 성분은 각각 빛이 들어오는 셀 전면 또는 셀 후면에 사용될 수 있다. 246 nm(UV-투과 POE-2의 경우), 275 nm(UV-봉쇄 TPO-1의 경우), 276 nm(UV-봉쇄 TPO-2의 경우)의 UV 차단(cut-off) 파장 (10% 투과)은 UV-투과 EVA 및 UV-봉쇄(block) EVA 성분배합의 파장과 유사하다. 폴리올레핀은 EVA(일반적으로 5 % 정도)보다 결정 함량이 더 높을 수 있는데 이로 인해 광학적 산란이 일어난다. EVA의 결정 함량은 비닐 아세테이트



함량(V_{ac})에 비례하여 감소하는데, 태양광 용도로 현재는 28%이며 예전에는 33%이었다. 투과율 감소 및 UV 차단 스펙트럼 반올림은 변색(풍화된 시료에서의 발색단 형성으로부터)과 결정도(TPO-2가 TPO-1보다 결정도가 더 높음)에서 비롯된다.

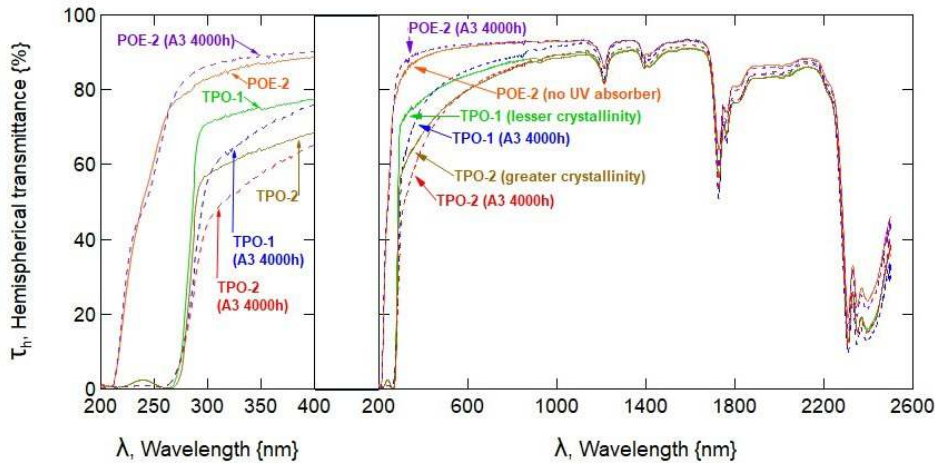


그림 14: 열가소성 수지(POE-2), 결정도가 낮은 열가소성(TPO-1), 결정도가 더 높은 열경화성(TPO-2)을 포함한 폴리우레탄 봉지재의 분광 투과율. 노화시키지 않은 시료의 반구 투과율(통합구 내에서)은 실선으로 나타내었고, 인공적인 자외선 풍화 후 시료의 투과율(IEC TS 62788-7-2, 4000 시간 동안 방법 A3)은 점선으로 나타내었다.

헤이즈(haze) 특성, 황변화 지수(YI) 및 자외선 차단 파장(λ_{cuv})은 봉지재의 광학적 성능을 좀 더 추가적으로 평가하는데 사용할 수 있다. 헤이즈(%)는 반구 투과율 τ_h (%)와 직달 투과율 τ_d (%) 간의 차이로 결정할 수 있다. 헤이즈는 특히 광학적 산란을 정량화하는데, 여기서 제로 값은 산란이 없다는 것이고, 값이 100 이면 절대적으로 확산된 빛을 나타낸다. ASTM E313 [212]로부터 결정할 수 있는 YI 는 변색의 정도를 정량화하는데, 관찰자에 의해 양의 값으로 인식되면 황색으로, 음의 값으로 인식되면 파란색이다. YI 는 변색 외에 광학적 산란에 의해서도 증가할 수 있을 것이다. 자외선 차단 파장의 변화는 성분 중 첨가제의 손실을 의미할 수 있다([213]에서 의심하는 바와 같이, 여기서는 그림에 사례가 주어지지 않는다).

$$haze = \frac{\tau_k - \tau_d}{\tau_k} \quad (1)$$

그림 14 의 PO 소재의 헤이즈와 YI 는 그림 15 에서 인공적인 풍화의 함수로 나타나 있다. 풍화 효과는 그림에서 누적 지속시간 4,000 시간까지 별도로 조사되었다. 두 표준 편차에 대한 오차 바가 그림에 표시되어 있다. 가장 큰 헤이즈는 TPO-2(더 높은 결정도), 그 다음 TPO-1(더 낮은 결정도)이고, POE-2 의 헤이즈가 가장 작다. 헤이즈는 TPO-2 와 TPO-1 의 풍화(결정도 손실을 암시함)에 따라 약간 감소하는 반면, POE-2 는 풍화(결정 함량의 증가 또는 결정구조의 진화를 암시함)에 따라 약간 증가하는 것으로 보인다. YI 는 75 MJm^{-2} 의 첫 자외선 노출을 거치면서 비교적 안정적이며, TPO-2 및 TPO-1 의 경우 YI 는 증가한다. YI 값 10 은 일부 관찰자들에게는 흰 바탕 위에 놓지 않고도 인지할 수 있는 범위 안에 있는 것으로 보통 수준이다. 헤이즈 감소와 동시에 발생하는 YI 의 증가는 TPO-2 와 TPO-1 의 변색을 시사한다. 실험 내내 TPO-2 의 YI 가 가장 큰데, 이는 단순한 변색보다는 광학적



산란 효과에서 비롯될 수 있다. 헤이즈와 γ_I 의 변화는 보통이지만, IEC TS 62788-7-2 [138] 방법 A3의 공칭 선량은 통상(예: 랙 또는 트래커)의 장착 배치를 사용하여 온대(예: 대륙 또는 해양) 기후에 설치된 태양광모듈에 대해 처음 5년 정도의 현장 노출을 시뮬레이션한다.

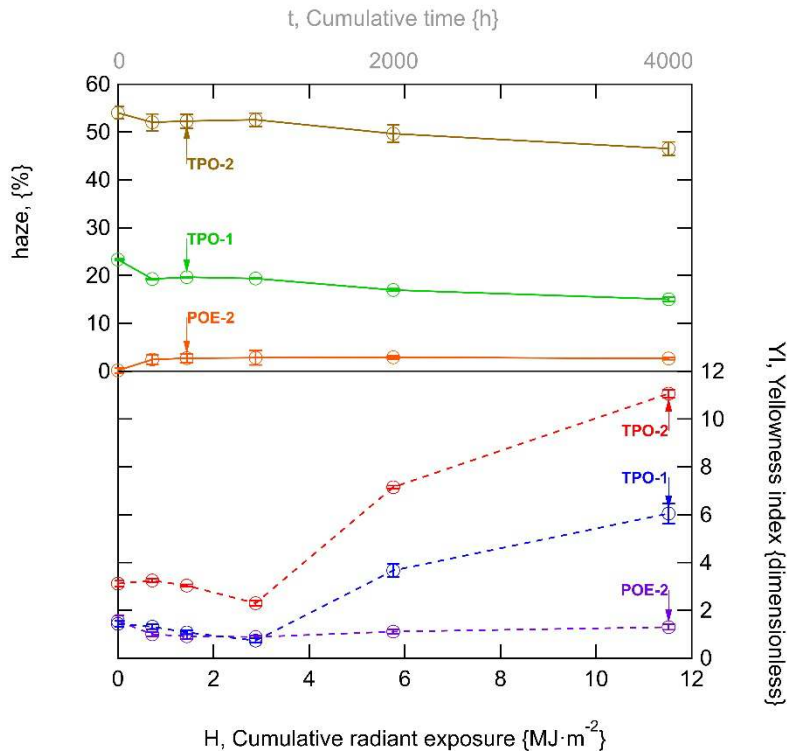


그림 15: 앞에서 언급한 폴리올레핀 봉지재의 광학적 산란(헤이즈) 및 변색(γ_I). 광학적 성능은 IEC TS 62788-7-2 풍화(방법 A3)뿐 아니라 소재 사이에도 구별이 되는데, 여기서 누적 노출은 340 nm에 나타나 있다.

그림 14와 그림 15에서와 같이 봉지재는 초기 성능 및/또는 풍화 영향에 의해 구별할 수 있다. 광학적 성능은 성분배합 첨가제에 의해 즉시 그 결과가 나타나지만, 풍화 영향을 확인하기 위해서는 장기 또는 순차적 가속시험이 필요할 수 있다. 태양광모듈의 구성 요소 간 상호작용(예: 봉지재와 상호 연결 리본)을 검사할 수 있는 산업계에서의 규범적 방법이 개발되어야 한다. TPO-1 및 TPO-2에서 풍화의 영향은 그림 14의 삽입부에서와 같이 자외선 차단 전이의 라운딩과 함께 투과율 감소로 관찰된다. 적어도 초기에는 독립적인 풍화 작용과 함께 헤이즈, γ_I , λ_{cUV} 의 변화가 발생할 수 있다. 다행히, 기본적인 광학적 성능 특성 및 풍화에 대한 내구성은 EVA 봉지재에 사용된 것과 동일한 방법을 사용하여 특성분석 할 수 있다. 이를 통해 동일한 시험 장비를 사용하는 봉지재 사이의 직접 비교가 가능하게 된다.

4.3.2 PO 봉지재의 신뢰성에 관한 최근 연구

French 등은 수정된 고온고습 조건(80°C와 85% RH에서의 mDH)에 노출된 다양한 후면 봉지재를 가진 다중결정 단면형 AI-BSF, 단결정 양면형 PERC와 다중결정 양면형 PERC 셀로 만든 미니 모듈을 연구하였다. 그림 16의 출력 손실 추이는 백색 EVA와 AI-BSF 조합에서 더 뚜렷하다. AI-BSF는 백색



EVA 를 사용하여 약 50 %의 출력 손실이 관찰된다. 다른 모듈들은 백색 EVA 로 약 10~30 %의 출력 손실을 보인다[214].

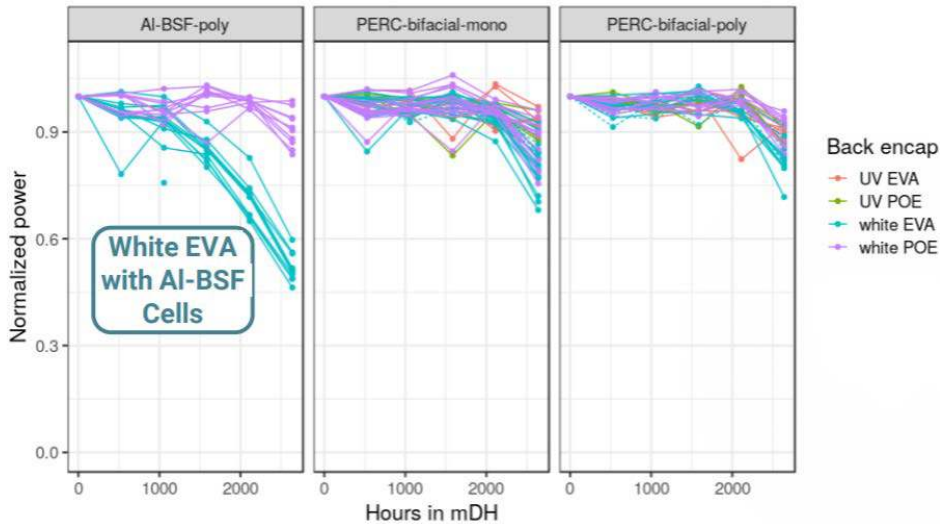


그림 16: 서로 다른 후면 봉지재를 가진 다중결정 단면형 AI-BSF, 단결정 양면형 PERC 와 다중결정 양면형 PERC 의 정규화된 출력 추이.

Braid 등은 다중결정 단면형 AI-BSF, 단결정 단면형 PERC(1 세대)와 단결정 양면형 PERC(2 세대) 셀을 비롯한 72 셀 모듈 12 개를 제작하기 위해 다양한 후면 봉지재(UV-cutoff EVA 및 백색 EVA)를 사용하였으며 모듈은 고온고습(DH)에 최대 3,000 시간 동안 시험하고, 열 사이클 조건에(-40°C 와 85°C 사이를 6 시간 동안 100 사이클 간격으로 최대 800 사이클까지) 노출시켰다[215]. 모든 AI-BSF 모듈과 Gen 1 은 후면 봉지재로 UV-cutoff EVA 를, 그리고 모든 Gen 2 모듈은 백색 EVA 를 사용하였다. Gen 2 모듈(백색 EVA 를 후면 봉지재로 사용)은 다른 모듈에 비해 급격한 출력손실을 보였으며, 봉지재는 추가 분석에서 실격한 것으로 나타났다. Gen 2 는 버스바 영역에서의 부식과 부동태화(passivation) 층의 열화(국소화된 후면 접촉의 존재가 부식에 더 취약함)로 인한 직렬 저항(R_s)의 증가 및 단락 전류(I_{sc})의 감소와 함께 Gen 1 보다 출력손실이 더 큰 것으로 나타났다. Gen 2 에서는 잔류 아세트산의 존재 때문에 DH 시험 2,000 시간 후 3 개월간의 암상태 저장 기간 동안 열화가 계속되었다. 열 사이클링 시험을 받은 시료들은 DH 에 비해 상당히 낮은 수준의 출력감소를 보였으며, R_s 가 증가하면서 FF가 감소하였다. Gen 2 모듈의 성능 열화가 증가한 이유 중의 하나는 EVA의 사용인데, TiO_2 의 더 높은 레벨은 성능열화 과정을 가속화하는 라디칼의 형성으로 이어진다.

Adothu 등은 TPO 봉지재를 사용하여 제작한 시편의 자외선 안정성을 연구하였다[51]. TPO로 라미네이트한 쿠폰의 성능을 상업적으로 이용 가능한 가속 경화 EVA로 라미네이트한 쿠폰과 비교하였다. 이들은 90°C, 10~13% RH 조건에서 최대 강도가 약 900 W/m² 인 365 nm LED 광원을 사용해 고온 및 건조 상태를 재현하였다. 그들은 위에서 설명한 최대 50일의 조건에 시료를 노출시켰다. 50일 동안의 UV 노출 후 TPO로 라미네이트한 시료는 EVA로 라미네이트한 시료보다 더 좋은 광학적 성능을 보였다. 또한 그들은 봉지재-유리 계면과 봉지재-백시트 계면에서 약 200 N/cm의 박리 접착(peel adhesion) 강도를 보고했는데, 이는 일반적으로 EVA에서 관찰되는 것보다 더 높다. 후속 연구[14]에서 72 셀 표준 모듈을 봉지재 소재로 EVA와 TPO를 사용하여 제작하였으며



모듈을 1,000시간의 DH 시험에 노출시킨 후 성능을 비교하였다. TPO로 만든 모듈은 EVA로 만든 모듈에 비해 출력(약 3%)이 높았고, DH 시험 1,000시간 후 변색의 정도가 더 낮았으며, 인성(toughness)은 더 높았다.

Barretta 등은 봉지재의 첨가제 조성 변화와 그것이 열화 과정에 미치는 영향에 초점을 맞춰 인공 노화시험에서 봉지화되지 않은 EVA, TPO와 POE 필름의 열화 거동을 비교하였다. 그들은 3,300시간의 DH 시험 후에도 화학적, 열적, 광학적 특성의 변화는 관찰하지 못했다. EVA와 POE는 UV 노출에서 유사한 거동을 보였는데, 광산화 징후는 약 200 kWh/m²의 자외선 인가 선량으로만 관찰할 수 있는 반면, TPO는 가장 광범위한 손상(황변, 취성, 열 안정성 감소, 안정제 고갈)을 보였다.

Ottersböck 등은 마이크로 기후가 봉지재 열화에 미치는 영향도 연구하였다[216]. 그들은 최대 2,000시간 동안의 노출에 해당하는 인공 노화 조건(DH와 제논 시험)에서 라미네이트한 유리/봉지재/백시트 시료뿐만 아니라 TPO 단일 필름과 세 가지 다른 유형의 EVA의 열화 거동을 연구하였는데, 미세 기후조건에 따라 노화 거동이 달라짐을 관찰하였다. 또한 자외선 조사 하에서, EVA로 라미네이트한 시료에서 결정화 온도의 증가로 입증될 수 있는 탈아세틸화 반응의 증거가 확인되었고, TPO의 경우에는 가역 프로세스와 관련된 모폴로지 변화만 탐지되었다.

Oreski 등은 TPO 및 POE의 화학적, 광학적, 열적 및 열기계적 특성을 조사하여 그 특성을 EVA 기준 봉지재와 비교하였다[52]. 그들은 6-셀 프레임 시험 모듈뿐만 아니라 단일 셀을 생산하여 최대 3,000시간의 DH 시험에 노출시켰다. TPO는 다른 두 봉지재에 비해 열팽창률이 가장 낮아(더 높은 용융 온도 덕분) 열기계적으로 가장 안정된 물질이었다. TPO와 POE로 라미네이트한 모듈은 UV 영역에서 반투명한 반면 EVA는 375 nm에서 선명한 UV 차단을 보였다. 시험 모듈은 DH 시험 후에 관련 출력 열화를 나타내지 않았으며, 다만 TPO 사용한 시료는 약간의 황변을 보였는데 빛 조사 후에 사라졌다. 3,000시간의 DH 시험 후 EVA 봉지재를 사용한 시료는 실버 그리드의 부식 징후를 보였는데 이는 TPO나 POE 사용 시료에서는 탐지할 수 없었다(그림 17 참조). DH 시험 중 EVA 가수분해 및 아세트산 생성으로 인해 Ag-acetate의 존재가 탐지되었다.

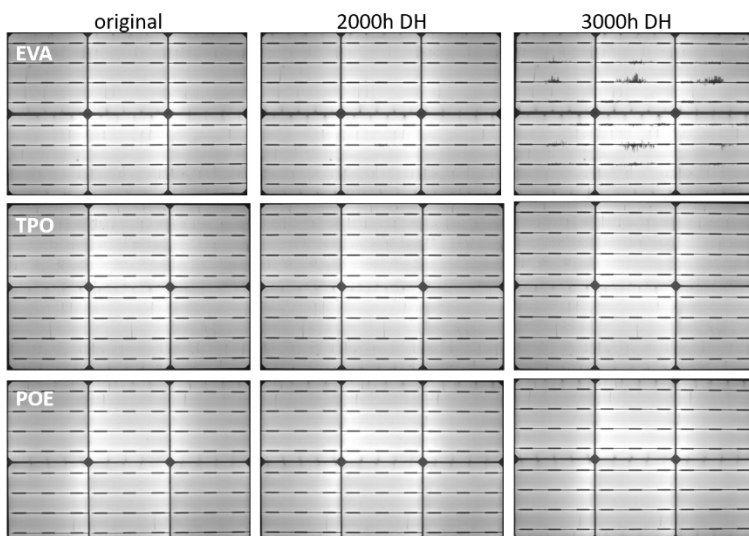


그림 17: DH 시험 2,000 시간과 3,000 시간 전후 시험 모듈의 EL 이미지[6].



4.3.3 최근 실리콘 봉지재 개발

실리콘(silicone) 봉지재 - 폴리디메틸 실록산(PDMS) 및 그 파생물은 다양한 종류의 환경 스트레스 요인에 대해 뛰어난 안정성과 내구성 때문에 1980년대 초 이전부터 태양광모듈의 셀을 라미네이션하는 데 사용되었다[78,217]. 실리콘 봉지재를 사용한 태양광모듈의 낮은 성능 저하가 보고되었지만[218, 219], 재료비 때문에 그 비용이 EVA보다 훨씬 높았고, 태양광모듈에 점성이 있는 액체의 실리콘을 적용하는 것이 복잡했기 때문에 태양광시장에서는 그 활용이 제한적이었다[220]. 이러한 장벽에도 불구하고, 실리콘은 태양광 셀의 봉지용으로 특정한 기술적 이점, 즉 UV 노출에 따른 부식에 대한 보호, 변색이 없는 점[18, 220], PID 억제 특성[221]과 우수한 광 투과율을 가지고 있다. 실리콘의 높은 자외선 투과성은 태양광모듈의 효율을 향상시킬 수 있다[220, 221].

최근에는 기존의 진공-열 라미네이션 공정이 가능한 실리콘 봉지재 시트가 개발되어 출시되었다. 이 실리콘 봉지재 시트를 사용한 태양광모듈의 신뢰성에 관한 보고서에서 기존의 실리콘(액체 형태)과 유사한 특징이 관찰되었다[222]. 이 봉지재를 사용한 모듈은 EVA가 장착된 태양광모듈과는 달리 DH 6,000 이후 EL 영상에서 부식이 관찰되지 않았다(그림 18). 흥미롭게도, 이 실리콘 봉지재 시트를 전면에만 사용되었을 때에도 부식은 확실하게 탐지되지 않았다. 또한 이 실리콘 봉지재 시트를 사용한 태양광모듈에서는 PID가 발견되지 않았는데, 기존의 실리콘 봉지재를 사용한 모듈의 신뢰성에 대한 이전 보고서에서도 PID는 발견되지 않았다. 다른 특성(열기계적/광학적 풍화 스트레스 인자에 대한 안정성과 내구성 포함)의 세부 사항은 아직 보고되지 않았지만 기존 실리콘을 사용한 태양광모듈과 유사한 신뢰성이 예상될 수 있다. 따라서 실리콘 소재의 사용은 향후 추가 시험과 검증에 따라 증가할 것으로 추정된다.

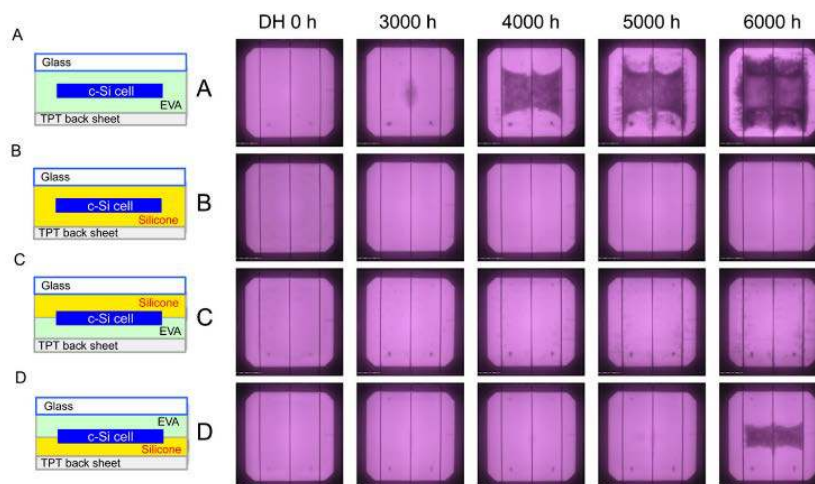


그림 18: DH 시험 중의 EL 이미지. 시험 모듈의 구성은 왼쪽 패널(A~D)에 표시되어 있다. 저작권 (2018). The Japan Society of Applied Physics.

4.4 셀 상호연결과 금속전극

3 절에서 지정한 바와 같이, 새로운 설계의 셀 구조는 새로운 상호연결 접근법을 필요로 한다. 아래에서는 가장 최근의 중요한 접근법을 소개한다.



4.4.1 다중와이어와 저온 솔더

결정질실리콘 태양전지 상호연결에서의 현재 추이는 셀 금속전극용의 은(Ag)의 양을 줄이고 모듈 효율을 높이기 위해 버스바(BB)의 수를 늘리는 것이다. 이러한 추세에 따라 전면 금속전극 핑거는 있으나 버스바는 없는 이른바 버스바가 없는 셀(busbar-less cells)이 개발되었는데, 셀들은 다중와이어(multiwire)로 상호연결 되어 있다[223].

SCHMID의 다중버스바 개념(MBB)에서는, 적외선 솔더링에 의한 라미네이션 전에 셀에 15개의 솔더 코팅된 구리선을 납땀한다[50]. SmartWire Connection Technology(SWCT™)에서는, 저용점 솔더 층으로 얇게 코팅된 구리 와이어가 폴리머 포일(Foil Wire Assembly - FWA)로 지지되며, 모듈 라미네이션 공정 중에 셀 금속전극에 솔더 접촉을 형성하는 합금 층에 의해 상호연결이 이루어진다[224](그림 19). 이 접근법은 처음에 Day4 Energy[225](2003년 특허)가 제안하였으며, 현재는 Meyer Burger 그룹에 의해 자동화 대량 생산되고 있다[30, 226].



그림 19: SmartWire Connection Technology(SWCT™ : 스마트와이어 연결 기술).

SWCT™는, BB 기술에서 사용되는 솔더링 온도 이하인 약 140~160°C의 온도에서 모듈 라미네이션 공정 중에 상호연결이 이루어지므로 셀에 열기계적 응력을 덜 유발한다. 따라서 SWCT™는 향후 출시될 새로운 박형 웨이퍼 셀의 상호연결에도 적합할 수 있다. SWCT™는 PERC, SHJ, 금속 도금과 깎지형 후면전극(interdigitated back contact: IBC)과 같은 모든 유형의 셀 개념(단면형 및 양면형 모두)과 호환된다.

상호연결 와이어의 수를 늘리면 Ag의 양이 감소하고 모듈 효율이 높아지는 이유는 핑거 전극에서의 출력 소멸 손실 P_f 가 버스바 수의 제곱에 반비례하기 때문인데, 여기서 J 는 전류 밀도, L 은 셀의 폭, n_f 는 핑거의 개수, R_f 는 핑거선 저항, n_{BB} 는 버스바의 수, C 는 상수 [30][99,100]이다.

$$P_f \propto \frac{J^2 L R_f}{12 n_f n_{ff}^2} \propto C \frac{R_f}{n_{ff}^2} \quad (2)$$

예를 들어 SWCT™ 설계의 경우처럼 와이어 수를 18개로 늘리면, 5BB 설계와 동일한 출력 손실을 핑거선 저항이 13배나 더 높은 경우에도 달성할 수 있다. 최적의 성능을 얻기 위해서는 선저항(line resistance)이 1 Ω/cm 미만인 핑거 전극을 5BB 셀에 만들 수 있어야 하는데, 18개의 와이어를 가진



다중와이어 방법을 사용하면 핑거전극에서와 유사한 전기적 손실을 얻는데 최대 10 Ω/cm 까지의 저항을 가진 핑거 전극도 가능하게 된다. 더 높은 저항이 수용될 수 있으면, Ag 를 더 적게 사용하는 더 얇은 핑거 전극도 가능하다. 게다가 두꺼운 버스바 리본 없이 더 얇은 핑거를 사용하면 더 많은 태양광이 셀에 도달하고 효율이 증가하게 된다.

SWCT™는 저온 접착 프로세스 덕분에 Ag 소모량이 감소하고 모듈 효율이 높아진다는 장점이 있으며, 비정질 수소 실리콘(a-Si:H) 층의 부동태 특성의 열화 때문에 기존 납땜에 요구되는 고온을 견딜 수 없는 SHJ 셀 기술과 함께 사용할 수 있다. 셀 금속전극 수준에서는 이런 제약조건 때문에 230°C 미만의 저온 경화 Ag 페이스트를 사용해야 한다. 이러한 페이스트는 단일접합 태양전지에 사용되는 표준의 고온 경화 Ag 페이스트보다 약 2~3배 더 높은 체적 비저항을 가지고 있다[227]. 표준 BB의 설계에서 높은 체적 비저항의 Ag 페이스트로 P_f 를 최대한 낮게 유지하기 위해서는, 더 많은 Ag와 더 두꺼운 핑거전극을 사용하여 R_f 를 최대한 낮춰야 할 필요가 있다(방정식 2 참조). 문헌 [228]에서 SHJ의 BB 솔더링 상호연결용으로 저온 Ag 페이스트를 셀 전면에 적용하는데 소요되는 양은 BB의 개수에 따라 다르지만 셀당 약 145~165 mg인 것으로 보이는데(그림 22), 이는 표준 결정질실리콘 태양전지에서 사용되는 고온 페이스트의 경우보다 약 50~80 % 더 많은 것이다. 양면형 SHJ 셀의 경우 Ag 핑거전극이 뒷면에도 프린팅되기 때문에 Ag의 소비량은 420~335 mg으로 급증한다. 또한 저온 경화 Ag 페이스트에 납땜을 할 때는 투명전도산화물(TCO) 표면이 벗겨지는 것을 방지하기 위해 최저 23~35 μm 두께의 BB가 필요하다. 이 모든 것은 표준 실리콘 태양전지에 비해 더 높은 Ag 소비를 유발한다. 비용면에서 Ag는 실리콘 웨이퍼에 이어 2위에 올라 있는 만큼 사용을 줄이는 것이 중요하다. 또한 셀과 리본 사이의 응력을 줄이기 위해서는 비전통적인 비스무트(Bi) 기반 솔더와 전용 용제(flux)가 필요하다. 전기 전도성 접착제(ECA)를 사용하여 리본을 접착하면 SHJ 태양전지의 상호 연결이 개선될 수 있다. BB의 두께에 대한 제약은 완화되고, Ag 페이스트 양은 양면형 SHJ 셀의 경우 245 mg에서 175 mg으로 떨어진다. Ag 페이스트 절감액은 비슷한 가격에 역시 Ag를 포함하는 ECA를 사용하면 상쇄된다. SWCT™는 Ag 페이스트가 훨씬 적게 요구된다는 장점이 있다. 18개의 와이어를 가진 SWCT™는 핑거가 얇고 BB가 없기 때문에 양면형 SHJ 셀의 경우 필요한 Ag가 100 mg 미만이다. 연구원들은 추가 공정 최적화를 통해 이를 60 mg으로 줄이기를 희망한다(그림 20).

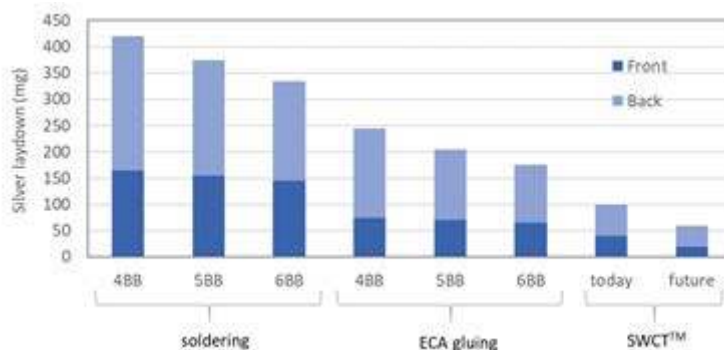


그림 20: SWCT – Ag laydown – 3 가지 다른 상호연결 기술별 SHJ 태양전지 전면과 후면에 증착된 스크린 프린팅 저온 Ag 페이스트의 매스: 납땜, 전기 전도성 접착제(ECA)와 SWCT™.



SWCT™를 SHJ에 적용하게 된 것은 최근 저온 경화 Ag 페이스트를 얇은 선으로 프린팅하는 기술의 개발 덕분이다[30, 229]. 스크린 프린팅에서 최저 20 μm 까지의 오프닝을 사용하여 충분한 전도성을 가진 저온 경화 Ag 라인의 프린팅 가능성이 입증되었으며, 핑거의 추가적인 전기적 손실 없이 SWCT™를 사용하여 모듈내 사용에 충분한 선 저항 5 Ω/cm 에 폭 약 30 μm 의 핑거 전극을 만들 수 있었다. 그림 21과 같이 zero-angle 방향을 가진 특수 메시와 12 μm 의 스크린 오프닝을 사용하여 ITO 코팅된 텍스처 웨이버(waiver)에 선폭 16 μm 의 프린팅을 입증하였다[230].

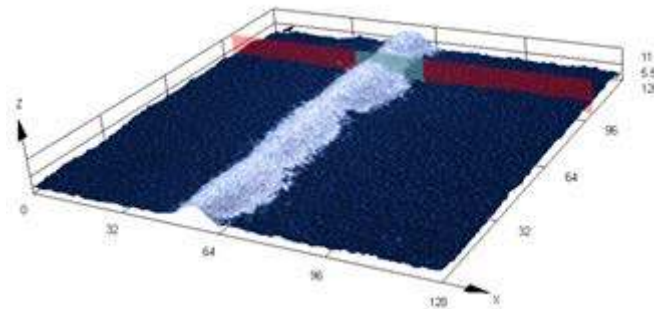


그림 21: 12 μm 스크린 오프닝으로 프린팅한 저온 Ag 페이스트의 공초점 주사현미경(laser scanning confocal microscope)(Olympus LEXT)을 사용한 3D 재구성(CSEM).

다중와이어 상호연결 기술에서 원형 와이어를 사용함에 따른 또 다른 이점은 구리의 등가 단면적에서 표준 BB 기술에 비해 셀 음영이 감소하는 것이다[223]. 또한 와이어의 둥근 형상이 빛을 유리 쪽으로 백 반사시켜 내부 반사(입사각도가 42° 이상일 때)가 일어나게 하거나 혹은 직접 태양전지 쪽으로 향하게 할 수 있다. 예를 들어 SWCT™에 사용된 직경 200 μm 의 와이어는 원형 와이어 표면에 반사된 빛의 일부를 다시 수집한 결과 약 140 μm 의 광학적 치수(optical dimension)를 나타낸다[30, 223]. 이를 통해 상호연결에 따른 음영의 손실 없이 5개의 버스바와 평평한 리본을 사용하는 표준 BB 상호연결 방식에서 원형 다중 와이어를 가진 상호연결 방식으로 전환이 가능해진다.

또한 멀티와이어로 상호연결한 모듈은 셀 균열에도 더 잘 견디는 것으로 보인다. 각 셀은 1,000~2,000개의 전기적 접촉 포인트를 통해 와이어에 접촉되어 있어서 끊어진 셀 조각이 연결된 상태를 유지할 수 있다.

마지막으로, 더 적은 수의 큰 버스바 대신 여러 개의 얇은 와이어를 사용하면 보다 균일한 표면을 가지게 되어 모듈의 심미적 향상도 얻을 수 있는데, 그 사례는 SWCT™를 기반으로 하는 양면형 SHJ 모듈을 사용한 CSEM 건물 전면에서 볼 수 있다(그림 4).

SWCT™의 설계 적격성과 형식승인은 IEC 61215:2016[114] 및 IEC 61730:2016[128]의 TÜV 라인랜드 인증을 획득한 60셀 및 72셀 SHJ GG 모듈 구성에서 입증되었다. 또한 기후에 따라 SWCT™가 자연 환경 스트레스에 견딜 수 있는 능력을 추가로 검증하기 위해 확장된 신뢰성 시험을 실행하였다. 열 사이클 시험에서는 IEC 규격의 5배에 해당하는 1,000 사이클 이상 후에도 열화가 관찰되지 않는 인상적인 결과를 얻었다. 고온고습 시험에서는 IEC 규격의 14배에 해당하는 14,000 h 이후 약 4%의 열화가 관찰되었다(그림 22).

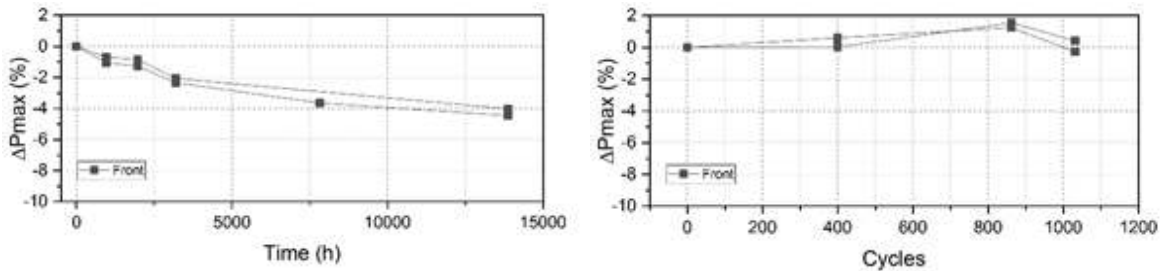


그림 22: 확장된 DH(왼쪽) 및 TC(오른쪽) 조건에서 시험한 풀 사이즈(72 셀) 모듈 SWCT의 최대 출력 변화.

프랑스 CEA가 Meyer Burger사의 산업용 제조장비로 만든 효율 23.4%인 신세대 SWCT™와 단면형 SHJ 태양전지를 사용하여, 2018년 410 W의 출력을 가진 기록적인 72 셀 모듈이 생산되었다[231]. 보다 최근에는 72 셀의 양면형 SHJ 셀과 신세대 SWCT™ 셀 연결 기술이 Meyer Burger에 의해 산업화되었는데, 모듈의 최대 출력은 480 Wp(단면형은 410 Wp)이었다. REC Solar는 2019년에 최대 출력 380 Wp[233]의 120개 하프셀(half-cell) 유리 백시트 모듈용의 600 MWp SWCT™ 생산라인[232]을 설치하였으며, 이 상호연결 기술이 현대적인 셀 설계와 완전히 호환된다는 것을 증명하였다.

4.4.2 전기 전도성 접착제

일반적으로 전기 전도성 접착제(ECA)는 전도성 충전제와 절연성 고분자 접착제를 기반으로 하는 복합 소재이다. 여기서는 열가소성 수지뿐만 아니라 열경화성 수지도 매트릭스 소재로 사용할 수 있다. 에폭시 수지, 실리콘 또는 폴리우레탄은 널리 사용되는 열경화성 수지인 반면 폴리이미드는 ECA에서 사용되는 열가소성 수지의 전형적인 예이다[70, 234, 235]. 전도성 충전제 중 은(Ag)이 가장 일반적으로 사용된다. 은 입자는 산화되어도 높은 전도성을 유지할 수 있어 전기 전도도가 가장 높다. 또한 다양한 크기와 모양의 금(Au), 니켈(Ni), 구리(Cu), 주석(Sn), SnBi 또는 SnIn 코팅한 구리가 충전제 소재로 사용된다[29].

전기 전도성 충전제의 함유 수준과 유형 또는 형태에 따라 ECA는, 일반적으로 기존 전자제품의 상호연결에 사용하는 SnPb 합금을 대체하는 등방성 전도성 접착제(ICA)와 비등방성 전도성 접착제(ACAs)로 구분한다. ICA는 충전제 함량이 높기(50~80 체적%) 때문에 소재 전체에 걸쳐 모든 방향(x, y 및 z 방향)으로 전기 전도성을 제공한다. 여기서 수지는 수축력을 제공하기 위해 일반적으로 높은 온도에서 경화시키는데, 이렇게 하여 전도성, 접착 강도, 화학 및 부식 저항성이 높아진다[29, 236, 237].

ECA는 현재 리본 본딩용 솔더를 대체하기 시작하고 있으며, 싱글형 셀과 같은 새로운 셀의 상호연결이 가능하게 되었다[34, 238, 239].

전기 전도성 접착제를 기반으로 한 리본 기반 상호 연결

인쇄 방식을 통해 ECA를 연결하면, 기존의 상호연결 솔더 프로세스에 비해 저온 처리 가능성, 고해상도 인쇄 가능성 및 취급 용이성 등과 같은 몇 가지 이점이 있다[234]. 기존 주석-납 솔더링 공정의 경우 210°C 이상의 온도가 필요하며 납이 없는 무연 솔더의 경우 온도가 더 높다. 이러한



고온은 종종 셀의 균열과 결정질실리콘 Si 에 미세 균열을 일으키는 원인이 된다. 따라서 웨이퍼 두께를 줄이기 위한 목표는 솔더링 공정에 의해 가장 큰 제약을 받게 된다. ECA 의 경화 반응은 보통 180°C 이하에서 일어나는데, 기본 폴리머 바인더를 개조하여 조정할 수 있다. 따라서 접착제 방식의 상호연결 기술로 전환하면 웨이퍼 두께를 더욱 줄이고 셀 설계에서 혁신의 가능성을 높일 수 있다. 접착제는 셀 전면에 버스바를 추가로 사용하지 않고도 스크린 프린팅으로 셀의 핑거 그리드 위에 직접 적용할 수 있다는 것도 장점이다.

납 기반 솔더 합금에 비해 ECA 적용은 환경적으로 보다 깨끗한 솔루션이다[234, 240]. 솔더에 포함된 독성의 납을 대체하면 폐기물 관리 및 재활용과 관련된 당면 과제를 피할 수 있다. 또한 빛 포획 리본으로 사용되는 Ag 코팅 리본과 같은 납땀이 되지 않는 소재를 사용하면 향후 셀과 태양광모듈 설계에서 새로운 가능성을 열어준다[241]. 그럼에도 불구하고 납땀 공정을 ECA 로 대체하는 것 역시 일부 한계를 가지고 있다. 큰 단점은 Ag 가격이 비싸다는 점인데, 이것이 충전제 함량이 높은 접착제가 솔더보다 훨씬 비싼 이유이다. 이는 버스바를 줄여 부분적으로 보상할 수 있다. 또 다른 과제는 다양한 기후 지역, 특히 추운 기후 지역의 혹독한 환경 조건을 견딜 수 있는 능력인데, 여기에는 제한적인 충격 저항, 약화된 기계적 강도, 접착력 감소 및 증가된 접촉 저항(적절하지 않는 리본 코팅 선택 시)과 같은 문제가 있다 [234].

ECA 를 이용한 싱글형 태양전지

버스바를 사용하는 전통적인 상호연결은 일반적으로 셀 음영 때문에 광학적 손실을 야기한다. 이러한 영향을 줄이기 위해 새로운 모듈 개념과 셀 구조가 개발되었다. 태양전지는 스트립(가늘고 긴 조각)으로 자를 수 있고, 스트립을 겹치면 셀 사이에 빈 공간이 없는 스트링을 만들 수 있다. 따라서 싱글형 태양전지는 광학적 손실이 적고 효율이 높은 것이 특징이다 [242, 243]. 이 기술의 또 다른 장점은 ECA 의 경화 온도가 일반적인 납땀 온도보다 낮아서 태양전지의 잔류 기계적 응력이 낮다는 것이다. 또한 처리 온도가 낮으면 전체 공정에서 에너지 수요가 감소한다[34].

싱글형 태양전지를 연결하고 접합부 불량을 방지하기 위해서는 상호연결 소재의 전단강도($T_{sh. str.}$) 대비 전단계수(G)의 비율이 낮아야 하는데, ECA는 이러한 요건을 충족할 수 있는 매우 좋은 후보이다. 이 기술 사용 시의 주된 단점은 직렬저항의 증가이며, 그 범위는 ECA의 경화 조건에 따라 달라진다[242, 243].

Tonini 등은 기존의 "스트링 및 태빙" 태양광모듈과 비교하여 싱글형 구조를 사용하는 모듈의 프로세스 체인에 따른 주요 차이와 기술적 문제를 설명하고[34], 5 개의 중요 스텝을 확인하였다. (1) 셀 레이아웃, 즉 버스바(BB)로 향하는 Ag 그리드선의 경로가 더 긴데, 이는 pseudo-BB 가 싱글형 셀의 전면 끝이나 혹은 후면 끝에만 위치하기 때문이다. (2) 싱글레이션(singulation): 셀을 절단하는데 사용되는 레이저의 특성(출력, 반복률, 스캐닝 속도, 특히 정확도)은 셀의 손상이 최소화하도록 미세 조정해야 한다. (3) ECA 프린팅: 디스펜싱보다 스크린 프린팅이 선호된다. c-Si 태양전지 생산에 수십 년 동안 사용된 빠르고 단순하며 견고한 프로세스로 간주되기 때문이다. (4) 스트링 조립: 겹치는 영역은 재료 비용 절감(작은 접착제 면적)과 기계적 안정성 개선(큰 접착제 면적) 사이의 최적 조건을 찾아내는데 최적화될 수 있는 파라미터이다. 또한 싱글-싱글 정렬의 정확도와 총 스트링 길이는 심미적 일관성뿐 아니라 원하는 출력 산출량과 신뢰성을 보장하는데 필수적이다. (5) ECA 경화: 접착 문제의 발생을 피하기 위해서는 ECA 를 완전히 경화하는 것이 중요하다. 시차 주사 열량측정법(DSC)을 사용하여 경화 온도 및 경화 프로세스의 효과를 확인할 수 있다.



현재 싱글형 상호연결을 사용하여 만든 모듈의 신뢰성은 과학계에서 큰 관심을 가지고 있지만, 아직 많은 연구가 발표되지 않았으며 관련 작업이 진행 중이다. 또한 태양광모듈용 ECA 에 대한 적격성 시험은 아직 개발 및 구현되지 않았다[244].

Mesquita 등은 주사음파 현미경(SAM)이 ECA 를 사용하여 만든 모듈의 특성을 비파괴적인 방법으로 분석하는 강력한 도구임을 입증하였다[245]. 그들 가속 노화시험 후에 결함이 있는 접착제와 결함이 없는 접착제를 명확히 구별할 수 있었다. Schiller 등은 일반적인 IEC TC 시험과 유사한 결과를 더 짧은 시간에 얻을 수 있는 가속 TC 시험을 제안하였다[246]. 제안된 시험은 시험 시간을 줄이는 목적으로 소재 개발 중에 유용할 수 있다. Pitta Bauermann 등에 의해 세 가지 성분배합의 ECA 가 시험되었다[247]. 습도동결, DH 및 TC 후 출력손실 측면에서 두 가지 성분배합은 IEC 61215 기준을 충족하였지만, 접착제와 물 사이의 부정적인 상호작용으로 인해 기존의 납땜 리본과 비교되는 성능을 보인 성분배합은 없었다. 또한 접착제는 인가되는 응력에 따라 차이가 있어 기후에 따른 적용이 고려되어야 한다는 것을 보여주었다. Klasen 등은 비교 연구에서 다른 기하학적 구조를 사용하여 싱글형 태양전지 접합부에서의 기계적 응력을 예측할 수 있는 모델을 제안하였다[248].

열기계적 특성 및 피로 거동

태양광모듈에 ECA 를 적용하는데 있어 중요한 특성은 경화된 수지의 기계적 거동과 파괴 인성이다. 고효율 셀 개념과 셀 두께 감소와 관련하여 기계적 변형에 대한 고려는 특히 중요하다.

Springer 등은 최근에 서로 다른 ECA 성분배합의 점탄성 특성을 조사하였다[238]. 화학 성분과 경화 조건은 소재의 점탄성 특성에 큰 영향을 미쳤다. 또한 건조하고 습한 열 노출에 대한 반응을 조사하였다. ECA 유형에 따라, 관측 결과는 점탄성 성질의 변화 없음에서 유의한 변화까지 다양하였다. 고온고습 노출에서는 동적 기계적 분석(DMA) 중에 가해진 작은 변형조차도 파괴를 일으키는 취성을 야기하였다. 또한 노화 후 열팽창 거동의 변화도 탐지되었다. ECA 의 취성은 다른 연구에서도 보고되었다[234].

지금까지, 서로 다른 유형의 셀 상호연결의 피로 거동을 다룬 발표 논문의 수는 제한적이고[249–252], 상호 모순된 값을 보여주고 있다. Pander 등은 실리콘 태양전지에 ECA 를 적용하면 솔더에 비해 실리콘 내부의 변형률이 감소한다는 것을 발견하였다[249]. 또한 태양전지 상호연결에서의 피로를 연구하였고, IEC 시험에 해당하는 $\pm 1,000$ Pa 하에서 풀 사이즈 모듈 시뮬레이션에서 발견된 것과 동일한 변형을 진폭을 셀 사이의 간격에서 달성할 수 있도록 피로 시험 중의 하중 프로필을 설계하였다[250]. Dietrich 등은 태양전지 상호연결의 피로를 조사하여 불량이 10,000 사이클 미만에서 발생하는 방법으로 시험 진폭을 선택하였다[250]. 그러나 피로 시험에 적용된 하중 수준에 대한 정보는 제공하지 않았다. Zarmai 등은 태양전지 솔더 상호연결부의 열기계적 손상과 피로 수명을 연구하고, 솔더 접합부에서 최대 스트레스 농도의 계산된 값으로 21 MPa 을 보고하였다[252]. 이 값은 IEC 61215[114]에 따라 -40°C 에서 85°C 까지의 온도 범위에서 열 사이클 시험에서 확보한 것이다.

Oreski 등은 두 가지 다른 ECA 유형[70]의 주기적인 피로 거동을 조사하였는데, 피로 저항에서 상당한 차이가 발견되었다. 한 가지 해석은 소재의 고유한 피로 저항성에 있다는 것이지만, 피로 저항성이 더 나쁜 경우에는 시료 준비가 영향을 미칠 수 있다. 조사된 ECA 유형의 주기적 피로 거동에 관해서, 두 S-N 곡선 모두는 태양광모듈의 상호연결에 대해 보고된 평균 스트레스 수준 보다 훨씬 높거나[250, 251] 혹은 유사한 범위[252]에 있다. 또한 솔더 본드의 불량에 이르는 피로 사이클 수에 대한 보고



값도 비슷한 범위에 있다. ECA 본드 시험 모듈의 경우 열 사이클, 고온고습과 조사강도 노출 후에 약간의 출력 손실이 관찰되었다[70]. 이 연구에서 출력 손실은 ECA 본드의 불량뿐만 아니라 처음부터 존재하는 시료 준비와 셀 손상과 같은 추가 요인에도 기인하는 것으로 간주하였다.

다른 모듈 구성 요소와의 상호 작용

동일한 연구[70]에서 다양한 ECA 성분배합과 다양한 봉지재 필름 및 리본 재료의 호환성이 조사되었다. 라미네이션 및 노화시험 후 조사된 ECA 성분배합과 다른 봉지재 필름 사이에 유해한 상호작용은 발견되지 않았다. 방출된 주요 기체 산물은 경화제의 조각으로 확인되었다. 또한 Ag 입자의 이동도 관찰되지 않았다. 라미네이션 또는 가속 노화시험 후 어떤 박리나 변색이 관찰되지 않았으므로 ECA는 시험한 모든 리본 유형(Cu, Ag, SnAgCu)과 호환될 수 있었다.

4.4.3 셀 금속전극에서의 진전

결정질실리콘 셀과 전자 사이의 상호 이동은 셀의 전면과 후면 표면에 있는 각각의 접촉을 통해 이루어진다. 태양전지 양쪽에 있는 접촉의 전기적 성능은 1980년대 이후 검토되어 왔으며[253, 254] 접촉의 형성 및 접촉에서의 전류전달 메커니즘이 보고되었다[255–257]. 태양광기술에 대한 최근 로드맵에서 알 수 있듯이, Ag 페이스트의 스크린 프린팅 방법은 오늘날에도 셀 금속전극 형성에 선호되고 있으며 현재 태양전지 시장의 95% 이상을 차지하고 있다. 이 기술은 향후 10년(2029년 시장 점유율 85% 이상) 동안에도 여전히 지배적인 기술의 위치를 유지할 것으로 예상된다[53]. 따라서 본 절에서는 태양광 전지/모듈의 장기적 신뢰성과 관련하여 스크린 프린팅 기술의 현황에 대해 검토하고자 한다.

은을 기반으로 한 스크린 프린팅 셀 금속전극

태양전지의 n^+ 에미터 표면에 대한 전기 접촉은 Ag 페이스트(Ag 금속, 유리 프리트와 유기 바인더)를 사용하여 “Fire-Through”를 통해 형성되는데, 그 순서는 (1) 페이스트의 스크린 프린팅, (2) 유기 바인더의 증발, (3) 고온에서의 소성(SiN_x 층의 에칭)이다. 그 후 은과 실리콘 표면 사이의 계면에 얇은 유리 층(많은 수의 은 나노 입자 포함)이 형성된다. 소성 조건과 사용된 페이스트의 성분에 따라 벌크 실리콘에 박힌 Ag 결정립이 관찰된다. 이러한 은 결정립들은 벌크 실버와 직접 접촉하고 일부 경우에는 유리층을 거쳐 침투한다. 이러한 관찰로부터 태양전지에서 생성된 전자는 이 접촉에서 세 가지 경로를 통해 이동한다고 가정할 수 있다. (1) n^+ 에미터에서 벌크 은으로 직접 이동(실리콘 내의 은 결정립이 이 전자이동 경로에 기여할 수 있다)[258,259], (2) 유리층에 분포된 은 나노 입자를 통한 터널링 이동[260, 261] 과 (3) 은 나노입자를 통한 percolation 이동[262, 263]. p^+ -표면 접촉의 경우 알루미늄이 은 페이스트에도 함유되어 있어 오믹 접촉이 생성된다.

태양전지에서 높은 효율을 달성하기 위해서는 접촉의 전기적 특성 최적화가 중요하다. 접촉 저항에 의한 성능 감소를 최소화하기 위해서는 전극의 선형 저항 감소와 금속전극 주변에서 일어나는 캐리어 재결합 억제에 고려되어야 한다. “Fire-Through” 조건 최적화와 함께 유리 프리트의 첨가제 수정도 매우 중요하다. 중요한 발전은 2010년대 초에 일련의 특허로 출원된 것으로 산화 텔루륨을 유리 프리트에 추가하는 것이었다[264]. 텔루륨 기반 페이스트의 사용으로 소성 과정 중 생성된 녹은 유리의 점도가 감소함에 따라 접촉 저항 감소와 캐리어 재결합 억제(점도가 낮아지면 SiN_x 의 균일한 에칭이 발생하여 더 큰 균일한 접촉이 만들어진다)로 이어진다[265–267]. 텔루륨 함유 페이스트로 깊이



예칭하는 것을 억제하면(은 결정립이 더 깊이 성장하는 것의 억제를 나타냄) 선팅 및 캐리어 재결합이 완화된다는 의견이 제시되었다[268].

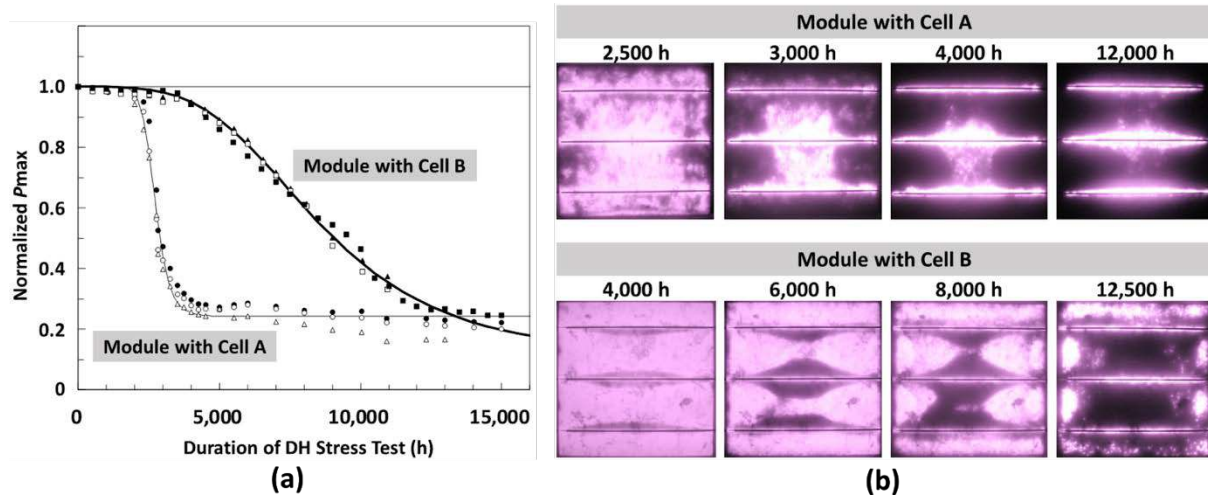


그림 23: DH 시험 중 셀 A(예전 페이스트로 제작) 또는 셀 B(새 페이스트로 제작)로 만든 태양광 미니모듈의 P_{max} 성능 저하. 선 들은 로지스틱 모델(a)에 대한 피팅 곡선을 나타냄, 해당 EL 이미지(b).

스크린 프린팅에 의한 텔루륨 기반 셀 금속전극

텔루륨 기반 페이스트의 시장 출시(2012 년경)와 동시에 태양광 모듈의 신뢰성에 있어 중요한 변화가 인식되었다[269]. 고온과 고습 응력 조건에서, 새로운 페이스트(2012 년 이후)를 사용한 셀로 만든 태양광모듈의 출력손실은 이전 페이스트(2012 년 이전)를 사용한 것보다 적다. 그림 23 (a)에서 보듯이, 두 태양광 모듈의 성능 열화는 시간에 따라 그 진행이 상당히 다르다. 그러나 두 태양광 모듈은 모두 오랜 DH 스트레스 후 80 % 출력손실이라는 유사한 성능열화에 이른다. 이러한 시험에서 초기 속도가 느린 단계의 지속시간은 각각 구형 및 신형 페이스트를 사용한 태양광모듈에서 2,000 시간과 4,000 시간이다(이 지속시간은 STC 에서 출력 5% 감소의 소요 시간으로 정의된다). 구형과 신형 페이스트 사용 태양광 모듈의 출력손실이 50 %에 도달하는 시간은 각각 약 2,800 시간과 8,500 시간이다. 새로운 페이스트를 사용한 모듈은 DH 시험에서 최소 두 배 이상 길게 생존했으며, 전계발광(EL) 영상에서 특유의 패턴을 보였다. 기존 페이스트 사용 모듈(그림 23 (b))에서, DH 시험 후의 EL 이미지에서는 셀 가장자리에 흑변 현상(darkening)이 나타나며 DH 시험이 진행됨에 따라 전체 셀이 어두워진다. 이와는 대조적으로, 새로운 페이스트 사용 모듈은 열화가 버스바를 따라 시작되고 전체 셀 영역으로 확장되는 것을 보여준다. EL 영상의 뚜렷한 진화와는 관계없이 이러한 태양광모듈에 대한 수분 침투의 결정적인 차이는 가정하지 않은 것으로 보인다[270, 271]. 따라서 이러한 관찰은 두 태양광모듈의 부식 메커니즘이 약간 다를 수 있음을 시사한다. 습열 응력 조건 하에서, 봉지재로부터 자유로워진 아세트산(및 기타 유기산)이 벌크 실버와 실리콘 표면 사이의 계면에 위치한 유리층의 용해를 통해[272, 273] 혹은 이 계면에서 유기 납 화합물의 집적을 통해[274] 금속전극을 부식시킨다는 것이 입증되었다. 이 계면에서의 부식은, 태양광모듈 내로 고르지 않은 수분 침투에 따라 셀 표면 내에서 공간적으로 불균일한 접촉저항의 상승을 유발한다. 전체 태양광 셀/모듈에서 관찰된 겉보기 직렬저항은 크게 상승하지 않으며, 한 경우에는 분산된 직렬저항 효과에 의해 탐지할 수 없었다[275]. 또한 인위적인 부식 응력 조건 하에서[277] 태양광 셀의 계면뿐만 아니라



야외에서 장시간 노출된 태양광모듈 내의 계면에 정류(rectified) 접촉이 형성되는 것으로 보고되었다[276]. 새로운 페이스트 사용 태양광모듈에서는, 버스바 주위의 은 금속전극 위에 주석(tin) 축적이 관찰되었기 때문에 벌크 실버 아래 유리층에서의 전기화학적 부식 발생 의견이 제시되었다[278, 279]. 화학반응 메커니즘은 결정되지 않았지만, 금속전극으로의 주석 침투가 일부 현장 설치 태양광모듈에서도 관찰되기 때문에 이러한 부식성 반응에 있어 주석의 역할이 무엇인지를 결정하는 것이 중요하다[281]. 더욱이, 두 태양광모듈(예전 및 새로운 페이스트 사용)의 전기적 열화 특징이 유사하기 때문에[282], 부식의 시공간적 진화는 동일하지 않았지만 필수 메커니즘 역시 유사할 수 있다는 것이 합리적인 해석이라는 것이다.

다중벽 탄소나노튜브를 이용한 첨단 복합 금속전극

셀 균열은 결국 금속 그리드선과 버스바를 통해 전파되어 시간 경과와 함께 모듈 출력손실로 이어질 수 있으며[283–285], 핫스팟의 근본 원인이 될 수 있다[286, 287]. 셀 균열의 영향을 완화하기 위한 기술적 접근법에는 셀 형상, 셀 배선, 금속전극 패턴 및 모듈 구조에 대한 설계의 개선이 포함된다[284]. 다중와이어 기술도 셀 균열이 유도하는 모듈 성능열화의 해결책으로 부상하였다[50]. 이 보고서에서는 상업적으로 가용한 Ag 페이스트에 임베디드된 표면 기능화된 다중벽 탄소나노튜브(MWCNT)를 사용하는 금속 매트릭스 복합재(Metal Matrix Composite: MMC) 금속전극에 중점을 둔다. 그림 24는 절단된 MMC 그리드선의 간극을 CNT가 기계적으로 전기적으로 브리지하여 중복 전기 전도 경로를 제공하는 이 복합 엔지니어링 전략을 시각적으로 보여준다. 복합 금속전극은 금속 그리드선과 버스바에 다음의 고유한 특성을 부여한다. (1) 연성이 향상된 파단 인성, (2) $\geq 50 \mu\text{m}$ 균열의 전기적 브리징(bridging)[284], (3) 인장 변형 하에서 완전한 전기적 불량량의 반복된 사이클 후의 "self-healing" 과 균열 폐쇄에 의한 전기적 연속성의 회복[288–290]. 이러한 특성이 힘입어 모듈 수명이 일반적인 성능 보증 기간인 25년을 훨씬 넘어설 것으로 예상된다.

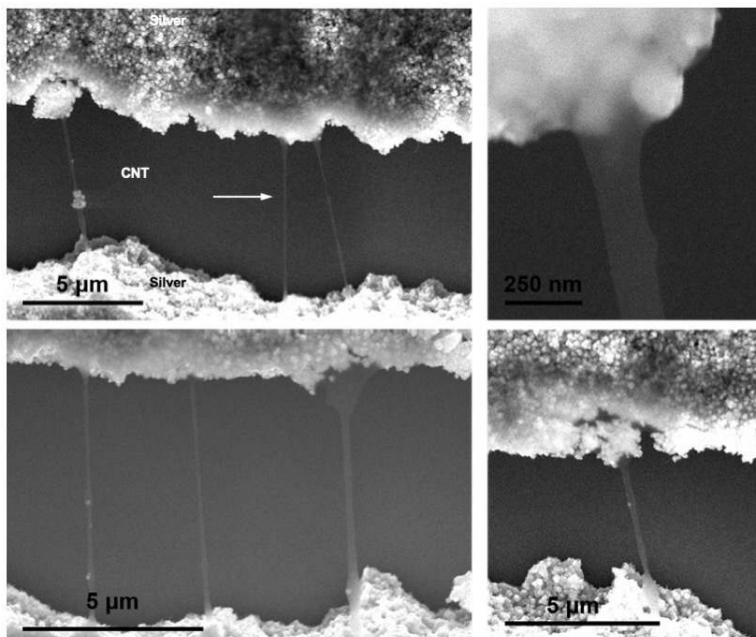


그림 24: BRIDGECONPT – 탄소나노튜브가 균열을 브리징해 주는 실험적인 관찰.



그림 25 는 상업용 Ag 페이스트에 MWCNT 를 추가하여 어떻게 스크린 프린팅하고 용해로에서 소성한 그리드선의 인성계수를 증가시킬 수 있는지를 보여준다. 인성계수는 기계적 특성분석에서 응력(σ) 대 변형(ϵ) 곡선의 아래 영역을 가리키는데, 변형에 의해 유도된 균열 형성과 같은 피로 불량에 대응하는 인성을 나타내는 핵심 지표이다. 이 특별한 경우에서, 그리드선이 기계적으로 불량이나는 점에서 약 16 %의 인성계수 증가 및 50 %의 임계 변형을 증가를 관찰하였는데, 이는 연성이 향상되었음을 나타낸다. 즉, 적절한 양의 기능성 MWCNT 를 Ag 페이스트에 혼합하면 그리드선이 "신축성(stretchy)"을 가지면서 전기적으로 균열된 셀을 브리징하게 된다.

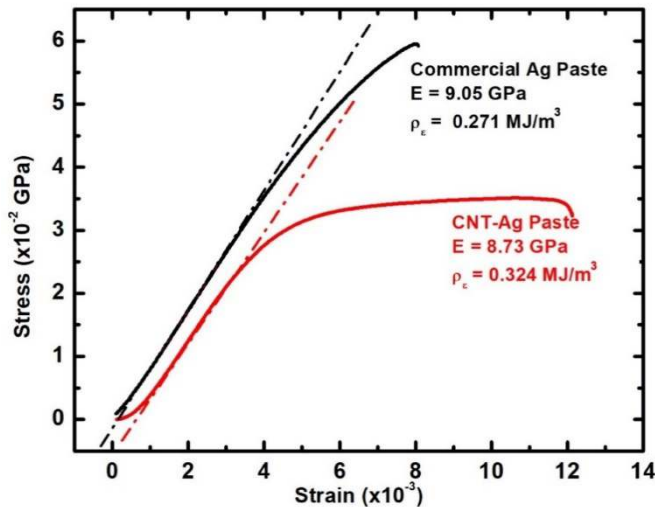


그림 25: 기능성 MW-CNT 와 통합된 상업용 Ag 페이스트 및 MMC 페이스트의 응력(σ) 대 변형(ϵ).

인성과 연성계수의 증가 외에도, MMC 그리드선은 극한의 변형으로 그리드선이 마침내 파괴될 때 탁월한 전기적 갭 브리징 능력을 제공한다. 그림 26 은 Resistance Overs Cleaves and Crack(RACK) 시험 장비를 사용한 결과를 보여주고 있다. 여기서는 반도체 기판에 증착된 여러 그리드선이 기계적 불량으로 변형되어 균열을 형성할 때, 각 그리드선을 따라 저항을 측정하여 저항이 무한대로 상승하여 전기적 불량이 일어나는 점에서의 변위(즉, 균열 내부의 물리적 간격)를 기록하게 된다.

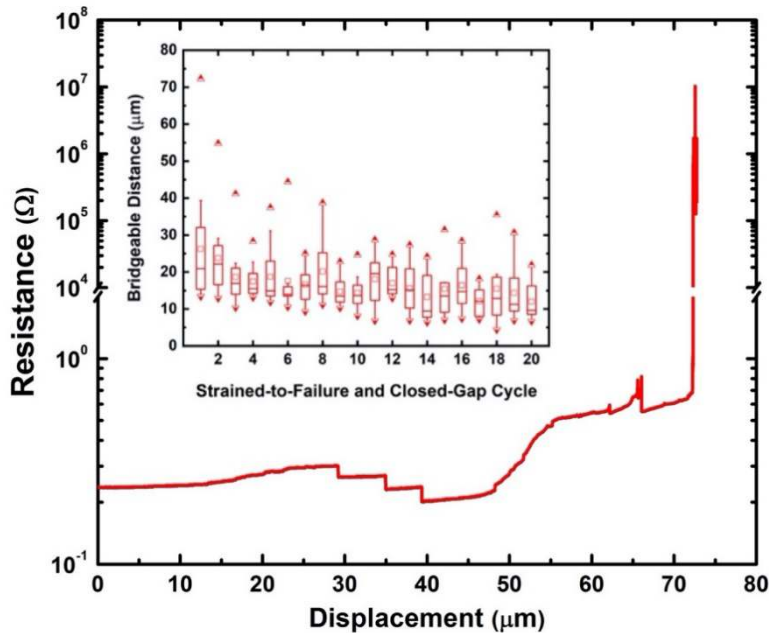


그림 26: 변위(균열에서의 간격의 폭)의 함수로서 MMC 그리드선에서의 저항. 삽입도는 균열에서의 "self-healing"으로 브리징 가능한 간격을 보여준다.

그림 26에서 MMC 그리드선이, 이상치(outlier)의 경우 최대 70 μm 폭의 변위뿐 아니라 첫 번째 변형 사이클의 평균 25 μm 변위(즉, 균열의 물리적 간격 폭)를 전기적으로 브리징할 수 있다는 것을 관찰할 수 있다. 이에 비해 표준 그리드선은 변형이 가해진 후 거의 즉시 그리고 불가역적으로 전기적 불량이 일어난다. Silverman 등은 미니모듈에서 관찰된 셀 균열이 4~20 μm 에 이른다고 보고하고 있다[291]. Haase 등도 유사하게 기계적 하중 하에서 풀 사이즈 모듈에서 관측된 셀 균열 폭이 최대 40 μm 까지 이를 수 있다고 보고하고 있다[292]. 현장에서 풀 사이즈 모듈의 균열 폭에 대한 통계는 쉽게 구할 수 없지만, MMC 그리드선으로 브리징 가능한 간격은 Silverman 등이 관찰한 범위를 충분히 커버하여 MMC 그리드선이 태양광모듈에 나타나는 대부분의 셀 균열을 전기적으로 브리징 가능하다는 것을 시사한다. Hasse 등의 작업과 유사한 접근방식을 따라[292], Sandia National Laboratory와 협력하여 디지털 이미지 상관 관계(Digital Image Correlation: DIC)를 사용하여 필드 및 응력 시험한 풀 사이즈 모듈에 나타나는 셀 균열을 분석할 것이다. 이 작업은 가까운 장래에 보고될 것이다.

그림 26의 삽입도는 어떻게 극도의 변형률 $\gg 70 \mu\text{m}$ 이후 전기적으로 불량이 난 그리드선이 갭이 닫힐 때 "셀프 힐링"되어 전기적 연속성이 다시 이루어지는 지를 보여준다. 전기적 연속성은 균열이 완전히 닫히기 훨씬 전인 약 20 μm 변위에서 재설정된다는 점에 유의하여야 한다. "셀프 힐링"은 많은 변형-불량과 간격-폐쇄의 사이클 후에도 반복될 수 있다. 우리는 Ag 그리드선에 임베디드된 MWCNT가 그림 24에서 설명한 것처럼 그리드선 파열 동안에 파이버 이탈(fibre pull-out)에 의해 노출될 것이라고 추측하였다. 노출된 MWCNT는 결국 극심한 변형에 의해 절단될 수 있지만, 묶여 있는(tethered) MWCNT는 갭이 닫힐 때 쿨롱 인력에 의해 다시 연결될 수 있다. 이러한 정전 "셀프 힐링" 메커니즘 추측과는 반대로, 최근의 현장 SEM 변형 시험은 "셀프 힐링"이 완전한 균열 폐쇄가 일어나기 전에 전기적 연결을 재설정하는 파열 표면의 높은 수준의 거칠기로부터 비롯될 수 있음을 시사한다.

MMC의 이로운 전자-기계적 특성이 셀 성능을 훼손하지 않는지 확실히 하기 위해, 표준 금속전극과



MMC 금속전극을 가진 PERC 셀의 성능을 비교하였는데, 초기 셀 성능에서는 거의 차이를 관찰할 수 없었다.

MMC와 표준 그리드선을 가진 모듈에 도입된 열기계적 응력을 어떻게 견디는지를 비교하기 위해, 그리드선의 불량을 모니터링하는 방법의 하나로 병렬 그리드선을 통해 버스바-버스바 저항을 측정한다. 이 경우 각 미니모듈은 4개의 156 mm x 156 mm 셀로 구성되며, 셀은 봉지화 전에 마이크로 균열을 도입하기 위해 수동으로 스크라이빙한다. 그런 다음 각 미니모듈을 진공 처크에 장착하고 그 아래의 진공으로 구부러지게 한다. 기계적 굴곡이 셀 균열을 발생시키고 이어지는 열 사이클로 인해 셀 균열이 전파된다. 열 사이클이 계속됨에 따른 저항의 변화를 모니터링한다. 그림 27은 MMC 모듈(녹색 데이터 포인트)이 표준 모듈(빨간색 데이터 포인트)에 비해 약 100 사이클 후에 저항의 부분적 변화가 덜 두드러진다는 것을 보여 주며, MMC 금속전극이 그리드선과 버스바의 피로 불량을 줄일 수 있음을 시사한다.

요약하면 MMC 금속전극은, 향상된 파열 인성과 연성, 전기적 간격 브리징 능력 그리고 "셀프 힐링"과 같은 특유의 소재와 전자기계적 특성을 제공할 수 있음을 보여주었다. 이러한 특성은 태양광모듈의 셀 균열로 인한 열화를 완화시킬 수 있을 것이다. 우리는 MMC 금속전극이 초기 셀 성능을 손상시키지 않는다는 것을 입증하였다. MMC 금속전극을 사용한 초기 미니모듈 시험은 열기계적 응력으로 인한 모듈 성능 열화를 줄일 수 있는 가능성을 보여준다.

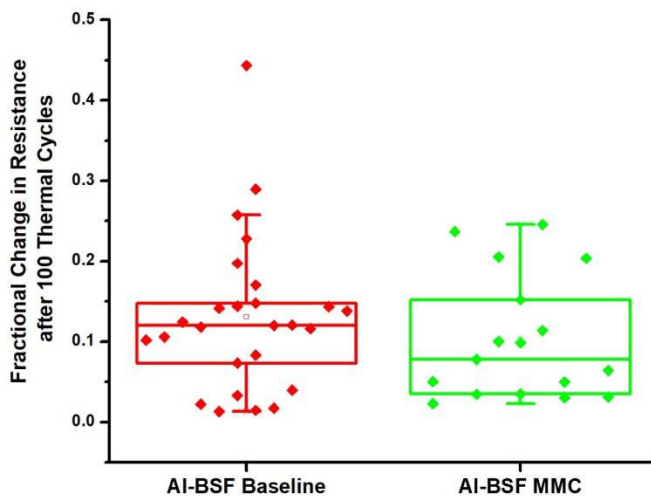


그림 27: 열 사이클 시험으로 인한 그리드선 불량의 척도로 사용되는 병렬 그리드선을 따른 저항의 부분적 변화.

4.5 새로운 모듈 개념의 신뢰성 - 경량 모듈 접근방식

일반적인 c-Si 기반 60 셀 표준 모듈의 무게는 약 20 kg 이고 비중량은 약 12 kg/m² 이다. 경량 모듈은 표준 모듈에 비해 가볍지만 실제 분류는 없다. 대부분의 경량 모듈은 유리 대신 전면시트를 사용하는데, 이는 견고성과 일반적인 특성에 큰 영향을 미친다. 무게를 줄이는 또 다른 방법은 얇은 유리를 사용하는 것이다.

대부분 CIGS 유형의 박막모듈은 경량인 경우가 많으며, 특히 얇은 폴리머 소재가 유리 전면시트 또는 기판을 대체하는 플렉시블 구조인 경우 더욱 그러하다. 이 접근방식은 화합물 반도체 기반의



박막소자에 가장 적합한데, 이는 유연한 구조를 제공할 뿐만 아니라 저비용 기판 재료를 사용하여 롤투롤(roll to roll) 생산공정으로 연속적인 모듈 생산이 가능하기 때문이다[293]. 최근, 이 유형의 소자는 실험실 규모[294, 295]와 대형 모듈[296]에서 여러 가지 효율 기록을 달성하였다.

설치에 필요한 본딩 소재를 포함하지 않고 비중량이 2 kg/m^2 까지 내려가는 인증된 경량 및 유연한 박막모듈[294, 297–300]을 제공하거나 제공한 여러 회사의 예가 있다.

유리 없는 플렉시블 박막모듈은 신뢰성에서 몇 가지 고유한 장점과 단점을 가지고 있다. 깨지기 쉬운 c-Si 웨이퍼를 제외시키면 휘어질 위험과 우박 손상과 같은 기타 기계적 응력이 줄어든다. 그러나 화합물 반도체 박막소자는 습도와 기타 환경 요인에 민감하며[300], 셀을 보호하기 위해 패키징 재료에 의존한다. 반도체 부착력과 다층 구조의 계면을 포함한 기판 특성은 불량과 열화로 이어지는 추가적인 문제이다. 경량 플렉시블 모듈은 일반적으로 권장 접착제로 접착된 고상의 기판(예: 금속 또는 폴리머 지붕)에 적용하기 위한 것이다. 따라서 표면과 본딩 특성은 신뢰성과 곡률 같은 특정 설치조건에 영향을 미칠 수 있는 또 다른 요인이다[301, 302]. 특정 경량 박막모듈 기술과 소재 조합의 신뢰성은 여러 연구에서 논의되었고[300–302], 다른 층에서의 열화 영향에 대한 검토는 문헌[303]에서 확인할 수 있다.

c-Si 웨이퍼 기반 모듈 부문에서 더 얇은 유리를 사용하거나 혹은 대체 소재를 사용함으로써 표준 모듈 설계에 비해 무게를 줄일 수 있다. 더 얇은 유리의 사용은 보수적인 모듈설계를 허용하는데, 프로세스 파라미터가 조정될 경우 원칙적으로 표준 모듈의 기본개념과 생산 프로세스를 유지할 수 있다. 그러나 유리는 라미네이트의 강성에 영향을 미치는 중요한 요소이기도 하다. 단순히 유리 두께만 줄이는 것은 모듈 중앙 영역을 크게 휘게 하거나 접시 모양이 되게 한다.

따라서 프레임이 있는 유리/백시트 모듈의 표준 설계는 매우 얇은 유리를 사용하는 설계에 적합하지 않다. 모듈 치수를 낮추거나 아니면 라미네이트를 지지 플레이트 또는 여러 개의 빔으로 구성된 구조체/그리드 같은 지지대 위에 놓아야 한다.

지지판으로는 예를 들어 플라스틱 twin-wall 시트처럼 단순하거나 실험용 태양광 비행기에 사용된 것과 같이 매우 가볍고 값비싼 벌집 구조를 사용할 수 있다[304]. 또 다른 접근방식은 격자형 구조에서 여러 개의 보를 사용하는 것이다. "U-Light" Solar-era.net 프로젝트에서는 재료 사용을 최소화하기 위해 다양한 빔 설계의 많은 구조물이 조사되었다[305]. 경사각 조정이 가능한 부설물(랙)을 포함하여 중량 8.8 kg/m^2 에 불과한 60-셀 유리/백시트 모듈이 만들어졌다[306]. 부설물을 포함하는 이유는 이 개념에서 모듈과 부설물을 분리하기 어렵기 때문이다. IEC 61215에 따른 기계적 하중과 우박 시험이 성공적으로 수행되었다. 그러나 매우 얇은 유리를 사용하는데 있어 주요한 장애물은 비용과 가용성이다. 열처리 공정으로는 2 mm 보다 얇은 유리를 경화시키는 것이 기술적으로 어렵다. 실험에 사용된 매우 얇은 0.8 mm 유리는 화학적으로 경화시킨 것으로 현재는 가용하지 않다.

박막소자에 대해 이미 설명한 것처럼 유리를 폴리머 재질로 대체하는 것도 c-Si 모듈로서는 하나의 옵션이다. 많은 판매업체가 유리 없는 경량 모듈을 취급한다. 이런 반강성(semi-rigid)의 c-Si 모듈은 대부분 모바일 기기용으로 광고되고 있다. 크기는 대부분 표준 모듈보다 작고 다양한 모양과



디자인으로 제공된다. 무게가 가볍고 크기가 작을수록 안정성 문제가 감소하는데, 정지 상태에서 장기간 목적으로 사용되지는 않는다. 따라서 주변 환경 스트레스(노화, 우박, 기계적 하중 등)와 관련한 요건이 낮으며 인증을 받지 않는다. 따라서 신뢰성 측면에서는 일반적인 설명이 불가능하다. 무게보다는 설계나 명확한 특성에 더 중점을 두는 곡선 형태나 3D 구조를 가진 더 비싸거나 실험적인 특수 솔루션의 경우에도 마찬가지이다. 대표적인 사례로는, 구부러진 폴리머 벌크 플레이트(예: Sunovation)를 기반으로 하는 모듈, 성형 기술(forming technique)로 만든 소자(예: FhG innovation cluster "Solar Plastics") 또는 진공 주입 수지(예: Solarface/Tecnalía)에 임베디드한 태양전지 등이 있다. 그러나 보다 전통적인 레이아웃(미완성 목록)을 갖춘 여러 인증 제품도 있다.

- GiGa Solar FPC; 약 5 kg/m², 인증, 지붕에 플러시 장착
- DAS; > 2.5 kg/m², 인증됨; 아래에 보호층을 가진 ETFE 전면시트
- Solight / cea & edf & Photowat; 6 kg/m², 인증 (중요 시험 2 fold)
- Operasol / cea & 2ca; 4 kg/m², 인증, 사전 적격성

일반적으로 이러한 사례에서는 전면시트(종종 ETFE)가 유리를 대체한다. 우박 피해는 명백한 우려 사항이며 이 주제에 대한 몇 가지 발간자료가 있다. 그러나 부분적으로는 유사한 설정에서도 모순된 결과를 보여준다. 한 자료에서는 재료 용적이 더 큰 전면시트와 낮은 견고성의 기판이 유리한 반면, 다른 자료에서는 같은 조건에서도 손실이 더 높게 나온다[90][307]. 소자 설계가 서로 다르고 좀처럼 밝히지 않기 때문에 유리 없는 모든 모듈에 대한 일반화는 진행되지 못하고 있다.

박막소자의 경우 적용된 인증시험이 실제 스트레스와 관련 스트레스를 어디까지 반영하는지도 명확하지 않다. 그 좋은 예가 기계적 부하 시험이다. 기술된 모듈 유형은 평탄한 지붕에 사용하는 것을 권장하고 있다. 이러한 조건에서 기계적 하중 시험은 큰 장애물은 아닐 수 있지만, 실제 표면의 국소적 불균형은 분명히 위험을 야기할 수 있다. 특히 모듈이 굽히거나 찌그러져 표면이 물에 장기간 노출될 경우에도 유사한 우려가 있다. 태양광 인증은 기존 기술을 위해 개발되었으며, 이러한 새로운 모듈설계를 위해서는 새로운 또는 수정된 시험절차가 필요하다. 새로운 레이아웃은 다른 약점을 가지고 있는데, 폴리머 전면시트는 확실히 유리보다 노화의 영향을 받기 쉽다. 표준 모듈보다 더 많은 시험을 하더라도 인증만으로는 보장이 되지 않는다. 실제 제품의 불량률은 욕조(bathtub) 모양의 곡선을 따르기 때문에, 제조업체는 설치 직후 나타나는 문제는 확인하지만 장기적인 위험은 인식하지 못한다.



5 결론

지난 10년 이상 동안 태양광모듈 제조업체들은 모듈 가격의 급격한 하락과 함께 빠르게 성장하는 시장을 경험해 왔다. 이러한 비용 압력은 새로운 모듈 설계를 개발하고 구현하기 위한 추진력을 낳았으며, 이는 모듈 성능과 수명을 증가시키거나 모듈 생산비용을 감소시킨다. 이러한 혁신 중 다수는 보다 전통적인 소재나 설계를 대체할 수 있는 새로운 소재의 개발과 그 사용을 포함한다. 그 결과 모듈은 이러한 신소재의 성능과 신뢰성에 대해 장기적인 이해 없이 생산되고 판매되고 있는데, 이는 산업에 기술적 위험을 야기한다.

태양광모듈용의 새로운 소재를 조사하기 위한 몇 가지 동기가 있다. 고가의 소재를 줄이거나 교체하는 것은 모듈 생산의 전반적인 경제성에 중요하다. 라미네이션은 일반적으로 모듈 생산 라인에서 가장 느린 단계이므로 제조업체는 이 공정 단계를 가속화시킬 수 있는 소재에 관심이 많다. 성능 향상은 소재 혁신에 대한 분명한 동기 부여이다. 웨이퍼 크기를 증가시키는 추세는 성능 향상으로도 이어진다. 모듈을 보다 지속 가능한 상태로 만드는 것은 또 다른 강력한 동기 부여 요인이다. 전과정 평가(LCA)는 제품의 환경적 영향을 정량화하기 위한 방법론이다. 일부 제조업체는 우수한 지속 가능성 관행을 확인할 수 있는 다양한 라벨 표준을 사용함으로써 생태학적으로 책임 있는 소재 선택에 대한 인정을 받고자 한다.

태양광에 대한 소재 혁신 프로세스는 모듈 내의 다양한 상호작용에 의해 더욱 복잡해진다. 한 소재의 장점은 다른 성분과의 상호작용보다 클 수 있다. 예를 들어, EVA는 비용이 저렴하고 봉지화에 매우 효과적이지만 열화되어 아세트산을 형성하여 금속전극의 부식을 초래할 수 있고, 만약 불침투성 백시트의 사용으로 인해 아세트산 증기가 모듈 패키지를 벗어날 수 없는 경우에는 문제가 된다. 새로운 소재는 전체 모듈 패키징 내에서 다른 소재들과 협동하여 필요한 역할을 해야 한다. 또 다른 문제는 모듈 제조업체가 일반적으로 자재명세서(BOM)를 알리지 않으며 특정 모듈 모델의 BOM은 언제 어디서 제작되었느냐에 따라 달라질 수 있다는 점이다.

최악의 경우, 새로운 모듈 설계 또는 새로운 모듈 소재는 현장 설치 몇 년 후 예상치 못한 열화 메커니즘으로 이어지는데, 이는 퍼텐셜 유도 열화(PID), 광 및 고온 유도 열화(LeTID) 혹은 백시트 균열과 같은 것으로 실험실 가속 시험에서도 예측되지 않았던 것이다. 따라서 소비자와 제조업체는 새로운 소재가 예기치 않은 성능이나 신뢰성 문제를 초래하지 않는다는 보장을 할 수 있도록 하기 위해 IEC TC 82 "Solar Photovoltaic Energy Systems" 과 같은 국제적인 규격의 지속적인 개정과 개발에 기대게 된다.



6 참고문헌

- [1] A. Jaeger-Waldau, “PV Status Report 2019,” Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019. Accessed: Jan. 17 2020. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/pv-status-report-2019>
- [2] VDMA, Ed., “International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV): Results 2018 including maturity report 2019,” Oct. 2019. Accessed: Jul. 23 2020. [Online]. Available: <https://itrpv.vdma.org/>
- [3] S. Pingel *et al.*, “Potential Induced Degradation of solar cells and panels,” in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Honolulu, HI, USA, Jun. 2010 - Jun. 2010, pp. 2817–2822.
- [4] F. Kersten *et al.*, “A new mc-Si degradation effect called LeTID,” in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–5.
- [5] M. A. Jensen, A. E. Morishige, J. Hofstetter, D. B. Needleman, and T. Buonassisi, “Evolution of LeTID Defects in p-Type Multicrystalline Silicon during Degradation and Regeneration,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 4, pp. 980–987, 2017, doi: 10.1109/JPHOTOV.2017.2695496.
- [6] Y. Lyu *et al.*, “Drivers for the cracking of multilayer polyamide-based backsheets in field photovoltaic modules: In-depth degradation mapping analysis,” *Prog Photovolt Res Appl*, no. 28, pp. 704–716, 2020, doi: 10.1002/pip.3260.
- [7] G. C. Eder *et al.*, “Error analysis of aged modules with cracked polyamide backsheets,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 203, p. 110194, 2019, doi: 10.1016/j.solmat.2019.110194.
- [8] A. Goetzberger, B. Voß, and J. Knobloch, *Sonnenenergie: Photovoltaik: Physik und Technologie der Solarzelle*, 2nd ed. Stuttgart: Teubner Verlag, 1997.
- [9] A. W. Czanderna and F. J. Pern, “Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 43, no. 43, pp. 101–181, 1996, doi: 10.1016/0927-0248(95)00150-6.
- [10] M.C.C de Oliveira, A.S.A.C. Diniz, M. M. Viana, L.V.F. Cunha, “The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2299–2317, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.039.
- [11] M. López-Escalante, L. J. Caballero, F. Martín, M. Gabás, A. Cuevas, and J. Ramos-Barrado, “Polyolefin as PID-resistant encapsulant material in 5PV6 modules,” (in af), *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 144, pp. 691–699, 2016, doi: 10.1016/j.solmat.2015.10.009.
- [12] B. M. Habersberger, P. Hacke, and L. S. Madenjian, “Evaluation of the PID-s susceptibility of modules encapsulated in materials of varying resistivity,” in *IEEE 7th World Conference, 2018*.
- [13] K. Nagayama, J. Kapur, and B. A. Morris, “Influence of two-phase behavior of ethylene ionomers on diffusion of water,” *Journal of Applied Polymer Science*, vol. 137, no. 31, p. 48929, 2020, doi: 10.1002/app.48929.
- [14] B. Adothu, P. Bhatt, S. Zele, J. Oderkerk, F. R. Costa, and S. Mallick, “Investigation of newly developed thermoplastic polyolefin encapsulant principle properties for the c-Si PV module application,” *Materials Chemistry and Physics*, vol. 243, 2020, doi: 10.1016/j.matchemphys.2020.122660.



- [15] C. Peike, I. Hälldrich, K.-A. Weiß, and I. Dürr, “Overview of PV module encapsulation materials,” *Photovoltaics International*, no. 19, pp. 85–92, 2013.
- [16] C. Carrot, A. Bendaoud, and C. Pillon, “Polyvinyl Butyral,” in *Handbook of Thermoplastics*, pp. 89–137. [Online]. Available: <https://www.routledgehandbooks.com/doi/10.1201/b19190-4>
- [17] V. Chapuis, S. Pélisset, M. Ræis-Barnéoud, H.-Y. Li, C. Ballif, and L.-E. Perret-Aebi, “Compressive-shear adhesion characterization of polyvinyl-butyril and ethylene-vinyl acetate at different curing times before and after exposure to damp-heat conditions,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 22, no. 4, pp. 405–414, 2014, doi: 10.1002/pip.2270.
- [18] K. R. McIntosh, N. E. Powell, A. W. Norris, J. N. Cotsell, and B. M. Ketola, “The effect of damp-heat and UV aging tests on the optical properties of silicone and EVA encapsulants,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 19, no. 3, pp. 294–300, 2011, doi: 10.1002/pip.1025.
- [19] J. Lopez, A. Pozza, T. Sample, “Analysis of Crystalline silicon PV modules after 30 years of outdoor exposure,” in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015*.
- [20] I. Fidalgo, R. Merino, and B. Perez, “Lamination Cycle Time Optimization Using New POE Encapsulants,” in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 183–186.
- [21] O. Hasan and A. Arif, “Performance and life prediction model for photovoltaic modules: Effect of encapsulant constitutive behavior,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 122, pp. 75–87, 2014, doi: 10.1016/j.solmat.2013.11.016.
- [22] M. D. Kempe and P. Thapa, “Low Cost, Single Layer Replacement for the Back-sheet and Encapsulant Layers,” in *Proceedings of SPIE*, 70480D-1-12.
- [23] M. Jankovec *et al.*, “In-Situ Monitoring of Moisture Ingress in PV Modules with Different Encapsulants,” in *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 2265–2269.
- [24] A. J. Beinert, R. Leidl, P. Sommeling, U. Eitner, and J. Atkaa, “FEM-based Development of Novel-Contact PV Modules with Ultra-Thin Solar Cells,” in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 42–47.
- [25] “©Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, updated: 23 June 2020,”
- [26] T. D. Lee and A. U. Ebong, “A review of thin film solar cell technologies and challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 1286–1297, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.12.028.
- [27] M. B. Hayat, D. Ali, K. C. Monyake, L. Alagha, and N. Ahmed, “Solar energy-A look into power generation, challenges, and a solar-powered future,” *Int J Energy Res*, vol. 43, no. 3, pp. 1049–1067, 2019, doi: 10.1002/er.4252.
- [28] A. Blakers, “Development of the PERC Solar Cell,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 3, pp. 629–635, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2899460.
- [29] M. J. Yim, Y. Li, K. Moon, K. W. Paik, and C. P. Wong, “Review of Recent Advances in Electrically Conductive Adhesive Materials and Technologies in Electronic Packaging,” *Journal of Adhesion Science and Technology*, vol. 22, no. 14, pp. 1593–1630, 2008, doi: 10.1163/156856108X320519.
- [30] A. Faes *et al.*, “SmartWire Solar Cell Interconnection Technology,” in *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 2555–2561.
- [31] P. Papet *et al.*, “New Cell Metallization Patterns for Heterojunction Solar Cells Interconnected by the Smart Wire Connection Technology,” *Energy Procedia*, vol. 67, pp. 203–209, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.039.
- [32] G. G. Untila *et al.*, “Concentrator bifacial Ag-free LGCells,” *Solar Energy*, vol. 106, pp. 88–94, 2014, doi: 10.1016/j.solener.2013.11.034.



- [33] G. G. Untila, T. N. Kost, and A. B. Chebotareva, “Multi-wire metallization for solar cells: Contact resistivity of the interface between the wires and In₂O₃:Sn, In₂O₃:F, and ZnO:Al layers,” *Solar Energy*, vol. 142, pp. 330–339, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2016.12.049.
- [34] D. Tonini, G. Cellere, M. Bertazzo, A. Fecchio, L. Cerasti, and M. Galiazzo, “Shingling Technology For Cell Interconnection: Technological Aspects And Process Integration,” *Energy Procedia*, vol. 150, pp. 36–43, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.09.010.
- [35] H. Schulte-Huxel, S. Blankemeyer, A. Morlier, R. Brendel, and M. Köntges, “Interconnect-shingling: Maximizing the active module area with conventional module processes,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 200, p. 109991, 2019, doi: 10.1016/j.solmat.2019.109991.
- [36] W. J. Gambogi, “Comparative Performance of Backsheets for Photovoltaic Modules,” in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain*, pp. 4079–4083.
- [37] P. Y. Yuen, S. L. Moffitt, F. D. Novoa, L. T. Schelhas, and R. H. Dauskardt, “Tearing and reliability of photovoltaic module backsheets,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 27, no. 8, pp. 3144–3144, 2019, doi: 10.1002/pp.3144.
- [38] Y. Lyu *et al.*, “Impact of environmental variables on the degradation of photovoltaic components and perspectives for the reliability assessment methodology,” *Solar Energy*, vol. 199, pp. 425–436, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.02.020.
- [39] G. Oreski, A. Mihaljevic, Y. Voronko, and G. C. Eder, “Acetic acid permeation through photovoltaic backsheets: Influence of the composition on the permeation rate,” *Polymer Testing*, vol. 60, pp. 374–380, 2017, doi: 10.1016/j.polymertesting.2017.04.025.
- [40] A. Omazic *et al.*, “Increased reliability of modified polyolefin backsheet over commonly used polyester backsheets for crystalline PV modules,” *J. Appl. Polym. Sci.*, vol. 2020, no. 137, p. 48899, doi: 10.1002/app.48899.
- [41] K. Whitfield, “Degradation Processes and Mechanisms of PV System Adhesives/Sealants and Junction Boxes,” in *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules 2019*, pp. 235–254.
- [42] E. J. Schneller *et al.*, “Manufacturing metrology for c-Si module reliability and durability Part III: Module manufacturing,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 992–1016, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.215.
- [43] A. Laugharne and I. Yucel, “Role of Silver in the Green Revolution,” Jul. 2018.
- [44] L. Maras, “Environmental challenges disposing of backsheets at PV module EOL,” in *EU PVSEC, Munich, Germany 2016*.
- [45] K. J. Geretschläger, G. M. Wallner, and J. Fischer, “Structure and basic properties of photovoltaic module backsheet films,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 144, pp. 451–456, 2016, doi: 10.1016/j.solmat.2015.09.060.
- [46] G. Oreski, A. Rauschenbach, C. Hirschl, M. Kraft, G. C. Eder, and G. Pinter, “Crosslinking and post-crosslinking of ethylene vinyl acetate in photovoltaic modules,” *J. Appl. Polym. Sci.*, vol. 134, no. 23, p. 101, 2017, doi: 10.1002/app.44912.
- [47] Xue, H.-Y. a b, W.-H. Ruan, M.-Q. Zhang, and M.-Z. Rong, “Fast curing ethylene vinyl acetate films with dual curing agent towards application as encapsulation materials for photovoltaic modules,” *Express Polymer Letters*, vol. 8, no. 2, pp. 116–122, 2014, doi: 10.3144/expresspolymlett.2014.14.
- [48] M. Bregulla *et al.*, “Degradation mechanisms of ethylene-vinyl-acetate copolymer - New studies including ultra fast cure foils,” in *Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 2704–2707.



- [49] A.-J. Steiner, W. Krumlacher, H. Muckenhuber, M. Plank, K. Sundl, and E. Ziegler, “New Thermoplastic, Non-Curing Encapsulation Material for PV Module Applications,” in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 14-18, 2015 Hamburg, Germany*, pp. 2816–2819.
- [50] J. Walter, M. Tranitz, M. Volk, C. Ebert, and U. Eitner, “Multi-wire Interconnection of Busbar-free Solar Cells,” *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 380–388, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.08.109.
- [51] B. Adothu *et al.*, “Newly developed thermoplastic polyolefin encapsulant—A potential candidate for crystalline silicon photovoltaic modules encapsulation,” *Solar Energy*, vol. 194, pp. 581–588, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.018.
- [52] G. Oreski *et al.*, “Properties and degradation behaviour of polyolefin encapsulants for PV modules,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2020, doi: 10.1002/pip.3323.
- [53] *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)*.
- [54] R. Frischknecht, P. Stolz, G. Heath, M. Raugei, P. Sinha, and M. de wild-Scholten, “Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic: Report IEA-PVPS T12-18:2020,” International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2020. Accessed: Sep. 18 2020. [Online]. Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/07/IEA_Task12_LCA_Guidelines.pdf
- [55] E. D. Dunlop, A. Gracia Amillo, E. Salis, T. Sample, and N. Taylor, “Transitional methods for PV modules, inverters and systems in an ecodesign framework,” Luxembourg, EUR EUR 29513 EN. Accessed: Sep. 18 2020. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/transitional-methods-pv-modules-inverters-and-systems-ecodesign-framework>
- [56] A. Zygierewicz, “The Ecodesign Directive(2009/125/EC): European Implementation Assessment,” European Union, 2017. Accessed: Sep. 18 2020. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/s/okQ0>
- [57] A. C. Russo, M. Rossi, M. Germani, and C. Favi, “Energy Label Directive: Current Limitations and Guidelines for the Improvement,” *Procedia CIRP*, vol. 69, pp. 674–679, 2018, doi: 10.1016/j.procir.2017.11.136.
- [58] C. Nuttal *et al.*, “Project to Support the Evaluation of the Implementation of the EU Eco-label Regulation: ENV.A.1/SER/2013/0065r,” European Union, 2015. Accessed: Sep. 18 2020. [Online]. Available: <https://op.europa.eu/s/okQ1>
- [59] J. Bernreuter, “The Polysilicon Market Outlook 2020: Technology • Capacities • Supply • Demand • Prices,” 2020. Accessed: Jul. 21 2020. [Online]. Available: <https://www.bernreuter.com/polysilicon/industry-reports/polysilicon-market-outlook-2020/>
- [60] M. Osborne, “Why are monocrystalline wafers increasing in size?,” in *Photovoltaics International*. Accessed: Jul. 21 2020. [Online]. Available: <https://store.pv-tech.org/store/why-are-monocrystalline-wafers-increasing-in-size/>
- [61] T. Clausen *et al.*, “Thin silicon solar cells fabricated on cost optimized float zone silicon,” in *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of*, 2003, 1210-1213 Vol.2.
- [62] Arkadeep Kumar and Shreyes N. Melkote, “Diamond Wire Sawing of Solar Silicon Wafers: A Sustainable Manufacturing Alternative to Loose Abrasive Slurry Sawing,” *Procedia Manufacturing*, vol. 21, pp. 549–566, 2018, doi: 10.1016/j.promfg.2018.02.156.
- [63] M. Hutchins, “Manufacturing industry seeks unity on wafer size,” in *PV Magazine*. Accessed: Jul. 21 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/06/25/manufacturing-industry-seeks-unity-on-wafer-size/>



- [64] RENA Technologies GmbH, *Wafer Wet Chemical Surface Treatment from M0 to M6 & M12*. [Online]. Available: <https://www.rena.com/en/products/large-wafer-wet-processing/> (accessed: Dec. 10 2020).
- [65] G. Oreski, B. Ottersböck, and A. Omazic, “6 - Degradation Processes and Mechanisms of Encapsulants,” in *Plastics DEsign Library, Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*, Hsinjin Edwin Yang, Roger H. French, and Laura S. Bruckman, Eds.: William Andrew Publishing, 2019, pp. 135–152. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128115459000069>
- [66] M. Köntges *et al.*, “Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field: Report IEA-PVPS T13-09:2017,” IEA - International Energy Agency, 2017. Accessed: Jan. 21 2020. [Online]. Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=435>
- [67] A. de Rose, D. Erath, T. Geipel, A. Kraft, and U. Eitner, “Low-Temperature Soldering for the Interconnection of Silicon Heterojunction Solar Cells,” in *Proceedings of 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 710–714.
- [68] A. Descoeurdes *et al.*, “Silicon Heterojunction Solar Cells: Towards Low-cost High-Efficiency Industrial Devices and Application to Low-concentration PV,” *Energy Procedia*, vol. 77, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.072.
- [69] S. de Wolf and M. Kondo, “Nature of doped a-Si:H/c-Si interface recombination,” *J. Appl. Phys.*, vol. 105, no. 10, p. 103707, 2009, doi: 10.1063/1.3129578.
- [70] G. Oreski *et al.*, *Reliability of electrically conductive adhesives*, 2019.
- [71] A. Faes *et al.*, “Direct Contact to TCO with SmartWire Connection Technology,” *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, WCPEC 2018 - A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC and 34th EU PVSEC*, 2018, doi: 10.1109/PVSC.2018.8547406.
- [72] T. Meßmer, F. Demiralp, and A. Halm, “Low Cost Semi Automated Assembly Unit for Small Size Back Contact Modules and Low Cost Interconnection Approach,” *Energy Procedia*, vol. 98, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.085.
- [73] A. Halm, E. Lemp, R. Farneda, J. Theobald, and R. Harney, “Method to Counter Warp-age due to Stringing for Back Contact Solar Cells,” in *Proceedings of 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 989–991.
- [74] K.M. Broek, I.J. Bennett, M.J.H. Kloos, and W. Eerenstein, “Cross Testing Electrically Conductive Adhesives and Conductive Back-sheets for the ECN Back-contact Cell and Module Technology,” *Energy Procedia*, vol. 67, pp. 175–184, 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.301.
- [75] Guy Beaucarne *et al.*, “Study of Compatibility of Silicone-based Electrically Conductive Adhesives and Conductive Backsheets for MWT Modules,” *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 444–450, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.08.007.
- [76] M. Koehl, M. Heck, and S. Wiesmeier, “Categorization of weathering stresses for photo-voltaic modules,” *Energy Sci Eng*, vol. 6, no. 2, pp. 93–111, 2018, doi: 10.1002/ese3.189.
- [77] M. Halwachs *et al.*, “Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones,” *Renewable Energy*, vol. 139, pp. 1040–1060, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.135.
- [78] A. Omazic *et al.*, “Relation between degradation of polymeric components in crystalline silicon PV module and climatic conditions: A literature review,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 192, pp. 123–133, 2019, doi: 10.1016/j.solmat.2018.12.027.
- [79] I. Kaaya, M. Koehl, A. P. Mehilli, S. de Cardona Mariano, and K. A. Weiss, “Modeling Outdoor Service Lifetime Prediction of PV Modules: Effects of Combined Climatic Stressors on PV Module Power Degradation,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 4, pp. 1105–1112, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2916197.



- [80] R. R. Cordero *et al.*, “Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert,” *Scientific Reports*, vol. 8, no. 1, p. 13943, 2018, doi: 10.1038/s41598-018-32291-8.
- [81] E.Cabrera, A.Schneider, J.Rabanal, P.Ferrada, R.R.Cordero, E.Fuentealba, R.Kopecek, “Advancements in the Development of “AtaMo”: a Solar Module Adapted for the Climate Conditions of the Atacama Desert in Chile,” in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2015.*, pp. 1–22.
- [82] Julián Ascencio-Vásquez, Kristijan Brecl, and Marko Topič, “Methodology of Köppen-Geiger-Photovoltaic climate classification and implications to worldwide mapping of PV system performance,” *Solar Energy*, vol. 191, pp. 672–685, 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.08.072.
- [83] A. Schneider, J. I. Fidalgo Martínez, R. Merino Martínez, A. Halm, J. Rabanal-Arabach, and R. Harney, “Material developments allowing for new applications, increased long term stability and minimized cell to module power losses,” in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, September 14-18, 2015 Hamburg, Germany*, pp. 153–156.
- [84] N. Bosco, T. J. Silverman, and S. Kurtz, “Climate specific thermomechanical fatigue of flat plate photovoltaic module solder joints,” *Microelectronics Reliability*, vol. 62, pp. 124–129, 2016, doi: 10.1016/j.microrel.2016.03.024.
- [85] J. Althaus and J. Mooslechner, “The Impact of Ammonia Atmosphere to PV Modules and Test Methods,” in *Proceedings of 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 4011–4014.
- [86] D. W. Cunningham, “The Effect of Ammonia Ambient On PV Module Performance and Longevity,” in *Proceedings of 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 3088–3092.
- [87] U. Weber, T. Sögding, W. Huschke, H. Engelmann, and U. Fliedner, “Evaluation of Ammonia Resistance of PV Modules,” *Proceedings of 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 4007–4010, 2010, doi: 10.4229/25thEUPVSEC2010-4AV.3.14.
- [88] A. Sahu, N. Yadav, and K. Sudhakar, “Floating photovoltaic power plant: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 66, pp. 815–824, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.08.051.
- [89] G. Eder *et al.*, “COLOURED BIPV - Market, Research and Development: Report IEA-PVPS T15-07: 2019,” IEA - International Energy Agency, 2019. Accessed: Sep. 27 2020. [Online]. Available: <http://iea-pvps.org/index.php?id=task15>
- [90] A. C. Oliveira Martins, V. Chapuis, A. Virtuani, L.-E. Perret-Aebi, and C. Ballif, “Hail Resistance of Composite-Based Glass-Free Lightweight Modules for Building Integrated Photovoltaics Applications,” in.
- [91] H. Nussbaumer, M. Klenk, N. Keller, P. Ammann, and J. Thurnheer, “Record-Light Weight c-Si Modules Based on the Small Unit Compound Approach – Mechanical Load Tests and General Results,” in *Proceedings of 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 146–150.
- [92] A. C. Martins, V. Chapuis, A. Virtuani, H.-Y. Li, L.-E. Perret-Aebi, and C. Ballif, “Thermo-mechanical stability of lightweight glass-free photovoltaic modules based on a composite substrate,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 187, pp. 82–90, 2018, doi: 10.1016/j.solmat.2018.07.015.
- [93] A. C. Martins, V. Chapuis, A. Virtuani, and C. Ballif, “Robust Glass-Free Lightweight Photovoltaic Modules with Improved Resistance to Mechanical Loads and Impact,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 1, pp. 245–251, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2876934.



- [94] A. C. Martins, V. Chapuis, F. Sculati-Meillaud, A. Virtuani, and C. Ballif, “Light and durable: Composite structures for building-integrated photovoltaic modules,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 26, no. 9, pp. 718–729, 2018, doi: 10.1002/pip.3009.
- [95] N. Yurrita *et al.*, “Multifunctional Coated Composite Material for Encapsulation of Photovoltaic Devices,” in *Proceedings of 36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 87–89.
- [96] J. M. Vega De Seoane *et al.*, “Versatile & Lightweight Transparent Composite Technology for Advanced BIPV Architectural Solutions,” in *Proceedings of 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 1452–1457.
- [97] S. Kristensen, H. de Moor, M. Driesser, E. Geldof, and K. Spee, “Integration of Flexible Solar Cells in Plastic and Composite Materials,” in *Proceedings of 35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 192–196.
- [98] O. Zubillaga *et al.*, “Glass-Free PV Module Encapsulation with Aluminium and Transparent Fibre Reinforced Organic Matrix Composite Material,” in *Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 430–432.
- [99] Y. Voronko, G. Eder, M. Edler, G. Oreski, and W. Mühleisen, “Analysis of the triggers for the yellowing of PV materials during artificial ageing,” in *9th European Weathering Symposium EWS “Natural and Artificial Ageing of Polymers”, September 18-20, 2019, Basel, Switzerland*.
- [100] A. Jentsch, K.-J. Eichhorn, and B. Voit, “Influence of typical stabilizers on the aging behavior of EVA foils for photovoltaic applications during artificial UV-weathering,” *Polymer Testing*, vol. 44, pp. 242–247, 2015, doi: 10.1016/j.polymeresting.2015.03.022.
- [101] G. C. Eder *et al.*, “Climate specific accelerated ageing tests and evaluation of ageing induced electrical, physical, and chemical changes,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 27, no. 11, pp. 934–949, 2019, doi: 10.1002/pip.3090.
- [102] G. C. Eder, Y. Lin, Y. Voronko, and L. Spoljaric-Lukacic, “On-site identification of the material composition of PV modules with mobile spectroscopic devices,” *Energies*, vol. 13, no. 8, 2020, doi: 10.3390/en13081903.
- [103] M. Köntges, A. Morlier, G. Eder, E. Fleis, B. Kubicek, and J. Lin, “Review: Ultraviolet Fluorescence as Assessment Tool for Photovoltaic Modules,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, no. 2, pp. 616–633, 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2961781.
- [104] W. Mühleisen *et al.*, “Scientific and economic comparison of outdoor characterisation methods for photovoltaic power plants,” *Renewable Energy*, vol. 134, pp. 321–329, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.11.044.
- [105] W. Gambogi *et al.*, “A comparison of key PV backsheet and module performance from fielded module exposures and accelerated tests,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 3, pp. 935–941, 2014, doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2305472.
- [106] J. Tracy *et al.*, “Survey of Material Degradation in Globally Fielded PV Modules,” *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2019, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8981140.
- [107] *Photovoltaics in buildings - Part 1: Requirements for building-integrated photovoltaic modules*, 63092-1:2020, IEC, 2020. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/32158>
- [108] *Photovoltaic (PV) modules - Type approval, design and safety qualification - Retesting*, 62915:2018. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/31110>
- [109] H. R. Wilson and F. Frontini, Eds., “Multifunctional Characterisation of BIPV: Proposed Topics for Future International Standardisation Activities,” IEA PVPS Task 15, 2020. Accessed: Sep. 10 2020. [Online]. Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/04/IEA-PVPS_T15_R11_Multifunctional_Characterisation_BIPV_report.pdf



- [110] P. Bonomo *et al.*, “Standardization, performance risks and identification of related gaps for a performance-based qualification in BIPV,” 2019. Accessed: Jul. 21 2020. [Online]. Available: <https://bipvboost.eu/public-reports/>
- [111] *Photovoltaics in buildings - Part 1: BIPV modules*, EN 50583-1:2016, 2016. [Online]. Available: https://infostore.saiglobal.com/en-us/Standards/EN-50583-1-2016-352938_SAIG_CENELEC_CENELEC_805189/
- [112] *Photovoltaics in buildings - Part 2: BIPV systems*, EN 50583-2:2016, 2016. [Online]. Available: https://infostore.saiglobal.com/en-us/standards/en-50583-2-2016-352939_SAIG_CENELEC_CENELEC_805191/
- [113] IEA PVPS Task 15, *BIPV Research Teams and BIPV RD Facilities. An International Mapping*. [Online]. Available: (<https://iea-pvps.org/key-topics/bipv-research-teams-and-bipv-rd-facilities-an-international-mapping-by-task-15/>) (accessed: Feb. 23 2021).
- [114] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-1:2016., IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/24313>
- [115] *Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction: Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction*, IEC 61730-1:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/25674>
- [116] *Construction Products Regulation (CPR): Regulation (EU) No 305/2011*, 2011.
- [117] *Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 1: Irradiance and temperature performance measurements and power rating*, IEC 61853-1:2011, IEC, Jan. 2011. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/6035>
- [118] *Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating - Part 2: Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements*, IEC 61853-2:2016, IEC, Sep. 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/25811>
- [119] John Wohlgemuth, “History of IEC qualification standards,” Jul. 15 2011. Accessed: Sep. 10 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/52246.pdf>
- [120] IEC Standardization Management Board (SMB), “Circular from virtual SMB meeting May 2020, Geneva. Report of IEC TC82 following its (virtual) Spring 2020 meeting,” in.
- [121] U. Jahn, M. Herz, M. Koentges, D. Parlevliet, and M. Paggi, “Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications,” Report IEA-PVPS T13-10:2018, IEA-PVPS Task 13, 2018. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/key-topics/review-on-ir-and-el-imaging-for-pv-field-applications/>
- [122] M. van Iseghem, “PV module test protocols at EDF,” Freiburg im Breisgau, June 2014.
- [123] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements*, IEC 61215-1:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/24312>
- [124] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-2:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/26860>
- [125] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-3: Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) modules: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type ap-*



- proval - Part 1-3: Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-3:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/29787>
- [126] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu(In,Ga)(S,Se)₂ based photovoltaic (PV) modules: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu(In,Ga)(S,Se)₂ based photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-4:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/27848>
- [127] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures: Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures*, IEC 61215-2:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/24311>
- [128] *Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing: Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing*, IEC 61730-2:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/25680>
- [129] *Insulation coordination for equipment within low-voltage supply systems - Part 1: Principles, requirements and tests*, IEC 60664-1:2020, IEC. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/59671>
- [130] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-2: Encapsulants - Measurement of volume resistivity of photovoltaic encapsulants and other polymeric materials: Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-2: Encapsulants - Measurement of volume resistivity of photovoltaic encapsulants and other polymeric materials*, IEC 62788-1-2:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/24790>
- [131] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-4: Encapsulants - Measurement of optical transmittance and calculation of the solar-weighted photon transmittance, yellowness index, and UV cut-off wavelength*, IEC 62788-1-4:2016, IEC, 2016.
- [132] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-5: Encapsulants - Measurement of change in linear dimensions of sheet encapsulation material resulting from applied thermal conditions: Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-5: Encapsulants - Measurement of change in linear dimensions of sheet encapsulation material resulting from applied thermal conditions*, IEC 62788-1-5:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/25264>
- [133] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-6: Encapsulants - Test methods for determining the degree of cure in Ethylene-Vinyl Acetate: Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-6: Encapsulants - Test methods for determining the degree of cure in Ethylene-Vinyl Acetate*, IEC 62788-1-6:2017+AMD1:2020 CSV Consolidated version, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/67103>
- [134] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 1-7: Encapsulants - Test procedure of optical durability*, IEC 62788-1-7:2020, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/26676>
- [135] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 5-1: Edge seals - Suggested test methods for use with edge seal materials*, IEC 62788-5-1:2020, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/32720>



- [136] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 6-2: General tests - Moisture permeation testing of polymeric materials*, IEC 62788-6-2:2020, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/28498>
- [137] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 2: Polymeric materials - Frontsheets and backsheets*, IEC TS 62788-2:2017, IEC, 2017. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/26617>
- [138] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 7-2: Environmental exposures - Accelerated weathering tests of polymeric materials*, IEC TS 62788-7-2:2017, IEC, Sep. 2017. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/33675>
- [139] *Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1: Crystalline silicon*, IEC TS 62804-1:2015, IEC, 2015. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/23071>
- [140] *Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation - Part 1-1: Crystalline silicon - Delamination*, IEC TS 62804-1-1:2020, IEC, 2020.
- [141] *Photovoltaic (PV) modules - Cyclic (dynamic) mechanical load testing*, IEC TS 62782:2016, IEC, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/24310>
- [142] *Extended thermal cycling of PV modules - Test procedure*, IEC 62892:2019, IEC. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/29329>
- [143] *Guidelines for qualifying PV modules, components and materials for operation at high temperatures*, IEC TS 63126:2020, IEC. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/59551>
- [144] J. Li and E. Hsi, *Solar Panel Code of Practice: International guideline on the risk management and sustainability of solar panel warranty insurance*. [Online]. Available: <https://www.swissre.com/Library/solar-panel-code-of-practice-en1.html> (accessed: Sep. 10 2020).
- [145] W. Gambogi *et al.*, “Multi-stress durability testing to better predict outdoor performance of PV modules,” in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–5.
- [146] T. Doyle, R. Desharnais, and T. Erion-Lorico, *2020 PV Module Reliability Scorecard*. [Online]. Available: <https://www.pvel.com/pv-scorecard/> (accessed: Sep. 10 2020).
- [147] *Extended-stress testing of photovoltaic modules for risk analysis*, IEC TS 63209 ED1, Approved for Draft Technical Specification, IEC, Oct. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:8143449863034:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,102121
- [148] *Extended-stress testing of photovoltaic modules for risk analysis – Part 2: Durability characterization of polymeric component materials and packaging sets*, IEC TS 63209-2 ED1, Approved for Committee Draft, IEC, Dec. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5971347928768:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,103328
- [149] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules for consumer products - Design qualification and type approval*, IEC 63163 ED1, Preparation of Compilation of Comments, IEC, Oct. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:8143449863034:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101098
- [150] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 2: Test procedures*, IEC 61215-2 ED2, Approved for Final Draft International Standard, IEC,



- Apr. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:0:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101269
- [151] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-2: Special requirements for testing of thin-film Cadmium Telluride (CdTe) based photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-2 ED2, Approved for Final Draft International Standard, IEC, Apr. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101266
- [152] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements*, IEC 61215-1 ED2, Approved for Final Draft International Standard, IEC, Apr. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101264
- [153] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-1: Special requirements for testing of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-1 ED2, Approved for Final Draft International Standard, IEC, Apr. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101265
- [154] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-3: Special requirements for testing of thin-film amorphous silicon based photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-3 ED2, Approved for Final Draft International Standard, IEC, Apr. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101267
- [155] *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1-4: Special requirements for testing of thin-film Cu(In,Ga)(S,Se)₂ based photovoltaic (PV) modules*, IEC 61215-1-4 ED2, Approved for Final Draft International Standard, IEC, Apr. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101268
- [156] *Amendment 1 - Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 2: Requirements for testing*, IEC 61730-2/AMD1 ED2, Approved for Committee Draft for Vote, IEC, Dec. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,102561
- [157] *Amendment 1 - Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction*, IEC 61730-1/AMD1 ED2, Approved for Committee Draft for Vote, IEC, Jan. 2022. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,100245
- [158] *Photovoltaic devices - Part 1-2: Measurement of current-voltage characteristics of bifacial photovoltaic (PV) devices*, IEC TS 60904-1-2:2019, IEC, 2019. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/34357>
- [159] *Junction boxes for photovoltaic modules - Safety requirements and tests*, IEC 62790:2020 RLV Redline version, IEC, 2020. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/67338>
- [160] *Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests*, IEC 62852:2014+AMD1:2020 CSV Consolidated version, IEC, 2020. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/66763>



- [161] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 2-1: Polymeric materials - Frontsheet and backsheets - Safety requirements*, IEC 62788-2-1 ED1, Approved for Committee Draft for Vote, IEC, Nov. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,102804
- [162] K. Ramspeck *et al.*, “Light induced degradation of rear passivated mc-Si solar cells,” in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 861–865.
- [163] K. A. Berger, “Combined Stress Testing on PV modules - A collaborative research within the European photovoltaic infrastructure research project SOPHIA,” in *5th Sophia PV Module Reliability Workshop*.
- [164] M. Owen-Bellini *et al.*, “Advancing reliability assessments of photovoltaic modules and materials using combined-accelerated stress testing,” *Prog Photovolt Res Appl*, 2020, doi: 10.1002/pip.3342.
- [165] K. Hartman *et al.*, “Validation of Advanced Photovoltaic Module Materials and Processes by Combined-Accelerated Stress Testing (C-AST),” in 2019, pp. 2243–2248. [Online]. Available: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85081568169&doi=10.1109%2fPVSC40753.2019.8980545&partnerID=40&md5=0d1c087843c6abd7f06912c2bdc418b1>
- [166] S. L. Samuels, N. J. Glassmaker, G. A. Andrews, M. J. Brown, and M. E. Lewittes, “Teflon® FEP frontsheets for photovoltaic modules: Improved optics leading to higher module efficiency,” in *2010 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, pp. 2788–2790.
- [167] N. G. Dhere, “Flexible packaging for PV modules,” *Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering*, vol. 7048, 2008, doi: 10.1117/12.795718.
- [168] E. Bittmann, O. Mayer, M. Zettl, and O. Stern, “Low Concentration PV With Polycarbonate,” in *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 537–539.
- [169] C. Schmid *et al.*, “Angle of Incidence Performance Study of PV Modules with Patterned Polycarbonate Front Sheets,” in *Proceedings of 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 3090–3092.
- [170] A. Backes, N. Adamovic, and U. Schmid, “New Light Management Concepts for Standard Si Solar Cells Fabricated by Embossing of Polycarbonate Front & Back Sheets,” in *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 3096–3098.
- [171] K. Drabczyk, P. Sobik, Z. Starowicz, K. Gawlińska, A. Pluta, and B. Drabczyk, “Study of lamination quality of solar modules with PMMA front layer,” *MI*, vol. 36, no. 3, pp. 100–103, 2019, doi: 10.1108/MI-12-2018-0087.
- [172] H. Ng *et al.*, “25 Year Low Cost Flexible Frontsheet - Lifetime Prediction,” in *NREL PV Reliability Workshop 2020*, pp. 1–16. Accessed: Oct. 16 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/pvrw.html>
- [173] M. Owen-Bellini *et al.*, “Correlation of advanced accelerated stress testing with polyamide-based photovoltaic backsheets field-failures,” in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 1995–1999.
- [174] T. Sarver, A. Al-Qaraghuli, and L. L. Kazmerski, “A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 698–733, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.12.065.
- [175] J. M. Freese, “Effects of outdoor exposure on the solar reflectance properties of silvered glass mirrors,” in *Sun II*, pp. 1340–1344.



- [176] D. C. Miller, M. T. Muller, and L. J. Simpson, “Review of Artificial Abrasion Test Methods for PV Module Technology,” Denver, CO, 2016. Accessed: Feb. 23 2021. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1295389-review-artificial-abrasion-test-methods-pv-module-technology>
- [177] J. M. Newkirk *et al.*, “Artificial linear brush abrasion of coatings for photovoltaic module first-surfaces,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 219, p. 110757, 2021, doi: 10.1016/j.solmat.2020.110757.
- [178] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules - Part 7-3: Environmental exposures - Accelerated abrasion tests of PV module external surfaces*, IEC 62788-7-3 ED1, Approved for Committee Draft for Vote, IEC, Dec. 2021. [Online]. Available: https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:5657246992529:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1276,23,101467
- [179] P. M. Kaminski, G. Womack, and J. M. Walls, “Broadband anti-reflection coatings for thin film photovoltaics,” in pp. 2778–2783.
- [180] D. C. Miller *et al.*, “Examination of an optical transmittance test for photovoltaic encapsulation materials,” p. 882509, doi: 10.1117/12.2024372.
- [181] J. Tracy *et al.*, “Survey of Material Degradation in Globally Fielded PV Modules,” in *IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 874–879.
- [182] Sraisth, *EU PVSEC: New polyolefin-based backsheets challenges traditional PET-based backsheets*, 2017. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2017/10/03/eu-pvsec-new-polyolefin-based-backsheet-challenges-traditional-pet-based-backsheets/>
- [183] P. Gebhardt, D. Philipp, and P. Hülsmann, “Qualification of Polyolefin Backsheet for PV Modules,” in *36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.
- [184] F. Rummens, P. Gebhardt, and D. Philipp, “Impact of Highly Breathable Polyolefin Backsheet on EVA Yellowing,” in *36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.
- [185] C. Thellen, “Co-Extrusion of a Novel Multilayer Photovoltaic Backsheet Based on Polyamide-Ionomer Alloy Skin Layers,” in *33rd EU-PVSEC*.
- [186] M. Mrcarica, P. Tummers, K. v. Durme, P. Pathak, and I. Goudswaard, “DSM Innovative Endurance Backsheet Outdoor Validation in Hot and Humid Climate,” in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, 2018, pp. 548–550.
- [187] M. D. Kempe, T. Lockman, and J. Morse, “Development of Testing Methods to Predict Cracking in Photovoltaic Backsheets,” in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 2411–2416.
- [188] M. Wang, “Degradation of PERC and Al-BSF Photovoltaic Cells with Differentiated Minimodule Packaging Under Damp Heat Exposure,” in *IEEE PVSC 46*.
- [189] G. Oreski and G. M. Wallner, “Aging mechanisms of polymeric films for PV encapsulation,” *Solar Energy*, vol. 79, no. 6, pp. 612–617, 2005, doi: 10.1016/j.solener.2005.02.008.
- [190] A. Fairbrother *et al.*, “Differential degradation patterns of photovoltaic backsheets at the array level,” *Solar Energy*, vol. 163, pp. 62–69, 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.01.072.
- [191] Y. Wang *et al.*, “Generalized Spatio-Temporal Model of Backsheet Degradation from Field Surveys of Photovoltaic Modules,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 5, pp. 1374–1381, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2928700.
- [192] W. Gambogi *et al.*, “Sequential Stress Testing to Predict Photovoltaic Module Durability,” in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*



- (*A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC*), 2018, pp. 1593–1596.
- [193] S. Spataru, P. Hacke, and M. Owen-Bellini, “Combined-Accelerated Stress Testing System for Photovoltaic Modules,” in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, 2018, pp. 3943–3948.
- [194] G. W. Ehrenstein and S. Pongratz, *Resistance and stability of polymers*. Munich: Hanser Publishers, 2013.
- [195] C. Schinagl, A. K. Plessing, E. Url, A. Nigg, H. Muckenhuber, and W. Krumlacher, “Flexible Encapsulation with Backsheets and Frontsheets for PV Applications,” in *Proceedings 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 2985–2987.
- [196] M. Owen-Bellini, P. Hacke, S. V. Spataru, D. C. Miller, S. Spataru, and M. Kempe, Eds., *Combined-Accelerated Stress Testing for Advanced Reliability Assessment of Photovoltaic Modules*, 2018.
- [197] U. Eitner, M. Pander, S. Kajari-Schröder, M. Köntges, and H. Altenbach, “Thermomechanics of PV Modules Including the Viscoelasticity of EVA,” in *26th European Photovoltaic Solar Energy*.
- [198] F. Rummens, “PHOTOVOLTAIC MODULES WITH POLYPROPYLENE BASED BACKSHEET,” WO 2011/009568 A1, Jan 27, 2011.
- [199] G. Stollwerck, “Polyolefin Backsheet and New Encapsulant Suppress Cell Degradation in the Module,” in *28th EU-PVSEC*.
- [200] E. Baur, J. G. Brinkman, T. A. Osswald, and E. Schmachtenberg, Eds., *Saechtling Kunststoff Taschenbuch*: Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, 2007.
- [201] G. Stollwerck, “Polyolefin Backsheet Protects Solar Modules for a Life Time,” in *28th EU-PVSEC*.
- [202] G. Oreski and W. Schöppel, “Degradation behavior and reliability of a novel multi-layer polyolefin backsheet film for PV encapsulation,” in *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference*.
- [203] F. Rummens, “Long Term Accelerated Weathering Tests on “Coupons” to Develop New Classes of Backsheets,” in *Proc: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 2478–2481, 2015, doi: 10.4229/EUPVSEC20152015-5CV.2.8.
- [204] L. Castillon, J. Ascencio-Vásquez, A. Mehilli, G. Oreski, M. Topic, and K.-A. Weiß, “Parallel Natural Weathering of Backsheets across Europe,” in *36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.
- [205] W. Gambogi, “Reliability of transparent polymeric backsheets under accelerated aging for bifacial modules,” in *NREL PVRW*.
- [206] W. Gambogi *et al.*, Eds., *Performance and Reliability of Bifacial Modules Using a Transparent Backsheet*, 2019.
- [207] K. Arihara *et al.*, “Reliability and long term durability of bifacial photovoltaic modules using transparent backsheet,” *Japanese Journal of Applied Physics*, vol. 57, 08RG15, 2018, doi: 10.7567/JJAP.57.08RG15.
- [208] *Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules.: Part 1-4: Encapsulants - Measurement of optical transmittance and calculation of the solar-weighted photon transmittance, yellowness index, and UV cut-off wavelength*, IEC 62788-1-4, International Electrotechnical Commission, 2016. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/25942>
- [209] *IEC TS 62788 Measurements procedures for materials used in photovoltaic modules- Part 7-2: Environmental exposures - Accelerated weathering tests of polymeric materials*.



- [210] D. C. Miller *et al.*, Eds., *Degradation in PV Encapsulant Transmittance: Results of the First PVQAT TG5 Study*, 2019.
- [211] D. Miller, M. Kempe, C. Kennedy, and S. Kurtz, “Analysis of transmitted optical spectrum enabling accelerated testing of multi-junction CPV designs,” *Optical Engineering - OPT ENG*, vol. 50, 2011, doi: 10.1117/1.3530092.
- [212] *Standard Practice for Calculating Yellowness and Whiteness Indices from Instrumentally Measured Color Coordinates*, ASTM E313 - 05, ASTM International. [Online]. Available: <http://www.astm.org/cgi-bin/resolver.cgi?E313-05>
- [213] D. C. Miller *et al.*, “Degradation in photovoltaic encapsulation strength of attachment: Results of the first PVQAT TG5 artificial weathering study,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 28, no. 7, pp. 639–658, 2020, doi: 10.1002/pip.3255.
- [214] Roger H. French, “Degradation of PERC & Al-BSF Photovoltaic Cells with Differentiated Minimodule Packaging Materials,” 2019. Accessed: Aug. 12 2020. [Online]. Available: <https://www.nist.gov/system/files/documents/2020/01/15/French.pdf>
- [215] J. L. Braid *et al.*, “EL and I-V Correlation for Degradation of PERC vs. Al-BSF Commercial Modules in Accelerated Exposures,” in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*.
- [216] B. Ottersböck, G. Oreski, and G. Pinter, “Comparison of different microclimate effects on the aging behavior of encapsulation materials used in photovoltaic modules,” *Polymer Degradation and Stability*, pp. 182–191, 2017, doi: 10.1016/j.polymdegradstab.2017.03.010.
- [217] M. A. Green, “Silicon Photovoltaic Modules: A Brief History of the First 50 Years,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 13, no. 5, pp. 447–455, 2005, doi: 10.1002/pip.612.
- [218] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, “Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013, doi: 10.1002/pip.1182.
- [219] S. Chattopadhyay *et al.*, “Visual degradation in field-aged crystalline silicon PV modules in India and correlation with electrical degradation,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 6, pp. 1470–1476, 2014, doi: 10.1109/JPHOTOV.2014.2356717.
- [220] V. Poulek, D. S. Strebkov, I. S. Persic, and M. Libra, “Towards 50years lifetime of PV panels laminated with silicone gel technology,” *Solar Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 3103–3108, 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.07.013.
- [221] W. Luo *et al.*, “Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 10, no. 1, pp. 43–68, 2017, doi: 10.1039/C6EE02271E.
- [222] K. Hara, H. Ohwada, T. Furihata, and A. Masuda, “Durable crystalline Si photovoltaic modules based on silicone-sheet encapsulants,” *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 57, no. 2, p. 27101, 2018, doi: 10.7567/JJAP.57.027101.
- [223] S. Braun, G. Hahn, R. Nissler, C. Pönisch, and D. Habermann, “Multi-busbar Solar Cells and Modules: High Efficiencies and Low Silver Consumption,” *Energy Procedia*, vol. 38, pp. 334–339, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.07.286.
- [224] T. Söderström, “Smart Wire Connection Technology,” in *28th EU-PVSEC*.
- [225] A. Schneider, “Solar cell improvement by new metallization techniques,” in *4th WCPEC*.
- [226] P. Papet, “Metallization schemes dedicated to smartwire connection technology for heterojunction solar cells,” in.
- [227] J. Geissbühler, “Metallization techniques and interconnection scheme for high efficiency silicon heterojunction photovoltaics,” in *Photovoltaics International*.
- [228] A. Faes *et al.*, “Metallization and interconnection for high-efficiency bifacial silicon heterojunction solar cells and modules,” *Photovoltaics International*, vol. 2018, no. 41, pp. 65–76.



- [229] Y. Yao *et al.*, *Module integration of solar cells with diverse metallization schemes enabled by SmartWire Connection Technology*, 2015.
- [230] A. Faes, “Screen-printing for high efficiency solar cells,” in *Asada Mesh Advanced Screen Printing Workshop*.
- [231] Meyer Burger, *Record 410 watt module with heterojunction solar cell technology*, 2018. [Online]. Available: <https://www.meyerburger.com/en/company/media-center/news/record-410-watt-module-with-heterojunction-solar-cell-technology/>
- [232] Meyer Burger, *Meyer Burger plans to adapt business model and enter strategic collaboration with REC*. [Online]. Available: <https://www.meyerburger.com/en/company/media-center/news/meyer-burger-plans-to-adapt-business-model-and-enter-strategic-collaboration-with-rec/>
- [233] REC, *REC Alpha Serie*. [Online]. Available: <https://www.recgroup.com/en/alpha?parent=81&type=product>
- [234] U. Eitner, T. Geipel, S. -N. Holtschke, and M. Tranitz, “Characterization of Electrically Conductive Adhesives,” *Energy Procedia*, vol. 27, pp. 676–679, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.07.128.
- [235] K. Nagarkar, “Reliability of compliant electrically conductive adhesives for flexible PV modules,” in *2016 15th IEEE Intersociety Conference on Thermal and Thermomechanical Phenomena in Electronic Systems (ITherm)*, 2016, pp. 898–905.
- [236] Z. Li, K. Hansen, Y. Yao, Y. Ma, K. Moon, and C. P. Wong, “The conduction development mechanism of silicone-based electrically conductive adhesives,” *J. Mater. Chem. C*, vol. 1, no. 28, p. 4368, 2013, doi: 10.1039/c3tc30612g.
- [237] R. Gomatam and Kash L. Mittal, *Electrically Conductive Adhesives*.
- [238] M. Springer and N. Bosco, “Linear viscoelastic characterization of electrically conductive adhesives used as interconnect in photovoltaic modules,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 28, no. 7, pp. 659–681, 2020, doi: 10.1002/pip.3257.
- [239] L. Theunissen, B. Willems, J. Burke, D. Tonini, M. Galiazzo, and A. Henckens, “Electrically conductive adhesives as cell interconnection material in shingled module technology,” *AIP Conference Proceedings*, vol. 1999, no. 1, p. 80003, 2018, doi: 10.1063/1.5049305.
- [240] Y. C. Lin and J. Zhong, “A review of the influencing factors on anisotropic conductive adhesives joining technology in electrical applications,” *J Mater Sci*, vol. 43, no. 9, pp. 3072–3093, 2008, doi: 10.1007/s10853-007-2320-4.
- [241] M. Schwark, W. Mühleisen, L. Neumaier, and C. Hirschl, “Low silver content, lead free modules with light capturing ribbons,” in *2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2017, pp. 158–162.
- [242] J. Park, W. Oh, H. Park, C. Jeong, B. Choi, and J. Lee, “Analysis of solar cells interconnected by electrically conductive adhesives for high-density photovoltaic modules,” *Applied Surface Science*, vol. 484, pp. 732–739, 2019, doi: 10.1016/j.apsusc.2019.03.307.
- [243] G. Beaucarne, “Materials Challenge for Shingled Cells Interconnection,” *Energy Procedia*, vol. 98, pp. 115–124, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.087.
- [244] Y. Hu and R. H. French, “5 - Degradation and Failure Mechanisms of PV Module Interconnects,” in *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*, pp. 119–134.
- [245] L. V. Mesquita, N. Klasen, E. Fokuhl, D. Philipp, and L. P. Bauermann, “Analysis of shingle interconnections in solar modules by scanning acoustic microscopy,” in *AIP Conference Proceedings 2147*.
- [246] C. H. Schiller, L. C. Rendler, G. Mülhöfer, A. Kraft, and H. N. Dirk, “Accelerated TC Test in Comparison with Standard TC Test for PV Modules with Ribbon, Wire and Shin-



- gle Interconnection,” in *36th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 995–999.
- [247] L. P. Bauermann *et al.*, “Qualification of conductive adhesives for photovoltaic application - accelerated ageing tests,” *Energy Procedia*, vol. 124, pp. 554–559, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.09.266.
- [248] N. Klasen, P. Romer, A. Beinert, and A. Kraft, “FEM simulation of deformations in strings of shingled solar cells subjected to mechanical reliability testing,” in *AIP Conference Proceedings 2156, 020016 (2019)*, p. 20016.
- [249] M. Pander, S. Schulze, and M. Ebert, “Mechanical Modelling of Electrically Conductive Adhesives for Photovoltaic Applications,” 2014, doi: 10.4229/EUPVSEC20142014-5DV.3.39.
- [250] R. Meier, M. Pander, S. Großer, and S. Dietrich, “Microstructural Optimization Approach of Solar Cell Interconnectors Fatigue Behavior for Enhanced Module Lifetime in Extreme Climates,” *Energy Procedia*, vol. 92, pp. 560–568, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.07.020.
- [251] M. Pander, R. Meier, M. Sander, S. Dietrich, and M. Ebert, “Lifetime Estimation for Solar Cell Interconnectors,” 2013, doi: 10.4229/28THEUPVSEC2013-4CO.10.3.
- [252] M. T. Zarmai, N. N. Ekere, C. F. Oduoza, and E. H. Amalu, “Evaluation of thermo-mechanical damage and fatigue life of solar cell solder interconnections,” *Robotics and Computer-Integrated Manufacturing*, vol. 47, pp. 37–43, 2017, doi: 10.1016/j.rcim.2016.12.008.
- [253] D. K. Schroder and D. L. Meier, “Solar cell contact resistance—A review,” *IEEE Trans. Electron Devices*, vol. 31, no. 5, pp. 637–647, 1984, doi: 10.1109/T-ED.1984.21583.
- [254] S. Riegel, F. Mutter, T. Lauermann, B. Terheiden, and G. Hahn, “Review on screen printed metallization on p-type silicon,” *Energy Procedia*, vol. 21, pp. 14–23, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2012.05.003.
- [255] G. Schubert, F. Huster, and P. Fath, “Physical understanding of printed thick-film front contacts of crystalline Si solar cells—Review of existing models and recent developments,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, 18-19, pp. 3399–3406, 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2006.03.040.
- [256] R. Hönig, “Evaluation and microstructure analysis of thick film contacts for industrial silicon solar cells,”
- [257] J. D. Fields *et al.*, “The formation mechanism for printed silver-contacts for silicon solar cells,” *Nature communications*, vol. 7, p. 11143, 2016, doi: 10.1038/ncomms11143.
- [258] C. Ballif, D. Huljic, G. Willeke, and A. Hessler-Wyser, “Silver Thick-Film Contacts on Highly Doped n-Type Silicon Emitters: Structural and Electronic Properties of the Interface,” *Appl. Phys. Lett.*, vol. 82, pp. 1878–1880, 2003, doi: 10.1063/1.1562338.
- [259] E. Cabrera, S. Olibet, J. Glatz-Reichenbach, R. Kopecek, D. Reinke, and G. Schubert, “Experimental evidence of direct contact formation for the current transport in silver thick film metallized silicon emitters,” *J. Appl. Phys.*, vol. 110, 2011, doi: 10.1063/1.3665718.
- [260] Z. G. Li, L. Liang, and L. K. Cheng, “Electron microscopy study of front-side Ag contact in crystalline Si solar cells,” *J. Appl. Phys.*, vol. 105, p. 66102, 2009, doi: 10.1063/1.3086663.
- [261] Z. G. Li *et al.*, “Microstructural comparison of silicon solar cells’ front-side Ag contact and the evolution of current conduction mechanisms,” *J. Appl. Phys.*, vol. 110, p. 74304, 2011, doi: 10.1063/1.3642956.
- [262] M. Pfeffer, P. Kumar, and O. Eibl, “High-Efficiency Crystalline-Si Solar Cells with Screen-Printed Front-Side Metallization: A Percolation Model to Explain the Current Path,” *Journal of Elec Materi*, vol. 45, no. 11, pp. 5764–5772, 2016, doi: 10.1007/s11664-016-4818-5.



- [263] P. Kumar, Z. Aabdin, M. Pfeffer, and O. Eibl, “High-efficiency, single-crystalline, p- and n-type Si solar cells: Microstructure and chemical analysis of the glass layer,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 178, pp. 52–64, 2018, doi: 10.1016/j.solmat.2018.01.001.
- [264] “THICK-FILM PASTES CONTAINING LEAD- AND TELLURIUM-OXIDES, AND THEIR USE IN THE MANUFACTURE OF SEMICONDUCTOR DEVICES - European Patent Office,” EP 3070062 A1.
- [265] A. Ebong, N. Bezawada, and K. Batchu, “Understanding the influence of tellurium oxide in front Ag paste for contacting silicon solar cells with homogeneous high sheet resistance emitter,” *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 56, 08MB07, 2017, doi: 10.7567/JJAP.56.08MB07.
- [266] T. Aoyama, M. Aoki, I. Sumita, Y. Yoshino, Y. Ohshita, and A. Ogura, *EFFECTS OF TELLURIUM OXIDE IN SILVER PASTE ON THE ELECTRICAL LOSSES IN SILICON SOLAR CELLS*, 2017.
- [267] K. Mikeska, M. Lu, and W. Liao, “Tellurium-based screen-printable conductor metallizations for crystalline silicon solar cells,” *Prog Photovolt Res Appl*, vol. 27, 2019, doi: 10.1002/pip.3185.
- [268] T. Aoyama, M. Aoki, I. Sumita, Y. Yoshino, and A. Ogura, “An Evaluation of Constituents in Paste for Silicon Solar Cells with Floating Contact Method: A Case Study of Tellurium Oxide Effects,” *SSRN*, 2018, doi: 10.2139/ssrn.3152258.
- [269] T. J. Trout, “PV module durability -connecting field results, accelerated testing, and materials,” in *44th IEEE*.
- [270] M. Kempe, “Modeling of rates of moisture ingress into photovoltaic modules,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, no. 16, pp. 2720–2738, 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2006.04.002.
- [271] P. Hülsmann and K.-A. Weiss, “Simulation of water ingress into PV-modules: IEC-testing versus outdoor exposure,” *Solar Energy*, vol. 115, pp. 347–353, 2015, doi: 10.1016/j.solener.2015.03.007.
- [272] A. Kraft *et al.*, “Investigation of Acetic Acid Corrosion Impact on Printed Solar Cell Contacts,” *Photovoltaics, IEEE Journal of*, vol. 5, pp. 736–743, 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2395146.
- [273] T. Tanahashi, N. Sakamoto, H. Shibata, and A. Masuda, “Electrical detection of gap formation underneath finger electrodes on c-Si PV cells exposed to acetic acid vapor under hygrothermal conditions,” in *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2016, pp. 1075–1079.
- [274] C. Peike *et al.*, “Origin of damp-heat induced cell degradation,” (in af), *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 116, pp. 49–54, 2013, doi: 10.1016/j.solmat.2013.03.022.
- [275] R. Asadpour, X. Sun, and M. A. Alam, “Electrical Signatures of Corrosion and Solder Bond Failure in c-Si Solar Cells and Modules,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 3, pp. 759–767, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2896898.
- [276] T. Tanahashi, N. Sakamoton, H. Shibata, and A. Masuda, “Corrosion-Induced AC Impedance Elevation in Front Electrodes of Crystalline Silicon Photovoltaic Cells Within Field-Aged Photovoltaic Modules,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 3, pp. 741–751, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2893442.
- [277] T. Tanahashi, N. Sakamoto, H. Shibata, and A. Masuda, “Localization and Characterization of a Degraded Site in Crystalline Silicon Photovoltaic Cells Exposed to Acetic Acid Vapor,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 8, no. 4, pp. 997–1004, 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2839259.



- [278] J.-H. Kim, J. Park, D. Kim, N. Park, and A. Umar, “Study on Mitigation Method of Solder Corrosion for Crystalline Silicon Photovoltaic Modules,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2014, p. 809075, 2014, doi: 10.1155/2014/809075.
- [279] Y. Ino, S. Asao, K. Shirasawa, and H. Takato, “Investigation of Degradation Mode Spreading Interconnectors by Pressure-Cooker Testing of Photovoltaic Cells,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 10, no. 1, pp. 188–196, 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2950079.
- [280] T. Semba, T. Shimada, K. Y. K. Shirasawa, and H. Takato, “Corrosion of the Glass and Formation of Lead Compounds in the Metallization by High Temperature and High Humidity Test of Crystalline Silicon PV Module,” in *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, 2018, pp. 1333–1335.
- [281] Sulas-Kern, “Degradation mechanisms in fielded modules: Imaging for identification of resistance effects,” in *PV Reliability Workshop*.
- [282] T. Tanahashi, N. Sakamoton, H. Shibata, and A. Masuda, “Corrosion-Induced AC Impedance Elevation in Front Electrodes of Crystalline Silicon Photovoltaic Cells Within Field-Aged Photovoltaic Modules,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 9, no. 3, pp. 741–751, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2893442.
- [283] M. Köntges, I. Kunze, S. Kajari-Schröder, X. Breitenmoser, and B. Bjørneklett, “The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 4, pp. 1131–1137, 2011, doi: 10.1016/j.solmat.2010.10.034.
- [284] Gabor A., “Cracking the case: quantifying the impact of cell cracking,” in . [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/webinars/cracking-the-case-quantifying-the-impact-of-cell-cracking/>
- [285] J. Käsewiter, F. Haase, M. H. Larrodé, and M. Köntges, “Cracks in Solar Cell Metallization Leading to Module Power Loss under Mechanical Loads,” *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 469–477, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.08.011.
- [286] D. C. Jordan, T. J. Silverman, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, and K. T. VanSant, “Photovoltaic failure and degradation modes,” *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, vol. 25, no. 4, pp. 318–326, 2017, doi: 10.1002/pip.2866.
- [287] E. Bellini, *UK researchers confirm correlation between micro-cracks and hot spots in polycrystalline cells*, 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/01/07/uk-researchers-confirm-correlation-between-micro-cracks-and-hot-spots-in-polycrystalline-cells/>
- [288] O. K. Abudayyeh, N. D. Gapp, C. Nelson, D. M. Wilt, and S. M. Han, “Silver–Carbon-Nanotube Metal Matrix Composites for Metal Contacts on Space Photovoltaic Cells,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, no. 1, pp. 337–342, 2016, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2480224.
- [289] O. Abudayyeh, C. Nelson, G. Bradshaw, S. Whipple, D. Wilt, and S. Han, “Crack-Tolerant Metal Composites as Photovoltaic Gridlines,” *IEEE J. Photovoltaics*, PP, pp. 1–5, 2019, doi: 10.1109/JPHOTOV.2019.2939096.
- [290] O. Abudayyeh *et al.*, *Development of Low-Cost, Crack-Tolerant Metallization Using Screen Printing*, 2019.
- [291] T. J. Silverman, M. Bliss, A. Abbas, T. Betts, M. Walls, and I. Repins, “Movement of Cracked Silicon Solar Cells During Module Temperature Changes,” in *46th IEEE PVSC*.
- [292] F. Haase, J. Kasewiter, S. R. Nabavi, E. Jansen, R. Rolfes, and M. Köntges, “Fracture Probability, Crack Patterns, and Crack Widths of Multicrystalline Silicon Solar Cells in PV Modules During Mechanical Loading,” *IEEE J. Photovoltaics*, PP, pp. 1–15, 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2871338.



- [293] J. Gifford, *The weekend read: CIGS is back, back again*. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2018/07/21/the-weekend-read-cigs-is-back-back-again/>
- [294] E. Bellini, *Korean researchers announce flexible CIGS solar cell with 20.4% efficiency*, 2020. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2020/03/02/korean-researchers-announce-flexible-cigs-solar-cell-with-20-4-efficiency/>
- [295] R. Carron *et al.*, “Advanced Alkali Treatments for High-Efficiency Cu(In,Ga)Se₂ Solar Cells on Flexible Substrates,” *Adv. Energy Mater.*, vol. 9, no. 24, p. 1900408, 2019, doi: 10.1002/aenm.201900408.
- [296] M. Hutchins, *MiaSolé breaks its own record for flexible CIGS*, 2019. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2019/11/11/miasole-breaks-its-own-record-for-flexible-cigs/>
- [297] Global Solar, *Flexible Solar Panels*. [Online]. Available: <https://globalsolar.com/>
- [298] M. Osborne, *Midsummer offers complete BIPV CIGS thin-film metal roof systems*. [Online]. Available: <https://www.pv-tech.org/products/midsummer-offers-complete-bipv-cigs-thin-film-metal-roof-systems>
- [299] MiaSolé, *MiaSolé - Home*. [Online]. Available: <http://miasole.com/>
- [300] B. Weller, *Technologieentwicklung leichter, flexibler Photovoltaikmodule auf der Basis von ETFE und CIGS-Foliensolarzellen für die Architektur*.
- [301] A. Gerthoffer *et al.*, “CIGS solar cells on flexible ultra-thin glass substrates: Characterization and bending test,” *Thin Solid Films*, vol. 592, pp. 99–104, 2015, doi: 10.1016/j.tsf.2015.09.006.
- [302] C. Yang, K. Song, X. Xu, G. Yao, and Z. Wu, “Strain dependent effect on power degradation of CIGS thin film solar cell,” *Solar Energy*, vol. 195, pp. 121–128, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.012.
- [303] M. Theelen and F. Daume, “Stability of Cu(In,Ga)Se₂ solar cells: A literature review,” *Solar Energy*, vol. 133, pp. 586–627, 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.04.010.
- [304] J. Rion, “Ultra-light photovoltaic composite sandwich structures,” 2008, doi: 10.5075/epfl-thesis-4138.
- [305] G. Oreski, A. Halm, V. Schenk, M. Edler, M. Klenk, and H. Nussbaumer, “Investigation of effects due to encapsulation thickness reduction in light weight modules,” Halle an der Saale, Oct. 23 2018.
- [306] H. Nussbaumer, M. Klenk, N. Keller, P. Ammann, and J. Thurnheer, “Record-Light Weight c-Si Modules Based on the Small Unit Compound Approach – Mechanical Load Tests and General Results,” in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.
- [307] M. Brown, “Hail Impact Testing on Crystalline Si Modules with Flexible Packaging,” in *PV Module Reliability Workshop, Berlin, Germany, 2011*.



부록 1 영어-한글 용어 비교

acetic acid permeation rate (AATR)	초산 침투율
additive	첨가제
aging	노화, 에이징
amorphous	비정질
anti-reflection	반사방지
anti-soiling	오염 방지
backscattering	후방산란
back surface field (BSF)	후면전계
back-contact	후면접촉
bending strength	휨강도
bifacial	양면형
bifacial nameplate irradiance (BNPI)	양면형 명판 조사강도
bill of materials (BOM)	자재명세서, 원단위
block	봉쇄
brittleness	취성
browning	갈변
building integrated PV (BIPV)	건물일체형 태양광
bulk resistivity	체적 비저항
busbar (BB)	버스바
Cadmium Telluride (CdTe)	카드뮴 텔루라이드
carrier	캐리어, 반송자
chalking	초킹화
chromophore	발색단
co-extrusion	공압출
contact	접촉
crack	균열 (크랙)
creep	
crosslink	가교
crystal grain	결정립
crystalline silicon (c-Si)	결정질실리콘
crystallite	결정립
CuInGaSe ₂ (CIGS)	구리인듐갈륨셀레늄
curing	경화
current injection	전류 주입
damp heat	고온고습
dark	암상태
darkening	흑변 현상
defect	결함
deformation	변형
degradation rate	열화율
delamination	박리
differential scanning calorimetry (DSC)	시차주사 열량측정법
Digital Image Correlation (DIC)	디지털 이미지 상관관계



dose	선량
ductility	연성
dust soiling	먼지오염
elastic modulus	탄성계수
elastomer	탄성중합체, 엘라스토머
electroluminescence (EL)	전계발광
emitter	에미터
encapsulant	봉지재
encapsulation	봉지
energy rating	에너지 등급
equivalent cross section	등가 단면적
failure	불량
fatigue	피로
field of view (FOV)	시야
fill factor (FF)	충진율
filler	충전제
flux	용제, 플럭스
ecological footprint	생태발자국
formulation	성분배합
front sheet	프론트시트, 전면 시트
grain	입자
grain boundary	입계
gridline	그리드선 (라인)
haze	헤이즈
hotspot	핫스팟, 열점
infrared (IR) light	적외선
insolation	일조량
integrating sphere	적분구
interconnect	상호연결
interdigitated back contact (IBC)	각지형 후면전극
ionomer	이오노머
irradiance	조사강도
irradiation	조사량
I-V curve	전류-전압 곡선
lamination	라미네이션
Laser Confocal Scanning Microscope (LCSM)	공초점 주사현미경
learning curve	학습 곡선
learning rate	학습률
levelized cost of electricity (LCOE)	균등화 발전단가
life cycle assessment (LCA)	전과정 평가
light & elevated temperature induced degradation (LeTID)	광 및 고온 유도 열화
light induced degradation (LID)	광유도 열화
metal matrix composite (MMC)	금속 매트릭스 복합재
metallization	금속 전극
minority carrier	소수 캐리어(반송자)
moieties	부분
monofacial	단면형
multi-crystal	다중결정



multiwalled carbon nanotubes (MWCNT)	다중벽 탄소나노튜브
optical dimension	광학적 치수
outlier	이상치, 아웃라이어
passivated emitter rear contact (PERC)	후면전극 부동태화
passivation	부동태화
paste	페이스트
permeability	투과성
peroxide	과산화물
phase change	상변화
photo-oxidative	광산화
polyolefin (PO)	폴리올레핀
potential induced degradation (PID)	퍼텐셜 유도 열화
potting	포팅
qualification	적격성
quantile	분위수
radiation	복사
recombination	재결합
rigidness	견고성, 강성
service life	서비스 수명
shear modulus	전단계수
silicon heterojunction (SHJ)	실리콘 이종접합
singulation	싱귤레이션, 셀 절단
solder	솔더, 납땜
specific weight	비중량
standard test condition (STC)	표준시험조건
standardization	표준화, 규격화
stiffness	경직성, 강성
strain-at- break	파단시 변형
stress	스트레스, 응력
string	스트링
superstrate	상판
thermal cycling	온도 사이클
thermography	서모그래피, 열화상장치
thermoplastic	열가소성
thermoset	열경화성
toughness	인성
traceable	소급가능한
type approval	형식승인
visual inspection	육안검사
water vapor transmission rate (WVTR)	수증기 투과율
yellowing	황변
yellowness index (YI)	황변화 지수
yield strength	항복강도

한글 옮김 문의: khdb52@gmail.com



ISBN 978-3-907281-02-4



9 783907 281024 >