

Task 13 Performance, Operation and Reliability of Photovoltaic Systems

S
T
V
P

태양광모듈의 사용 수명 예측

Service Life Estimation for Photovoltaic Modules

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 및 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 Copper 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 13 은 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 13 은 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 13 의 참여국은 호주, 오스트리아, 벨기에, 캐나다, 칠레, 중국, 덴마크, 핀란드, 프랑스, 독일, 이스라엘, 이탈리아, 일본, 네덜란드, 노르웨이, 스페인, 스웨덴, 스위스, 태국과 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.

COVER PICTURE

사용 수명 모델링에 포함되는 활동 범위 Source: CWRU, Cleveland / Roger French.

ISBN 978-3-907281-05-5: Task 13 Report T13-16:2021



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME

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

Service Life Estimation for Photovoltaic Modules
(태양광모듈의 사용 수명 예측)

Report IEA-PVPS T13-16:2021
June 2021

ISBN 978-3-907281-05-5



AUTHORS

Main Authors

Karl-Anders Weiß, Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany

Laura S. Bruckman, CWRU, Cleveland, USA

Roger H. French, CWRU, Cleveland, USA

Gernot Oreski, PCCL, Leoben, Austria

Tadanori Tanahashi, AIST, Koriyama, Japan

Contributing Authors

Julián Ascéncio-Vásquez, 3E, Brussels, Belgium

Luis F. Castillion-Gandara, PCCL, Leoben, Austria

Gabriele Eder, OFI, Vienna, Austria

Nikola Hrelja, EDF, Moret Loing et Orvanne, France

Mike van Iseghem, EDF, Moret Loing et Orvanne, France

Ismail Kaaya, Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany

Sascha Lindig, EURAC Research, Bolzano, Italy

JiQi Liu, CWRU, Cleveland, USA

Stefan Mitterhofer, University of Ljubljana, Ljubljana, Slovenia

Lukas Neumaier, SAL Silicon Austria Labs, Villach, Austria

Kunal Rath, CWRU, Cleveland, USA

Sameera Nalin Venkat, CWRU, Cleveland, USA

Raymond J. Wieser, CWRU, Cleveland, USA

Editors

Ulrike Jahn, VDE Renewables GmbH, Alzenau, Germany

Karl-Anders Weiß, Fraunhofer ISE, Freiburg, Germany

Korean translation Yoon, Kyung-Hoon 윤 경 훈

November 2021



목차

감사인사.....	6
약어.....	7
요약.....	11
1 서론.....	13
1.1 목적.....	13
1.2 최신 현황.....	13
2 용어와 정의.....	15
2.1 사용 수명 예측.....	19
2.2 수명 종료의 정의.....	19
3 기후 스트레스 요인.....	21
3.1 서론.....	21
3.2 거시기후 하중.....	21
3.3 가속 시험에서의 조건.....	24
3.4 모듈의 미시기후 하중.....	27
4 모델링 접근방법.....	35
4.1 경험적 모델링에서의 문제: 바이어스 대 변동폭 절충.....	35
4.2 태양광모듈 소재, 구성요소와 특정 열화 모드의 열화 모델.....	37
4.3 태양광 성능 모델.....	52
5 결론.....	65
참고 문헌.....	67
부록 1 영어-한글 용어 비교.....	76



감사인사

This report received valuable contributions from several IEA-PVPS Task 13 members and other international experts. A special thanks goes to Ms. Bianca Krumm from Fraunhofer ISE for organizing and coordinating all contributors and their contributions as well as for thoroughly editing the report.

The authors would like to thank Laura Bruckman and Werner Herrmann for reviewing this report.

Case Western Reserve University's work on this report was 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 report is supported by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) under contract no. 0324304A and 0324304B.

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

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

This report has received funding from the European Union's Horizon 2020 programme under GA. No. 721452 – H2020-MSCA-ITN-2016.

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

2021년 11월 윤 경 훈 (Yoon, Kyung-Hoon)



약어

A	Pre-Exponential Factor of the Arrhenius Equation
AAA	Polymeric Backsheet Consisting of Three Layers of Polyamide
ABC	Approximate Bayesian Computation
AC	Alternating Currents
Ag	Silver
AI-BSF	Cell type
AIC	Akaike Information Criterion
AH	Tropical climate with high irradiation based on Köppen-Geiger-Photovoltaic climate zone scheme
AK	Tropical climate with very high irradiation based on Köppen-Geiger-Photovoltaic climate zone scheme
ARIMA	Autoregressive Integrated Moving Average
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials – US Standardization Organization
B	Desert climate based on Köppen-Geiger-Photovoltaic climate zone scheme
BWh	Arid climate, desert climate, hot desert based on the Köppen-Geiger climate zone scheme
β	The Coefficients of Additive Models, e. g. $Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \varepsilon$
BoM	Bill of Materials
C	Concentration
C-AST	Combined-Accelerated Stress Test
CCC	Cross Correlation Coefficient
CCSF	Cross Correlation Scale Factor
CEC	Commission of the European Communities
Cfa	Temperate, Humid-Subtropical Köppen-Geiger Climate Zone
CS	Climatic Stressors
CSD	Classical Seasonal Decomposition
D	Diffusion Coefficient
DH	Damp Heat
DMT	Derjaguim-Muller-Toporov Model
EL	Electroluminescence
ε	The error term of an Additive Model



E_{POA}	Insolation in Plane of Array
ESTI	European Solar Test Installation
ERA5	Copernicus Climate Change Service ERA5 Dataset
EVA	Ethylene-Vinyl Acetate
FEM	Finite Element Method
FF	Fill Factor
FTIR	Fourier Transform Infrared
H_2	Dihydrogen
H_2O	Water
HVAC	Heating, Ventilation, Air Conditioning
HW	Holt-Winters statistical method
HY's Model	Hsueh and Yanaka Model
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IR	Infrared
I_{sc}	Short-Circuit Current
I-V	Current-Voltage
JPL	Jet Propulsion Laboratory
KG	Köppen-Geiger climate zone scheme
K_{Ross}	Ross Coefficient
KGPV	Köppen-Geiger Photovoltaic climate zone scheme
L&DS	Lifetime and Degradation Science
LID	Light-Induced Degradation
LSCM	Laser Scanning Confocal Microscopy
MC	Monte-Carlo
MD	Molecular Dynamics
MS-PL	Multi-Step Performance Losses
M_{pp}	Maximum Power Point
μ	The mean of a population
N	Nitrogen
Na	Sodium
NaOH	Sodium Hydroxide
Na_2SiO_3	Sodium Metasilicate
nA	Nanoampere
netSEM	Network Structural Equation Modelling
NIR	Near-Infrared
NREL	US National Renewable Energy Laboratory
O	Oxygen



P(t)	Power as function of time
P (Pa)	Partial Water Vapour Pressure
PA	Polyamide
PCA	Principal Component Analysis
P _{Critical}	Minimum Required Functional Property Level
PDCZ	Photovoltaic Degradation Climate Zones
PERC	Cell Type
PET	Poly-Ethylene Terephthalate
PID	Potential Induced Degradation
PL	Photoluminescence
PLR	Performance Loss Rate
P _{max}	Maximum Generating Power
P _{mpp}	MPP-Power
PR	Performance Ratio
PR _{tc}	Temperature-Corrected Performance Ratio
PV	Photovoltaic(s)
PVLIB	PVlib, a Python Package of functions for PV calculations
PVM	Photovoltaic Module
R&D	Research and Development
RD	Reaction-Diffusion
RH	Relative Humidity
R _{iso}	Isolation Resistance
RMSE	Root Means Square Error
R _s	Series Resistance
R _{sh}	Shunt Resistance
S	Solubility of Water
Si	Silicon
Si _x N _y	Silicon Nitride
SLP	Service Life Prediction
STC	Standard Test Conditions
STL	Seasonal and Trend Decomposition using LOESS
t	Time
T	Temperature
T _{amb}	Ambient Temperature
TC	Thermal Cycling
TCO	Transparent-Conductive Oxide
TGA	Thermogravimetric Analysis
T _{mod}	Module Temperature



TPO	Thermoplastic Polyolefin
V_{mpp}	MPP-Voltage
UV	Ultraviolet
V	Voltage
VIS	Visual
V_{oc}	Open-Circuit Voltage
WS	Wind Speed
WVP	Water Vapour Pressure
WVTR	Water Vapour Transmission Rate
XCT	X-Ray Computed Tomography
YDS	Yearly Degradation Score
YI	Yellowness Index



요약

태양광(PV) 발전소의 경제적인 성공은 수명 기간 동안의 에너지수율에 달려있다. 열화 효과와 전체 수명은 직접적인 전기 생산량과 현금 흐름에 영향을 미치며, 이는 또한 발전소의 균등화 발전단가(LCOE)와 수익성에도 영향을 미친다. 대부분의 경우, 시스템 성능을 추정하는데 사용되는 수명과 열화율은 시스템에 특정된 것이 아니고 더 오래된 시스템과 그 데이터 시트의 평가에 따른 평균값을 토대로 한 것이다. 그래서 유감스럽게도 이들 값은 특정 시스템의 특정 구성요소나 특정 위치에서의 작동과 기후 조건과도 직접적인 관련성이 없다. 또한 예상되는 출력 산출량을 계산하는데 사용되는 수학적 모델은 통상적으로 선형적인 열화율을 예상하는데, 이는 필드에서 실제로 발견되는 비선형적인 열화 프로세스와 일치되지 않는 것이다.

태양광모듈이 태양광시스템의 주요 구성요소이고 열화의 영향을 받기 때문에 이 보고서에서는 태양광모듈의 경험적 열화 모델링과 사용 수명 예측에 대한 개요를 제공한다. 다른 구성요소의 경우 비교 가능한 과학적인 데이터가 없다. 보고서에서는 서로 다른 배경을 가진 다양한 이해관계자들의 주장을 다루고 있다. 1 장은 최신 기술에 대한 간략한 개요를 포함하여 짧은 소개로 시작한다.

제 2 장에서는 관련 용어와 정의에 대해 기술한다. 특히 수명과 열화에 대한 논의에서는 산업이나 과학에서 서로 다른 용어들이 일관성 있게 사용되지 않기 때문에, 저자들은 이 전용 용어집을 사용하여 이런 상황을 개선하려고 한다. 또한 사용자의 관점과 시각 그리고 태양광모듈이나 태양광시스템에 영향을 미치는 일반적인 인자들에 따라 지극히 관련성이 높은 용어인 "수명 종료(end-of-life)"가 서로 다른 정의를 갖고 논의되고 있다. 이 "수명 종료" 용어의 경우, 일반적으로 모든 상황에 적용할 수 있는 정의를 제공할 수 없다. 정의는 계산된 사용 수명, 수율 및 모든 관련 파라미터에 결정적으로 중요하므로, LCOE 를 통해 발전소와 태양광 투자를 평가할 때 이를 알고 있는 것이 중요하다.

기후 인자들은 열화에 주요한 역할을 하며 위치에 따라 달라진다. 의미 있는 사용 수명 예측 또는 열화 데이터를 생성하기 위해서는 사전에 기후 관련 스트레스 요인에 대해 알아야 한다. 따라서 3 장에서는 이를 취급하고 분석하기 위한 분류 체계와 방법론뿐만 아니라 서로 다른 관련 기후 스트레스 요인을 소개한다. 그리고 모듈 주변의 기후 조건을 기술하는 소위 거시 기후 스트레스 요인과 물질 수준에서의 상황, 이른바 미세 기후 스트레스 요인 사이의 차이와 관계도 설명한다. 후자는 열화 프로세스와 모듈 열화 및 사용 수명 예측을 다루는 수학적 모델에 대한 관련 파라미터를 기술한다. 특정 위치의 주변 거시 기후 조건은 기후 지역에 대한 데이터와 개조된 기후 지도를 사용하여 추정할 수 있으며 그리고 Köppen-Geiger PV scheme 과 같이 태양광 용도로 명시된 기후 분류 체계를 사용하여 분류할 수 있다. 일반적으로 열화 모델의 입력 파라미터인 미세 기후 하중을 결정하려면 추가 계산이 필요하다. 이 보고서에서는 온도와 습도라는 가장 중요한 미세 기후 파라미터에 필요한 데이터를 확인할 수 있는 가능한 방법을 제시한다. 이 데이터는 사용 수명과 열화 예측에 대해 모듈별로 파라미터를 제공할 수 있는 가속 시험의 정의에도 매우 중요하다. 또한 3 장에서는 각 IEC 규격에 기술된 기본 가속 노화 시험에 대해 기술하고, 이것이 가진 제약뿐만 아니라 열화와 사용 수명 예측 및 모델링을 지원하는 방법에 대해서도 기술한다.



4 장에서는 관련된 이슈를 포함한 일반적인 열화와 사용 수명 모델링 접근방식을 다룬다. 4.1 절에서는 사용 수명과 열화 예측 및 결과 해석에 대한 수학적 모델링을 다룰 때 유의해야 하는 경험적 모델링의 일반적 이슈에 대해 논의한다. 태양광모듈 경험적 통계학적 모델링과 경험적 물리학적 모델링과 같은 제품의 전체 수명 성능 예측과 사용 수명에 대한 경험적 모델링에는 매우 다양한 접근법이 있다. 물리학적 경험적 모델은 현상의 근본적인 물리학과 화학을 나타내기 위해 분석적 또는 수치적 형태를 활용하는 모델이다. 종종 데이터 중심 모델이라고 불리는 통계학적 모델은 물리학적 또는 화학적 프로세스와 직접 관련이 없이 측정된 데이터를 피팅할 수 있는 수학적 형식을 사용한다. 두 접근법 모두 미래 거동을 예측하는 데 사용할 수 있는 파라미터를 결정하기 위해 경험적(측정된) 데이터를 사용한다.

4.2 절에서는 한편으로는 모듈의 특정 열화 모드 또는 현상(예, 백시트, 셀 균열 또는 전기화학적 부식)에 대한 모델을 소개하고, 다른 한편으로는 구성요소와 소재의 열화 효과에 대한 모델링 접근법이 제시된다. 폴리머 소재는 고온, 습도, 자외선과 같은 일반적인 기후 스트레스 요인에 의한 열화 영향에 민감하다고 알려져 있기 때문에, 여기서는 폴리머 소재의 열화에 특별히 초점을 맞추고 있다. 확보 가능한 사례로 polyethyleneterephthalate(PET)의 열화를 사용하여 예측 모델 및 추론적인 기계학적 모델을 사용한 모델링 접근법이 소개된다. 모든 열화 효과를 설명하려면 서로 다양한 모델링 접근법이 필요하다는 것을 보여준다. 모듈의 취약점을 파악할 수 있고 제품에 대한 집중적인 최적화를 지원받을 수 있다.

특정 유형과 위치에 대해 시간 경과에 따른 모듈의 열화 예측용의 핵심 모델인 성능 열화 모델은 4.3 절에서 다룬다. 정의된 수명 종료 조건과 결합된 이러한 모델은 사용 수명 예측에 사용될 수 있다. 태양광모듈을 위해 특별히 개발된 다양한 접근법이 제시된다. 물리학적, 화학적 공정과 특정 용도에 초점을 맞춘 접근법부터 시작한다. 현장 데이터로부터 관련 파라미터를 결정하는 과정을 포함하여 통계학적 방법론을 추종하는 성능 손실률(PLR) 모델을 개발하는 접근방식도 제시된다.

모델링 접근법은 사용된 입력 데이터의 문제에 대한 방법론적 접근법과 특정 모듈 유형이나 국부적 기후 조건과 관련된 파라미터를 포함하며, 시간 경과에 따른 열화율 혹은 사용 가능 수명(RUL)이나 총 기대 수명의 계산까지 다룬다.

최신의 과학적 연구는 서로 다른 모델링 접근 방식을 결합하고 가장 관련성이 높은 열화 효과의 노하우 및 모델링 파라미터를 포함할 경우 태양광모듈에 대한 사용 수명과 열화 모델이 특정 용도로 사용될 수 있다는 것을 보여준다. 이러한 모델은 서로 다른 모듈 유형의 거동을 구별하고 서로 다른 사용 위치에서의 상황을 포함할 수 있다. 일부 모듈의 경우, 의미 있는 결과를 얻기 위해 다단계 모델링 접근법을 사용하는 것도 필요하다.

또한 최신의 데이터 분석과 모델링 접근 방식을 통해 특정 열화 효과와 관련될 수 있는 열화 특징을 확인할 수 있다. 이 접근 방식은 운영 데이터를 기반으로 불량을 식별하기 위한 향후 작업에 매우 유용할 것으로 기대된다.

입력 파라미터의 불확실성이 결과에 상당한 영향을 미칠 수 있지만 완전히 피할 수는 없기 때문에 4.3 절에서 이 문제를 다룬다.



1 서론

태양광발전소의 경제적 성공과 환경적 영향은 결정적으로 태양광모듈과 기타 태양광발전소 구성요소의 열화와 사용 수명에 의해 좌우된다. 태양광모듈은 일반적으로 시간이 지남에 따라 점진적인 열화 효과를 나타내기 때문에 특히 관련이 있다. 태양광모듈의 사용 수명과 열화는 수명 기간의 전기생산 수율에 직접적인 영향을 미치므로 생산되는 결과적으로 균등화 발전단가에 영향을 미치게 된다 [1]. 열화와 사용 수명은 사용되는 소재와 모듈 제조 품질뿐만 아니라 태양광모듈의 노출 조건을 좌우하는 국부적인 환경으로부터도 영향을 받는다. 따라서 태양광모듈의 수명과 열화를 쉽게 확인할 수 없으며 모든 위치와 활용분야에서 유효하지는 않다. 두 가지 모두 국부적 조건 및 작동 조건에 의존하기 때문에 태양광모듈 열화율로부터 사용 수명을 예측하기 위해서는 이런 인자들을 수학적 모델에 통합 고려하여야 한다.

1.1 목적

이 보고서는 열화 효과와 사용 수명 예측 모델링뿐만 아니라 태양광모듈 및 구성요소의 사용 수명과 열화에 대한 영향 인자들을 소개한다. 섹션 3에서는 관련 스트레스 요인과 하중 영향을 그리고 섹션 4에서는 태양광 이해관계자의 요건을 충족시키는 모델과 다양한 모델링 접근방법을 설명한다. 설명은 모든 이해관계자 그룹을 망라하는 독자들의 요구를 다루기 위한 방안의 하나로 작성되었는데, 신뢰성과 열화 모델링 분야의 전문가뿐 아니라 영향 인자, 서비스 수명 예측의 잠재성 및 주어진 데이터의 해석에 관심은 있지만 수학적 모델링에 대한 배경이 없는 사람들이 대상이 된다. 따라서 각 장에서는 사례뿐 아니라 접근방법과 배경을 간략하게 설명하고 추가 이해에 도움이 되는 관련 문헌의 목록을 제시한다.

1.2 최신 현황

전세계적으로 태양광 보급의 증가는 태양광기술이 전 세계 에너지 믹스에서 큰 역할을 할 것이라는 것을 분명히 보여주는 것이다. 이러한 보급 증가 추세는 흥미진진 하지만 여러 가지 당면 과제도 수반한다. 여기에는 신뢰성 문제, 전력 그리드에 태양광 전력의 신뢰할만한 통합, 수명 종료 문제(서비스 중단된 태양광모듈 또는 태양광 구성요소를 처리하는 방법) 등이 포함된다. 이러한 문제를 해결하기 위해 1) 실험 조사와 2) 수학적 모델링이라는 두 가지 주요 접근법이 사용되고 있다.

실험 접근법에서는 보통 태양광모듈의 노화를 가속화하기 위해 설정된 규격에 따라 다양한 시험 조건이 적용된다. 적용 조건에 따라 다양한 열화 모드를 유도할 수 있으며, 다양한 특성 측정 기법을 통해 유도된 모드의 물리·화학적 동력학을 이해할 수 있다. 이러한 이해도의 제고를 통해 제조업체가 서로 다른 태양광 소재와 부품을 개선하고 그에 따라 태양광모듈의 신뢰성을 향상시킬 수 있다. 또한 수명 추정에 사용되는 열화율 모델을 개발하는 데에도 도움이 된다. 이 분야는 서로 다른 연구 그룹에서 심도 있게 연구되고 있지만, 여전히 어려운 주제 중의 하나이기도 하다. 이는 현행 규격화된 시험 절차가 실제 운영에서 태양광모듈의 신뢰성을 평가하는 데 직접 사용할 수 없는 특정한 열화 메커니즘을 유도하도록 설계되었기 때문이다 [2]. 이러한 과제는 잘 알려져 있으며, 일부



연구 그룹은 보다 복합적인 스트레스 조건을 사용하여 여러 가지 열화 메커니즘을 유도할 수 있는 시험 절차를 설계하고 있다 [3]–[5].

실제 작동 조건에서 태양광모듈의 사용 수명을 평가하고 예측하기 위해 일반적으로 수학적 접근법을 활용한다 [2], [6], [7]. 물리학적 및 통계학적 방법이 통상적으로 사용되어 왔으며 최근에는 기계 학습(machine learning) 접근법이 적용되고 있다. 수학적 접근법의 기본 개념은 과거의 태양광 성능 또는 기후 데이터로부터 열화율을 추출하고 이 열화율을 사용하여 PV 모듈의 "수명(lifetime)" 때까지의 성능을 추정하는 것이다. 실제로, 수명이 태양광 성능 상황에서 어떻게 정의되는지 이해하는 것도 중요하다. 화재와 같은 재앙적인 이벤트를 제외하면 태양광모듈이 그 발전량을 0으로 떨어뜨릴 가능성은 거의 없다. 그러나 태양광모듈이 여전히 전력을 생산하고 있지만 출력 산출량이 너무 낮아 작동을 지속하기에는 경제적이지 않을 수 있다. 따라서 태양광 프로젝트의 경제적 타당성을 위해 대부분의 태양광모듈 제조업체는 가동 후 25~30 년 이내에 표준시험조건(STC), 온도 25°C, 조사강도 1000W/m², 에어매스 1.5 에서 시험한 기준에서 20% 미만의 출력 감소를 보장한다. 따라서, 제조 업체의 상황에서 태양광모듈의 수명은 태양광모듈이 초기 STC 출력의 20%까지 상실(열화 한계)하는 데 필요한 시간으로 정의된다 [8].

옥외 열화 평가의 경우 통상적으로 통계학적 방법을 사용한다. 따라서 서로 다른 통계방법이 가용하며 제안되고 있다 [9]–[11]. 이 방법들은 과거 데이터로부터 추세를 결정한다는 유사한 원리에 기초하고 있지만 그 정확도에 차이가 있다. 이 보고서에서는 최근 제안된 방법뿐만 아니라 일반적으로 사용되는 통계학적 방법을 제시한다. 통계학적 방법의 주요 단점은 평가된 열화율과 기후 변수와 열화 프로세스 사이에 직접적인 상관관계가 없다는 것이다. 이런 측면에서 물리학적 모델을 사용하여 상관 관계를 포착한다. 특별히 옥내 활용 분야에서는 다양한 열화 메커니즘에 대해 서로 다른 물리학적 모델이 제안되었다 [9]. 옥외 열화율 평가의 경우에는 이런 방향의 연구가 거의 행해지지 않았고, 다만 몇몇 저자들이 지배적인 스트레스 요인(온도, 자외선 조사강도, 상대 습도 및 온도 사이클)에 국한된 물리학적 모델을 제안하였다 [6]. 이러한 모델은 결합된 옥외 영향을 나타낼 수 있지만, 소위 지배적 요인 외에 모든 영향 인자(추가적 또는 특정 스트레스 요인, 예를 들어 부식성 염수 분무)를 고려하는 보다 일반화된 모델이 여전히 요구되고 있다. 이러한 모델은 다양한 작동 조건에서 열화율을 잘 추정할 수 있다. 또한, 대부분의 물리학적 모델은 열화 동력학이 Arrhenius(아레니우스) 온도 의존성을 따른다는 가정에 기초해 제안된 것이다. 서로 다른 열화 메커니즘으로 인해 모든 메커니즘이 아레니우스 온도 거동을 따를 가능성은 낮다. 따라서 어떤 열화 메커니즘이 아레니우스 법칙을 따르고, 어떤 열화 메커니즘은 따르지 않는지 조사를 통해 열화율 모델의 정확성을 개선하는데 도움이 될 수 있다.

수명 예측의 경우에는 일반적으로 일정한 열화율을 가진 선형 근사가 사용된다. 성능열화 추세에 따라 충분한 근사가 될 수 있지만, 이는 일반적으로 적용되지 않으며 수명 예측의 불확실성 증가로 이어질 수 있다. 이와 관련하여, 서로 다른 저자들이 최근 성능 열화에서의 비선형성에 대한 모델을 조사하고 제안하고 있다 [12], [13]. 이러한 연구는 사용 수명 예측의 정확성과 신뢰성을 개선하는 데 도움이 될 것이다 [14].



2 용어와 정의

보고서 주제와 관련된 일부 용어는 표준적인 정의가 없거나 일반적으로 상호 교체 사용되기 때문에, 이 보고서에서 사용되는 서로 다른 용어의 정의를 표 1 과 같이 제시한다.

표 1: 이 보고서에 사용된 용어의 정의.

용어	정의
Acceleration	가속화: 실제 조건보다는 더 짧은 기간에서의 열화율 증가(이 보고서에서의 정의).
Acceleration Factor	가속 인자: 열화율이 증가되는 인자를 나타내는 승수. 하나의 가속 인자는 특정 노출 조건 하에서 특정한 소재의 특정 열화 메커니즘에 대해 정의된다. 그렇지 않으면 가속 인자는 대충의 근사법이 되거나 정밀하지 않고 부정확할 수 있다.
Back sheet	백시트: 폴리머로 된 다층 포일; 모듈 후면 가장 바깥쪽의 시트. 이는 외부 스트레스 요인으로부터 태양전지와 전기적 부품들을 보호하기 위한 목적으로 전기적 절연체로 작용한다. 백시트는 통상 높은 유전체 특성을 가진 다층의 폴리머 라미네이트(혹은 공압출형)로 구성된다. .
Climate	기후: 특정 지역에서 장기간 동안의 평균 일기. 기후의 기술에는 계절별 평균 온도와 습도, 강수량, 바람 및 일조량/조사량에 대한 정보가 포함된다. 극한(극한의 가능성)에 대한 설명도 흔히 포함된다.
Climate Zone	기후대: 분명한 기후를 가진 지역은 서로 다른 기후 파라미터를 사용하여 분류할 수 있다. 기후 분류는 전지구적으로 기후대의 상세한 모델의 토대가 된다. 가장 널리 알려져 있는 분류 체계는 Köppen-Geiger 기후 분류이지만 [15], 태양광에 보다 특정한 다른 분류체계가 개발되었다(기후 스트레스 요인과 태양광에 대한 영향 사이의 적절한 상관관계를 포함).
Concentration	농도: 화학에서 주어진 체적이나 질량에서 하나의 물질의 양을 나타낸다. 비율로서 질량비(매스 농도)나 체적비(체적 농도)가 사용될 수 있다.
Corrosion	부식: 하나의 소재가 그 주변과 반응하여 소재에서 측정 가능한 변화를 야기한다. 부식은 구성요소나 시스템의 기능에 손상을 가져올 수 있다. 소재의 비가역적인 계면 화학반응은 소재를 소모시키거나 용해시키는 결과를 가져올 수 있다. .
Degradation / Ageing	열화/노화: 스트레스 충격에 의해 촉발된 소재/구성요소/시스템의 작동 시간 경과와 함께 특성이 점차적으로 변하는 프로세스. 통상적으로 태양광의 경우 이 노화 프로세스는 성능의 하락(출력 손실)을 야기한다.
Degradation Rate	열화율: 모듈 초기 최대 출력의 쇠퇴의 정도를 정량화하는 하나의 파라미터.
Effects	영향: 원인에 의한 반응, 변경 혹은 상태의 변화. 여기서는 통상적으로 스트레스 요인의 영향에 의한 것이다.



Encapsulation	봉지: 태양전지에 대한 기계적 손상을 방지하고 물, 수증기 혹은 산소가 전기 접촉으로 침투하는 것을 방지하기 위해 태양전지와 전기적 회로를 폴리머 필름으로 임베딩한다.
Evaluations	평가: 하나의 연구에서 각 노출 스텝에서 행해야 할 실험실적 측정.
Exposure	노출: 하나의 연구에서 사용되는 노출 조건은 특정 스트레스 요인과 그 수준 그리고 실험실적 평가 사이의 각 노출 스텝의 시간을 포함한다.
Homogeneous Material	동질 소재: 균일한 소재; 하나의 정의된 상태에서 하나의 물질로 구성됨.
Homogeneous Load	동질 하중: 모든 부분/소재, 구성요소 혹은 시스템의 부분에 적용되는 동일한 기계적 하중.
Homogeneous Stressor Level	동질 스트레스 요인의 수준: 모든 부분/소재, 구성요소 혹은 시스템의 부분에 적용되는 동일한 스트레스 요인의 수준.
Hotspot	핫스팟(열점): 다음 요인에 의해 발생하는 모듈의 국부적인 가열 a) 역방향 바이어스와 태양전지의 접합 파괴, b) 접촉 저항의 증가나 피로현상에 의한 솔더 본드에서, c) 분리된 태양전지 부분의 접촉점에서.
Lifetime	수명: 하나의 제품의 사용 가능 기간.
Load	하중: 소재, 구성요소 혹은 시스템에 하중으로 적용되는 기계적 스트레스에 대한 스트레스 요인의 수준.
Macroclimate	거시 기후: 흔히 기후대(예, Köppen-Geiger)로 정의되는 조건 하에서 작동하는 모듈에 대한 일반적인 스트레스 요인(예, 온도, 조사강도, 습도, 강수량). 대상 위치에서 일반적인 환경과 기후 스트레스 요인(예, 온도, 조사강도, 습도, 강수량)의 합계; 흔히 기후대에 의해 주어진다. 보고서의 경우는 태양광모듈을 둘러싼 기후 조건을 기술한다.
Mass Transfer	물질 전달: 하나의 위치에서 다른 위치로의 물질의 실질 움직임으로 통상적으로 흐름(stream), 상(phase), 비율 혹은 구성요소를 의미한다. 물질 전달은 흡수, 증발, 응축, 건조, 침전, 증류 같은 많은 프로세스나 일어나거나 혹은 주어진 물질의 농도 구배에 의해 유발된다. 태양광모듈의 경우는 특별히 수분과 산소 침투가 관련된다 [16].
Material Moisture	소재 수분: 물을 흡수하는 소재에 들어 있는 물은 상대적이거나 절대적인 값을 가질 수 있다.
Microclimate	미시 기후: 태양광모듈이 설치된 정확한 위치에서 작동될 때 받게 되는 국부적인 스트레스 요인(예, 설치 위치에 따른 알베도, 장착으로부터 유발되는 스트레스, 온도와 조사강도의 변화). 태양광모듈이 작동 중에 받게 되는 국부적인 스트레스 요인의 합계; 정확한 설치 위치와 주변 환경(예, 설치 위치에 따른 알베도, 장착으로부터 유발되는 스트레스, 온도와 조사강도의 변화)과 디자인에 고유하다. 미시 기후는 하나의 모듈 내에서도 불균질(습도와 셀 온도가 다름) 할 수 있다.



Performance Loss Rate	성능 손실율 (PLR): 성능 계량(예, 전기적 혹은 경험적인 계량)을 토대로 한 모듈이나 시스템의 성능 진화를 평가하는 파라미터 [17].
Performance Ratio	성능비 (PR): 실제적/이론적인 에너지 산출량의 비로 나타내는 태양광모듈의 품질에 대한 측정 [18].
Relative Humidity	상대습도 (RH): 동일한 온도에서 포화에 필요한 양의 백분율로 나타낸 공기 중에 존재하는 수증기의 양.
Reliability	신뢰성: 하나의 제품, 시스템 혹은 서비스가 명시한 기간 동안 당초 목적한 기능을 적절하게 수행하거나 혹은 정의된 환경 하에서 불량 없이 작동하는지의 확률. 태양광 소재/구성요소/시스템에서 신뢰성은 소재/구성요소/시스템이 특정한 환경과 기간 동안 불량 없이 적절히 작동하는지의 확률을 의미한다. 이는 사용 수명과 수명 종료 정의의 세부사항과 관련된다.
Reliability Model	신뢰성 모델: 작동 기간의 증가와 함께 태양광모듈 출력의 진화를 기술하는 시간 의존성 함수.
Service Life	사용 수명 (SL): 각 모듈 혹은 설치 시스템에 대해 명시적으로 정의된 작동 조건 하에서의 사용 기간. 태양광모듈의 경우, 이는 흔히 예상 비즈니스 플랜과 관련이 된다. 수명 사이클: 하나의 제품의 모든 단계에 대한 설명; 태양광의 수명 사이클은 다음을 포함한다. (1) 원료 소재의 생산, (2) 그 프로세싱과 정제, (3) 모듈과 주변장치(BOS) 구성요소의 제조, (4) 시스템의 설치와 사용, (5) 그 해체와 폐기 혹은 리사이클링. 수명 종료(EoL): 기술, 운영과 경제적 요인 등 많은 인자에 의존한다. 태양광에서 EoL 은 흔히 보증 조건(예, 하나의 태양광모듈이 초기 STC 출력의 20%를 상실하는데 요구되는 시간)에 관련된다. 보다 상세한 내용은 섹션 2 를 참조.
Soiling	오염: 광물성 먼지(실리카, 금속 산화물, 금속염), 화분, 검댕이를 포함한 대기 중 입자의 퇴적에 의한 것으로 이 외 다른 성분들도 많이 있을 수 있음. 오염은 눈, 얼음, 서리, 다양한 종류의 산업 오염물질, 황산 미립자, 조류 분비물, 낙엽, 농업용 사료 먼지 그리고 해조류, 이끼, 곰팡이, 지의류 혹은 박테리아 바이오필름도 포함한다. 태양광에서의 오염은 발전 시스템에서 빛을 수집하는 표면에 오염 물질이 축적된 것을 의미한다 [19].
Stress	스트레스: 물리적인 하중으로부터 소재/구성요소/시스템에 인가되는 기계적 스트레스.
Stressor Level	스트레스 요인의 수준: 소재/구성요소/시스템에 인가되는 스트레스 요인의 정도. 예를 들어 조사강도가 스트레스 요인이면 그 수준은 0.5 suns 이 될 수 있다. 스트레스 요인의 수준 x 시간 = 스트레스 요인의 도즈(dose).
Stressor	스트레스 요인: 소재/구성요소/시스템에 작용하는 물리학적, 화학적, 기계적 혹은 생물학적 스트레스. 예로는 압축 혹은 인장 충격 같은 기계적 스트레스뿐 아니라 온도, 조사강도(자외선, 가시광선, 적외선), 물/수분, 전기적 퍼텐셜을 포함한다.



Study Protocol	연구 프로토콜: 노출 조건, 변화를 측정하는데 사용되는 실험실적 평가, 각 평가 데이터가 확보 분석되고 결과를 해석할 때를 대비한 측정 플랜을 포함하는 실험실적 연구의 완전한 정의.
Thermal Shock	열충격: 순간적으로 빠른 기계적 하중의 유형에 의해 야기된다. 그 정의는 온도의 급격한 변화에 의해 야기되는 하나의 기계적 하중이다.



2.1 사용 수명 예측

하나의 제품의 수명 종료를 계산하는 데 사용되는 방법을 사용 수명 예측(SLP)이라 한다 [20], [21]. 그 방법론은 환경과 작동 중 스트레스 요인의 영향을 함수로 한 열화 모델링을 통해 태양광모듈의 수명을 예측하는 것을 포함한다 [20]. 이러한 계산에는 모든 관련 스트레스 요인과 특정 모듈 유형의 특정 파라미터도 포함할 수 있는 수정된 수학적 모델이 필요하다. 따라서 모델은 다소 복잡할 수 있으며 모든 관련 데이터를 제공하기 위해 많은 (실험적인) 작업이 필요할 수 있다. Pickett [22]는 “SLP 프로세스와 표준 시험 프로토콜 사이에는 근본적인 차이가 있다고 언급한다. 상업용 소재를 평가하고 적격성을 판단하기 위해서는 규격화되고 합의된 조건에서 합격/불합격 기준을 생성할 수 있는 시험을 필요로 한다. 그것은 엔지니어링이다. 문제는 그 시험 결과가 실제 상황과 어떤 상관관계가 있는지에 대한 질문이다. SLP 를 위해서는 많은 실험을 수행하여 데이터와 일치하는 모델을 만들고 불확실성 범위를 가지고 예측을 해야 한다. 그것은 과학이다.”

태양광모듈의 경우, 본 보고서에 적용된 사용 수명 예측은 최대 출력 감소로 이어지는 점진적인 열화 영향의 전개를 모델링하고 있다. 우박, 화재, 인적 영향 등과 같은 극한 사건에 따른 재앙적 불량은 이러한 SLP 모델에 포함될 수 없다.

$P_{critical}$ 은 SLP 를 실행하기 위해 정량화할 수 있는 용어로 정의되어야 하는 최저한으로 요구되는 기능적 특성 수준이다. 아래에 수명 종료에 대한 정의가 제시되어 있다. 이러한 불량 기준은 제품마다 다른 불량 모드를 검사하기 위해 선택할 수 있다. 연구 대상인 시스템에 대해 더 많은 통찰력을 얻기 때문에 SLP 실험 과정에서 불량을 정의하는 임계값을 여러 번 재정의하는 것이 일반적이다 [20]. 각 특정 불량 모드는 그 불량 모드에 의해 제한되는 불량까지의 시간을 예측하는 SLP 모형을 생성한다. 단일 SLP 모델이 실험 내에서 여러 유형의 불량을 예측할 수 있는 경우, 이는 서로 다른 불량 모드가 동일한 열화 경로를 공유한다는 증거이다.

2.2 수명 종료의 정의

사용 수명을 계산하기 위해서는 수명 종료를 정의하는 제품의 상태를 명확하게 기술해야 한다. 제품이 서비스 불가능한 상태에 도달하는 경우 결정은 명확하지만 태양광모듈의 경우에 이는 매우 드문 경우이며, 만일 그런 상황이 발생한다면 이는 일반적으로 우박 또는 화재 사건과 같은 극단적인 충격과 관련이 있다. 그러한 사건들은 모듈의 내재적 프로세스에 의존하지 않고 점진적인 변화를 따르지 않기 때문에 이 보고서에 기술된 사용 수명 예측 접근방법과 모델에는 포함되지 않는다. 잠재적 모듈 불량, 영향 인자와 영향에 대한 개요는 IEA PVPS Task 13의 이전 보고서에서 확인할 수 있다 [23].

수명 종료는 특정한 전후 사정 또는 문제에 따라 태양광모듈에 대해서는 다르게 정의된다. 수명 종료는 일반적으로 태양광모듈의 사용과 태양광발전소의 특정 조건에 따라 달라진다. 모듈 교체 또는 모듈의 운영 및 유지 보수 비용과 비교하여 현재의 균등화 발전단가(LCOE)는 흔히 영향을 미치는 요인이 된다. 다음 장에서는 영향을 미치는 파라미터뿐 아니라 태양광모듈의 수명 종료와 관련된 다양한 용어와 정의에 대해 설명한다.

국제전기기술위원회(IEC)는 태양광모듈의 정의된 품질 수준을 보장하기 위한 가속 시험 절차를 정의하고 있는데, 이는 지상용 태양광모듈에 대한 IEC 61215 시리즈와 같은 소위 "형식 승인



시험(type approval test)" 규격으로 요약되어 있다 [24]. 불행히도, 이러한 시험은 많은 사람들의 생각 속에 특정 사용 수명 또는 보증 기간과 연관되어 있지만 그렇지 않다는 것을 분명히 언급해야 한다. 이 규격은 모듈의 특정 취약점을 확인하고 기본적인 품질 수준을 보장하기 위해 개발되었지만 사용 수명 문제를 다루지는 않는다. 특히 모듈이 작동하게 되는 여러 기후 조건을 구분하지 않는다. 이러한 "형식 승인 시험"은 모듈이 특정 시험규격의 요건을 충족하는지 여부를 결정하기 위해 4 가지의 합격/불합격 기준을 사용한다. 첫째, 측정된 모듈 출력 산출량(P_{max})이 시험 전 초기 출력의 8% 이상 열화되지 않아야 한다. 또한 개방 회로 또는 접지 고장이 탐지되지 않아야 한다. 육안 검사에서 주요 결함의 증거가 없어야 하며, 마지막으로 절연 시험 요건이 충족되어야 한다 [25]. 시험 요건은 최소 요건으로 간주되어야 하며 시험은 초기 고장(초기 파손율) 또는 제품 시리즈 결함을 식별하기 위한 것이기 때문에 이러한 모든 간단한 합격/불합격 기준은 시험에서 특정 품질 문제만을 식별하기 위해 정의된 것으로 수명 종료 조건으로 해석될 수 없다. 따라서 시험이나 합격/불합격 기준은 사용 수명 예측 계산을 수행하는 데 사용할 수 없으며, 더구나 규격화된 시험에서의 통과를 특정 위치에서의 특정 사용 수명과 서로 연관시키지 않는다.

2.2.1 기능적 수명의 종료

필드에 설치된 태양광모듈의 기능적 수명 종료에 대해서는 보다 일반적인 설명이 요구된다.

제품의 기능은 시간이 지남에 따라 열화가 일어나는데, 이러한 열화는 수학적 모델로 설명한다. 태양광모듈의 경우에는 통상적으로 환경 및 작동 중 스트레스 요인과 같은 영향 인자들을 선택된 특성의 감소와 상호 연관시키는 모델로 설명되며, 태양광모듈에서 선택된 특성은 일반적으로 모듈 출력이다. 2.1 절에서 설명한 바와 같이, 중요 특성이 특정 값 이하로 떨어졌을 때 기능적 수명의 종료에 도달하게 된다. 순수하게 기술적인 관점에서, 태양광모듈의 기능적 수명 종료는 모듈이 전기를 전혀 생산하지 않거나 전기적 안전이 더 이상 보장되지 않을 때만 도달하게 된다. 이는 합리적이지만 실용적인 관점에서 본 것이며 흔히 훨씬 더 높은 수준의 중요한 파라미터가 선택되기도 하는데, 이는 비기술적 이유(보증 수준)에 의해서도 영향을 받는다.

2.2.2 경제적 수명의 종료

특정 태양광시스템의 경제적 상황에 따라, 계약 조건 변경(예, 전기 가격 변경)에 의하거나 더 높은 효율의 태양광모듈로 교체하는 것이 경제적으로 매력적인 경우 수명 종료에 도달할 수 있다. 이러한 경우, 수명 종료는 모든 열화 단계에서 도달할 수 있지만, 성능과 수율에 영향을 미치는 열화가 최종 판단에 영향을 미치게 된다. 기능적 수명의 종료에 대한 설명을 참조하세요. 이러한 판단을 최적화하기 위해서는 열화를 예측할 수 있는 적절한 열화 모델을 사용하는 것이 핵심이다.



3 기후 스트레스 요인

3.1 서론

태양광모듈의 열화는 소재, 구성요소 및 모듈이 설치된 지역의 국지적인 기후대에 노출되는 중의 스트레스 요인(조사강도, 온도, 습도)에 의해 좌우된다. 이러한 모듈과 기후 인자들은 태양광모듈의 사용 수명에 직접적인 영향을 미친다. "기후 스트레스 요인(climatic stressors)"이라는 용어는 필드에 태양광모듈을 설치 후 해당 위치의 국지적 기후에서 발생하는 모든 스트레스 요인들을 요약한 것이다.

기술 제품의 사용 수명 및 열화 추정과 관련하여 거시기후 스트레스 요인과 미시기후 스트레스 요인 사이의 차이를 구분해야 한다. 거시기후 스트레스 요인은 기상 조건 등에 의해 정의된 제품의 거시적 상황, 대략 제품 주변을 둘러싼 상태를 설명한다. 미시기후 하중은 관심 소재의 특정 부분에 대한 특정 상황을 설명한다. 그래서 미시기후 조건은 열화 과정에 직접적인 영향을 미치는 인자들을 설명한다. 이들 중 일부는 거시기후와 동일한 물리적 값(예: 온도 및 습도)으로 설명하며, 다른 일부는 제품 내부의 기계적 장력과 같이 추가적인 것이다. 태양광모듈은 높은 주위 온도와 조사강도 수준(거시기후)의 옥외 조건에서 작동하기 때문에 보통의 경우 미시기후는 거시기후에 대한 의존성이 강한데, 주변온도가 높고 조사강도 수준이 높으면(거시기후) 모듈의 온도가 높아지고 조사강도 선량도 높아지는 등 소재의 미시기후도 이를 따르게 된다.

이 장에서는 스트레스 요인을 결정 및 분류하고 관련 불확실성을 처리할 수 있는 가능성뿐 아니라 다양한 스트레스 요인에 대한 개요를 제공한다.

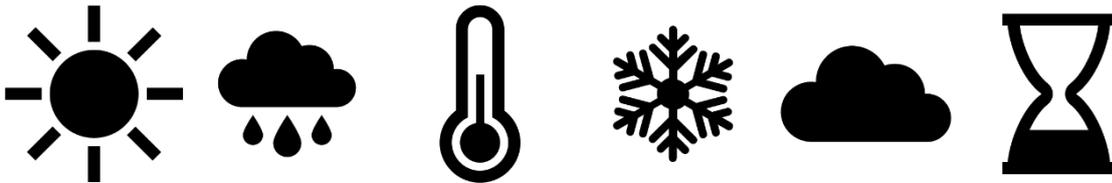


그림 1: 거시기후 하중의 개략적 소개; 조사강도, 습도, 온도, 눈, 구름과 모래에 의해 촉발되는 단기 온도 변화.

3.2 거시기후 하중

태양광시스템은 거의 모든 종류의 극한 환경 조건 하에서 작동된다. 예를 들어 사막에서는 낮과 밤 사이의 높은 모듈 온도 차이와 관련된 높은 수준의 태양 복사를 경험하게 된다. 고산 지역의 태양광모듈은 바람, 얼음 및 폭설에 의한 높은 기계적 하중을 경험하게 되는데, 이들은 다중 소재 복합체인 모듈의 안정성에 특별히 높은 조건을 요구한다. 모든 지역에서는 기후와 환경 관련 스트레스 요인이 매우 독특하게 혼합되어 있다. 이러한 스트레스 요인이 태양광시스템의 성능과 신뢰성에 미치는 영향은 예측하기 어려운 경우가 많다. 스트레스 요인들 사이의 시너지 효과도



발생하는데, 수분은 열화 반응을 가속화하거나 새로운 반응 경로를 열 수 있다. 또한 기계적 하중과 화학적 스트레스의 결합은 급격한 소재 열화나 불량으로 이어질 수 있다.

3.2.1 거시기후 관련 스트레스 요인

주변 기후 조건의 서로 다른 인자들과 거시기후 스트레스 요인들은 모듈 상태(미시기후)에 영향을 주고 다양한 방식으로 열화 과정에 영향을 미친다. 스트레스 요인 중 일부는 극심한 눈 하중에 의한 모듈 파손 같은 특정 열화 프로세스로 직접 연결될 수 있으며, 다른 것들은 여러 가지 혹은 거의 모든 프로세스에서 온도의 경우와 같은 영향을 미치게 된다.

가장 중요한 거시기후 스트레스 요인은 아래 표 2에 제시되어 있는데, 다음과 같이 세분한다. (i) 기후 조건에 의해 결정되는 영향 파라미터, (ii) 소재/복합체에 미치는 환경적 영향.

표 2: 거시기후 관련 스트레스 요인.

스트레스 요인	사례
기후 유도 스트레스 요인	
온도	<ul style="list-style-type: none"> • 극한 값 (흔히 높은 조사강도와 상호연관) • 대부분 화학 프로세스의 반응속도에 영향을 미침 • 온도 사이클 <ul style="list-style-type: none"> ○ 구름에 의해 촉발되는 단기 온도 변화 ○ 주야 온도 차이 ○ 계절적 온도 변동
습도	<ul style="list-style-type: none"> • 습도 (화학반응을 유발할 수 있다 – 가수분해 열화) • 이슬 (가수분해 열화 같은 화학반응을 유발할 수 있다) • 높은 표면 전도도 • 강수량 (흔히 기계적 충격 혹은 열 충격과 상호 관련) <ul style="list-style-type: none"> ○ 비 ○ 눈 ○ 얼음 ○ 우박
태양 조사량	<ul style="list-style-type: none"> • 자외선 (UV), 가시광선 (원치 않는 화학반응을 유발할 수 있다; C-C 결합 절단, 광산화성 열화) • 적외선 (온도를 증가시키고 열화 반응을 가속시킨다)



환경 스트레스 요인	
오염 (대부분이 자연적인 국지적인 소스로부터 일어남)	<ul style="list-style-type: none"> • 조류 배설물 • 에어로졸, 꽃가루 • 먼지, 모래
인간에 의한 오염 – 국지적인 소스로부터 생성되는 오염물질 (산업, 교통 밀집, 농업 등)	<ul style="list-style-type: none"> • 화학적인 스트레스 요인 <ul style="list-style-type: none"> ○ 산성의 공기 오염물질 (예, NO_x, SO_x) ○ 염기성 공기 오염물질 (예, 암모니아) ○ 염분 (예, 자동차도로 인근의 염분) ○ 산소
국부적인 지리적 조건에 의해 유발되는 스트레스 영향	<ul style="list-style-type: none"> • 해안 가까이 <ul style="list-style-type: none"> ○ 화학적 스트레스 요인 (예, 염분) ○ 기계적 스트레스 요인 (예, 높은 풍속 하중) • 고산 지역 <ul style="list-style-type: none"> ○ 기계적 하중 (예, 높은 적설 하중) • 우박과 천둥이 잦은 지역 <ul style="list-style-type: none"> ○ 우박 충격 ○ 벼락 ○ 기계적이고 동적 기계적 하중으로 나타나는 폭풍우 (예, 폭풍, 태풍)

기후와 환경적인 스트레스를 결합하여 시간에 따라 반복적으로 적용하게 되면 소재의 열화나 피로, 성능 손실을 유발하고 불량 모드를 일으킬 수 있다. 일부 스트레스 요인은 열화 반응을 크게 가속시키고 일부 영향들은 시너지 효과를 일으키게 되므로, 다양한 기후와 환경적인 조건을 시뮬레이션하고 예측할 수 있는 적절한 가속 노화 시험의 개발이 절실히 요구되고 있다.

3.2.2 거시기후 조건의 분류

서로 다른 태양광사이트에서의 조사 결과를 일반화하려면 단일 분류체계 하에서 동일한 기후 변수들을 연관시키는 분류 시스템이 필요하다. 많은 과학 분야에서 Köppen-Geiger 분류는 서로 다른 지리적 위치를 유사한 기후 조건으로 관련시키는 데 사용된다. 1884년 Vladimir Köppen [26]에 의해 처음 도입된 이 시스템은 1961년 Rudolf Geiger [27]에 의해 개선되었다. Köppen-Geiger 분류는 세계를 A, B, C, D, E(각각 열대, 건조, 온대, 대륙, 극지)의 5가지 주요 기후 그룹으로 나눈다. 이러한 주요 기후 그룹은 특정 지역에서 자랄 수 있는 식물의 유형에 그 토대를 두고 있다 [26]. 이 기후 분류는 현재의 기후 조건을 대표할 수 있도록 정기적으로 갱신된다 [15].

최근, 여러 그룹들은 활용분야에 따른 특정 분류를 모색하고 있다. 예를 들어, 미국의 난방 냉동 공조 학회(ASHRAE)는 독자적인 기후대를 개발하였다. ASHRAE 시스템은 난방, 통풍과 에어컨(HVAC) 시스템의 사용을 중심으로 설계되었는데, 이는 '난방도 일수(heating degree days)' 또는 공간을 실내 온도로 데울 때 얼마나 많은 난방을 해야 하는지에 대한 측정값에 의존한다 [28]. Köppen-Geiger 기후 시스템을 보완한다는 동기에서 Ascencio-Vásquez 등은 조사강도 기반의 기후 조건을 추가하였다 [29]. KGPV 라고 명명된 이 새로운 시스템은 주요 기후 분류 (A – 열대(tropical), B – 사막(desert), C-



스텝(steppe), D – 온대(temperate), E – 한랭(cold), F – 극지방(polar))와 연평균 조사강도를 토대로 한 범주만 사용한다. 조사강도 범주는 30 번째, 50 번째, 80 번째 백분위수로 구분된다. 24 개의 가능한 기후대 중 12 개는 토지 범위와 인구 밀도를 토대로 선택되었다. 태양광 열화 기후대(Photovoltaic degradation climate zone: PDCZ)는 특정 위치에서 노출되는 모듈에 대한 스트레스 요인의 특정 수준에 기초한 새로운 시스템이다 [30]. PDCZ 는 특별히 태양광산업에서 사용하도록 설계되었다. 기후 분류는 모듈 온도(T1-T8) 평균 비습도(H1-H5)와 풍속(W1-W5)의 세 가지 범주로 구성된다. 온도 범주는 동일한 토지 면적 부분으로 구분되는 반면, 습도 그룹은 동등한 데이터 분포로 분류되었다. 태양광사이트에서의 성능과 열화를 파악하기 위해서는 기후 분류가 지정되어야 한다. 기후 범주는 모듈이 작동하는 조건을 설명한다. 강력한 분류 체계는 사이트 소유자/운영자가 설치 환경을 특정 기후의 위치에 맞출 수 있도록 한다. KGPV 분류 시스템을 사용하여 Ascencio-Vásquez 등은 각 기후대별로 모듈의 열화 예측량을 매핑하였다 [31]. 다른 방안으로 Karin 등은 특정 기후 분류의 기준이 태양광시스템의 열화에 영향을 미치는 스트레스 요인이 되도록 선정하였다 [30]. 모듈 열화에 대한 심층적인 이해와 결합된 기후 분류는 모듈 제조에 대한 보증을 신뢰할 수 있도록 하며 모듈 수명을 예측하는 데 매우 중요하다 [32].

3.3 가속 시험에서의 조건

이 절에서는 태양광모듈 시험에 흔히 적용되는 스트레스 요인과 스트레스 수준 그리고 태양광모듈 가속 시험의 적절성을 높이기 위해 추진 중인 현재의 연구 방향을 설명한다. 가속 스트레스 시험에는 현장의 실제 사용 조건에서 태양광모듈이 겪게 되는 스트레스 수준보다 높은 스트레스 인자를 적용하는 것이 포함된다. 스트레스 요인에는 온도(예, 고온, 저온, 온도 사이클링), 태양 조사량, 기계적 스트레스, 습도, 충격(예, 우박, 돌, 발사체), 방전, 산성, 염기 및 부식성 유체 등이 포함된다. 빛의 흡수에 따라 모듈에 영향을 미치는 간접적인 인자에는 전류, p-n 접합부의 바이어스 및 시스템 전압이 포함된다. 시험은 소재, 구성요소, 미니 모듈 및 실물 크기 모듈에 적용해야 한다. 스트레스 요인은 단일 인자 시험, 정상 상태, 다중 인자 시험, 순차적 스트레스 인자 및 결합된 스트레스 인자 시험에 적용될 수 있다. 가속 시험이 아직 해결하지 못한 주요 과제는 특정 스트레스 요인에 대한 스트레스 수준을 5 배나 10 배 증가 했을 때 어떤 소재의 반응이 스트레스 수준의 선형 함수가 아닐 수 있다는 사실이다. 그래서 예를 들어 one sun 조사강도와 5 sun 조사강도에 노출된 어떤 소재가 상호성을 따르지 않을 수 있고 그리고 다섯 배 더 빨리 열화 되지 않을 수 있다. 이로 인해 대부분은 아니더라도 많은 가속 시험이 유용하긴 하지만 실제 노출 조건과 동일한 열화 메커니즘을 활성화하지는 않는다 [33].

일반적으로 적용되는 대부분의 스트레스 시험은 Commission of the European Communities (CEC), European Solar Test Installation (ESTI), Jet Propulsion Laboratory (JPL) 및 IEC 를 포함하는 군사 및 전자 시험 규격에서 비롯되었다 [8]. 다음 섹션에서 태양광산업에 사용되는 시험과 시험 방법이 소개된다. 대부분의 시험은 형식 승인 규격 IEC 61215 를 토대로 한다. 이 시험들은 여러 가지 특정 방법에서 다양하게 사용되고 있다. 일부 방법은 주로 IEC 61215 의 시험 지속 시간이나 사이클 회수를 크게 증가시키는데, 그룹화하여 "확장(extended) IEC 61215 시험" 이라 명명한다. 다른 방법에서는 특정 시험 기간을 정의하지 않고 불량이 발생할 때까지 시험을 적용한다. 이 접근 방식은 "불량까지의 시험(test to failure)" 이라고 명명한다. 두 가지 접근법은 시험시료의 순위를 매기는 데 사용될 수 있지만 그 결과를 모듈의 예상 사용 수명과 연계할 수 없다는 점을 분명히 언급해야 한다.



3.3.1 고온 고습

고온고습(damp heat) 시험은 고온 고습도(high-temperature, high-humidity) 시험이라고도 하는데, 모듈 소재의 부식, 수증기 침투, 가수분해 및 봉지재 소재의 박리와 같은 환경 요인에 대한 저항 능력을 조사한다. 가장 일반적인 고온고습 조건은 온도 85°C, 상대 습도 85%이다. 적절한 시험 체계는 태양광모듈 설계와 가속되는 메커니즘에 크게 좌우된다. 기존의 폴리머 백시트를 사용하는 봉지된 c-Si 셀은 통상적으로 사용되는 백시트가 수분을 차단하는 것이 아니기 때문에 필드와 고온고습 챔버에서 빠르게 수분 침투를 겪게 된다. 현장 특유의 조건에서 Florida Miami 에서 20 년 동안의 노출로 추정되는 모듈과 20 년 수명을 가진 모듈의 고온고습 시험 시간 사이의 상호연관성 측면에서 85°C, 85% 상대습도 조건에서는 144 시간이 소요되는 것으로 나타났는데, 이는 폴리머 봉지재의 저항에 의해 유도된 이온에 의한 것이다 [34]. 대조적으로, 가장자리 실링이 수분 침투의 장벽으로 작용하는 유리-유리 모듈의 경우, Miami 환경에서 25 년에 발생할 수 있는 수분 침투의 확인 시험을 하는데 85°C, 85% 상대 습도 조건에서 3000 시간 이상이 소요된다 [35].

3.3.2 온도 사이클

온도 사이클링 또는 열 사이클링(TC)의 목적은 일간 및 기후 온도 움직임과 관련된 스트레스를 유발하는 것이다. CEC Specification No. 201 은 -40°C 에서 85°C 사이를 오르내리는 온도 사이클 시험을 정의하였다 [8], [36]. JPL Block V Buy 에는 최대 200 회의 열 사이클을 가진 시험 시퀀스가 포함되었다 [37]. 필드에서의 결과를 토대로 -40°C 와 85°C 사이의 온도에서 200 사이클이 필드에서 10 년 동안 생존할 수 있는 것으로 외삽되었다 [38]. 이러한 유형의 불량은 더운 기후의 현장에서 여전히 관찰되고 있다 [39]. 납 주석 (PbSn) 납땜 접합부에 대한 모델링 연구에서, 25 년 노출에 해당하는 다양한 사용 환경에 따라 요구되는 열 사이클 (-40°C ~ 85°C) 회수는 100 에서 630 까지 다양하였다 [40].

3.3.3 습도 동결

습도 동결(Humidity Freeze)은 봉지재의 박리, 정션 박스 접착력과 부적절한 가장자리 실링을 평가하기 위해 설계된 것이다 [41]. 일반적으로 영하의 온도에서는 수분 침투와 그에 따른 팽창으로 인해 파괴적인 결과를 드러낸다. 현행 IEC 61215 적격성 시험은 온도 85°C 상대습도 85%에서 최소 20 시간과 -40°C 에서 0.5 시간 냉동을 10 회 반복하는 것을 요구하고 있다 [24].

3.3.4 풀 스펙트럼 빛과 자외선 시험

육외에서의 수명 예측을 하기에는 현재 태양광모듈의 시험이 일반적으로 대표성이 없고 불충분하다. 빛은 자재명세서(BOM) 복합체, 금속 불순물 및 수소와 연관된 것을 포함한 다양한 광 유도 열화(LID) 효과를 생성한다. 또한 봉지재의 부서짐과 같은 소재 열화로 인한 2 차 효과로서 박리를 일으킬 수 있다 [41]. 모든 현장 노출에서, 전체 자외선 노출 선량과 모듈 단락 전류(I_{sc}) 사이의 상관관계에서는 자외선 복사가 연간 0.25~0.6%의 손실을 초래한 것으로 나타났다 [42]. 열화의 원인으로는 셀의 부동태화 열화 [43]와 폴리머의 황변 [44]이 포함된다. 시험용 자외선 광원으로는 UV-A 와 UV-B 범위에 있는 자연광, 제논 아크 램프, 금속 할로겐 램프 및 형광 램프가 포함된다. 더 높은 온도에서의 자외선 노출은 태양광모듈 백시트 연구에서 발견된 바와 같이 폴리머의 열화를 가속화한다 [45].



3.3.5 기계적 하중

정적 하중 또는 주기적 동적 기계적 하중과 같은 기계적 하중은 파손된 상호연결, 셀 파손, 납땀 본드 불량, 유리 파손과 기타 구조적인 성격의 불량 모드를 촉진할 수 있다. IEC 61215 [24] 적격성 시험에서 정적 하중의 수준은 2,400 Pa 또는 선택적으로 5,400 Pa 이고, IEC TS 62782 [46]의 주기적 동적 기계적 하중의 경우 1000 Pa 이다. 균열을 키우고 박리를 촉진하며 균열 계면을 마모시키기 위해 기계적 하중을 온도 사이클링과 습도 동결 사이클과 같은 환경 스트레스 시험으로 대체하는 것이 흔히 요구되고 있다.

3.3.6 시스템 전압

시스템 전압은 퍼텐셜 유도 열화(PID)라 부르는 현상을 초래하는데 [47], 여기에는 각각 PID-s, PID-p, PID-c 및 PID-d 로 약칭되는 PID-선티, 분극화(polarization), 부식 및 박리가 포함된다. 선티는 셀이 접지된 모듈 프레임과 외부에 대하여 네거티브 퍼텐셜에 있어서 전면 유리에 있는 Na^+ 이온이 셀로 이동하여 접합부에서 선티를 발생시키고 셀 충진율(FF)에 손상을 주게 되는 것으로 이해하고 있다. 분극화는 극성을 가진 셀의 부동태화 유전체 층에 전하가 모일 때 발생하는데, 이 때 소수 캐리어가 표면으로 끌리고 재결합함으로써 개방전압의 손실과 광전류의 생성을 초래한다. 전기화학적 부식은 결정질실리콘 태양전지에서 장기간에 걸쳐 일어나는데, 특히 실리콘과 금속전극의 계면, 금속전극 표면 그리고 반사방지 코팅과 관련되어 발생한다. 부식 반응에 의한 열화의 성질과 반응으로 인한 pH 변화는 극성에 따라 달라진다. 또한 시스템 전압은 접착력 손실의 원인도 되며 기포의 형성을 야기한다 [48].

3.3.7 내후성 시험

내후성(weathering) 시험에는 일반적으로 온도, 빛과 수분이 적용된다. ASTM G155 "비금속 소재의 노출용 제논 아크광 장치 작동을 위한 표준 관행(Standard Practice for Operating Xenon Arc Light Apparatus for Exposure of Non-Metallic Materials)과 D7869 "교통기관 코팅용으로 빛과 물 노출을 강화한 제논 아크 노출 시험을 위한 표준 관행(Standard Practice for Xenon Arc Exposure Test with Enhanced Light and Water Exposure for Transportation Coatings)"은 주기적으로 적용되는 스트레스 인자를 가진 규격이다. 예를 들어 전면에 물 스프레이(3,500 시간 제논 123 W/m^2 300~400 nm, 90°C BPT, 102 분 UV 건조, 암상태에서 18 분 물 스프레이)가 가능한 제논 장치에서의 노출 같은 사이클 시험을 사용하여 백시트에서의 불량을 보여주었다 [49]. 내후성 시험 기술 규격(Technical Standard) IEC 62788-7-2 "태양광모듈에 사용되는 소재에 대한 측정 절차(Measurement procedures for materials used in photovoltaic modules) - Part 7-2: 환경 노출(Environmental exposures) – 폴리머 소재의 가속 내후성 시험(Accelerated weathering tests of polymeric materials)"은 온도, 습도와 제논 을 사용한 자외선 노출 요인을 포함한 여러 가지 정상 상태 내후성 조건을 명시하고 있는데, 이는 백시트와 기타 폴리머 소재를 평가하는 데에도 적용된다 [50]. 흔히 적용되는 IEC 62788-7-2 A3 는 상대 습도 20%, 블랙 패널 온도 90°C, 340 nm 에서 분광 조사강도 $0.8 \text{ W m}^{-2} \text{ nm}^{-1}$ 로 챔버 공기 온도 65°C 를 구현한다.



3.3.8 특정 기후별 가속 노화 시험

오스트리아 R&D 프로젝트 INFINITY(<https://energieforschung.at/projekt/climate-sensitive-long-time-reliability-of-photovoltaics/>) [51]) 내에서 4 가지 기후 프로파일, 1) 건조와 고온 - arid, 2) 중간(moderate), 3) 습하고 고온 - 열대(tropical) 그리고 4) 높은 조사량 - 고지대(alpine)의 정의를 바탕으로 가속 노화 시험을 목적으로 14 가지 기후별 시험 조건을 가진 프로그램을 계획하였다 [52]. 여기서 가장 난제는 특정 기후 조건에서 태양광모듈에 최적화된 신뢰성 있는 시험이 가능할 수 있도록 하는 태양광모듈/구성요소 시험에 대한 기존 규격 절차(예, 태양광모듈 설계 적격성과 형식 승인 IEC 61215, 태양광모듈 안전 요건 IEC 61730 [53] 또는 염수 분무 부식 시험 IEC 61701 [54])의 적용/발전이었다 [3], [38], [52]. 비교 가능한 기후 및 환경 조건에서 실제 태양광시스템에서 발생하는 영향과 유사하게 시험 모듈에서의 성능 손실, 소재 열화 및 불량을 유도하기 위해 시간에 따른 복합 기후와 환경 스트레스 요인(예, 온도, 온도 사이클, 습도, 조사량, 기계적 하중, 염수 분무)이 반복 적용되었다 [55], [56]. 보다 향상된 데이터 분석과 이런 데이터 처리의 첫 번째 접근방식은 이미 시험 모듈의 전기적 및 소재 열화가 적용된 스트레스의 (i) 유형과 조합, (ii) 지속 시간 그리고 (iii) 모드(순차적 vs. 일정)에 의해 좌우된다는 것을 명확히 보여주었다 [57]. 전세계 다양한 기후 지역에 설치된 태양광발전소에서 관측된 불량과 성능 손실을 기후별 가속 노화 시험에서 탐지된 불량 모드 및 열화 영향과 비교하였다 [58], [59]. 폭설과 풍속 하중과 같은 환경 스트레스의 시뮬레이션과 그리고 셀 균열과 셀 커넥터 파손을 초래하는 한층 강화된 온도 사이클링의 빈도가 입증될 수 있었다. 강화된 온도, 습도 또는 추가적인 조사량이 출력의 열화와 특히 폴리머 소재의 열화에 미치는 가속 영향을 확인할 수 있었다.

3.3.9 복합 가속 스트레스 시험

위 시험 방법의 대부분은 현장에서의 특성 측정 후에 특정 불량 모드를 복제하도록 최적화되었지만, 여기서는 자연 환경의 스트레스 요인인 습도, 온도, 빛, 비, 바람/눈 하중 및 전압 스트레스를 태양광모듈용의 단일 복합가속 스트레스 시험(Combined-Accelerated Stress Test: C-AST)으로 통합한다 [3]. 이 접근법은 필요로 하는 모듈의 개수가 더 적고 병렬 시험의 요구도 적으며, 그리고 일간 및 계절성 시퀀스의 통계적 꼬리에 해당하는 수준에서 자연 환경의 스트레스 요인들을 적용함으로써 새롭거나 개정된 모듈 설계에서 선형적으로 알려져 있지 않은 잠재적 취약점을 발견할 수 있도록 설계된 것이다 [60]. 백시트 균열 외에도 납땜/상호연결 피로, 다양한 광 유도 열화 모드, 백시트 박리, 변색, 부식 및 셀 균열 등을 포함하는 열화 모드가 관찰되었다. 다수의 스트레스 요인을 동시에 적용할 수 있는 기능은 단일 시험 장치를 사용하여 수행해야 할 규격화된 설계 적격성 시험 절차에 있는 많은 시퀀스를 가능하게 할 수 있다 [3].

3.4 모듈의 미시기후 하중

태양광발전소 가까운 곳에서 측정된 거시기후 스트레스 요인이 국지적 기후와 환경 조건을 설명하지만, 태양광모듈의 다층 복합체에서의 온도, 습도와 조사강도는 거시기후로부터 크게 벗어날 수가 있다. 이와 같이 "미시기후 하중"이라는 용어는 주로 태양광모듈 내부(예, 셀/폴리머 계면에 있는 봉지재에서)의 조건(열 충격, 습도 및 입력 복사량)을 설명한다. 이러한 조건은 모듈에서 발생하는



프로세스(예, 화학적 열화 반응)와 관련된 파라미터이다. 따라서 열화 프로세스의 반응속도와 열화 영향 및 사용 수명을 추정하기 위해서는 미시기후 조건을 추정할 수 있는 능력이 필수적이다.

3.4.1 열화 영향/프로세스 관련 하중

미시기후 하중은 장기 작동 중 태양광모듈의 열화에 영향을 미치는 국지적(모듈 소재의 특정 부분에 있다는 의미)/시간적 특정 기후 인자로 정의된다. 미시기후 하중은 Köppen-Geiger 기후 분류 [15]와 같은 기후 분류 체계에 의해 적용되는 거시기후 요인뿐만 아니라 작동 조건(예, 모듈 내부의 전기적 퍼텐셜)에 따라 달라진다. 이러한 관점에서, 태양광모듈의 열화와 관련된 전형적인 미시기후 하중을 표 3에 요약하였다.

표 3: 미시기후 하중의 열화 영향.

기후 인자	미시기후 하중	열화 영향
온도	극한의 고/저온	폴리머 소재의 물리화학적 특성 변화(예, 크리프)
	급격한 온도 변화	솔더 부분에서의 열기계적 피로 핫스팟 형성
	불균일한 온도 상승	바이패스 다이오드 불량
조사량	불균일한 조사량	핫스팟 형성
	(음영)	바이패스 다이오드 불량
	자외선 복사 함유량이 높음	봉지재 일체성 손실
	알베도의 차이	폴리머 소재의 황변
먼지/오염	먼지의 불균일한 축적	핫스팟 형성
		바이패스 다이오드 파손
		PID 위험도 증가
습도	모듈 내로 수분의 불균일한 침투	부식(상호연결/그리드선)
염수 분무/가스	모듈 내로 염수/가스의 침투	부식 프로세스와 PID의 가속화
바람/눈	불균일한 기계적/열적 하중	셀 균열/프레임 파손/탈착
우박	순간적인 기계적 충격	셀 균열/유리 파손

주변 온도 -40°C~+40°C 범위인 장소에서 태양광모듈을 작동한다는 것을 토대로, 거의 모든 모듈이 국제 규격(IEC 61215 / 61730 시리즈)에 따라 설계되고 형식 승인을 받았다. 이 주변 온도 범위는 98 번째 백분위수 온도가 70°C 이하인 모듈 온도와 같다. 그러나 태양광모듈이 고온 조건에서 모듈과 지붕 사이의 간극이 좁은 곳에 장착되면 모듈 온도가 98 번째 백분위수 온도에서 70°C 를 초과하는 경우가 흔히 있다. 잠시 동안의 고온에 의한 열화는 새로운 시험 규격(IEC TS 63126: 2020)으로 평가하지만, 동일 환경에서 장기간 작동 중인 모듈에서의 그 영향은 사용 수명 예측 모델링에서는



신중히 고려되어야 하며, 반면에 잠시 동안(그리고 반복적) 고온은 모듈 내 폴리머의 물리화학적 특성에 그리 큰 영향을 미치지 않는다 [61].

또한 모듈 온도는 낮과 밤의 사이클뿐 아니라 움직이는 구름의 음영에 의해 일시적으로 바뀐다. 실제로 음영으로 인해 흐린 더운 날에는 모듈 온도가 단시간에 20K 범위 이상으로 변동할 수 있다. 열-기계적 손상은 결과적으로 납땜 본드(특히 개별 태양전지의 상호연결과 버스바 사이의 접촉)에 축적된다 [40], [62]. 이와 유사한 방법으로 열-기계적 손상은 백시트 균열(예, Polyamide(PA) 백시트)로 이어진다 [63]). 이 열화 영향은 사용 수명 예측을 위한 물리학적 모델에 포함되었으며 [6], [9] 이 영향에 대한 평가 절차는 IEC 62892:2019 로 발표되었다.

또한 태양광모듈 위의 불균일한 먼지와 오염의 축적을 포함하여 태양 조사량을 제한하는 나무, 건물 및 기타 장애물과 함께 주간 음영은 태양전지/모듈 내에서 불균일한 온도 상승뿐만 아니라 태양광모듈 내 셀의 전류 불일치를 유발한다. 전류 불일치로 가속된 이러한 공간적 온도 차이는 납땜 본드에 열-기계적 손상이 축적되는 원인이 될 수 있으며, 결국에는 바이패스 다이오드가 불량이 된다. 따라서 어떤 상황에서 사용 수명 추정 시에는 음영으로 인한 열화도 고려해야 한다. 또 다른 특정 열화는 높은 자외선 함량(예, 고산)의 복사 스펙트럼을 가진 위치에서 나타날 수 있다. 이러한 상황에서 유기 봉지재는 더 큰 손상을 입으며 습도 침투 및 추가 모듈 열화를 초래하는 당초 특성의 조기 상실 위험이 있다. 백시트는 지표면 커버 물질의 알베도 차이(예, 식물과 비교한 토양)와 필드에서의 백시트의 위치(예, 맨 위 줄, 줄의 가장자리 또는 줄의 중간)에 따른 조사강도의 차이에 의해 영향을 받는다 [64], [65].

습도는 태양광모듈을 열화시키는 핵심 스트레스 요인으로 작용한다. 금속 부품(특히 각 태양전지의 전면 금속전극)은 수분과 봉지재 소재에서 방출되는 유기산에 의해 부식이 일어난다. 수분 침투의 동적 거동은 주로 주변 수분(셀 사이 공간을 거쳐 후면으로부터) [66], [67]의 침투 동역학에 따라 달라지기 때문에 각 태양전지에서 수분의 불균일한 공간 분포가 관찰된다 [32]. 결과적으로 각 태양전지 내의 불균일한 열화는 일부 파라미터(주변 온도/습도의 주간 사이클링, 백시트의 수증기 전달 속도, 봉지재에서 물의 확산 상수, 셀 간 공간의 폭 등)에 따라 달라지는 수분 침투의 거동에 의한 결과이다. 수면(예, 호수 또는 바다)의 부유체에 설치된 태양광모듈의 경우, 주변의 고습도 대기가 지속적으로 열화에 영향을 미칠 수 있는데, 예를 들어 부유체 태양광시스템 [68]에서는 프레임과 셀 사이의 누설 전류가 상승할 수 있다. 해안 지역이나 축사 지붕에 설치된 태양광모듈은 각각 염수 분무 또는 암모니아 가스에 의해 부식이 촉진되어 열화가 과도하게 일어날 수 있는데, 태양광모듈에 대한 염수 분무 하에서 PID 가속화가 보고된 바가 있다 [69].

열대성 사이클론과 폭풍우로 인한 고속의 바람은 이러한 지역에 설치된 태양광모듈에 불균일한 기계적 압력을 주기적으로 가함으로써 핫스팟 형성의 주요 원인이 되는 태양전지의 균열을 유발한다 [70]–[72]. 셀 균열은 순간적인 우박 충돌로 인해 발생할 수 있다. 이런 하중의 발생 시점과 강도는 쉽게 예측할 수 없기 때문에 필드 태양광모듈의 열화에 대한 영향은 일반적으로 물리학적 모델에 포함시키기 어렵다. 그러나 새로 제안된 데이터 기반 통계학적 및 기계 학습 방법은 과거 데이터를 토대로 이러한 영향들을 포함시킬 수 있는 좋은 솔루션을 제공할 수 있다.



3.4.2 미시기후 하중의 결정/계산

통상적으로 SLP(사용 수명 예측) 모델(특히 물리 기반 모델)은 입력 자료(예, 주변 온도 대신 모듈 온도 혹은 주변 습도 대신 모듈 내부의 습도)로 미시기후 하중을 필요로 한다. 미시기후 데이터를 제공하기 위해 거시기후 조건으로부터 미시기후 하중을 계산하는 여러 가지 모델이 사용된다.

A. 태양광모듈 온도 모델

온도는 온도 구동 프로세스를 유발할 뿐만 아니라 대부분의 열화 프로세스에 가속 인자로 작용하기 때문에, 모듈의 열화 속도와 사용 수명에 아마도 가장 큰 영향을 미치는 거시기후 영향 인자일 수 있다. 따라서 미시기후 온도 하중의 계산은 모듈의 열화 추정에 가장 중요하다. 주변 온도, 조사강도와 풍속을 입력 인자로 사용하는 미시기후 태양광모듈 온도를 추정하기 위해 여러 모델이 개발되었다 [73] [74]. 일반적으로 특정 모듈 설계와 소재 특성은 태양광모듈 특정 파라미터로 나타낸다.

여기에는 일반적으로 사용되는 두 가지 모델이 제시되어 있다. 하나는 주변 온도와 조사강도의 함수인 Ross 제안 [75], 다른 하나는 Faiman [76]의 것으로 바람에 의한 냉각 효과를 고려한다.

- Ross model

$T_{mod} = T_{amb} + k_{Ross} \times E_{POA}$	(1)
---	-----

- Faiman model

$T_{mod} = T_{amb} + \frac{E_{POA}}{U_0 + U_1 \times ws}$	(2)
---	-----

여기서 T_{mod} 와 T_{amb} [$^{\circ}C$] 는 모듈과 주변 온도, E_{POA} [W/m^2] 는 모듈에 입사되는 태양 조사강도, ws [m/s] 는 풍속이다. k_{Ross} 는 Ross 계수로 소재의 열전달 특성에 관련된다 [77]. U_0 [$W/(^{\circ}C m^2)$] 와 U_1 [$W s/(^{\circ}C m^3)$] 는 각각 모듈온도에 미치는 복사량의 영향을 기술하는 계수와 바람에 의한 냉각 영향을 기술하는 계수이다 [78].

B. 습기 침투 모델

습도는 태양광모듈의 열화 프로세스에 영향을 미치는 미시기후 조건에 매우 중요한 파라미터이다. 태양광모듈의 열 전달은 기후 조건의 변화보다 일반적으로 더 빠른 프로세스이다. 따라서 모듈 온도를 결정하는 환경 조건은 일반적으로 SLP 모델에서 직접 입력으로 사용될 수 있다. 그러나 수분 확산은 비교적 느린 프로세스이다. 모듈의 유형, 그 레이아웃과 사용된 소재는 확산 속도와 가능한 수분 침투 경로에 큰 영향을 미친다. 예를 들어, 수분이 백시트에 침투하는 데 여러 날이 걸릴 수 있지만 결정질실리콘 셀 앞의 봉지재까지 확산되는 데는 몇 년이 걸릴 수 있다 [79], [80]. 따라서 모듈 내부 다양한 위치에서의 수분 함량은 그림 2 와 같이 주어진 시간에 크게 달라질 수 있다.

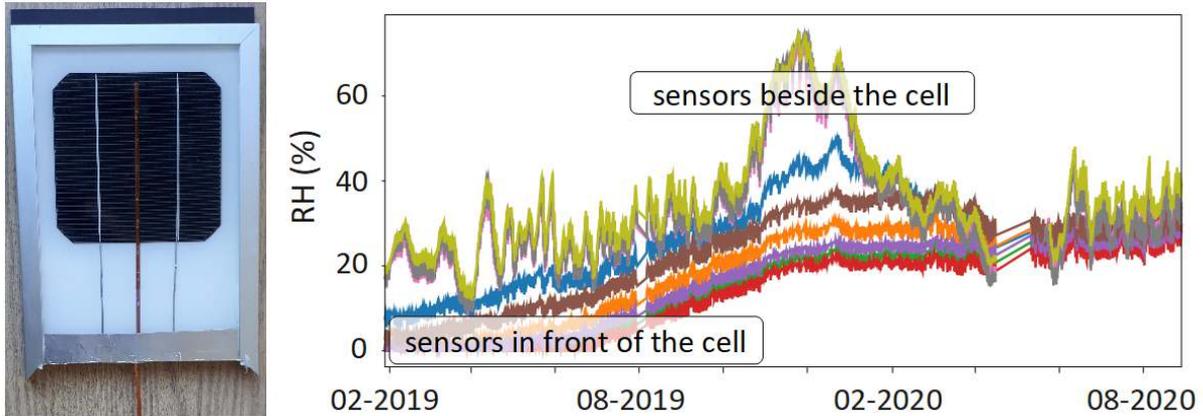


그림 2: 결정질실리콘 1 셀로 만든 미니 모듈의 다양한 위치에서 소형 상대습도 센서로 측정된 수분 침투(이탈리아 Bolzano) [80]. 모듈은 EVA 봉지재와 PET 백시트로 구성되어 있다.

온도의 대해서는 (3)과 (4)에 해당하는 간단한 분석 관계는 찾기 어려우며 모듈의 유형, 소재, 설치 위치 및 모듈 내 소재 위치에 따라 다르다. 따라서 SLP 모델은 현재 이러한 모든 요소를 포함하지 않으며 통상적으로 공기 중 상대 습도에 직접 연결되는, 예를 들면 모듈 내부의 평균 수분 함량을 사용한다. 그러나 모듈 내에서 이들을 시간에 따른 공간 분해 수분 프로파일과 관련시킴으로써 향후 그 정확도를 높일 수 있다. 이 프로파일은 일반적으로 유한 요소법(FEM) 시뮬레이션으로 계산된다. FEM 시뮬레이션에 의해 제공되는 추가적인 이해를 SLP 모델과 결합하기 위해서는 모듈의 선택된 위치에서 시간 경과에 따른 수분 함량의 전개를 FEM로 계산하고 이를 SLP의 입력 데이터 세트에 사용할 수 있다. 이러한 데이터는 상대적으로 단기적 변화와는 무관하므로, 예를 들어 시간적 해상도가 높은 온도 데이터와 결합할 수 있다. 태양광모듈 내부의 습도 함량을 결정하기 위한 시뮬레이션의 예는 그림 3 과 그림 4 에서 볼 수 있다. 두 계산 모두 동일한 모듈 설계와 소재 파라미터가 사용되었다. 또한 해양 기후인 스페인의 Gran Canaria 섬 (그림 3)과 매우 건조한(arid) 기후인 이스라엘의 Negev 사막 (그림 4) 두 곳의 시험 사이트에서 측정된 주변 기후 데이터가 사용되었다. 습도는 백시트 (Backsheet 로 명명)에서의 위치와 백시트와 봉지재 사이의 계면 (Interface 로 명명)에서 비교적 빠르게 주변 조건을 따른다. 두 셀 사이의 공간 (EVA centre 로 명명)에 있는 봉지재에서도 역시 계절적 영향이 나타난다. 셀과 셀의 중심 위 (EVA top 으로 명명) 판유리 사이의 봉지재에서도 같이 백시트로부터 더 긴 확산 경로를 가진 위치나 혹은 셀의 가장자리와 셀의 중심 (EVA mid 로 명명) 사이의 중간에 있는 경우는 계절 효과를 무시할 수 있다. 모듈 내 습도 수준은 소재와 기후 조건에 따라 장기적으로 접근하며 그리고 그림 3 과 그림 4 의 예와 같이 변동성이 상당할 수 있고 혹은 아주 다른 기후에서도 매우 유사할 수 있다.

사용 수명 예측(SLP) 모델링의 경우에 사용되는 습도 데이터는 흔히 장기 평균 (변동이 큰 위치의 경우) 또는 장기 안정화 값 (변동이 낮은 위치의 경우) 을 나타낸다. 예를 들어 미시기후 습도 조건은 태양광모듈에서 균질한 것과는 거리가 멀기 때문에 SLP 계산을 위해 하나의 값만으로 작업하면 태양광모듈의 다양한 열화 프로세스의 위치에 따라 불확실성이 발생한다. 계산이 특정 불량 모드 또는 특정 소재나 구성 요소를 다루어야 하는 경우 이는 특별히 고려되어야 한다.

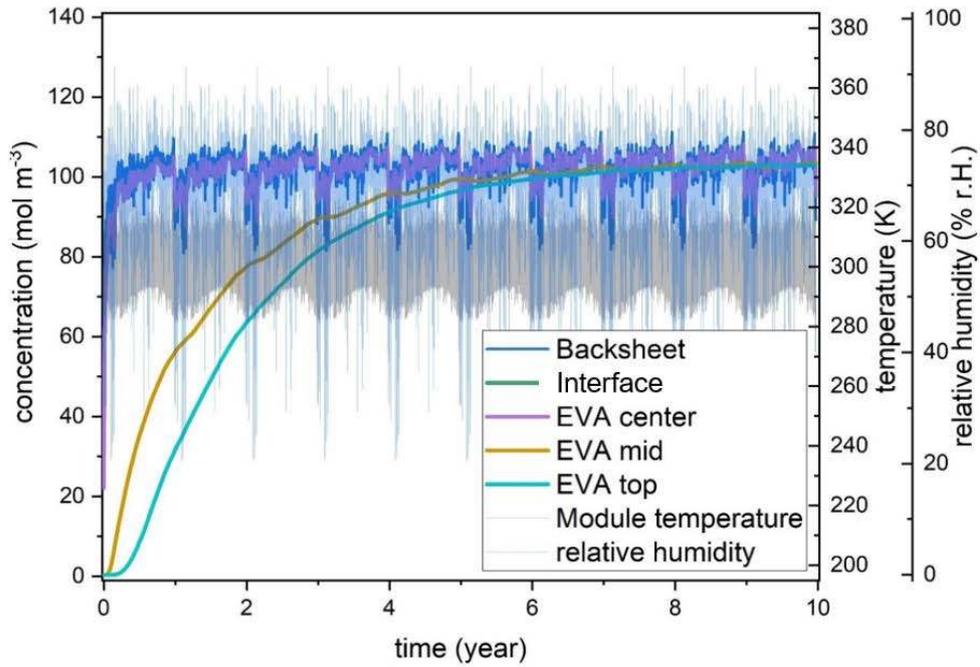


그림 3: 시간 경과에 따른 모듈내의 다양한 위치에서 습도의 전개. 스페인 Gran Canaria 소재 시험 사이트의 해양성 주변 기후 데이터 사용.

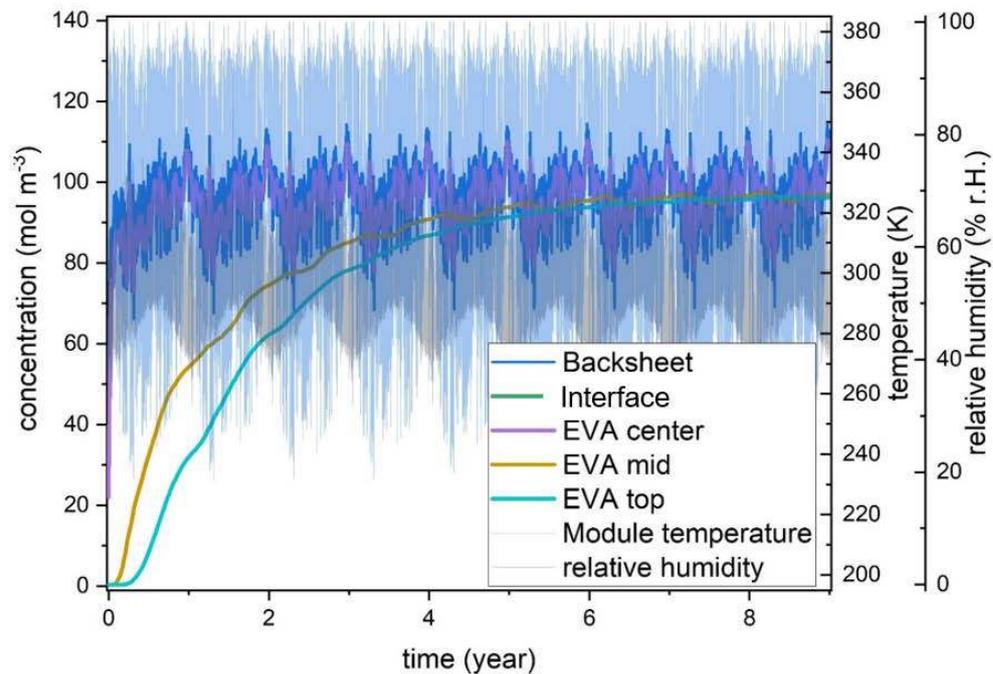


그림 4: 시간 경과에 따른 모듈내의 다양한 위치에서 습도의 전개. 이스라엘 Negev 사막의 매우 건조한 기후 데이터 사용.



습도 확산의 지배 방정식은 확산에 관한 Ficks 의 2 차 법칙이다 [66]. 시간에 따른 물 농도 C [kg/m^3]의 변화는 아래 식과 같다.

$$\frac{\partial C}{\partial t} = D \times \Delta C \quad (3)$$

여기서 D [m^2/s] 는 확산 계수이다. 이러한 시뮬레이션은 몇 가지 직관적이지 않은 결과를 초래하였다. 예를 들어, 열대 기후에서는 초기 수착(sorption)이 훨씬 빠른 반면, 중간 및 고산 기후에서는 설치 몇 년 후 결정질실리콘 셀의 전면에 지속적으로 더 높은 수분 함량이 나타날 수 있다 [79].

Fickian 거동으로부터의 편차는 TPO(thermoplastic polyolefins) 또는 ionomers 같은 다양한 봉지재 소재에서 보고되었다 [81]. 이러한 소재를 설명하는 데는 보다 복잡한 모델이 더 적합하다. 한 사례로 문헌 [82]에 제시된 이중 운송(dual-transport) 모델을 들 수 있다. 이 모델은 FEM 시뮬레이션에서 방정식 (3)을 풀고 소재의 비균질성과 같은 편차를 실행한다. 각 소재 계면에서의 경계 조건은 경계 상의 평형 상태를 설명하는 Henry 의 법칙에서 유도할 수 있다.

$$C = S \times p \quad (4)$$

여기서 p [Pa] 는 수증기 분압이고, S [$\text{kg}/\text{m}^3\text{Pa}$]는 소재에서 물의 용해도이다 D 와 S 둘 다의 온도의존성은 예를 들어 하나의 아레니우스 법칙으로 기술할 수 있다.

$$D = D_0 \times \exp\left(\frac{E_{A,D}}{k_B \times T}\right) \quad (5)$$

여기서 D_0 [m^2/s] 는 D 의 지수 앞(pre-exponential) 인자, $E_{A,D}$ [kJ/mol] 는 활성화 에너지이다. D 와 S 는 서로 다른 봉지재, 백시트와 가장자리 실링에서 엄청나게 큰 범위에 걸쳐 있을 수 있다 [35], [83]. Henry 형 수착으로부터의 벗어남은 폴리비닐 부티랄 (PVB) [84], EVA 와 PET [85] 에서 관찰되었다. Perrin 과 Favre [86], [87]의 Engaged Species Induced Clustering (ENSIC) 는 두 개의 피팅 파라미터 k_1 과 k_2 를 사용하여 이들 소재에서 흡수 등온선(isotherm)을 보다 정확하게 설명할 수 있다.

$$C = \frac{\exp[RH \times (k_1 - k_2)] - 1}{(k_1 - k_2)/k_2} \quad (6)$$

Henry 의 수착(sorption) 모델에 비해 습한 환경에서 모듈 내부의 수분 함량이 더 높게 나타난다.

3.4.3 가속 노출과 실제 작동 조건의 교차 상관 관계

옥내 가속 시험에 사용되는 노출 조건은 일반적으로 단순 제어가 가능한 스트레스 요인으로 구성된다. 그러나 설치된 태양광모듈은 시간에 따라 달라지는 다중의 복잡한 환경 스트레스 요인을 겪어야 하기 때문에 태양광모듈의 실제 성능 열화 거동과 불량을 이해하는 것이 복잡하게 된다. 최근 연구는 옥내 가속 노출에서 관찰된 열화를 옥외 노출에서 관찰된 열화에 연계하기 시작하였다 [6], [88], [89], [90]. 순차적 옥내 가속 노출은 실제 필드의 태양광모듈과 더 유사한 스트레스 요인들의 시너지 하에서 태양광모듈 성능을 평가하는 데 사용되고 있다 [6]. 이 절에서는 옥내 가속 시험과 다양한 기후대의 옥외 노출 조건 사이의 간격을 메우기 위한 모듈 수준의 연구에 초점을 두고 있다. 물리학 기반 모델과 통계학적 모델이 이러한 모듈 수준 연구에 사용되었다. 물리학 기반 모델링의 사례로, Kaaya



등은 노출 조건과 모듈 성능을 사용하여 옥내와 옥외 노출을 연계하기 위해 다중 변환 아레니우스 방정식을 사용하였다 [6]. 그들의 연구에서는 가수분해, 광 열화와 열-기계적 열화의 3 가지 메커니즘이 사용 수명 예측에 필요한 것으로 가정한다. 이 가정은, 고온고습, UV 광 + 고온고습 및 온도 사이클링 세 가지의 옥내 노출에 기초하였다. 첫 번째 단계로, 옥내 노출 데이터를 사용하여 세 가지 열화 메커니즘의 물리학 기반 모델을 교정, 검증 및 분석하였다. 두 번째 단계는 세 가지 특정 열화 메커니즘의 속도 모델에서 결합/총 열화율 모델을 도출하는 것이었다. 결합된 모델은 매우 건조(arid), 해양(maritime)과 고산(alpine)의 3 개 기후 지역에 설치된 동일한 태양광모듈의 성능 데이터를 사용하여 교정 및 검증되었다. 매우 건조한 기후대에서는 더 높은 온도 때문에 심각한 열화가 예측되었는데, 온도는 습도에 의한 가수분해와 자외선 선량에 의한 광 열화와 같은 다른 스트레스 요인에 의해 야기되는 열화 메커니즘의 반응 속도를 결정한다. 옥내 노출과 관련하여, 가수분해 메커니즘은 광 열화와 열-기계적 메커니즘에 비해 총 열화율에 대한 기여도가 가장 낮은 것으로 예측되었다.

통계학적 모델은 모듈이 서로 다른 노출 조건에서 얼마나 유사하게 얼마나 빨리 열화가 일어나는지에 대한 질문에 답하기 위해 모듈 성능을 사용한다. 이 모델은 일정한 열화율을 얻고 모듈 성능을 결정하는데 유용하다. Liu 등의 연구에서는 2 종류의 옥내 가속시험과 3 종류의 기후대에 설치된 5 개 브랜드의 8 개 모듈에 대해 단계적 I-V 측정을 사용한다 [89]. 서로 다른 옥내와 다양한 기후대 옥외 노출 하에서의 모듈의 성능이 모델링된다. 다음 단계에서는 교차 상관 환산 인자 (cross correlation scale factor: CCSF)로 최적의 솔루션을 얻기 위해 정규화가 적용된다. CCSF 는 옥내 모델의 시간을 재계산하여 오차 제곱의 합으로 계산하고 그리고 옥외 모델의 중복 시간 범위에 대한 교차 상관 계수(cross-correlation coefficient: CCC)와 환산 옥내 모델이 결정된다. CCC 는 서로 다른 노출에서 모듈 성능 추이의 유사성을 평가하기 위해 사용되며, CCSF 는 서로 다른 노출에서 열화율의 비를 나타낸다. 이것은 옥내와 옥외 모듈의 열화를 상호 연관시키는 두 가지 방법이다. 서로 다른 열화 메커니즘이 전체 성능에서는 유사한 변화를 일으킬 수 있기 때문에 더 많은 교차 상관 계수를 얻기 위해서는 I-V 특성 곡선과 같은 특성 측정 결과를 포함하는 것이 중요하다. 그 결과는 어떤 옥내 노출이 각 옥외 시스템에 더 유사한 변화를 유발하는지 보여준다. 최대 출력과 I-V 특성 분석 결과는 일관성이 양호한 것을 보여주었다. 특히 Köppen-Geiger Bwh(매우 건조, 사막 기후, 뜨거운 사막) 기후대에 설치된 모듈은 두 모델과의 상관 관계과 좋음을 보여준다.



4 모델링 접근방법

열화 연구에 사용되는 경험적 모델링 접근법에는 두 가지 개략적인 유형이 있는데, 통계학적 모델과 물리학적 및 화학적 현상에 대한 방정식을 포함하는 수학적(분석적 또는 수치적) 모델이다. 경험적 모델링은 관찰과 실험에 의해 모델을 생성하는 활동의 포괄적인 용어이다 [91]. 통계학적 또는 물리/화학 수학적 모델의 차이는 이 두 접근법의 관점 차이 때문에 중요하다. 흔히 데이터 중심 모델이라고 하며 통계적 추론에 바탕을 둔 통계학적 모델은 표본 데이터(및 더 많은 모집단에서 유사한 데이터)의 생성과 관련된 일련의 통계학적 가정을 구체화하는 경험적 모델이며, 이상적인 형태로는 데이터 생성 프로세스이다 [92], [93]. 수학적 모델은 물리학에서의 예와 같이, "다음 대부분의 구성 요소로 시작한다: 고려 대상인 물리학적 또는 화학적 과정에 대한 지배 방정식, 정의 방정식과 구성 방정식, 초기 및 경계조건과 같은 관련 가정과 제약조건과 같은 보조 서브 모델 그리고 고전적 제약조건 및 운동학적 방정식" [94]. 이러한 물리/화학 수학적 모델은 닫힌 형식 방정식(분석적 모델) 또는 유한 요소나 차분법(difference method)과 같은 수치 근사치를 토대로 할 수 있다 [95]. 그래서 통계학적 모델과 수학적 모델은 서로 반대쪽 끝에서 열화 현상, 모드, 메커니즘에 접근하고 있다. 통계학적 모델은 시스템의 측정된 데이터와 밀접하게 연관되어 있는 반면, 수학적 모델은 연구자가 시스템에서 활동적이라고 믿는 열화 메커니즘과 밀접하게 연관되어 있다. 데이터 중심의 통계학적 모델링 접근법과 물리/화학 수학적 모델링 접근방식을 결합함으로써, 열화 시스템에서 어떤 일이 일어나고 있는지 명확히 설명할 수 있는 최상의 기회를 가진다 [9]. 물리학이 잘 이해되고 있는 메커니즘의 활성화를 확인할 수 있으며, 데이터 중심 결과와 비교함으로써 수학적 모델과 시스템에서 실제로 활성화된 전체 열화 메커니즘의 합 사이의 격차를 식별할 수 있게 되어 이전에 확인하지 못했던 열화 현상의 식별이 가능해 질 수 있다 [96].

4.1 경험적 모델링에서의 문제: 바이어스 대 변동폭 절충

경험적 모델링은 모델을 데이터에 피팅하는 것을 포함하며, 데이터는 노이즈와 정보를 모두 포함하기 때문에, 모든 모델링 방법은 데이터를 과다 피팅 혹은 과소 피팅하는 모델의 문제를 다루어야 한다 [97]. 과다 피팅은 자유도가 너무 많은 모델(다항식 함수 형식의 하나의 통계학적 모델을 고려)에 해당하므로 데이터에 존재하는 정보뿐만 아니라 실제 노이즈와 변동폭(variance)도 피팅한다. 따라서 이 과다 피팅 모델의 피팅된 계수(β)는 정보 추출 외에 노이즈도 보고할 것이다; 모델이 데이터를 너무 과다 피팅했기 때문에 데이터에서의 변동폭도 피팅하고 있는 것이다. 과소 피팅 모델은 모형의 자유도가 너무 적어서 데이터의 모든 정보를 추출할 수 없는 반대의 경우이다. 예를 들어, 본질적으로 지수 또는 2차(quadratic) 현상을 하나의 단순 직선으로 피팅하는 것은 직선의 "모델"이 데이터에서 정보를 추출하기에는 너무 많은 "바이어스"를 가진다는 것을 의미한다. 이 모델은 단지 하나의 직선이라서 포물선 또는 지수 계수를 추출할 수 없으므로 결과적으로 이 모델을 "과소 피팅"하고 있는 것이다. 이것은 통계적이든 수학적이든 모든 경험적 모델이 직면하는 바이어스 대 변동폭 절충(trade-off)에 대한 간단한 예시이다. 통계학적 데이터 기반 모델링에 사용되는 주요 관행 중 하나는 처음에 실험 데이터 세트를 훈련(training) 세트와 시험 세트의 두 부분으로 나누는 것이다. 이를 통해 학습 데이터세트를 사용하여 각 모델을 "훈련"하여 많은 가능한 모델을 피팅할 수 있고, 그림 5에서와 같이 학습 곡선을 사용하여 모델 피팅의 품질과 바이어스 대 변동폭 절충을 평가할 수



있다. 피팅된 계수와 함께 훈련된 모델은 시험 데이터 세트의 모든 x 데이터 포인트에 대한 y 측 반응을 예측하는 데 사용되며, 해당 모델의 자유도 함수로 각 모델에 대한 오차(예, RMSE)가 표시된다. 이 데이터 세트의 모델링에 존재하는 바이어스와 변동폭의 균형을 맞추거나 절충하기 때문에 "최고의" 모델은 테스트 데이터 세트에서 평가하는 것으로 최소한의 예측 오차를 가지게 된다.

Training- versus Test-Set Performance

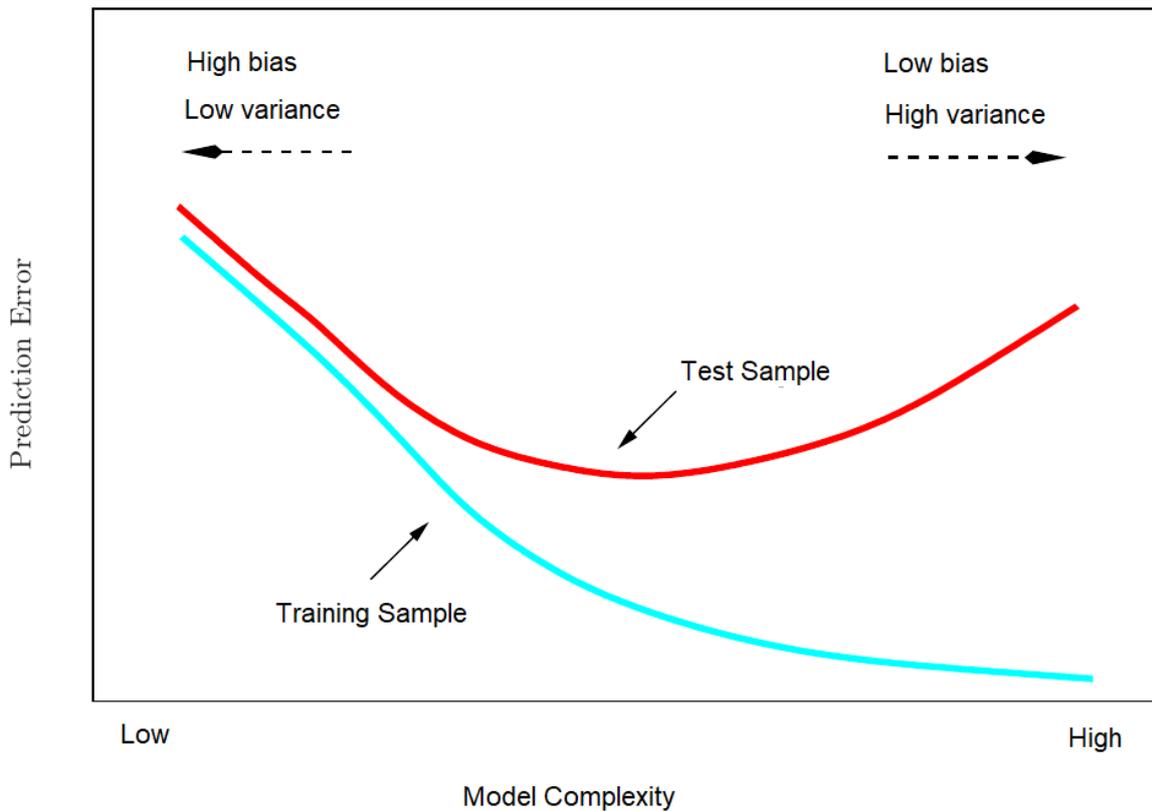


그림 5: 모델의 자유도 수(number)인 모델 복잡성의 함수로 나타낸 학습 데이터 세트와 시험 데이터 세트에 대한 모델의 성능. Y 축은 모델의 예측 오차이다. 시험 데이터 세트에 대한 학습 곡선은 변동폭과 모델 바이어스 사이의 절충을 최소화하는 모델인 최적 모델을 정의한다 [97].

이전 논의에서 알 수 있듯이, 모든 경험적 모델링은 데이터 세트에서 노이즈는 데이터에 남겨두고 정보만 추출하기 위해 모델링을 사용하려는 시도로 간주할 수 있다. 이런 점에서 바이어스와 변동폭 사이의 균형을 최적으로 유지하는 모델은 우리가 관심을 가진 정보를 추출하는 가장 좋은 도구이다. 통계학은 가설 시험을 사용하였고, 수학적 모델은 모델에 사용되는 기능적 형태를 규정하기 위해 현상에 대한 우리의 화학적 및 물리학적 이해를 이용한다. Shannon의 정보 엔트로피 이론은 모델과 변수 선택에 대한 세 번째 접근방식을 나타내며, 이러한 정보 이론적 접근방식은 현대 모델링 접근방식에서 매우 매력적이 되었다 [98]–[101].

경험적 모델링에서의 세 번째 고려사항은 예측 모델과 추론(inferential) 모델 사이의 차이점이다. 추론적 모델은 "왜 시스템은 이런 방식으로 반응하는가" 하는 응답을 야기하는 메커니즘을 추론하도록 설계되었다. 반면에 예측 모형은 응답의 크기를 예측하는 데 중점을 둔다. 추론을



위해서는 소수의 자유도를 갖는 것으로 정의된 인색(parsimonious) 모델을 원할 수 있는데, 이는 추가 모델로 그 항목들은 모델의 각 항목과 관련된 계수를 갖는다. 정확한 예측을 위해 매우 복잡한 모델을 가질 수 있으며, 여러 번 실행을 통해 보다 정확한 예측을 할 수 있게 된다. 사용자에게 있어서는, 모델로부터 바라는 효용성을 알게 되면 모듈이 가져야 하는 자유도와 같은 특성을 정의하는 데 도움이 된다.

4.2 태양광모듈 소재, 구성요소와 특정 열화 모드의 열화 모델

현재 태양광시장은 모듈의 신뢰성과 수명을 향상시키기 위해 모듈, 백시트와 태양전지 같은 모듈 구성요소에서 발생하는 근본적인 열화 메커니즘의 이해뿐 아니라 기후와 날씨 관련 문제의 변화를 다루어야 한다. 환경적인 풍화로 인해 모듈 폴리머 소재의 열화에 관한 주제는 잘 연구되고 있다. 그러나 앞으로도 여전히 해결해야 할 문제가 있는 분야가 상당하다.

많은 백시트에서 핵심 층으로 사용되는 폴리에틸렌 테레프탈레이트(PET)의 열화는 온도와 습도 스트레스 요인 하에서 연구되어 왔다. 자외선 조사, 온도 및 습도 스트레스 요인 하에서 다른 폴리머 소재의 열화도 연구되었지만 특정 폴리머와 그 첨가물의 세부 사항이 명확하지 않을 경우 불확실성이 크다. 부식 연구는 전압 바이어스 인자(예, Si 와 Ag 그리드 핑거 사이의 접촉에 대한 아세트산의 영향)를 포함하지 않는 것과 태양광모듈의 다양한 구성요소에서 전하 이동, 산화 또는 환원을 촉진하는 누설 전류를 포함하는 것으로 나눌 수 있다. 납땜 본드는 열-기계적 피로에 의해 열화되며 합금의 종류에 따라 온도에 의해 부서지기 쉬운 금속간 화합물의 형성이 가속된다. 많은 열화 프로세스는 여러 스트레스 요인(시너지 효과)을 고려하여 쉽게 모델링되지 않으며 때로는 일련의 스트레스 요인이 열화를 초래한다. 아래에서는 이러한 사례에 대해 알려진 내용들을 소개하고 있다.

모듈에서의 열화 메커니즘에 대한 이해를 높이는 데는 네트워크 모델링 및 구조 방정식 모델(network modelling and structural equation models: netSEM) 개발에 기반을 둔 수명과 열화 과학(lifetime and degradation science: L&DS)을 탐구하는 것이 유용하다 [20], [96], [102]. 데이터 기반 netSEM 모델은 예측 및 추론의 두 가지 유형으로 분류될 수 있는 통계학적 모델이다. 예측 모델은 $\langle S/R \rangle$ 로 나타내는 스트레스 인자(S)와 반응(R)을 사용하는 반면, 추론 모델은 기계론적(M) 변수 또는 특정 열화 메커니즘을 추적하는 변수를 고려한다($\langle S/M/R \rangle$ 로 표기됨). netSEM 모델은 선형 응답 이론 [51]에 기초하고 그리고 주요한 스트레스 요인, 메커니즘과 응답을 쉽게 나타내기 위해 브라켓 표기법($\langle S/M/R \rangle$) [103]을 사용한다. 모델링은 가속과 실제 노출 동안에 태양광 구성요소의 반응을 비교하고 연구하기 위해 다양한 통계학적 도구와 메트릭스(metrics)를 포함하는데, Aikake Information Criterion (AIC) [104], Adjusted R -squared ($Adj.R^2$), Network Science [105], Graph Theory [106] 그리고 적절한 기능적 형식과 Markovian 및 다중 회귀 분석 방법이 그 대상이다. 개발된 netSEM R 패키지를 사용하여 이 작업을 수행할 수 있다 [107].

netSEM 과 L&DS 를 사용하여 적용된 스트레스 요인 조건의 영향 하에서 근본적인 열화 메커니즘을 식별할 수 있다. 이 방법론에서는 통계학적 데이터 분석을 사용하여 스트레스 요인, 메커니즘과 응답 간의 관계를 매핑할 수 있다. 보통 이러한 결과는 소재, 구성요소 또는 전체 시스템에 대한 네트워크 열화 경로 모델의 형태로 볼 수 있다. 그림 6 은 태양광 L&DS 의 요소를 보여준다.

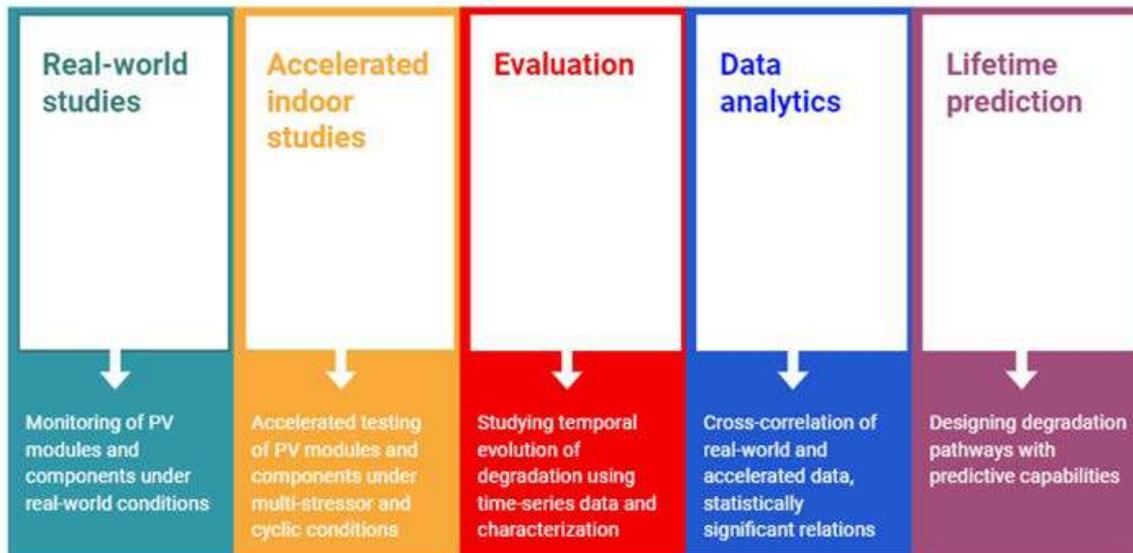


그림 6: 태양광 수명과 열화 과학에 포함된 다양한 스텝.

4.2.1 예측 모델 사례: PET 열화

예측 <스트레스 요인|응답> (Stressor|Response: < S/R >) 예측 모델의 한 사례로 PET 열화를 대상으로 하여 황변성 지수(yellowness index: Y)와 헤이즈(haze)의 응답을 예측하고자 한다. netSEM 을 사용하면 노출 하에 있는 PET 에서 발생하는 활성 경로와 열화 메커니즘에 대한 이해를 높일 수 있다 [20], [96].

Gok 등은 서로 다른 4 가지 노출 조건 하에 있는 3 개 등급의 PET 를 분석하고 < S/R > 모델을 사용하여 이러한 열화 패턴을 모델링 하였는데, 그 심층 분석에서는 2 차와 선형 항목이 핵심 역할을 한다 [108]. 헤이즈는 응답 변수로 간주될 수 있으므로 스트레스 요인을 사용하여 예측할 수 있다. 노출 유형에 따라 추세가 달라지는 것으로 관찰되었다. CyclicQUV (응축 습도와 함께 자외선 광)는 지배적인 큐빅 추이를 가지고 있는 반면 나머지 노출은 헤이즈 형성이 거의 없는 2 차 변동성(quadratic variation)을 가지고 있다. 그림 7 은 이 예측 모델링의 결과를 보여준다.

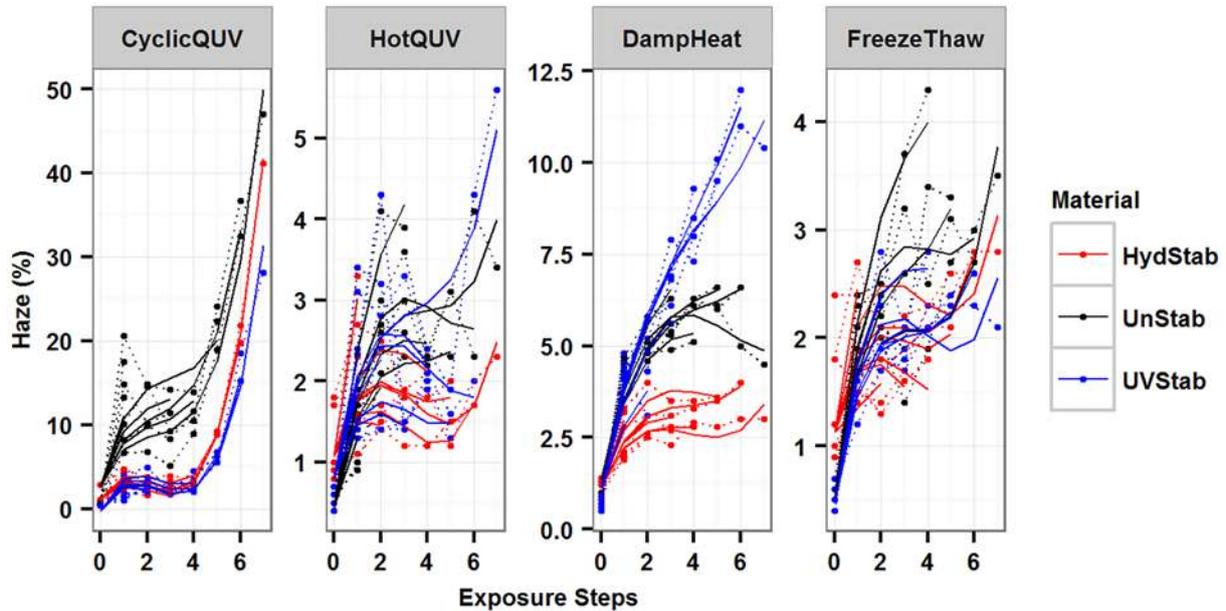


그림 7: 노출 스텝의 함수로 나타낸 모든 소재와 노출 유형에 대한 황변성 지수 변화의 $\langle S/R \rangle$ 모델. HydStab 은 가상적으로 안정화된 PET; UnStab 은 안정화되지 않은 PET; UVStab 은 자외선 안정화 PET. 모든 시료들은 7 스텝에 총 1,176 시간 동안 매 168 시간(일주일) 마다 스텝별로 평가되었다. 각 노출은 자유 스케일로 표시되어 있다.

4.2.2 추론적 기계론적 모델 사례: PET 열화

<스트레스 요인응답> ($\langle S/R \rangle$) 예측 모델을 사용하여 응답이 어떻게 스트레스 요인에 의해 영향을 받는지에 대한 연구 외에, 이 사례에서는 추론적 $\langle S/M/R \rangle$ 모델을 사용하여 어떻게 기계론적 변수 (M)가 스트레스 요인 (S) 과 응답 (R)에 관련되는 지를 조사하고자 한다. $\langle S/M/R \rangle$ 모델은 다음 7 개 모델 유형 중의 하나를 사용하여 이들 변수들을 쌍으로 연결하는데, 그 유형은 SL (단순 선형), Quad (2 차), SQuad (단순 2 차), Log (대수의), Exp (지수의), CP (변화점) 그리고 nls (선형화 할 수 없는 지수의) 이다. 조정된 R-squared 값은 관계식의 강도를 나타내기 위해 쌍의 관계 사이에 포함된다.

예를 들어, Gok 이 연구한 PET 열화의 $\langle S/M/R \rangle$ 추론적 모델은 4 가지 가속 조건 하에서 3 가지 등급의 PET 활성 열화 메커니즘과 열화 경로에 대한 정량적 이해를 높여준다 [11]. 그림 8 은 ASTM G154 Cycle 4 에 노출(50°C 암상태 습도와 함께 UVA 광 1.55 W/m², 340 nm 그리고 70°C 에서의 사이클 노출)된 PET 필름에 대한 이 추론적 $\langle S/M/R \rangle$ 모델을 보여주고 있다. 본 연구에서는 황변성 지수(Y)가 응답 변수로 선택되었는데, 이는 PET 필름의 열화를 나타내는 민감한 지표이기도 하다. 기계론적 변수는 분광학적으로 측정된 UV-Vis 광흡수와 FTIR 특성으로 선택되었다.

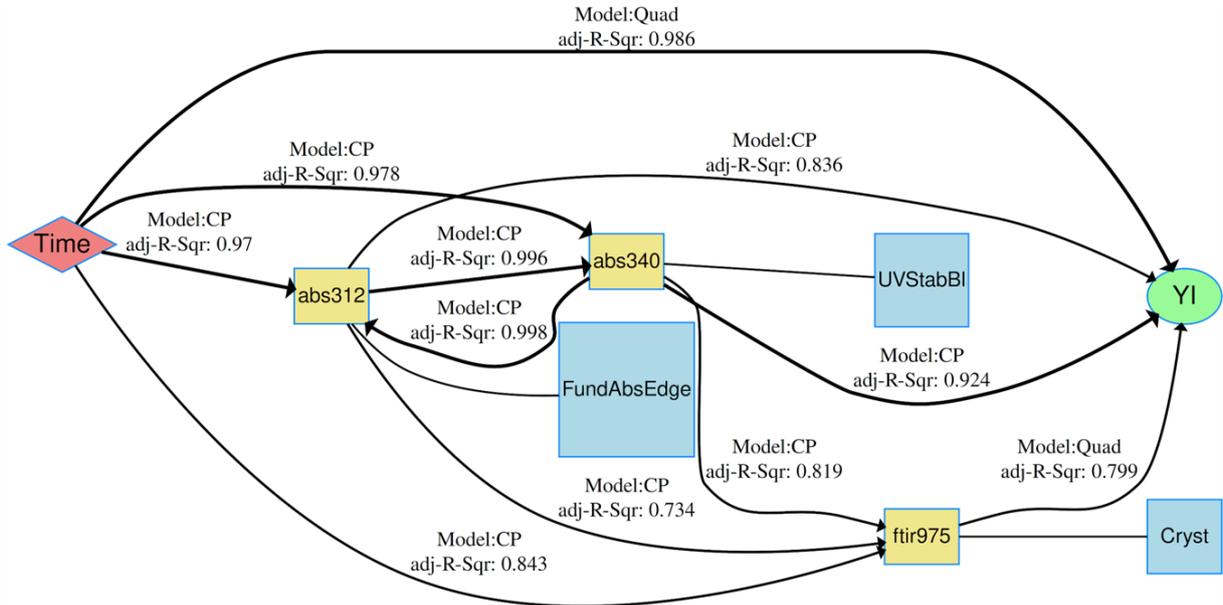


그림 8: PET 열화에 대한 netSEM 열화 경로 모델. 메커니즘 설명은 표 4.

그림 8은 ASTM G154-Cycle 4에 따른 PET 열화 경로로 주기적 열, 습도 및 자외선(70°C, 340 nm의 UVA 조사강도 1.55 W/m² 조건에서 8 시간과 50°C, 암상태에서 응축 습도 4 시간)을 나타낸다. 시간은 스트레스 요인(노출 시간) $\langle S \rangle$와 황변성 지수(YI) 응답 $\langle R \rangle$을 추적한다. 각 메커니즘에 대해 실험적으로 측정된 "추적 변수(tracking variables)"는 황색 박스에 있으며, 이 변수와 상관관계가 있는 열화 메커니즘은 표 4에 자세히 설명되어 있는 청색 박스에 표시되어 있다. 이러한 메커니즘은 PET의 기본 흡수단(absorption edge), UV 안정제 피크, 체인 분리(chain scission)와 결정성이다. 네트워크의 각 쌍 위치 관계의 경우, 데이터를 가장 잘 피팅하는 수학적 모델의 기능적 형식이 명명되고 그리고 각 모델별로 조정된 R^2 값 (adj- R^2 혹은 adj- R -Sqr)이 연결선을 따라 제공된다. 모델은 SL(simple linear 단순 선형), SQuad(simple quadratic 단순 2 차), Quad(quadratic 2 차), Exp(지수), Log(로그), CP(change point 변화점) 및 nls(non-linear least squares regression 비선형 최소 자승 회귀)이다.



표 4: 그림 8 netSEM model 열화 메커니즘에 대한 설명.

기계론적 변수		설명		방법	Represents
황색 박스	의미	청색 박스	의미		
abs312	312 cm ⁻¹ 에서의 흡수	FundAbsEdge	기본적인 흡수단	UV-Vis	312 cm ⁻¹ 에서의 흡수에 의해 나타나는 기본적인 흡수단
abs340	312 cm ⁻¹ 에서의 흡수	UVStabBI	UV 안정제의 표백	UV-Vis	340 cm ⁻¹ 에서의 흡수에 의해 나타나는 UV 안정제의 표백
ftir975	975 cm ⁻¹ 에서의 적외선 시그널	Cryst	결정성에서의 변화	FTIR	결정성의 변화를 나타내는 975 cm ⁻¹ 에서의 적외선 시그널 흡수

헤이즈의 형성은 또한 그림 7에 나타난 바와 같이 UV-Vis 빛과 함께 주기적인 열과 습도 하에서도 관찰되었다. 노화에 의해 유발된 결정화는 975 cm⁻¹에서의 IR 흡수를 이용하여 추적할 수 있다. 황변은 습도와 자외선의 결합으로 가속되는 것으로 밝혀졌다. 헤이즈의 변화는 <S/M/R> 모델과 도메인 지식에서 명백한 바와 같이 결정화의 변화에 해당한다. 따라서 본 연구에서 발견된 가장 중요한 열화 경로 중 하나는 자외선 노출에서의 황변과 습도에서의 헤이즈 형성이다 [11].

4.2.3 폴리머의 열화 모델

폴리머 풍화 및 노화 과정과 그 복잡한 상호작용은 폴리머의 열화를 초래하며, 명시 및 정의된 물리학적 또는 화학적 특성 변화를 시간 경과에 따라 측정하여 연구하고 설명할 수 있다 [109]. 폴리머 백시트와 봉지재 관련 물리학적 특성은 기계적(인장 강도, 파손 연신율, 탄성율), 열역학적(용융과 결정화 거동, 열팽창 계수) 또는 광학적(투과율, 반사율, 황변 또는 색상 지수)인 것이다 [110]. 화학적 특성에는 화학적 상호작용 및 폴리머를 통한 기체의 투과성 [111], [112]과 봉지재의 가교 정도와 같은 추가적인 열화를 초래하는 반응성 거동이 포함된다 [113], [114]. 노화에 의해 유발된 폴리머의 화학적 변화는 분광학적(FTIR 피크비 또는 카보닐 지수, 라만, UV-VIS, NIR) 및 열 분석으로 감시할 수 있다 [110], [112], [114]. 태양광모듈의 성능과 신뢰성에 관련되는 추가 소재 평가도 감시할 수 있다(그림 9 참조). 통상적인 폴리머 노화 메커니즘과 그 영향에 대한 개요는 표 5와 같다.



표 5: 폴리머의 노화 메커니즘 [115].

메커니즘	스트레스 요인	추가적인 가속 인자	영향
열 산화	온도, 산소	다른 산화 반응물질 (예, 오존, 질소 산화물)	취성, 변색, 저분자 열화 생성물의 형성과 탈가스
광 산화	자외선 산소	복사, 온도, 산화 반응물질	취성, 형광, 변색, 탈색, 저분자 열화 생성물의 형성과 탈가스
가수분해	습도	온도, 촉매 효과적인 산과 염기	취성
결정화 후(Post-crystallization)	온도	-	수축, 뒤틀림과 균열 형성
이완(Relaxation)	온도	-	수축, 뒤틀림과 균열 형성

시간이 지남에 따라 정의된, 증가든 감소든 어떤 특성의 변화는 원칙적으로 선형, 지수, 로그, 선형-선형 변화점 등과 같은 기존의 수학적 함수를 사용하여 간단히 피팅할 수 있다. 이러한 수학적 함수는 물리학적(또는 화학적) 특성이 특정 값 또는 임계값에 도달하는 시기를 계산하기 위한 외삽을 하는데 사용될 수 있다. 여기서 연구된 물질은 폴리머 소재로 유용하지 않거나 열화된 것으로 간주될 수 있다. 물론 모델 피팅에 사용된 변수와 데이터의 범위를 벗어난 모델의 외삽 결과는 부정확할 수 있으므로 외삽 예측의 유효성을 검증하는 데에 주의가 요구된다. 게다가 비파괴든 혹은 파괴 평가든 측정이나 접근방식에서는 확률적 모델도 Weibull 분포와 같이 도출할 수 있다 [116].

또 다른 고전적이고 단순한 접근법은 아레니우스 방정식 모델 (7)이다. 화학반응 속도론에서 파생된 온도 구동 공정으로 제한된 이 모델은 폴리머의 노화와 열화를 모델링하는 데에도 사용할 수 있다. 시간에 따라 다른 온도(최소한 3 개)에서 측정되는 특성이 있는 경우, 그 결과 값은 자연 로그 대 실험 온도의 역수로 표시할 수 있고 그리고 정의된 노화 과정에 대한 수학적 선형 피팅을 얻을 수 있다. 피팅된 값의 선형화는 활성화 에너지 E_a 와 앞 지수 인자(pre-exponential factor) A 를 결정하는데 사용될 수 있다. 이 모델은 실험적으로 수행하고 결정하기 쉽고 계산 능력이 거의 필요하지 않으며 정의된 온도에서 특성 값을 보간하거나 외삽할 수 있다는 장점이 있다 [117]. 아레니우스 접근법을 적용하기 좋은 분야는 열중량 분석(TGA) 측정에서 다양한 폴리머에 대한 열과 열산화 열화 모드의 모델링이다 [118], [119]. 아레니우스 접근법은 또한 수증기, 아세트산 및 산소의 투과 속도, 확산과 용해도와 같은 폴리머를 포함하는 수송 현상 과정의 모델링에 매우 유용하다 [111]. 활성화 에너지와 앞 지수 계수는 폴리머 열화 시뮬레이션에 매우 유용하다.



$k(T) = A \times \exp\left(\frac{-E_a}{R \times T}\right)$	(7)
--	-----

태양광소재의 열화 연구에 사용되었지만 활용분야가 산화물과 비정질 폴리머와 같은 유리 재료에 제한되는 경우가 많다 [117], [120]–[122]. 몇 가지 인자 때문에 흔히 거론되는 접근방식을 사용하여 풍화나 노화 거동을 모델링할 수 없다. 노화 프로세스 중 측정에서 일부 비선형성 또는 일탈(deviation)이 나타날 수 있는데, 이는 동시에 발생하는 실험 오차, 아웃라이어, 숨겨진 인자 및 다수의 공정에 기인할 수 있다. 이러한 '일탈'에 대한 해결책은 Aquilanti–Mundim [OG3] 변형 아레니우스 모델이다 (8)[123]. 이 모델은 아레니우스 법칙과 유사한 수학적 항을 가지고 있지만, 관측된 일탈 또는 비선형성을 반영하기 위해 변형(deformation) 파라미터 d 가 추가된다. 아레니우스 법칙으로부터의 이탈은 서브-아레니우스와 슈퍼-아레니우스로도 명명할 수 있다. 또한 아레니우스 방정식의 보다 진보된 형태가 필요한 경우도 있는데, 예를 들어 A 의 명시적인 온도 의존성 또는 지수에서 T 의 수정이 실제 물리학적 현상을 모델링하는데 필수적이거나 혹은 앞 지수가 조사강도나 습도와 같은 다른 복잡한 요인을 포함하는 경우이다 [124], [125].

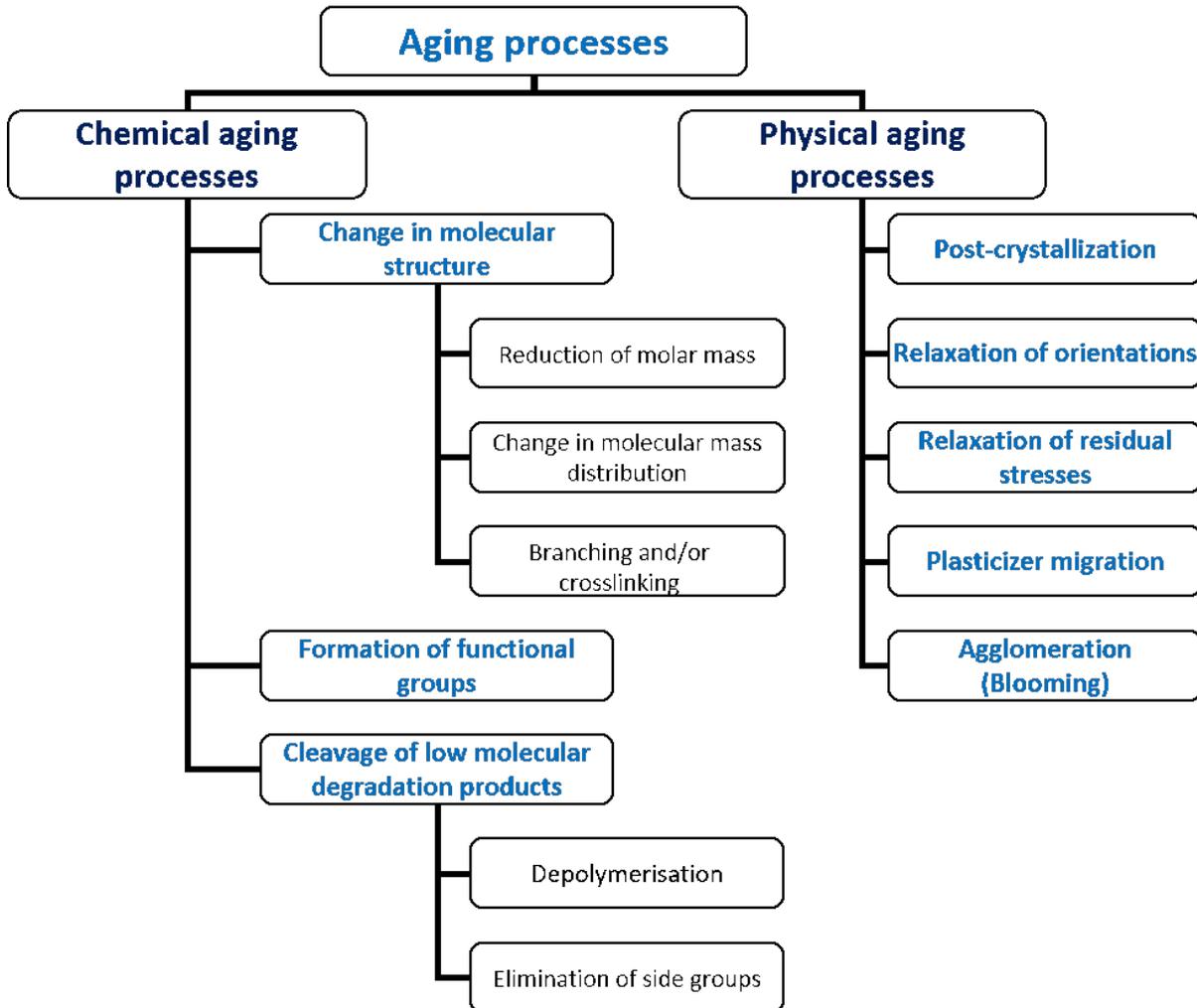


그림 9: 폴리머의 노화 프로세스 [109].



$$k_d(T) = A \times (1 - dE_a/R \times T)^{1/d} \quad (8)$$

폴리머 백시트와 봉지재의 노화 거동에 대한 현재의 실험 연구는 온도만이 아닌 더 많은 변수를 포함한다. 자외선 조사, 수분과 기계적 하중 역시 폴리머의 노화와 열화에 영향을 미친다. 이러한 외부 인자는 일탈과 비선형성의 원인이다. 비선형성 또는 일탈의 다른 요인은 폴리머 그 자체이다. 폴리머는 크리프 거동과 유리 전이 온도와 같은 이완 및 전이 프로세스에서 특징적인 시간-온도 의존성을 가지고 있다. 연구된 폴리머에 따라, 노화 시험의 실험 온도가 노화 거동을 모델링하는 데 어려움을 야기하는 백시트와 봉지재에 사용되는 폴리머의 전이 온도와 일치할 수도 있다. 노화와 열화 모델링을 어렵게 만들 수 있는 추가적인 폴리머 고유 인자는 다음과 같다: 잔류 응력, 결정성 정도, 가교 정도, 화학 저항성, 분자량 분포, 첨가제 종류 및 양 그리고 소재 상호작용이다 [115]. 특히 백시트의 경우, 그 다층 구조와 조성의 차이는 특별한 문제이다(예: [110], [112], [126]).

폴리머의 노화와 열화를 모델링하기 위해서는 모듈 온도(태양 조사량 기준), 모듈 내 수분과 산소 침투 과정과 같은 미시기후 조건의 모델링이 필요하다 [116]. 이러한 이유로, 3.4.2 장에서 설명한 바와 같이 새로운 더 복잡한 방법과 수치적 접근방법이 필요하다. 이러한 방법의 예로는 유한요소법 (finite element method: FEM) [127], 딥 러닝과 머신 러닝(deep and machine learning) [128], 다변수 데이터와 상관 분석(multivariate data and correlation analysis) [129], 주 성분 분석(principal component analysis: PCA) [130] 등이 있다. 멀티스케일 모델에는, 위상 필드(phase-field) 이론 모델, 몬테카를로(Monte-Carlo: MC)와 동력학 몬테카를로 시뮬레이션 [131], [132] 및 분자 동력학(molecular dynamics: MD) 시뮬레이션 [133], [134] 이 포함된다. 나노 스케일에서의 새로운 접근방법이 연구되고 있지만 MD 모델을 사용하여 노화 프로세스를 설명하기 위해서는 엄청난 컴퓨팅 용량이 필요하다 [135].

응축 폴리머에 대한 전형적인 열화 반응이자 태양광 신뢰성에 중요한 PET 가수분해는 고전적인 동력학 접근방법을 사용하여 오랫동안 연구되어 왔다. Launay 등은 중성 조건에서의 분자량과 결정성 같은 성질의 변화를 연구하였으며, PET 가수분해가 2 차 반응에 해당한다는 것을 발견하였다 [136]. 자동 촉매(auto-catalytic) 거동, 무작위 체인 절단(random chain scission) 그리고 에틸렌 글리콜과 테레프탈산의 생성은 이러한 열화 과정을 설명하기에 충분하다 [136]. 이 첫 번째 동력학 접근방법은 태양광모듈의 PET 가수분해 모델링에 적용될 수 없는데, 왜냐하면 태양광모듈이 적용되는 과도 조건과 대조적으로 정지 조건에서 연구되었기 때문이다. 또한 화학적 관점에서, PET 가수분해는 중성, 염기성 및 산성 조건에서 진행될 수 있는데, 이는 태양광모듈의 PET 에 대해서는 알려져 있지 않다. PET 가수분해 연구에서 보다 태양광 지향적인 동력학 모델링이 Picket 등에 의해 이루어졌는데, 여기서 열화율은 부서지는(brittle) 불량에 이르는 날짜로 정의된다 [137]. 이를 통해 활성화 에너지와 앞 지수 인자를 결정하기 위해 다양한 온도 및 습도 수준에서 취성을 측정하는 아레니우스 접근방식을 사용하여 취성 동력학이 결정된다 [137].

태양광모듈에 사용되는 폴리머 열화 모델링의 예는 Gagliardi 등의 연구이다 [127]. EVA 의 광산화에 대한 예측 모델링에서, 열화 경로는 EVA 용으로 개조된 폴리올레핀의 알려진 산화 메커니즘을 기반으로 먼저 설명된다. 각 열화 단계는 자체의 온도 의존성 반응 속도 계수를 갖는 화학 반응 방정식으로 기술된다. 열화가 진행됨에 따라 작은 분자들이 반응하고 그리고 다른 작은 분자들은



열화의 산물로 생산되는데, 이들이 동시에 확산된다. 이러한 동시 과정은 물과 아세트산의 농도를 표현하기 위한 반응 확산(reaction-diffused: RD) 시스템으로 설명된다. 이 작업의 핵심 요소는 하나의 유한 요소로 농도와 온도 구배를 이산화(discretization)하는 것이다. 실험적인 광산화 값으로부터의 열화 농도 값을 토대로 하여 열화 산물을 장기간 추정할 수 있는데, 이는 환경 데이터의 온도와 상대 습도 값을 태양광모듈의 온도와 물 농도를 계산하는 데 사용할 수 있기 때문이다 [127].

원칙적으로, 이 모델링 접근법은 다른 열화 산물뿐 아니라 주요 열화 메커니즘이 확인되고 경로가 알려진 모든 폴리머 분해 프로세스에 사용될 수 있다. 일반적으로 폴리머의 경우 산소와 물의 농도는 모든 폴리머 열화 과정에서 일정하다. 이 접근법의 어려움은 먼저 각 화학 방정식에 고유하고 온도에 의존하는 실제 반응 속도 계수 $k(T)$ 를 찾는 것인데, 이러한 계수들은 아레니우스 법칙을 따르더라도 알려진 활성화 에너지와 앞 지수 인자를 필요로 한다. 이 접근방식을 사용하기 위한 또 다른 요건은 온도에 의존하는 확산과 용해도 계수를 아는 것이다 [20].

4.2.4 균열의 경험적 모델

A. 균열의 개요

균열(cracking)은 열역학적(thermomechanical) 스트레스의 결과로 발생하며 균열의 원점은 웨이퍼 준비, 모듈 제조, 수송 및 외부 환경 조건과 같은 다양한 단계에서 시작될 수 있다. 이러한 균열은 육안으로 잘 보이지 않고 전파될 수 있어 상당한 기계적 및 전기적 열화를 초래할 수 있다.

균열에 의해 영향을 받을 수 있는 다른 구성요소들을 이해하기 위해서는 비대칭 스트레스 상태를 가진 유리-백시트 모듈 구조를 고려해 볼 수 있다. 대부분의 상용 태양광모듈은 유리-백시트 모듈 구조를 사용한다. 전면 유리는 보통 두께 3.2 mm 이다. 이 비대칭 구조에서는 태양전지 층이 중앙 층과 백시트 층 사이에 있게 된다. 프레임은 모듈의 움직임을 억제하므로 바람, 우박 등의 하중이 모듈에 가해지면 모듈이 변형될 수 있다. 하중을 가하면 모듈 뒷면이 인장 스트레스를 받는다. 이 스트레스는 셀 층과 백시트 모두에 적용된다. 태양전지용 실리콘은 낮은 인장 강도와 함께 매우 부서지기 쉽다. 균열은 하중 방향에 따라 우선적으로 전파될 수 있는데, 몇 가지 기준에 따라 분류할 수 있다. 설치 또는 수송 중에 태양전지에 발생한 미세 균열은 인장 응력 하에서 뿔어나가기도 용이하다 [138].

백시트 필름에는 원하는 탄성과 가소성을 나타내는 여러 층의 폴리머가 포함되어 있어 인장 응력 하에서 균열이 발생할 위험을 낮춰 준다. 이러한 탄성 구성요소의 기계적 특성은 장기간 풍화 작용 하에서 열화된다. 또한 옥외 태양광모듈은 옥외 환경의 일별 및 계절별 온도 변화와 모듈의 작동 온도로 인해 주기적인 온도 변화에 직면하게 된다. 백시트 소재를 다층으로 하는 구조는 열팽창 계수의 불연속성을 초래한다. 열팽창 계수의 차이는 가열 시 기계적 응력을 유발한다. 기계적 응력은 변형이 억제된 곳에 집중된다. 백시트 균열 메커니즘은 백시트의 화학적 조성 및 처리 기술과 밀접한 관련이 있다. 또한 백시트 소재는 바람과 중량 하중 외에도 외부 하중이 아닌 다른 스트레스 포인트에 노출된다. 리본 배선 또는 셀 가장자리와 같은 내부적으로 늘어난 면적이 백시트 소재에 내부 응력을 유발할 수 있다 [138].



B. 셀 균열의 확률적 Weibull 모델

상용 태양광모듈 제조에 들어가는 소재 비용을 절감하기 위해 실리콘 웨이퍼 두께를 줄이고 있다. 이는 기계적 하중 조건 하에서 균열 형성이 높아지는 경향으로 이어진다. 연구진은 균열의 후속 전파뿐 아니라 시작에 영향을 미치는 구성요소와 인자들을 확인하는 분야에서 진전을 보았는데, 이는 Parparyri 등의 최근 리뷰 논문에 요약되어 있다 [139].

태양전지의 균열은 다양한 기상 조건과 바람, 비, 눈 등과 같은 하중에 노출되는 것뿐 아니라 웨이퍼 생산, 납땀/라미네이션부터 수송/설치에 이르기까지 태양광모듈 제조의 다양한 단계에서 발생된다 [140]. 이러한 프로세스는 눈에 보이지는 않지만 EL 이미지에서 볼 수 있는 미세 균열을 발생시킨다. 이러한 미세 균열은 그 영향을 받는 셀 영역에서 전기적 차단을 초래할 수 있으며 단락전류 감소와 함께 직렬저항이 높아져 모듈의 출력 손실로 이어진다 [60]. 하나 혹은 여러 단계에서 형성된 균열은 태양광모듈의 파괴 확률을 높이고 파괴 강도를 감소시킨다 [141].

균열은 형태, 크기, 방향, 위치 및 중요도에 따라 여러 가지 분류가 있다. 가장 일반적으로 관찰되는 두 가지 균열 형태는 선과 별 모양이다. 선 균열은 굽힘으로 인해 형성되고 웨이퍼 생산 단계에서 발생하는 반면 별 모양 균열은 선 균열이 서로 교차하는 경향이 있는 곳에서의 포인트 충돌로 인해 발생한다. 균열은 크기와 폭에 따라 거시 균열과 미세 균열로 분류할 수 있다. 폭이 30 μm 미만인 균열을 미세 균열이라 하며 그보다 큰 균열은 거시 균열이다. 균열이 형성될 수 있는 방향으로서는 버스바와 평행 및 수직, 대각선, +45°, -45° 및 다중 방향 등 여러 가지가 있다. 실리콘 태양전지에서 형성되는 모든 균열은 이러한 균열 방향의 조합으로 표현될 수 있다. 셀 위치를 기본으로 한 균열은 안면(facial)과 안면 밑(subfacial)을 포함하는데, 안면 균열은 셀 표면에서 형성되는 반면, 안면 밑 균열은 셀 표면 위 또는 아래에서 시작되더라도 웨이퍼의 깊은 곳에서 전파된다. 중요도 또는 심각도에 따라 균열에 세 가지 범주가 있는데, A) 균열이 셀 부위의 단절을 유발하지 않으며, 나) 균열이 일부 부위의 균열을 유발하여 부분적인 분리를 야기하며, C) 균열이 셀 부위의 완전 분리를 유발하여 심각한 출력손실을 초래한다 [140], [142].

산업계에서 가장 널리 사용되는 셀 유형은 AI-BSF 와 PERC 이다. AI-BSF 셀의 균열에 대해서는 광범위한 연구가 이루어졌으며 문헌에 보고되어 있다. 셀의 강도는 하중 방향에 의존한다고 알려져 있다 [143]. 셀 균열에 대한 상세 내용과 연구는 이전 IEA PVPS 보고서에서 논의된 바 있다 [23]. 통상적인 균열 패턴으로 다음과 같은 요인을 들 수 있는데, 하나의 스트링에서 180° 방향의 이웃 스트링으로의 반복적인 균열은 생산 중의 불량으로 간주할 수 있고 [144], 태양광모듈에서 수지상(dendritic)의 균열은 무거운 기계적 하중 혹은 아주 높은 가속과 관련될 수 있다. Sander 등이 보고한 바와 같이 봉지한 단결정과 다중결정 태양전지에서 특유의 셀 균열 특성을 볼 수 있다 [145]. 버스바 방향과 평행한 하중은 다중결정의 경우에 더 중요도를 가지는 것으로 관찰되었는데, 이는 파괴 응력이 더 낮아지고 균열의 확률이 더 높아지기 때문이다. 추가 연구에서는, 균열이 솔더링이나 라미네이션 중에 형성된 기존의 취약 포인트로부터 전파되는 것을 선호한다고 밝힌 바 있다. 4 점 굽힘 시험(four-point bending tests) 중에 단결정실리콘은 대부분 기존 균열이 없는 셀 가장자리에서 45° 균열을 나타내는 것으로 관찰되었다. 이는 균열이 (100) 방향을 따라 셀 가장자리 45° 방향으로 전파되기 때문이다. 기존 균열이 있는 경우에는 45° 균열 패턴으로부터 벗어난다고 알려졌다. 수직



하중 하에 있는 다중결정 실리콘에서 수지상의 균열은 모듈 제조 단계 동안에 이전부터 존재하는 균열을 형성하는 것으로 관찰되었다. Paggi 등의 연구에 의하면, 탄성 변형은 균열의 전기적 거동에 중요한 요소이며 셀 위에 있는 균열이 전기 전도도를 회복할 수 있다는 결론이다 [146].

균열 특성을 연구하기 위해 PERC 기반 모듈에 대한 연구가 수행되고 있다. 열 사이클링 중인 PERC 모듈에 대한 Braid 등의 최근 연구에서는, 후면 부동태화 층의 개구부에 국부적 접촉을 가진 양면형 PERC는 균열과 부식 때문에 열화가 일어나기 쉽다는 결론을 내렸다. 균열이 항상 넓은 셀 영역에서 전기적 분리를 초래하는 것은 아니기 때문에 형성된 대부분의 균열은 출력손실과 상호 연관되지는 않는다 [147].

셀 균열의 수학적(수치) 모델은 최근 발전하고 있으며 PERC 와 AI-BSF 셀의 신뢰성을 비교하는데 중요한 역할을 하고 있다. 태양광모듈의 유한 요소, 구조역학 모델링은 모듈 신뢰도를 설계하고 평가하는데 있어 점차 일반적인 도구가 되고 있다 [148]. Weibull 분석과 가장 약한 고리 이론(weakest link theory: WLT)을 결합하면 맨 셀로 측정했을 때 그리고 축소 및 실물 크기의 모듈에서 스트레스를 받았을 때 결정질실리콘 셀 파괴의 고유한 확률을 계산할 수 있다 [149]. 실험 결과에 따르면 단일 셀 모듈의 라미네이트로 패키징하여 4 점 굴곡(4PF) 하에서 하중을 받으면 특성 셀 강도가 최대 20% 감소한다. 이 실험 관찰은 강도를 제한하는 결함이 셀 가장자리의 표면에 존재한다는 가장 약한 고리 이론의 예측과 일치하는 것으로 나타났다.

4PF 시험에 장착된 실험용 맨 셀의 예측된 하중-변위(load-displacement) 반응은 Euler-Bernoulli 빔 이론(beam theory)에 따른 분석 솔루션과 비교된다. 수치 모델은 실험 측정과 아주 잘 일치하고 그리고 분석 솔루션으로부터 벗어나는 것은 셀을 파괴하는데 필요한 것과 같은 큰 편향은 빔 이론의 작은 편향 가정을 벗어난다는 것을 암시한다. 분석은 궁극적으로 균일한 압력의 하중을 받는 4-셀 모듈과 4PF 시험 그리고 셀의 불량 확률 측면에서 균일한 하중을 받는 풀사이즈 모듈의 등가 하중을 기술하도록 확장된다. 균일하게 하중을 받는 풀사이즈 모듈은 더 작은 대표 모듈과 같지 않다. 셀 파괴의 동등한 확률을 얻으려면 소형 모듈을 풀사이즈 모듈보다 훨씬 높은 수준으로 하중을 가해야 한다(그림 10). Weibull 계수 10 이상의 값에 대한 Weibull 유효 영역 비율에 대한 특성 스트레스의 비교적 낮은 민감도로 인해 등가 관계(equivalency relationships)는 다양한 기계적 제약을 받게 되는 풀사이즈 모듈을 모델링할 때 일관성이 있을 것으로 예상된다.

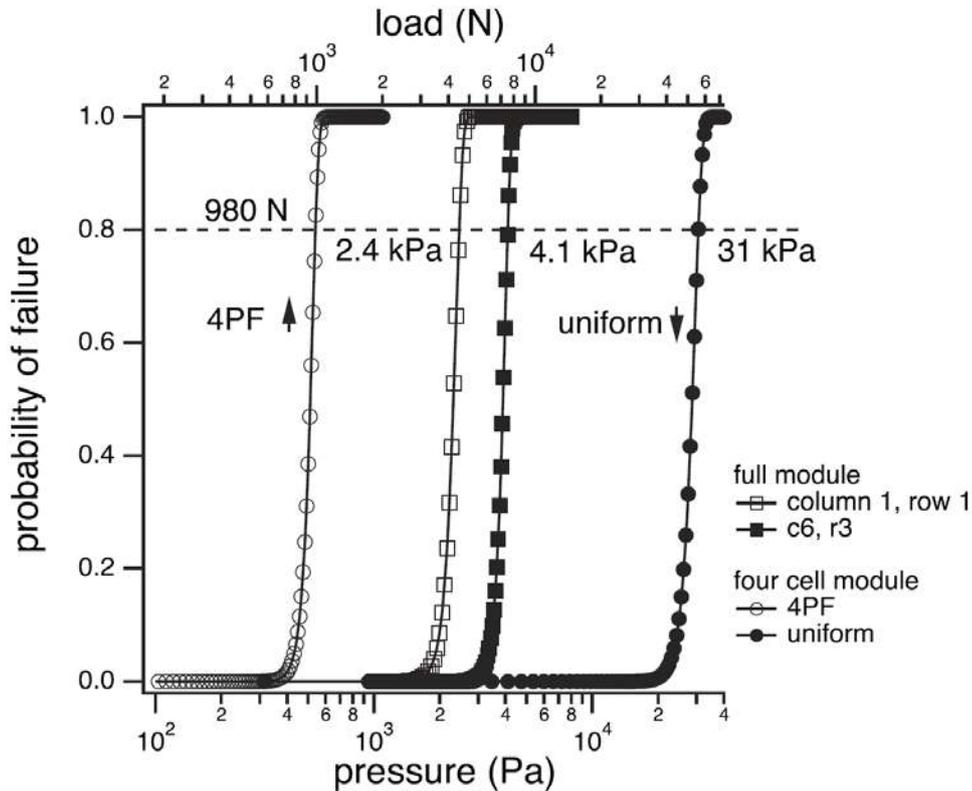


그림 10: 균일하게 하중을 받는 4 셀 모듈과 4PF 그리고 균일하게 하중을 받는 풀사이즈 모듈 내의 선택 셀에 대한 계산된 셀 파괴 확률. 두 개의 x 축 척도는 균일한 하중에서의 압력과 4PF 에서의 힘의 적용을 조정한다. 예를 들어 각 분포는 셀 파괴 확률 80%에 대해 평가된다.

C. 백시트 균열의 모델

백시트는 모듈에 필수적인 기계적 강도와 전기적 절연 기능을 제공한다. 소재가 노후됨에 따라 열화가 균열로 이어지고 그리고 절연 특성의 불량으로 심각한 위험을 초래할 수 있다. 현재 백시트 균열 연구의 대부분은 다른 백시트 구조에서 균열 형성의 메커니즘과 스트레스 요인을 결정하고 실제 노출 모듈에서의 균열 유형을 식별하는 것과 관련된다 [4], [63], [126], [150]–[152].

백시트는 공압출이나 접착 층에 의해 결합할 수 있는 등 다층 구조로 되어 있어 그 균열의 수학적 모델링은 복잡하다. 백시트의 열화는 두께를 가로질러 일반적으로 균일하지 않으며 여러 가지 다른 유형의 메커니즘에 의해 시작된다. 균열은 EVA 가수분해에서 나오는 아세트산의 형성에 의해 폴리amide 백시트에서 광입사쪽(sun-side) 셀 사이에서 시작된다 [63], [150]. Derjaguim-Muller-Toporov(DMT) 모델[150]을 사용할 때의 백시트 탄성을 증가하는 향후 균열의 지표이다. 버스바 아래의 균열은 그 지점에서 유도된 스트레스로 인해 공기쪽(air-side) 백시트에서 시작된다 [63]. Owen-Bellini 등은 폴리amide(PA 또는 AAA) 백시트에서의 균열은 미세 균열을 처음 일으키는 화학적 열화로 시작하여 거시 균열을 형성하는 기계적 하중으로 이어지는 2 단계 과정임을 보여주었다. 연구자들은 유한 요소 모델링을 통해 국부적인 스트레스 집중이 셀 사이의 영역에 존재하며 거시 균열을 주도하는 스트레스가 열 사이클링이라는 것을 밝혔다 [4]. Lyu 등은 임계 변형을 측정하기 위해 Hueh



및 Yanaka 모델(HY 모델)을 사용하여 폴리아미드 백시트의 부서지기 쉬운 층의 파괴 에너지를 계산하였다. HY 모델은 부서지기 쉬운 필름/연성 기판 시스템의 균열에 기초한 것으로, 여기서는 부서지기 쉬운 층 두께에 비례하는 유효 기판(effective substrate) 두께가 사용된다. 유효 기판은 기판의 스트레스 필드에 있는 잘 부서지는 층 존재의 교란을 고려하는데 사용된다. HY 모델은 균열 밀도 대 적용된 변형을 측면에서 측정치와 잘 일치한다는 것을 보여주었다(그림 11). 이러한 유형의 모델링은 열화와 균열 형성 사이의 정량적 관계에 대한 정보를 알려준다. 또한 실제 노출 조건 하에서 균열이 발생할 수 있는 백시트를 식별함으로써 소재 선택에 도움을 준다 [153].

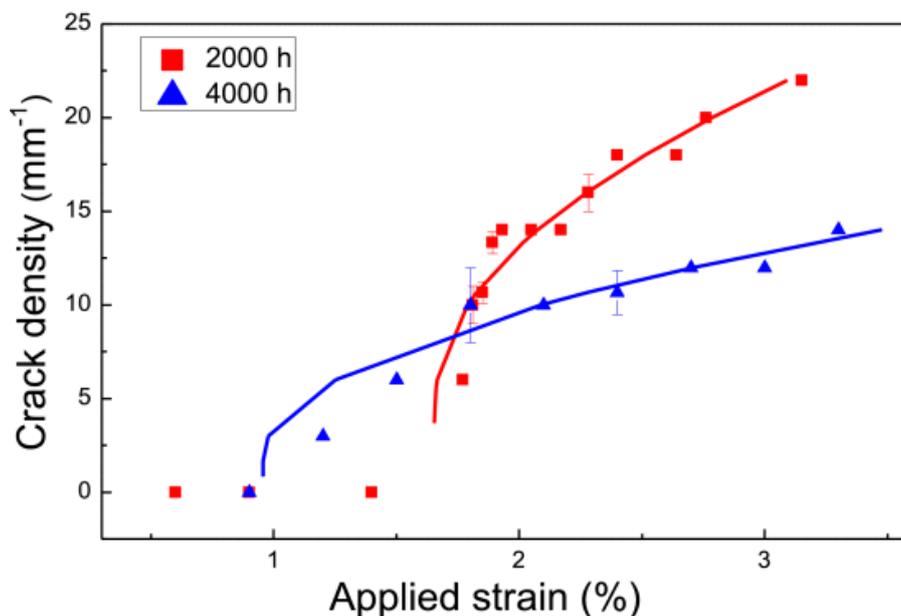


그림 11: IEC 62788-7-2 의 A3 조건에서 2,000 시간과 4,000 시간 노출된 PA 시료에 대해 적용된 변형율(%) 당 균열의 실제 측정과 비교한 Hueh 및 Yanaka 모형 결과 [153].

균열의 확인에 도움이 되는 백시트 균열의 통계학적 모델링은 시간 집약적인 프로세스이며 분석 및 모델링 기법의 조합을 사용하여 자동화될 수 있다. 다양한 균열 메커니즘의 식별은 현장에서 소재가 겪게되는 다양한 유형의 스트레스를 설명한다. 마찬가지로, Klinke 등은 균열이 발생할 수 있는 위치를 식별하고 예측하기 위해 백시트 표면의 프로필로메트리(profilemetry) 스캔을 분석하는 방법을 개발하였다(그림 12) [154]. 이 방법은 기계 학습 알고리즘을 사용하여 프로필로메트리 데이터에서 백시트 표면을 식별한 다음 해당 표면에서 특이치(outlier)를 식별하였다. 특이치는 소재에서의 균열, 거품 또는 박리이다. 그런 다음 확인된 각 균열에 대해 균열 폭과 깊이를 계산할 수 있다. 이 방법은 X 선 컴퓨터 단층촬영(X-ray computed tomography: XCT) 및 레이저 스캐닝 공초점 현미경(laser scanning confocal microscopy: LSCM)과 같은 테크닉에 비해 이점을 제공하면서 광범위한 물리학적 영역에서의 균열을 정량화할 수 있다. 이 방법은 또한 작은 미세 균열이 있는 소재를 식별할 때 필요한 노출 시간을 줄임으로써 균열이 시각적으로 확인되기 전에 식별할 수 있어 소재 선택에 도움이 된다. Zhang 등은 완전 컨볼루션 심층 신경망(fully convolutional deep neural network: FCNN)을 사용하여 높은 정밀도와 짧은 계산 시간에 백시트 이미지로부터 다양한 유형의 균열 및



박리를 식별하였다 [155]. 이 기법은 가속 및 실제 필드에 노출된 다양한 유형의 균열 백시트 이미지를 사용하였다 [157]. 이미지는 다양한 유형의 균열 라벨이 표시된 다음 92.8%의 예측 정확도를 가진 F-CNN 출력과 비교하였다. 비교 결과는 그림 13 에서 볼 수 있다. 이러한 유형의 이미징 테크닉은 현장 태양광모듈에 존재하는 백시트 균열 또는 열화의 유형을 식별하고 정량화하는데 유용할 수 있다[155].

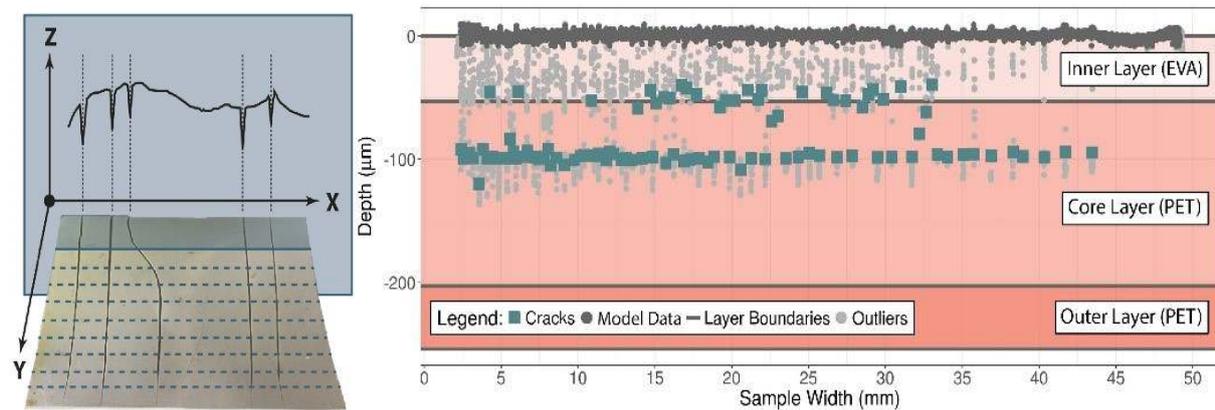


그림 12: 3-D 균열이 2-D 광학 프로필로메트리 데이터(왼쪽)로 수집되는 방법을 보여주는 다이어그램. 기계 학습 알고리즘 후 광학 프로필로메트리 데이터 출력은 백시트 표면과 백시트(오른쪽)의 균열을 나타내는 특이치를 식별한다. 균열은 백시트(태양쪽) 내부층으로부터 코어층으로만 전파된다 [157].

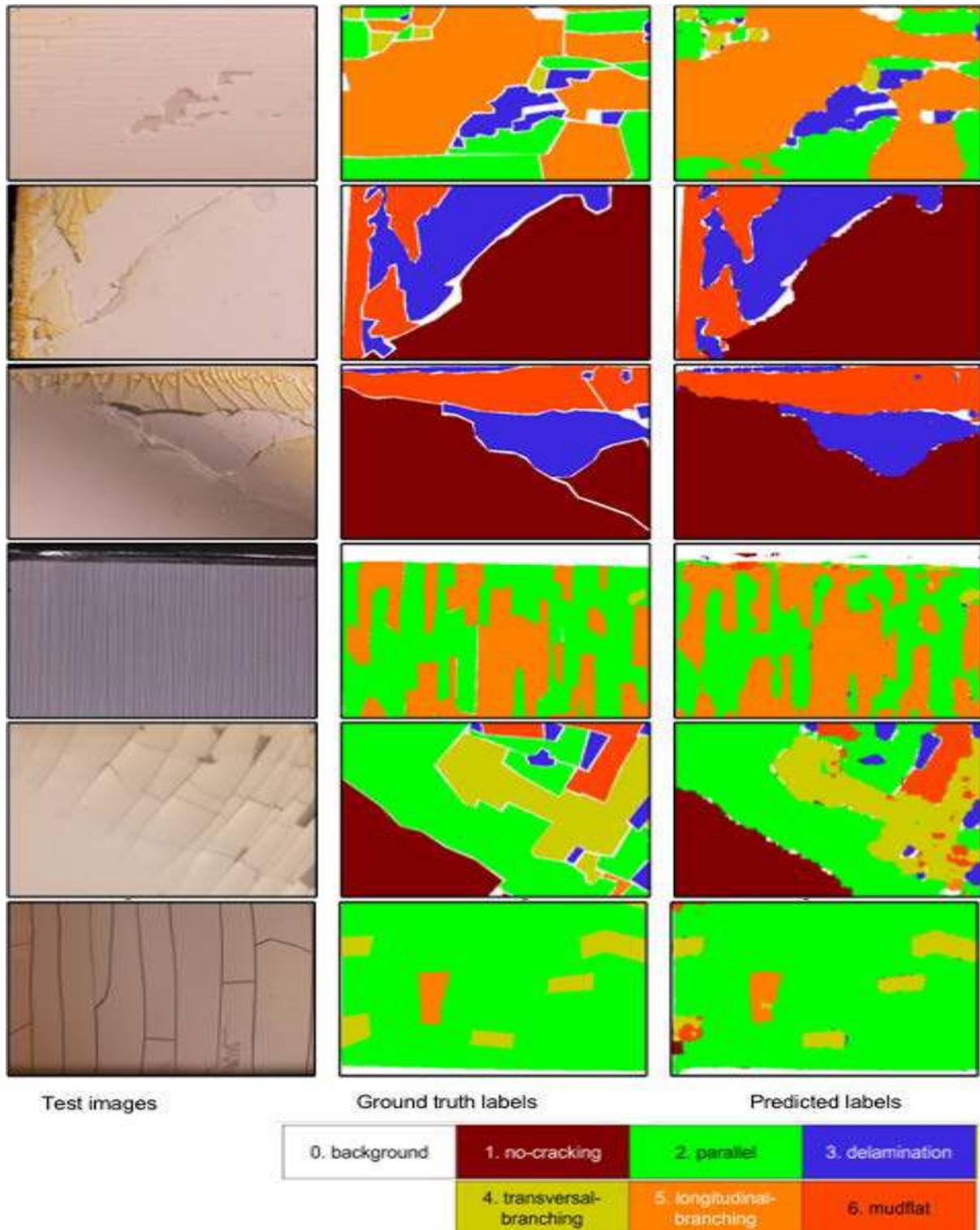


그림 13: 훈련된 F-CNN(오른쪽 열)을 사용하여 테스트 이미지(왼쪽 열)에서 수행된 균열 검사 작업의 6 가지 예. 가운데 열은 이미지 라벨로 표시된 이미지이다. 가운데 및 오른쪽 열의 서로 다른 색상은 아래 범례에 나열된 다른 균열 등급을 나타낸다 [155].



4.3 태양광 성능 모델

물리학적 모델은 특정 열화 메커니즘의 물리학적/화학적 이해와 특정 열화 메커니즘의 가정에 기초하여 개발된다. 이 모델은 기후 스트레스 요인이 태양광모듈의 전기적 성능에 미치는 영향을 정량화하기 위해 개발되었다. 일반적으로 모듈 열화율 평가에 사용할 수 있는 물리학적 모델은 관련된 모든 중간 열화 단계의 영향을 포함하지 않는 체험적인 모델일 뿐이다. 다시 말해서, 특정 열화 모드의 동력학은 하나의 속도 지배 프로세스를 가정함으로써 모델링된다. 실내 활용분야의 경우 여러 가지 모델이 가용하다 [9]. 옥외 활용분야에 대해서는, 소수의 연구자들이 태양광 성능 열화에 대한 복합 기후 스트레스의 영향을 정량화하기 위한 물리학적 기반 모델을 제안하였다 [6], [7]. 두 모델은 모두 스트레스 요인으로 자외선 조사량, 상대 습도와 온도를 사용하는데, 이는 태양광모듈의 주요 기후 열화 인자로 가정한다. 모델의 공식은 아래에 설명되어 있다.

4.3.1 Bala 등을 토대로 한 열화 모델 [7]

$$k(T, \Delta T, UV, RH) = \beta_0 \times \exp\left(\frac{-\beta_1}{k_B \times T_{max}}\right) \times (\Delta T_{daily})^{\beta_2} \times (UV_{daily})^{\beta_3} \times (RH_{daily})^{\beta_4} \quad (9)$$

여기서 k [%/year]는 열화율, k_B (8.62×10^{-5} eV/K)는 볼츠만 상수, T_{max} [Kelvin]는 모듈의 일일 최대 온도, ΔT_{daily} 는 모듈의 일일 사이클 온도, UV_{daily} [W/m^2]는 일일 자외선 조사강도, RH_{daily} [%]는 일일 상대습도, β_0 [1/sec], β_1 [eV], β_2 , β_3 , β_4 는 각각 주파수 인자, 활성화 에너지, 사이클 온도, 자외선 조사량, 상대습도를 측정하는 파라미터이다.

이 모델은 단결정실리콘 모듈의 열화 데이터에 따라 보정되었다. 보정된 모델은 고온과 건조(hot and dry), 한대(cold), 고온 다습(hot and humid), 반건조(semi-arid)의 4개의 다른 기후 분류에 속하는 4개 지역의 열화율을 예측하기 위해 적용되었다. 연구자들은 고온 다습한 조건에서 강한 열화를 예측하였다.

4.3.2 Kaaya 등을 토대로 한 열화 모델 [6]

이 접근방식에서는 적용한 기후 스트레스를 토대로 한 특정 열화 메커니즘/프로세스에 대한 열화율 모델이 제안되었다. 결합/전체(combined/total) 열화율 모델은 아래와 같이 특정 속도 모델로부터 유도한 것이다.

$$k_T = A_N \cdot \prod_{i=1}^n (1 + k_i) - 1 \quad (10)$$

여기서 k_T [%/year]는 전체 열화율, A_N 은 물리학적 양의 정규화 상수, n 은 열화 메커니즘의 전체 수, k_i 는 i^{th} 메커니즘의 열화율이다.

연구에서는 가수분해(hydrolysis), 광열화(photodegradation)와 열기계적(thermomechanical) 열화의 3개의 메커니즘을 가정하였다. 3개 메커니즘을 토대로 한 전체 열화율은 아래와 같이 표현한다.

$$k_T = A_N \cdot (1 + k_H)(1 + k_P)(1 + k_{Tm}) - 1 \quad (11)$$

여기서 k_H , k_P , k_{Tm} 는 각각 가수분해, 광열화와 열기계적 열화율이다.



각 특정 메커니즘에 대한 열화율은 아래와 같이 기후 스트레스의 함수로 평가되었다.

$$k_H(T, RH) = A_H \cdot \exp\left(\frac{-E_{aH}}{k_B \cdot T}\right) \cdot RH^n \quad (12)$$

$$k_P(UV, T, RH) = A_P \cdot UV^y \cdot (1 + RH^n) \cdot \exp\left(\frac{-E_{aP}}{k_B \cdot T}\right) \quad (13)$$

$$k_{Tm}(\Delta T, T_{max}) = A_T \cdot (\Delta T + 273)^x \cdot C_r \cdot \exp\left(\frac{-E_{aT}}{k_B \cdot T_{max}}\right) \quad (14)$$

여기서 k_B (8.62×10^{-5} eV/K) 는 볼츠만 상수, T [Kelvin] 는 연평균 모듈 온도, T_{max} [Kelvin] 는 모듈의 연평균 최대 온도, ΔT 는 모듈의 연평균 사이클 온도, UV [kWh/m²] 연간 전체 자외선 선량, RH [%] 는 연평균 상대습도, C_r [cycles/year]는 연간 온도 사이클 주파수, A_H [1/year], A_P [1/kWh/m²/year] 와 A_T [1/cycles] 는 각각 가수분해, 광열화, 열기계적 열화율의 지수 계수이다. E_{aH} , E_{aP} 와 E_{aT} [eV] 는 각각 가수분해, 광열화와 열기계적 열화로 인한 출력 열화의 활성화 에너지이다. n , y 와 x 는 각각 RH , UV 와 ΔT 의 영향을 측정하는 모델 파라미터이다.

서로 다른 세 지역(이스라엘 Negev, 스페인 Gran Canaria, 독일 Zugspitze)에 설치된 세 개의 동일한 단결정실리콘 모듈의 성능 데이터를 사용하여 이 모델이 교정되고 검증되었다. 그림 14 는 세 지역의 상대 습도(A)와 모듈 온도(B)의 연간 분포를 보여준다.

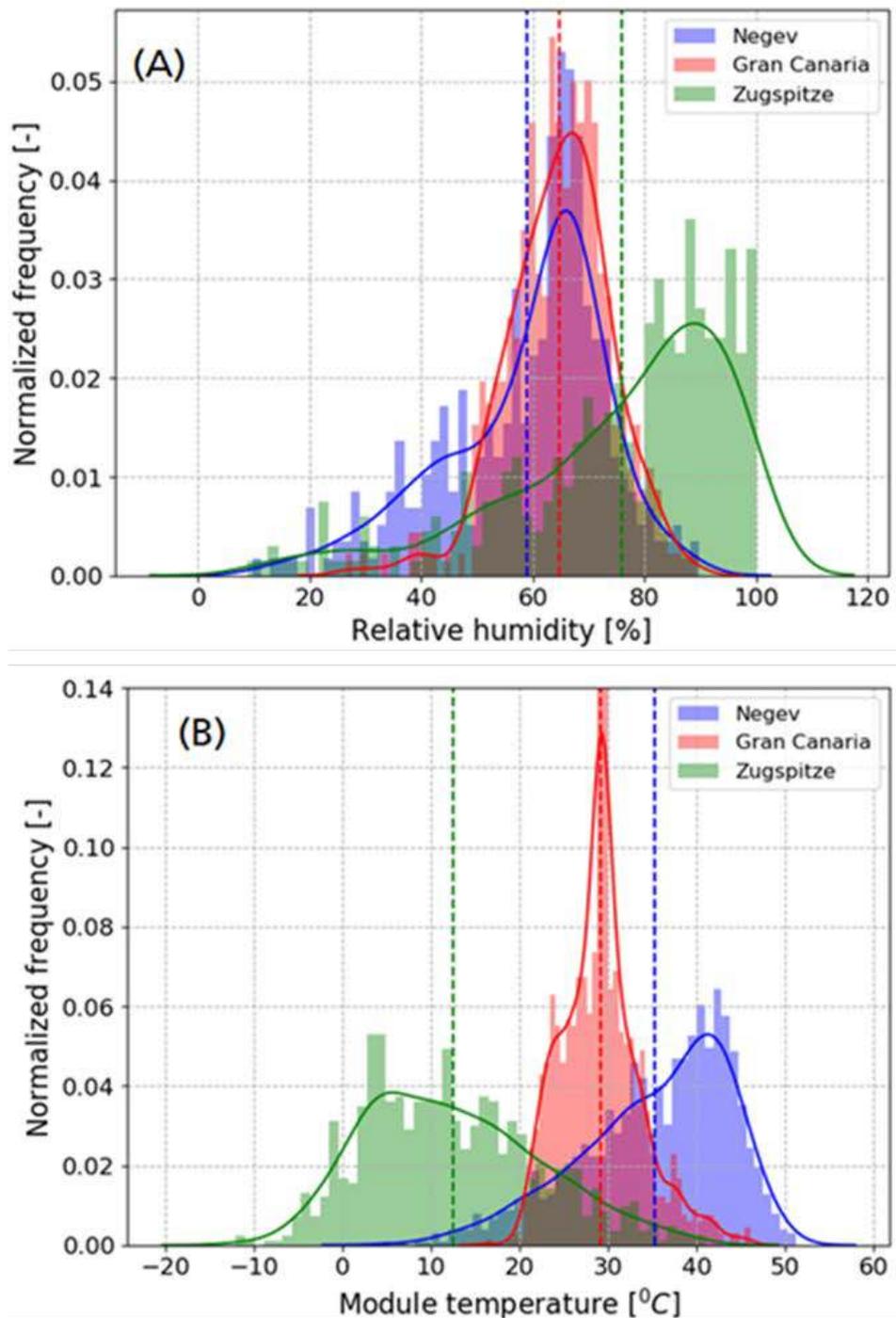


그림 14: 상대습도(A)와 모듈 온도의 연간 분포: Negev, Gran Canaria, Zugspitze. 점선은 모든 지역에서의 연평균 값을 보여준다. 데이터는 2013년 모니터링 기간에 해당한다.

그림 15는 세 위치에서 실험 데이터와 함께 모델링된 출력 열화 예측을 보여준다. 예측된 특정 및 전체 열화율과 지역의 분류는 표 6에 제시되어 있다.

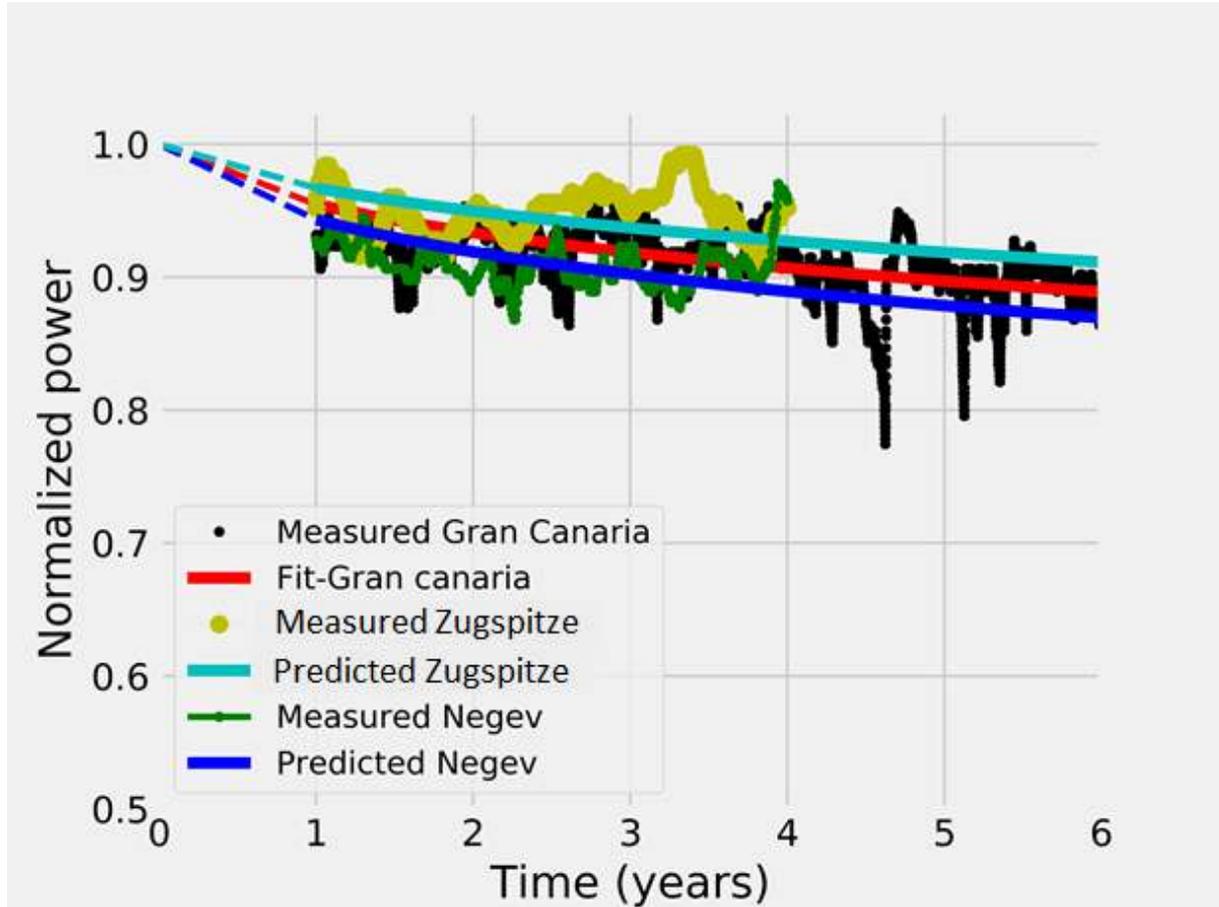


그림 15: 3 개 지역에서 측정된 출력 열화와 비교한 정규화된(노출 전 초기 출력을 가지고) 출력 열화 예측 [6].

표 6: 3 개 지역에서 추정 열화율과 불량까지 시간 (초기 출력에서 20% 손실) 및 기후 분류 [6].

지역	기후분류	k_H [%/년]	k_P [%/년]	k_{Tm} [%/년]	k_T [%/년]	불량 시간 [년]
Negev	Arid	0.169	0.216	0.225	0.74	21.4
Gran Ca- naria	Maritime (Oceanic)	0.122	0.212	0.104	0.50	31.6
Zugspitze	Alpine (cold)	0.043	0.103	0.129	0.30	52.8

연구자들은 이전 연구자들의 예측과 일치하는 고온 다습한 기후 조건을 가진 Negev 에서 더 강한 열화를 예측하였다 [7]. 특정 열화 메커니즘의 경우, 모델은 열기계적 열화와 광열화 메커니즘에 비해 가수분해로 인한 영향이 더 낮은 것으로 예측한다. 사실, 높은 수준의 상대 습도에도 불구하고 Zugspitze 에서는 가수분해로 인해서는 매우 작은 열화가 예측된다. 이는 이 지역에서의 평균 모듈온도가 낮은 것으로 설명될 수 있는데, 따라서 가수분해 프로세스가 느리고 절대 수증기 농도가 낮다.



Negev 에서는 모든 경우에서 높은 열화율이 예측된다. 분석을 확장하기 위해 교정 모델과 ERA5(Copernicus Climate Change Service ERA5)의 가공된 기후 데이터를 적용하여 전 세계 전체에 대해 열화율 및 특정 열화율을 평가하고 매핑하였다(그림 16 참조) [31]

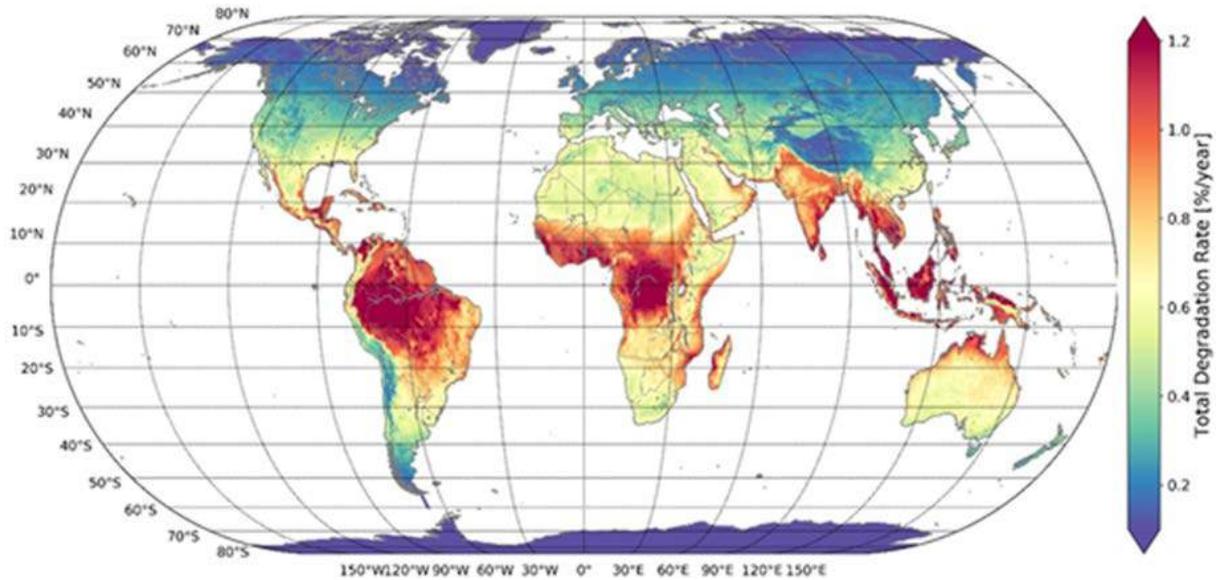


그림 16: 단결정실리콘 모듈을 토대로 한 전체 열화율 [31].

그림 16 에 나타난 바와 같이 새로 개발된 KGPV 존에 따르면 AH 지역(높은 조사강도를 가진 열대)에서 강한 열화가 예측되고 있음이 분명하다 [29]. AK (매우 높은 조사량을 가진 열대)에서는 매우 낮은 상대습도 때문에 AH 존에 비해 더 낮은 열화율이 예측되었다.

4.3.3 태양광모듈 사용 수명 예측 모델

태양광모듈 사용 수명 예측(Service Life Prediction: SLP) 신뢰성 모델은 작동 기간의 증가에 따른 태양광모듈의 성능 진화를 설명하는 시간 의존적 함수로 정의된다. 이러한 함수는 계산되거나 추출된 성능 열화율로부터 장기적인 성능 열화를 평가하는 데 사용된다. 대부분의 경우 태양광 커뮤니티에서는 장기적 성능 열화를 평가하기 위해 선형 회귀 신뢰성 모델(15)을 적용한다. 그러나 현장 태양광모듈과 시스템의 성능(출력) 열화 연구에서 여러 연구자들은 비선형성을 보고하였다. 예를 들어 Köntges 등은 출력 손실이 다양한 형태를 취할 수 있다고 보고하였는데, 지수 형상, 선형 형상 및 단계형과 시간에 따른 출력 열화 손실의 포화 형상이다 [23]. 일반적으로 출력 손실의 비선형성은 태양광모듈 기술에 따라 현장에서 관찰된다고 보고되었다 [158]. 최근 Virtuani 등은 35 년간의 현장 노출 후 여러 태양광모듈에서 선형 거동 대신 다항식 출력 열화를 관찰하였다 [159]. 연구자들은 현장에서 관찰되는 이러한 비선형의 다양한 열화 형태를 최적화하기 위해 튜닝 가능한 형상 파라미터 (μ)를 가진 비선형 출력 열화 신뢰성 모델(16)을 제안하였다(그림 17 (A) 참조) [6]. 또한 다른 연구자들은 최근 보고서에서 평가된 태양광모듈의 에너지 수율이 그림 17 (B)에 나타난 바와 같이 동일한 평가 시간 동안 열화 형태에 크게 의존할 수 있음을 입증하였다 [147].

$P(t) = P_0(1 - k \cdot t)$	(15)
-----------------------------	------



$$P(t) = P_0 \cdot \exp\left(-\left(\frac{\theta}{k \cdot t}\right)^\mu\right) \quad (16)$$

$$t_f = \frac{0.2}{k} \quad (17)$$

$$t_f = \frac{\theta}{k \cdot (\ln(0.2))^\mu} \quad (18)$$

여기서 $P(t)$ 와 P_0 는 각각 평가 당시 및 초기 출력이고, k 는 연간 열화율 [year^{-1}], (μ)는 형상 파라미터, θ 는 소재와 연관된 파라미터이다. 방정식 (17)과 (18)에서의 t_f 는 각각 선형 모델 (15)과 비선형 모델 (16)에서 도출된 불량 시간이다.

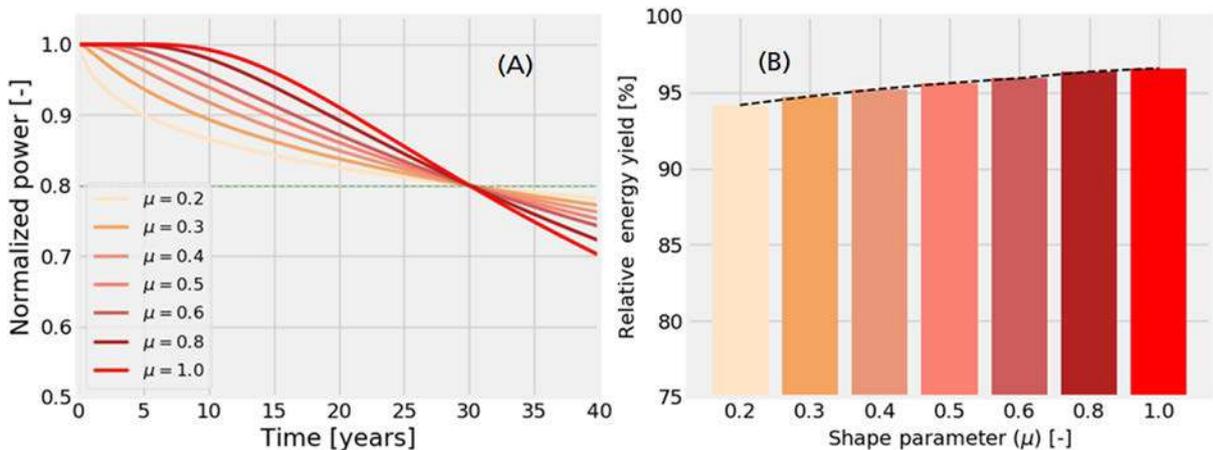


그림 17: (A) 형상 파라미터 μ 의 변경에 의한 출력 열화 형태의 최적화. (B) 서로 다른 형상 파라미터 μ 값에 해당하는 상대적인 에너지 수율 [12].

장기적인 성능 열화 예측의 경우, 열화율(k)은 위에서 설명한 물리학적 기반 모델로부터 평가하거나 주어진 기간 후에 성능 데이터에 모델을 피팅하여 평가할 수 있다. 그러나 교정 프로세스에 사용된 신뢰성 모델에 따라 평가 혹은 추출된 열화율이 주어진 열화 데이터 세트에 대해 다를 수 있다는 점에 유의해야 한다. 예를 들어, 그림 18 (A)에서는 선형 및 비선형 모델은 6 년간의 현장 노출 후 태양광모듈 성능 데이터에 대해 교정된다. 선형 모델을 사용하면 연간 1.1%의 열화율은 18.2 년의 수명에 해당한다고 평가된다. 이에 비해 비선형 모델에서는 연간 1.2%의 열화율이 21.0 년의 수명에 해당한다고 평가된다. 이 사례로부터, 선형 모델과 비교할 때 비선형 모델을 사용하면 비교적 높은 열화율에도 불구하고 수명이 더 긴 것으로 예측된다는 것을 알 수 있다. 이는 불량 시간이 추출된 열화율뿐만 아니라 방정식 (18)에 나타난 모델의 다른 파라미터에도 의존하기 때문이다. 서로 다른 신뢰성 모델로 인한 이러한 열화율 차이는 태양광 커뮤니티의 열화율 보고와 해석에 변화를 필요로 한다. 실제로 보고된 열화율을 일관성 있게 해석하기 위한 최선의 방법은 태양광 커뮤니티에서 일반적으로 수행하는 열화율 보고뿐만 아니라 이를 추출하는데 사용된 방법을 보고하는 것이다.



게다가 또 다른 관심사는 장기 성능을 예측하기 위해 주어진 수년간의 현장 노출 후 간단한 외삽법을 사용하는 것이다. 최근의 연구는 이 접근법의 위험함을 보여주었는데, 보다 신뢰성 있는 장기 예측을 위해 시간 의존적 열화율을 기반으로 한 새로운 접근법을 제안했다.

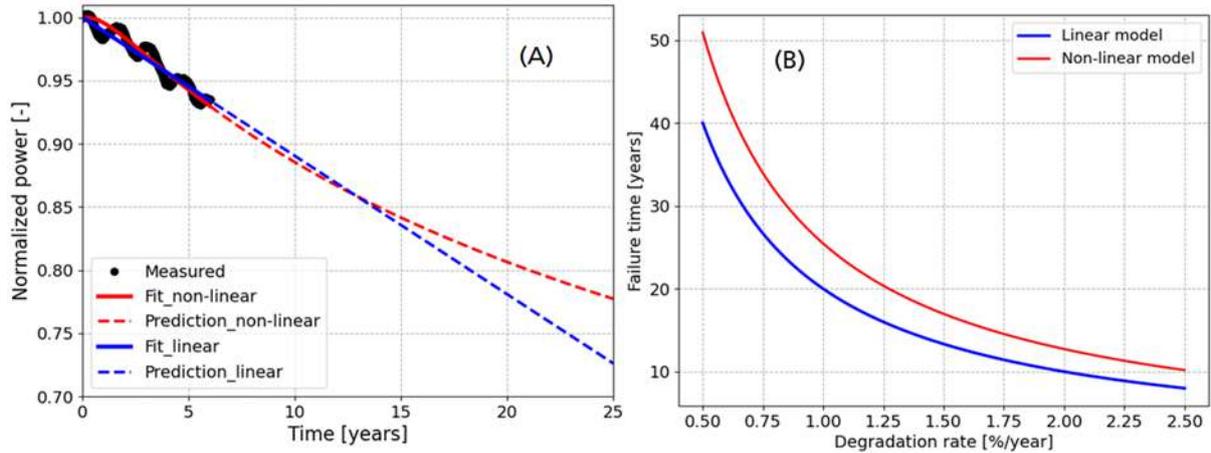


그림 18: (A) 6 년간 노출 후 옥외 측정 태양광모듈 성능 데이터(검은색)에 대한 선형(파란색)과 비선형(빨간색) 신뢰성 모델의 교정. 점선은 장기적인 성능 열화 예측을 나타낸다. (B) 두 신뢰성 모델의 열화율과 함께 불량 시간 변화 시뮬레이션.

4.3.4 통계학적 성능 손실율과 모델링 접근방법

통계학적 데이터 중심의 모델링 접근방식은 시간에 따른 태양광시스템과 태양광모듈의 성능을 기술한다. 전통적으로 성능 하락은 성능 손실율(Performance Loss Rate: PLR)이라고 하는 태양광시스템 성능 데이터의 추세를 선형화하여 계산한다. 태양광시스템의 PLR 은 알려져 있지 않으며, 실제 알려지지 않은 값에 가능한 가깝게 계산된 PLR 을 제공하기 위해 다양한 접근 방식을 사용한다. 일반적으로 PLR 계산은 획일적인 순서를 따르는데, 이는 입력 데이터 품질 검사 및 데이터 정리, 데이터 필터링, 성능 매트릭스의 선택과 최종 PLR(%/년)을 결정하기 위한 통계학적 모델의 적용을 포함한다. 시퀀스는 유사하지만 다양한 접근법이 개발되었는데, 그 결과가 태양광시스템의 실제 PLR 에 가까운지는 알지 못하고 분석가의 선호도에 따라 다양한 방법이 사용된다. 최근 Task 13 보고서 "태양광 출력 시스템의 성능 손실율 평가(Assessment of Performance Loss Rate of PV Power Systems)"[17]에서, 다양한 태양광시스템의 PLR 계산용으로 우수한 계산 접근법이 존재하는 지에 대한 질문에 답하기 위한 대규모 벤치마킹 연구가 선도 연구 기관과 대학간에 수행된 바 있다 [17]. 이 연구에서는 여러 가지 모델링된 태양광시스템 데이터 세트와 함께 19 개의 실제 운영 태양광시스템 데이터 세트도 포함하고 있다. 데이터 필터 - 성능 매트릭스 - 통계 모델의 32 가지 조합이 시험되었다.

연구에 따르면, 오늘날에는 미리 결정된 일련의 필터-매트릭스-통계학적 모델을 따르는 우수한 획일적인 계산 절차는 없다. 대신에, 투표 또는 선호도 집계 방법이 PLR 평가를 위한 정확한 접근방식을 대신할 수 있다고 제안하고 있다. 많은 수의 필터, 성능 매트릭스 및 통계학적 모델링 접근 방식을 사용하여 계산된 PLR 의 결과는 일관되고 탄탄한 PLR 추정치를 제공하는 것으로 보인다. 이 다중 방법 접근법은 투표 결과에서 모든 다른 접근법의 부정확성이 최소화되는 총체적 모델 역할을 할 수도 있을 것이다. 또한 사용된 각 접근법에 대해 95% 신뢰 구간(confidence interval)을



불확도로 지정할 것을 제안하고 있다. 구간이 겹치는 것은 방법이 통계학적으로 유사한지 여부를 나타낸다. 유사한 접근법의 전체 평균은 실제 미지의 PLR 에 가깝다고 가정한다. 이와 같이 신뢰 구간이 중복되는 계산 방법을 선택하고, 격차가 큰 접근방식을 배제하며, 유사한 접근방식의 평균을 계산하여 신뢰할 수 있는 PLR 추정치를 제공할 수 있다. 이 접근방식의 예는 그림 19 에서 볼 수 있는데, 태양광시스템의 PLR 이 27 개의 서로 다른 필터-메트릭스-모델 조합을 사용하여 계산되었으며 그리고 통계학적으로 유사한 접근방식의 평균을 사용하여 PLR 을 계산하게 된다. 보고된 불확도는 서로 다른 계산 방식으로 인해 달라지는데, 이 문제는 보고서에서 논의되었다 [17]. 따라서 이 예제에서 표시된 신뢰 구간 구름(cloud)은 단지 추정된 것이다.

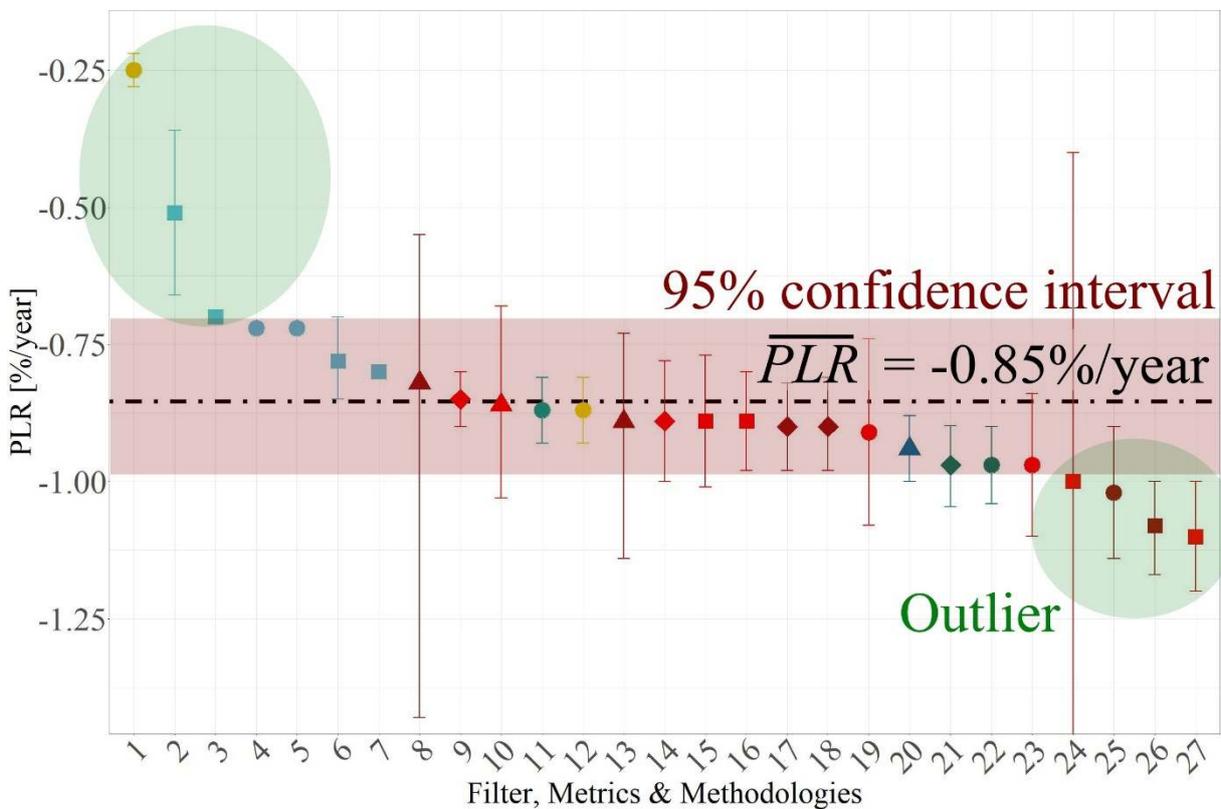


그림 19: PLR 추정을 위한 총체적 접근방식, x-축을 따른 필터, 메트릭스 및 통계학적 방법의 조합, 제시된 신뢰 구간 및 특이치 접근방식과 함께 y 축을 따른 PLR.

통계학적 모델링 접근법은 일반적으로 시간 경과에 따라 선형적이고 일정한 성능 열화를 가정한다. 이러한 방식은 가능한 품질보증 클레임, 발전소의 기본적인 상태 점검에 중요하며 현장에서 유사한 시스템을 비교하는데 사용할 수 있다. 그럼에도 불구하고, 이 보고서에서 논의한 바와 같이, 태양광시스템의 시간 의존적 성능 진화는 매우 복잡하고 비선형적이다.

다단계 성능 손실(Multi-Step Performance Losses: MS-PL)을 계산하는 새로운 접근법이 소개되었는데, 태양광시스템 성능에 대한 보다 자세한 그림을 제공한다 [160]. 여기서 태양광시스템 시계열의 비선형 성능 추세를 자동으로 탐지된 중단점(breakpoint)에 의해 선형 부분들로 나뉜다. 중단점은 시계열 성능을 다양한 성능 거동의 하위 세트들로 나뉜다. 선형 평가에 비해 이런 방식으로 성능을 더 상세하게



평가될 수 있다. 이 알고리즘은 쉽게 이해할 수 있다는 점과 상당히 정밀한 PLR 등급 매김 사이의 상호 절충을 제공한다. 해당 기간과 함께 다중 서브 선형(sublinear)의 PLR 이 가능하다.

데이터 세트 준비는 선형 PLR 계산과 유사하다. 입력 데이터 품질 검사 후 가공되지 않은 시계열 태양광 출력과 고품질 조사강도에 맞춤 필터를 적용한다. 따라서 이러한 데이터는 변환되어 온도 보정한 월별 PR 시계열로 집계된다. 계절적 및 추이 분해는 추이와 계절적 변동 및 주목 거리의 데이터 분해를 통해 비선형의 성능 추이를 시계열로부터 분리하는 데 적용된다 [161]. 마지막으로 $R^2_{adjusted}$ 조정 버전은 비선형 추이를 기반으로 최적의 중단점 수를 찾기 위해 모델에 대해 최적화된 예측 변수의 수를 결정하는 다변량(multivariate) 회귀 분석에 사용되는 파라미터이다. 따라서 다양한 중단점 수를 가진 서로 다른 다단계 성능 손실 모델이 시험되었고 최대로 조정된 $R^2_{adjusted}$ 이 성능 평가의 단순함과 상세함 사이에서 최적의 모델을 제공한다. 피팅된 선형 추세선과 함께 시간 축에서 중단점의 정확한 위치는 다음과 같다. 함수는 해당하는 중단점 날짜와 함께 선형 성능 손실 값의 최적화된 수를 나타내는 하나의 표가 된다 (표 7 참조). 이 알고리즘은 이탈리아 Bolzano 에 설치된 다결정실리콘 시스템에 적용되었다. 그 결과는 그림 2, 표 7 과 같다.

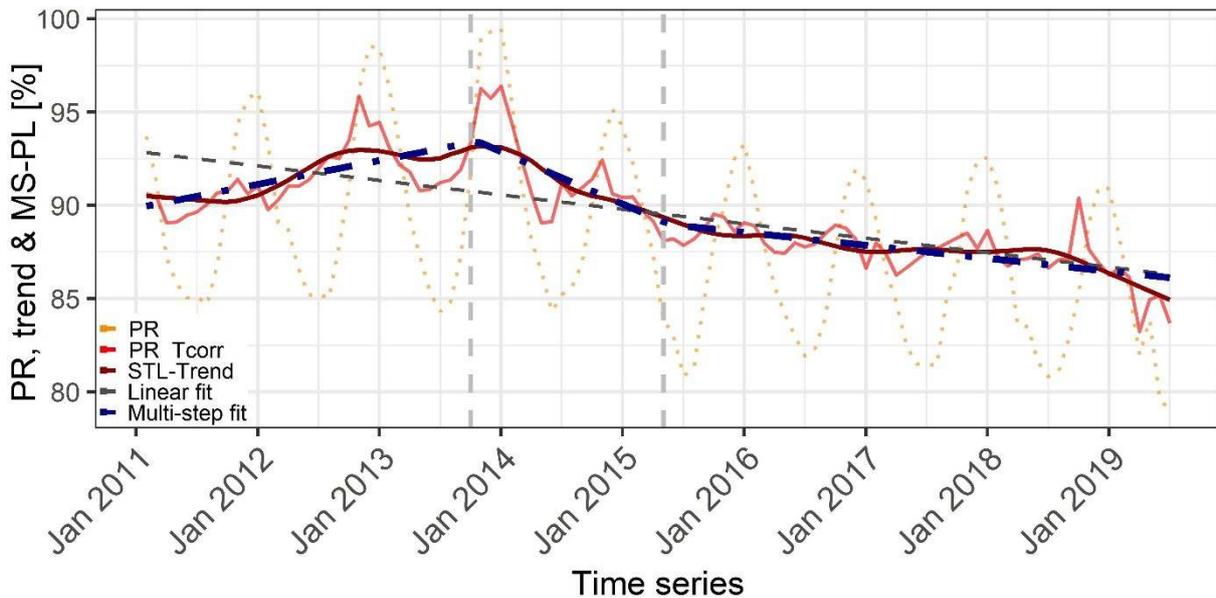


그림 20: 8 년간 작동 중인 다중결정실리콘 시스템에 대한 다단계 성능 피팅: PR (오렌지색-점선), 온도 보정된 PR (적색-직선), 온도 보정된 PR 의 추세선 (암적색-직선), 선형 피팅 (회색-파선), 다단계 피팅 (암청색-점 파선) 과 수직 중단점 (연회색-파선).



표 7: 해당 중단점 날짜와 함께 선형 성능 손실 값의 최적화된 수.

Optimized	PL[%/year]	Breakpoint
PLR_{lin}	-1.01	February 2011 – February 2019
PLR_1	0.76	January 2014
PLR_2	-2.94	August 2015
PLR_3	-0.97	
RMSE	0.33	

표에는 개별 성능 손실 값과 해당 중단점뿐만 아니라 전체 PLR 과 함께 비선형 성능 추세와 모델링된 피팅값 사이의 RMSE 가 제시되어 있다. 좀 더 정확한 불확도 추정을 위해 RMSE 를 계산하기 전에 비선형 성능 추세에 잔차(residuals)를 추가할 것을 제시하고 있다. 시스템은 초기 3 년간은 성능 이득 $PLR_1 = 0.76\%/a$ 을 경험하고, 이어서 1 년 반 동안 강한 감소가 그리고 최종적으로 일정한 성능 손실을 $PLR_3 = -0.97\%/a$ 을 유지하게 되는데, 이는 전체 선형 PLR 추정 $PLR = -1.01\%/a$ 에 매우 가깝다. 또한 동일한 조건 및 인근에 설치된 다른 시스템에서도 초기 이득이 관찰되었다.

초기 이득은 태양광기술의 거동과 양호한 기상 조건의 결합에 기반하는 것으로 추정된다. 2013 년 여름과 2013 년에서 2014 년 겨울에, 측정 가능한 성능 감소가 탐지되기 전에 온도 보정 PR 값이 높게 기록되었다. 결정질실리콘 시스템은 관련 저항손실이 더 높아 낮은 조사강도 조건 하에서는 효율이 감소하고, 일정한 온도에 평균 조사강도가 높은 조건에서는 효율이 증가하고 성능이 좋아진다 [162], [163]. 성능 값이 높은 것은 7 월의 매우 화창한 날씨와 관련된 것으로 월간 최고 수율이 기록되었고, 그리고 겨울 이후의 온화하고 화창한 날씨에는 PR 값이 거의 100%에 이른다.

제시된 알고리즘은 일반적으로 소개된 선형 PLR 을 한 단계 초과하여 시스템 수명 동안, 특히 중단점에 가까운 기간에 걸쳐 성능에 영향을 미치는 사건(event)의 연구를 가능하게 한다. MS-PL 알고리즘은 4.2 절과 4.3 절에 제시된 개별 열화 모델 및 현장에서의 측정 방법과 함께 사용 함으로써 전체적인 성능 거동을 그 근본 원인으로 나눌 수 있게 한다. 그렇게 함으로써 현장에서 기후 스트레스 요인 의존적 성능을 더 잘 이해하고 그리고 다양한 조건에 설치된 태양광모듈과 시스템의 수명을 더 잘 추정할 수 있게 된다.

4.3.5 태양광모듈 열화율과 수명 예측에서의 차이와 불확실성

다양한 기후에서의 열화율에 대한 민감도 분석 외에도 사용 수명 예측에 사용하기 위해서는 물리학적 모델을 사용한 추정 열화율이 실제 값에 가까워야 한다. 그러나 물리학적 열화 모델과 관련된 많은 환경 스트레스 요인과 영향을 미치는 인자로 인해 추정 열화율의 정확도가 영향을 받는다. 물리학적 모델과 관련된 다양한 변동 및 불확실성의 요인이 분석되었는데 [14], 그 요인을 2 개의 큰 범주로 구분하였다.

- 신뢰성과 열화율 모델의 단순화 함에 따른 변동과 불확실성. 변동성은 65.5%까지 높아질 수 있다.



- 거시기후 변수(예, 주변 조건으로부터의 모듈 온도, 글로벌 조사량 중의 자외선)로부터 미시기후를 추정함에 따른 변동과 불확실성

연구자들은 모듈 온도 추정치가 다른 기후 변수(상대 습도와 자외선)에 비해 불확실성이 가장 높다는 것을 보여주었다. 예를 들어 Faiman 과 Ross 모델에 따라 추정된 모듈온도의 벤치마크가 그림 21 에서 월별 박스 플롯으로 나타나 있는데, 여기서 불확실성은 위치와 모듈온도를 추정하는데 사용되는 모델에 의존한다. 표 8 에는 서로 다른 온도 범위의 불확실성과 변동이 제시되어 있다. 최저 및 최고 온도는 각각 연간 온도 분포의 5 번째와 95 번째 백분위수로 평가된다. 끝으로, 그림 22 에는 측정과 모델링된 태양광모듈 온도를 사용한 열화율과 불량 시간 추정의 변화가 나타나 있다.

연구자들은 풍속의 영향을 고려하는 Faiman 모델은 Ross 모델에 비해 예측 정확도를 향상시킬 수 있었다고 보고하였다.

측정된 온도와 모델링된 온도 사이의 가장 큰 차이는 극한 온도 범위(예, 최저와 최고 온도 범위)에서 볼 수 있다.

모듈 온도 추정의 불확실성과 열화율/불량 시간 추정의 불확실성의 상관관계는 위치에 따라 크게 달라진다. 즉, 작동 온도가 높은 위치에 비해 작동 온도가 낮은 위치에서는 모듈 온도 추정의 불확실성이 더 높을수록 열화율 정확도에 미치는 영향이 더 적다. 연구자들은 이 관찰 결과를 열화율 모델의 아레니우스 온도 의존성과 연결시켰다.

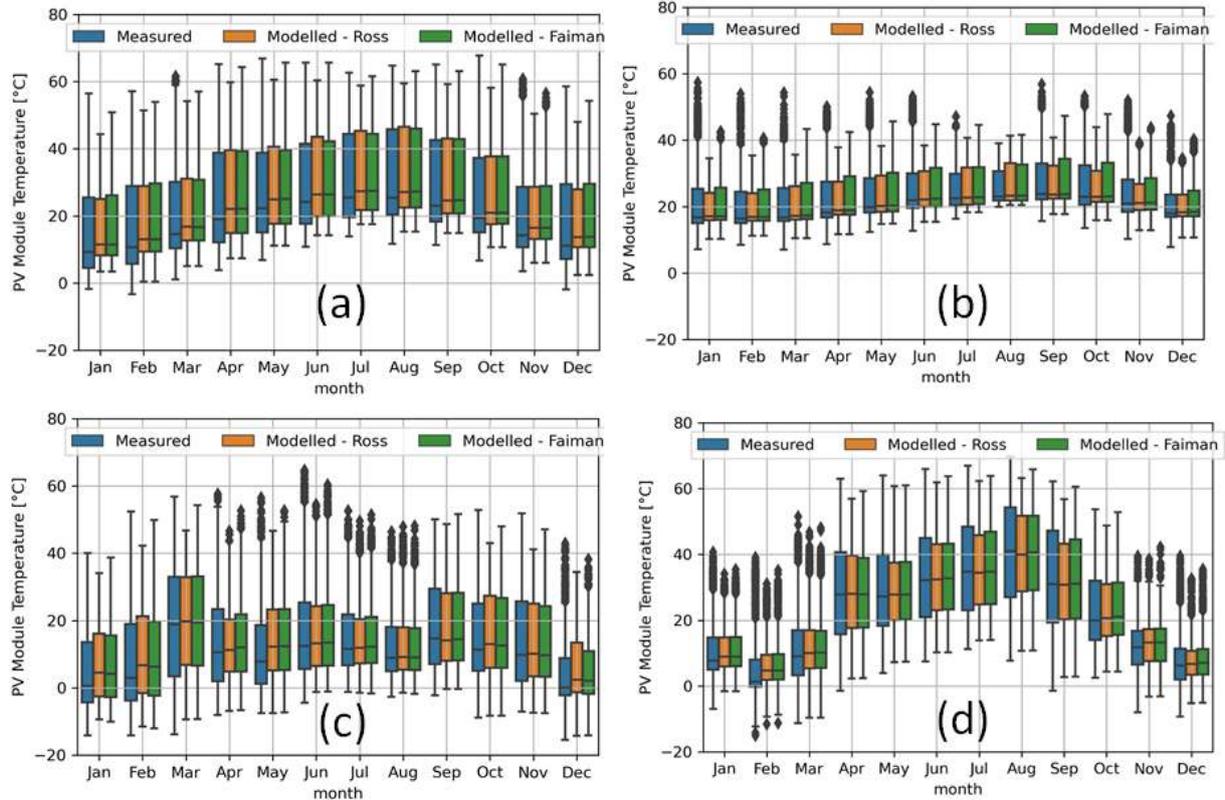


그림 21: (4 개 위치에서의 측정된 것과 모델링된 모듈 온도의 월간 박스 플롯 a) 이스라엘 Negev, (b) 스페인 Gran Canaria, (c) 독일 Zugspitze, (d) 슬로베니아 Ljubljana. 이 플롯은 Negev, Gran Canaria, Zugspitze 의 2014 년에 그리고 Ljubljana 의 2018 년에 해당한다 [14].

표 8: Faiman 과 Ross 모델을 사용하여 다른 지역에서의 모듈 온도 추정 (T_{mod})의 NRMSE 와 연간 측정된 값과 모델링된 값의 상대적 차이; 평균 모듈 (T_{avg}), 최저 (T_{min}) 및 최대 (T_{max}) 온도이다.

위치	NRMSE 와 모듈 온도 추정의 상대적 차이							
	Faiman model				Ross Model			
	T_{mod}	T_{avg}	T_{min}	T_{max}	T_{mod}	T_{avg}	T_{min}	T_{max}
Negev	12.8%	0.8%	14.8%	2.5%	14.3%	0.8%	13.0%	3.5%
Gran Canaria	15.9%	8.1%	11.0%	4.8%	17.0%	3.9%	10.4%	5.3%
Zugspitze	37.6%	2.5%	37.3%	4.0%	40.8%	1.3%	49.0%	9.2%
Ljubljana	13.5%	7.2%	77.3%	3.0%	14.7%	7.2%	76.2%	3.9%

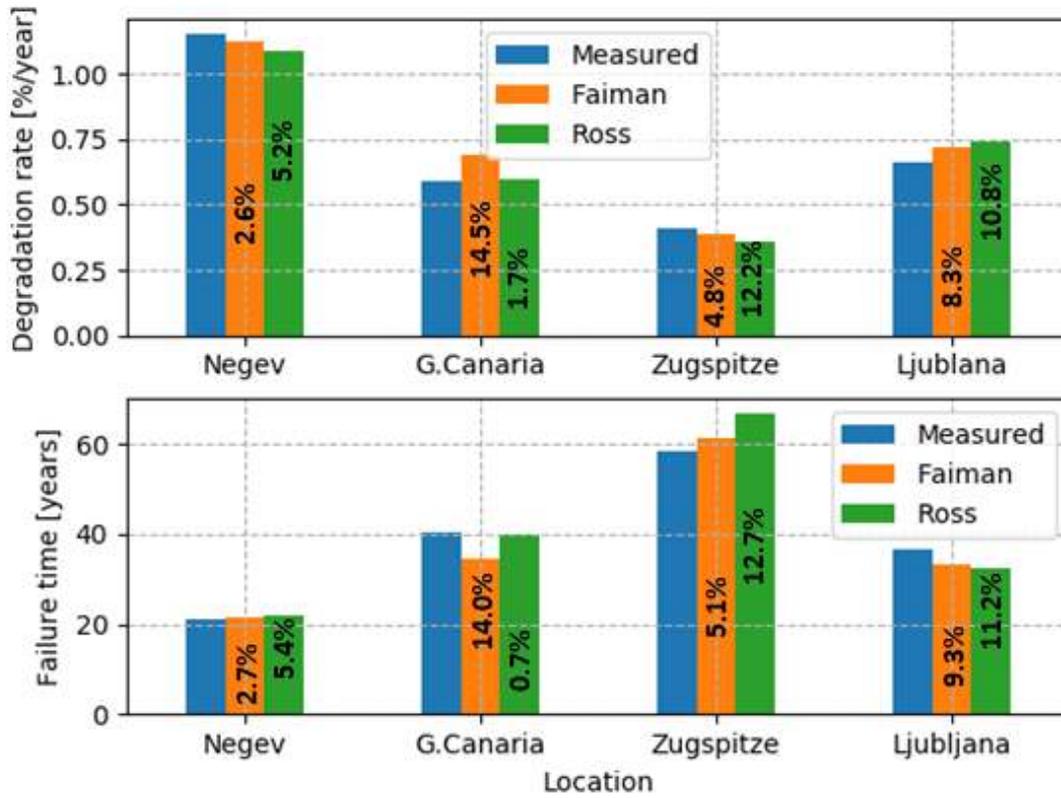


그림 22: 측정 및 모델링된 태양광모듈 온도를 사용한 열화율과 불량 시간의 변화. 백분율은 측정된 태양광모듈 온도를 사용하여 평가한 열화율과 비교한 상대적인 차이이다 [14]. 불량 시간은 초기 전원의 20% 손실로 정의된다.



5 결론

태양광모듈과 구성요소의 사용 수명 예측은 모든 태양광 이해 당사자의 관심사이다. 예를 들어, 신뢰할 수 있는 사용 수명 예측 지원: 태양광모듈과 부품 제조업체는 보다 현실적인 보증을 제공하고, 태양광 프로젝트 투자자는 훌륭한 재무 결정을 내리고, 그리고 소비자는 태양광에너지에 대한 신뢰를 증가시킨다. 태양광모듈 및 구성 요소의 보다 신뢰성 있는 사용 수명 예측은 여전히 매우 어려운 과제이다. 이 보고서는 태양광모듈 사용 수명 예측에 사용되는 다양한 방법의 최신 현황을 제공한다.

이 보고서는 주요 기후 스트레스 요인, 열화 모델과 메커니즘, 열화 경로 모델, 열화율 및 신뢰성 모델 등 핵심적인 측면을 소개한다. 사용 수명 예측뿐 아니라 열화율 추정에 사용되는 다양한 물리학적 및 통계학적인 방법이 소개되어 있다. 이 보고서에서의 연구들에 따르면, 다음의 핵심 관찰결과는 사용 수명 예측에 관한 최신의 기술현황을 확고히 하는 것이다.

주요 열화 스트레스 요인은 잘 이해되지만, 그에 해당하는 유도된 또는 활성화된 열화 메커니즘은 일반화하기가 어렵다. 그 이유는 새로운 태양광소재가 빈번히 제안되고 있고 이 소재들은 일반적으로 다른 스트레스 요인(예, 다른 열화 동력학을 가진다)에 다르게 반응하기 때문이다. 활성화된 열화 메커니즘은 노출된 특정 소재의 하나의 함수이다.

네트워크 구조 방정식 모델링(netSEM) 분석을 사용하여 특정 열화 모델에 대해 열화 경로 네트워크 모델이 제안된다. netSEM 분석은 스트레스 요인, 메커니즘 및 응답을 매핑하는 유용하고 강력한 접근방법이다. 변수간의 복잡한 상호작용을 이해하는데 도움이 될 수 있으며 통계학적으로 중요한 연관성을 강조하는 매트릭스를 포함한다. 태양광모듈의 열화 메커니즘에 대한 이러한 심층적인 통찰은 보다 신뢰할 수 있는 열화 동력학 모델을 개발하는데 도움이 될 수 있으므로 태양광모듈의 신뢰성과 수명 예측을 개선할 수 있는 길을 열어준다.

옥내 활용에 대한 특정 열화 모드/메커니즘의 열화율을 평가하기 위해 몇 가지 물리학적 모델이 제안된다. 그러나 옥외 활용에 대해 서로 다른 열화 메커니즘을 결합한 모델에 대해서는 개발된 것이 거의 없다. 사용 가능한 몇 가지 모델은, 예를 들어 소수(이른바 주 스트레스 요인이라고 함)는 고려하고 다른 것은 무시하는 등의 기본적인 가정을 기반으로 한다. 이러한 가정은 무시된 인자가 큰 영향을 미치는 곳에서 사용할 수 있는 모델의 적용을 제한한다. 또한 모델은 열화의 동력학이 하나의 지배적인 열화 메커니즘에 의해 영향을 받는다고 가정한다. 이는 모델이 열화 경로를 무시한다는 것을 의미한다. 관련 열화 경로를 고려하는 보다 복잡한 모델은 관찰된 성능 열화와 활성화 열화 역학 사이의 명확한 상관 관계를 만들어내는데 도움이 될 수 있다.

고전적인 계절 분해(classical seasonal decomposition: CSD), 자기 회귀 통합 이동 평균(autoregressive integrated moving average: ARIMA) 및 LOESS(seasonal-trend decomposition using LOESS: STL)를 이용한 계절 추세 분해와 같은 전통적인 통계학적 방법이 작동 중인 태양광모듈과 태양광시스템의 성능 손실을 평가에 적용되지만, 이러한 모델은 일반적으로 시계열 데이터를 위해 서로 다른 필드에서 사용되며 특별히 태양광 활용을 목적으로 개발되지는 않았다. 연간 열화 점수(Yearly Degradation Score: YDS) 및 다단계 성능 손실(Multi-step Performance Losses:



MS-PL)과 같은 새로운 통계학적 방법이 특별히 태양광 활용을 목적으로 제안되었다. 이러한 태양광에 특정한 열화 방법은 기존 시계열 방법으로는 달성할 수 없는 태양광 성능 증속 인자를 포착하는데 도움이 될 수 있다. 또한 필드의 태양광 데이터로부터 열화 메커니즘 특징을 식별하는 새로운 접근법이 제안되고 있다. 이러한 새로운 개발은 통계학적 모델에서 추출한 열화율을 시계열 방법의 주요 단점이었던 열화 메커니즘과 상호 연관시키는 해결책이 될 수 있다.

사용 수명 예측의 경우 일정한 열화율을 갖는 선형 성능 열화는 여전히 태양광커뮤니티에서 널리 사용하는 근사치 또는 가정이다. 그러나 이 가정은 최근 연구에서 증명된 바와 같이 통상적 적용하지 않는다. 따라서 이 근사치를 사용하면 수명 수율 예측에 큰 불확실성을 가져올 수 있다. 긍정적인 소식은 이 문제가 비선형 열화율과 성능 열화에 대한 모델을 평가하고 제안하려는 다른 연구자들로부터 관심을 끌고 있다는 것이다. 이러한 개선은 사용 수명 예측의 정확성과 신뢰성을 향상시킬 것으로 보인다. 또한 다른 방법과 분석가에 의한 열화율의 불일치 역시 신뢰할 수 있는 수명 예측에 큰 문제가 되는 요소이다. 열화율 추정과 보고에 대한 기존의 규격화된 절차는 아직 없는데, 규격화된 절차는 보다 일관성 있고 재사용 가능한 열화율을 얻는데 필요하다.



참고 문헌

- [1] “D. Moser, S. Lindig, M. Richter, J. Ascencio Vásquez, I. Horvath, B. Müller, M. Green, J. Vedde, M. Herz, B. Herteleer, K.A. Weiß, and B. Stridh, Uncertainties in Yield Assessments and PV LCOE, Report IEA-PVPS T13-18: ISBN 978-3-907281-06-2, 2020.,” *IEA-PVPS*. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/key-topics/uncertainties-yield-assessments/>. [Accessed: 19-Mar-2021].
- [2] K. A. Weiss, G. Oreski, E. Klimm, B. Jäckel, I. Kaaya, S. Herceg, and S. Pinto Bautista, *Photovoltaic Modules – Reliability and Sustainability*, 2nd ed. DeGruyer, ISBN 978-3-11-068554-1, 2021.
- [3] M. Owen-Bellini, P. Hacke, S. Spataru, D. Miller, and M. Kempe, “Combined-Accelerated Stress Testing for Advanced Reliability Assessment of Photovoltaic Modules,” in *35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2018.
- [4] M. Owen-Bellini, S. L. Moffitt, A. Sinha, A. M. Maes, J. J. Meert, T. Karin, C. Takacs, D. R. Jenket, J. Y. Hartley, D. C. Miller, P. Hacke, and L. T. Schelhas, “Towards validation of combined-accelerated stress testing through failure analysis of polyamide-based photovoltaic backsheets,” *Scientific Reports*, vol. 11, no. 1, pp. 1–13, Jan. 2021.
- [5] P. L. Hacke, M. Owen-Bellini, M. D. Kempe, D. C. Miller, T. Tanahashi, K. Sakurai, W. J. Gambogi, J. T. Trout, T. C. Felder, K. R. Choudhury, N. H. Philips, M. Koehl, K.-A. Weiss, S. Spataru, C. Monokroussos, and G. Mathiak, “Chapter 11: Combined and Sequential Accelerated Stress Testing for Derisking Photovoltaic Modules,” Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, NREL/CH-5K00-72451, May 2019.
- [6] I. Kaaya, M. Köhl, A.-P. Mehilli, S. de C. Mariano, and K. A. Weiss, “Modeling Outdoor Service Lifetime Prediction of PV Modules: Effects of Combined Climatic Stressors on PV Module Power Degradation,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, no. Nr.4, pp. 1105–1112, 2019.
- [7] A. Bala Subramaniyan, R. Pan, J. Kuitche, and G. Tamizhmani, “Quantification of Environmental Effects on PV Module Degradation: A Physics-Based Data-Driven Modeling Method,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, no. 5, pp. 1289–1296, Sep. 2018.
- [8] C. R. Osterwald and T. J. McMahon, “History of accelerated and qualification testing of terrestrial photovoltaic modules: A literature review,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 17, no. 1, pp. 11–33, 2009.
- [9] S. Lindig, I. Kaaya, K.-A. Weiß, M. Topic, and D. Moser, “Review of statistical and analytical degradation models for photovoltaic modules and systems as well as related improvements,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, no. Nr.6, pp. 1773–1786, 2018.
- [10] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, and G. E. Georghiou, “Review of photovoltaic degradation rate methodologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 143–152, Dec. 2014.
- [11] A. Gok, C. Fagerholm, R. French, and L. Bruckman, “Temporal evolution and pathway models of poly(ethylene-terephthalate) degradation under multi-factor accelerated weathering exposures,” *PloS one*, vol. 14, no. 2, p. e0212258, Feb. 2019.
- [12] I. Kaaya, S. Lindig, K.-A. Weiss, A. Virtuani, M. S. de C. Ortin, and D. Moser, “Photovoltaic lifetime forecast model based on degradation patterns,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 10, pp. 979–992, 2020.
- [13] M. Theristis, A. Livera, C. B. Jones, G. Makrides, G. E. Georghiou, and J. S. Stein, “Nonlinear Photovoltaic Degradation Rates: Modeling and Comparison Against Conventional Methods,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 10, no. 4, pp. 1112–1118, Jul. 2020.
- [14] I. Kaaya, J. Ascencio-Vásquez, K. A. Weiss, and M. Topič, “Assessment of uncertainties and variations in PV modules degradation rates and lifetime predictions using physical models,” *Solar Energy*, vol. 218, pp. 354–367, Apr. 2021.
- [15] M. Kottek, J. Grieser, C. Beck, B. Rudolf, and F. Rubel, “World Map of the Köppen-Geiger climate classification updated,” *Meteorologische Zeitschrift*, pp. 259–263, Jul. 2006.
- [16] “Mass transfer,” *Wikipedia*. 30-Nov-2020.
- [17] “R.H. French, D. Moser, S. Lindig, M. Herz, B. Müller, M. Richter, I. Horvath, B. Müller, M. van Ise-ghem, W. van Sark, J.S Stein, F. Baumgartner, L. Bruckman, and J. Ascencio Vásquez, D. Bertani, G. Maugeri,



- A.J.Curran,K.Rath, J.Liu, A.Khalilnejad,M.Meftah, D.Jordan, C.Deline, G.Makrides, G.Georghiou, A.Livera, B.Meyers, G.Plessis,M.heristis, W.Luo, Assessment of Performance Loss Rate of PV Power Systems, Report IEA-PVPS T13-22: 978-3-907281-10-9, 2020.”
- [18] J., “Bonilla Castro, M. Schweiger, D. Moser, T. Tanahashi, B.H. King, G. Friesen, L. Haitao, R.H. French, B. Müller, C. Reise, G. Eder, W. van Sark, Y. Sangpongsanon, F. Valencia, J.S. Stein, J. Ascencio Vásquez, C. Ulbrich, M.A. Sevillano Bendezú, A. Gracia Amillo, E. Dunlop, N. Taylor, R. Valckenborg, M.R. Vogt, J. Blakesley, and D.E. Guzman Razo, Climatic Rating of Photovoltaic Mod-ules: Different Technologies for Various Operating Conditions, Report IEA-PVPS T13-20: ISBN 978-3-907281-08-6, 2021.”
- [19] “Soiling (solar energy),” *Wikipedia*. 29-Jan-2021.
- [20] H. E. Yang, R. French, and L. Bruckman, *Durability and Reliability of Polymers and Other Materials in Photovoltaic Modules*. William Andrew, 2019.
- [21] C. C. White, K. M. White, and P. E. James, *Service Life Prediction of Polymers and Plastics Exposed to Outdoor Weathering - 1st Edition*, 1st ed. Elsevier, 2018.
- [22] C. C. White, K. M. White, and J. Pickett, “Service Life Prediction -Why is this so hard?,” vol. 1, pp. 1–16, Nov. 2017.
- [23] M. Köntges, S. Kurtz, C. E. Packard, U. Jahn, K. A. Berger, K. Kato, T. Friesen, H. Liu, M. Van Iseghem, J. Wohlgemuth, D. Miller, M. Kempe, P. Hacke, F. Reil, N. Bogdanski, W. Herrmann, C. Buerhop-Lutz, G. Razongles, and G. Friesen, “Review of Failures of Photovoltaic Modules,” IEA International Energy Agency-ISBN 978-3-906042-16-9, Report, 2014.
- [24] “IEC 61215-1:2021 - Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements,” *iTeh Standards Store*. [Online]. Available: <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/iec/1452c391-ebde-4588-9a4a-afd9b73b1330/iec-61215-1-2021>. [Accessed: 15-Apr-2021].
- [25] E. Dunlop, D. Halton, and H. A. Ossenbrink, “20 years of life and more: where is the end of life of a PV module?,” *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, 2005.
- [26] W. Köppen, “The thermal zones of the Earth according to the duration of hot, moderate and cold periods and to the impact of heat on the organic world,” *Meteorologische Zeitschrift*, pp. 351–360, Jun. 2011.
- [27] R. Geiger, “Das Klima der bodennahen Luftschicht,” *Anzeiger für Schädlingskunde*, vol. 34, no. 10, pp. 159–159, Oct. 1961.
- [28] M. C. Baechler, J. L. Williamson, T. L. Gilbride, P. C. Cole, M. G. Hefty, and P. M. Love, “Building America Best Practices Series: Volume 7.1: Guide to Determining Climate Regions by County,” *UNT Digital Library*, 30-Aug-2010. [Online]. Available: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc827424/>. [Accessed: 17-Sep-2020].
- [29] J. Ascencio-Vásquez, K. Brecl, and M. Topič, “Methodology of Köppen-Geiger-Photovoltaic climate classification and implications to worldwide mapping of PV system performance,” *Solar Energy*, vol. 191, pp. 672–685, Oct. 2019.
- [30] T. Karin, C. Jones, and A. Jain, “Photovoltaic Degradation Climate Zones,” in *IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 0687–0694.
- [31] J. Ascencio-Vásquez, I. Kaaya, K. Brecl, K.-A. Weiss, and M. Topič, “Global Climate Data Processing and Mapping of Degradation Mechanisms and Degradation Rates of PV Modules,” *Energies*, vol. 12, no. 24, p. 4749, Jan. 2019.
- [32] W. Raymond, X. Arthur, F. Roger, and B. Laura, “Evaluation and Augmentation of Köppen-Geiger Climate Zone Based off of Real-World Satellite Weather Data,” in *47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2020.
- [33] A. Gok, D. A. Gordon, D. M. Burns, S. P. Fowler, R. H. French, and L. S. Bruckman, “Reciprocity and spectral effects of the degradation of poly(ethylene-terephthalate) under accelerated weathering exposures,” *Journal of Applied Polymer Science*, vol. 136, no. 22, p. 47589, 2019.
- [34] D. Oth and R. G. Ross, “Assessing photovoltaic module degradation and lifetime from long term environmental tests,” 1983.
- [35] M. D. Kempe, D. Panchagade, M. O. Reese, and A. A. Dameron, “Modeling moisture ingress through polyisobutylene-based edge-seals,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 23, no. 5, pp. 570–581, 2015.
- [36] K. H. Krebs and E. Rossi-Gianoli, “Photovoltaic Testing in the European Communities,” in *Photovoltaic Solar Energy Conference*, Springer, Dordrecht, 1981, pp. 287–292.



- [37] D. Moore, *Cyclic Pressure-load Developmental Testing of Solar Panels: Low-cost Silicon Solar Array Project*. Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, 1977.
- [38] J. Miller, Z. Xia, J. Shaner, D. Amin, D. Cunningham, and J. H. Wohlgemuth, "Using Accelerated Tests and Field Data to Predict Module Reliability and Lifetime," *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 1-5 September 2008, Valencia, Spain*, pp. 2663–2669, Nov. 2008.
- [39] A. Sinha, V. S. P. Buddha, E. J. Schneller, K. O. Davis, and G. Tamizhmani, "Solder Bond Degradation of Fielded PV Modules: Climate Dependence of Intermetallic Compound Growth," in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2019*, 2019, pp. 1393–1397.
- [40] N. Bosco, T. Silverman, and S. Kurtz, "The Influence of PV Module Materials and Design on Solder Joint Thermal Fatigue Durability," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, no. 6, pp. 1407–1412, 2016.
- [41] J. Wohlgemuth and S. Kurtz, "Reliability testing beyond Qualification as a key component in photovoltaic's progress toward grid parity," *2011 International Reliability Physics Symposium*, 2011.
- [42] C. R. Osterwald, J. P. Benner, J. Pruetz, A. Anderberg, S. Rummel, and L. Ottoson, "Degradation in weathered crystalline-silicon PV modules apparently caused by UV radiation," *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of*, 2003.
- [43] R. Witteck, B. Veith-Wolf, H. Schulte-Huxel, A. Morlier, M. R. Vogt, M. Köntges, and R. Brendel, "UV-induced degradation of PERC solar modules with UV-transparent encapsulation materials," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 6, pp. 409–416, 2017.
- [44] J. F. Pern, W. A. Czanderna, A. . Emery, and R. . Dhere, "Weathering degradation of EVA encapsulant and the effect of its yellowing on solar cell efficiency.," *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, vol. 22nd, no. Vol 1, pp. 557–561, 1991.
- [45] M. Koehl, P. Hacke, H.-S. Wu, and A. Zielnik, "Round-robin weathering test of various polymeric back-sheets for PV modules with different ultraviolet irradiation and sample temperatures," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 8, pp. 808–815, 2020.
- [46] "IEC TS 62782 : Photovoltaic (PV) modules – Cyclic (dynamic) mechanical load testing." [Online]. Available: https://global.ihs.com/doc_detail.cfm?document_name=IEC%20TS%2062782&item_s_key=00672456. [Accessed: 15-Apr-2021].
- [47] M. Köntges, G. Oreski, U. Jahn, M. Herz, P. Hacke, and K.-A. Weiß, "Assessment of photovoltaic module failures in the field : International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme : IEA PVPS Task 13, Subtask 3 : report IEA-PVPS T13-09:2017, ISBN 978-3-906042-54-1," International Energy Agency, 2017.
- [48] P. L. Hacke, M. D. Kempe, J. Wohlgemuth, J. Li, and Y.-C. Shen, "Potential-Induced Degradation-Delamination Mode in Crystalline Silicon Modules: Preprint," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), NREL/CP-5J00-67256, Mar. 2018.
- [49] W. J. Gambogi, T. C. Felder, S. W. Macmaster, K. Roy-Choudhury, B.-L. Yu, K. M. Stika, H. Hu, N. Phillips, and T. J. Trout, "Sequential Stress Testing to Predict Photovoltaic Module Durability," *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, 2018.
- [50] T. C. Felder, W. J. Gambogi, N. Phillips, S. W. MacMaster, B.-L. Yu, and T. J. Trout, "Comparison of higher irradiance and black panel temperature UV backsheet exposures to field performance," in *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems X*, 2017, vol. 10370, p. 1037002.
- [51] www.ait.ac.at, "INFINITY - AIT Austrian Institute Of Technology," *ait.ac.at*, 26-May-2020. [Online]. Available: <https://www.ait.ac.at/en/research-topics/photovoltaics/projects/infinity/>. [Accessed: 26-May-2020].
- [52] G. C. Eder, Y. Voronko, S. Dimitriadis, K. Knöbl, G. Újvári, K. A. Berger, M. Halwachs, L. Neumaier, and C. Hirschl, "Climate specific accelerated ageing tests and evaluation of ageing induced electrical, physical, and chemical changes," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 27, no. 11, pp. 934–949, 2019.
- [53] "IEC 61730-1:2016 - IEC-Normen - VDE VERLAG." [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/iec-normen/223810/iec-61730-1-2016.html>. [Accessed: 16-Apr-2021].
- [54] "IEC 61701:2020 - IEC-Normen - VDE VERLAG." [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/iec-normen/248812/iec-61701-2020.html>. [Accessed: 16-Apr-2021].
- [55] W. Gambogi, S. MacMaster, B.-L. Yu, T. Felder, H. Hu, K. R. Choudhury, T. J. Trout, and D. P. Solutions, "Sequential testing that better predicts field performance," in *Atlas-NIST Workshop*, 2017.



- [56] G. . Ede, Y. Voronko, P. Grillberger, K. . Berger, G. Újvári, and K. Knöbl, "Development of climate specific accelerated ageing tests for Photovoltaic modules," in *European Weathering Symposium EWS "Natural and Artificial Ageing of Polymers*, Basel, 2019, vol. 19.
- [57] G. C. Eder, Y. Voronko, K. Knöbl, S. Dimitriadis, G. Újvári, K. A. Berger, and L. Neumaier, "Climate specific accelerated ageing tests," in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2019, pp. 2398–2405.
- [58] M. Halwachs, L. Neumaier, N. Vollert, L. Maul, S. Dimitriadis, Y. Voronko, G. Eder, A. Omazic, W. Muehleisen, C. Hirschl, M. Schwark, K. Berger, and R. Ebner, "Statistical evaluation of PV system performance and failure data among different climate zones," *Renewable Energy*, vol. 139, Mar. 2019.
- [59] D. C. Jordan, T. J. Silverman, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, and K. T. VanSant, "Photovoltaic failure and degradation modes," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 4, pp. 318–326, 2017.
- [60] S. Spataru, P. Hacke, and M. Owen-Bellini, "Combined-Accelerated Stress Testing System for Photovoltaic Modules," in *Proceedings of the 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2018, pp. 3943–3948.
- [61] M. D. Kempe, D. C. Miller, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, J. M. Moseley, Q. A. Shah, G. Tamizhmani, K. Sakurai, M. Inoue, T. Doi, A. Masuda, S. L. Samuels, and C. E. Vanderpan, "Field testing of thermoplastic encapsulants in high-temperature installations," *Energy Science & Engineering*, vol. 3, no. 6, pp. 565–580, 2015.
- [62] 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, Jul. 2016.
- [63] G. C. Eder, Y. Voronko, G. Oreski, W. Mühleisen, M. Knausz, A. Omazic, A. Rainer, C. Hirschl, C. Hirschl, and H. Sonnleitner, "Error analysis of aged modules with cracked polyamide backsheets," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Dec. 2019.
- [64] Y. Wang, W. Huang, A. Fairbrother, L. S. Fridman, A. Curran, N. R. Wheeler, S. Napoli, A. W. Hauser, S. Julien, X. Gu, G. O'brien, K. Wan, L. Ji, M. Kempe, K. P. Boyce, R. French, and L. Bruckman, "Generalized Spatio-Temporal Model of Backsheet Degradation From Field Surveys of Photovoltaic Modules," *IEEE-JPV*, vol. 9, no. 5, pp. 1374–1381, 2019.
- [65] A. Fairbrother, M. Boyd, Y. Lyu, J. Avenet, P. Illich, M. Kempe, B. Dougherty, L. Bruckman, and X. Gu, "Differential degradation patterns of photovoltaic backsheets at the array level," *Solar Energy*, vol. 163, pp. 62–69, 2018.
- [66] M. D. Kempe, "Modeling of rates of moisture ingress into photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, no. 16, pp. 2720–2738, Oct. 2006.
- [67] 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, May 2015.
- [68] M. Jankovec, F. Galliano, E. Annigoni, H. Y. Li, F. Sculati-Meillaud, L.-E. Perret-Aebi, C. Ballif, and M. Topič, "In-situ monitoring of moisture ingress in PV modules using digital humidity sensors," *IEEE journal of photovoltaics*, vol. 6, no. 5, pp. 1152–1159, 2016.
- [69] S. Suzuki, N. Nishiyama, S. Yoshino, T. Ujiro, S. Watanabe, T. Doi, A. Masuda, and T. Tanahashi, "Acceleration of potential-induced degradation by salt-mist preconditioning in crystalline silicon photovoltaic modules," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 54, no. 8S1, p. 08KG08, Jul. 2015.
- [70] S.-T. Hsu, W.-Y. Lin, and S.-J. Wu, "Environmental Factors for Non-uniform Dynamic Mechanical Load Test due to Wind Actions on Photovoltaic Modules," *Energy Procedia*, vol. 150, pp. 50–57, Sep. 2018.
- [71] C. Buerhop, S. Wirsching, A. Bemm, T. Pickel, P. Hohmann, M. Nieß, C. Vodermayr, A. Huber, B. Glück, J. Mergheim, C. Camus, J. Hauch, and C. J. Brabec, "Evolution of cell cracks in PV-modules under field and laboratory conditions," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 26, no. 4, pp. 261–272, 2018.
- [72] C. Camus, P. Offermann, M. Weissmann, C. Buerhop, J. Hauch, and C. J. Brabec, "Site-specific assessment of mechanical loads on photovoltaic modules from meteorological reanalysis data," *Solar Energy*, vol. 188, pp. 1134–1145, 2019.
- [73] P. M. Segado, J. Carretero, and M. Sidrach-de-Cardona, "Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 23, no. 10, pp. 1267–1282, 2015.



- [74] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, and J. Wirth, "Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 7, pp. 1638–1646, Jul. 2011.
- [75] R. Ross, "Interface design considerations for terrestrial solar cell modules," in *12th Photovoltaic Specialists Conference*, New York, 1976, pp. 801–806.
- [76] D. Faiman, "Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 16, no. 4, pp. 307–315, 2008.
- [77] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 23–29, Jan. 2009.
- [78] M. Koehl, M. Heck, and S. Wiesmeier, "Categorization of weathering stresses for photovoltaic modules," *Energy Science & Engineering*, vol. 6, no. 2, pp. 93–111, 2018.
- [79] P. Hülsmann, M. Heck, and M. Köhl, "Simulation of Water Vapor Ingress into PV-Modules under Different Climatic Conditions," *Journal of Materials*, 27-Feb-2013. [Online]. Available: <https://www.hindawi.com/journals/jma/2013/102691/>. [Accessed: 23-Oct-2020].
- [80] S. Mitterhofer, J. Slapšak, M. Jankovec, M. Topic, A. Astigarraga, D. Moser, W. Luo, Y. Sheng Khoo, G. Oviedo Hernandez, P. V. Chiantore, J. Rabanal-Arabach, E. Fuentealba, P. Ferrada, and M. Trigo-Gonzalez, "Measurement and simulation of moisture ingress in PV modules in various climates," presented at the 37th EUPVSEC, Online, 2020.
- [81] M. D. Kempe, A. A. Dameron, and M. O. Reese, "Evaluation of moisture ingress from the perimeter of photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, no. 11, pp. 1159–1171, 2014.
- [82] S. Mitterhofer, C. Barretta, L. F. Castillon, G. Oreski, M. Topič, and M. Jankovec, "A Dual-Transport Model of Moisture Diffusion in PV Encapsulants for Finite-Element Simulations," *IEEE-JPVc*, vol. 10, no. 1, pp. 94–102, 2020.
- [83] P. Hülsmann, K.-A. Weiß, and M. Köhl, "Temperature-dependent water vapour and oxygen permeation through different polymeric materials used in photovoltaic-modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, no. 4, pp. 415–421, 2014.
- [84] R. Meitzner and S.-H. Schulze, "Method for determination of parameters for moisture simulations in photovoltaic modules and laminated glass," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 144, pp. 23–28, 2016.
- [85] N. Kyranaki, "Corrosion in crystalline silicon photovoltaic modules and the influence on performance," PhD thesis, Loughborough University, 2020.
- [86] L. Perrin, Q. T. Nguyen, D. Sacco, and P. Lochon, "Experimental Studies and Modelling of Sorption and Diffusion of Water and Alcohols in Cellulose Acetate," *Polymer International*, vol. 42, no. 1, pp. 9–16, 1997.
- [87] E. Favre, R. Clément, Q. T. Nguyen, P. Schaezel, and J. Néel, "Sorption of organic solvents into dense silicone membranes. Part 2.—Development of a new approach based on a clustering hypothesis for associated solvents," *J. Chem. Soc., Faraday Trans.*, vol. 89, no. 24, pp. 4347–4353, Jan. 1993.
- [88] X. Gu, D. Stanley, W. E. Byrd, B. Dickens, I. Vaca-Trigo, W. Q. Meeker, T. Nguyen, J. W. Chin, and J. W. Martin, "Linking Accelerated Laboratory Test with Outdoor Performance Results for a Model Epoxy Coating System," in *Service Life Prediction of Polymeric Materials*, Boston, MA, 2009, pp. 3–28.
- [89] J. Liu, A. J. Curran, J. S. Fada, X. Ma, W. Huang, C. B. Jones, E. Schnabel, M. Kohl, J. L. Braid, and R. H. French, "Cross-correlation Analysis of the Indoor Accelerated and Real World Exposed Photovoltaic Systems Across Multiple Climate Zones," *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)*, 2018.
- [90] D. A. Gordon, W.-H. Huang, D. M. Burns, R. H. French, and L. S. Bruckman, "Multivariate multiple regression models of poly(ethylene-terephthalate) film degradation under outdoor and multi-stressor accelerated weathering exposures," *PLOS ONE*, vol. 13, no. 12, p. e0209016, Dec. 2018.
- [91] "Empirical modelling," *Wikipedia*. 19-Sep-2020.
- [92] "Statistical model," *Wikipedia*. 19-Mar-2021.
- [93] D. R. Cox, "Principles of Statistical Inference," *Cambridge Core*, Aug-2006. [Online]. Available: <https://www.cambridge.org/core/books/principles-of-statistical-inference/BCD3734047D403DF5352EA58F41D3181>. [Accessed: 22-Mar-2021].
- [94] "Mathematical model," *Wikipedia*. 15-Feb-2021.



- [95] A. R. Estabragh, M. R. S. Pereshkafti, and A. A. Javadi, "Comparison Between Analytical and Numerical Methods in Evaluating the Pollution Transport in Porous Media," *Geotech Geol Eng*, vol. 31, no. 1, pp. 93–101, Feb. 2013.
- [96] L. Bruckman, N. R. Wheeler, J. Ma, E. Wang, C. Wang, I. Chou, J. Sun, and R. H. French, "Statistical and Domain Analytics Applied to PV Module Lifetime and Degradation Science," *IEEE Access*, 2013.
- [97] G. James, D. Witten, T. Hastie, and R. Tibshirani, *An Introduction to Statistical Learning: with Applications in R*. New York: Springer-Verlag, 2013.
- [98] C. E. Shannon, "A Mathematical Theory of Communication," *Bell System Technical Journal*, vol. 27, no. 3, pp. 379–423, 1948.
- [99] H. Akaike, "Information Theory and an Extension of the Maximum Likelihood Principle," in *Selected Papers of Hirotugu Akaike*, Springer, New York, NY, 1998, pp. 199–213.
- [100] P. A. Stephens, S. W. Buskirk, G. D. Hayward, and C. Martínez Del Rio, "Information theory and hypothesis testing: a call for pluralism," *Journal of Applied Ecology*, vol. 42, no. 1, pp. 4–12, Feb. 2005.
- [101] P. M. Lukacs, W. L. Thompson, W. L. Kendall, W. R. Gould, P. F. Doherty Jr, K. P. Burnham, and D. R. Anderson, "Concerns regarding a call for pluralism of information theory and hypothesis testing," *Journal of Applied Ecology*, vol. 44, no. 2, pp. 456–460, Apr. 2007.
- [102] R. H. French, R. Podgornik, T. J. Peshek, L. S. Bruckman, Y. Xu, N. R. Wheeler, A. Gok, Y. Hu, M. A. Hossain, D. A. Gordon, P. Zhao, J. Sun, and G.-Q. Zhang, "Degradation science: Mesoscopic evolution and temporal analytics of photovoltaic energy materials," *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, vol. 19, no. 4, Jan. 2015.
- [103] P. a. M. Dirac, "A new notation for quantum mechanics," *Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society*, vol. 35, no. 3, pp. 416–418, Jul. 1939.
- [104] H. Akaike, "A New Look at the Statistical Model Identification," in *Selected Papers of Hirotugu Akaike*, Springer, New York, NY, 1974, pp. 215–222.
- [105] M. Coskun and M. Koyutürk, "Link prediction in large networks by comparing the global view of nodes in the network," in *2015 IEEE International Conference on Data Mining Workshop (ICDMW)*, 2015, pp. 485–492.
- [106] J. Zhou, G. Cui, Z. Zhang, C. Yang, Z. Liu, L. Wang, C. Li, and M. Sun, "Graph Neural Networks: A Review of Methods and Applications," *arXiv.org*, Dec. 2018.
- [107] W.-H. Huang, N. Wheeler, A. Klinke, Y. Xu, W. Du, A. K. Verma, A. Gok, D. Gordon, Y. Wang, J. Liu, A. Curran, J. Fada, X. Ma, J. Braid, J. Carter, L. Bruckman, and R. French, *netSEM: Network Structural Equation Modeling*. 2018.
- [108] A. Gok, D. K. Ngendahimana, C. L. Fagerholm, R. H. French, J. Sun, and L. S. Bruckman, "Predictive models of poly(ethylene-terephthalate) film degradation under multi-factor accelerated weathering exposures," *PLOS ONE*, vol. 12, no. 5, p. e0177614, Dec. 2017.
- [109] "Training School," *PEARL PV*, 21-Sep-2020. .
- [110] Y. Voronko, G. C. Eder, M. Knausz, G. Oreski, T. Koch, and K. A. Berger, "Correlation of the loss in photovoltaic module performance with the ageing behaviour of the backsheets used," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 23, no. 11, pp. 1501–1515, 2015.
- [111] 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, Jul. 2017.
- [112] M. Knausz, G. Oreski, G. C. Eder, Y. Voronko, B. Duscher, T. Koch, G. Pinter, and K. A. Berger, "Degradation of photovoltaic backsheets: Comparison of the aging induced changes on module and component level," *Journal of Applied Polymer Science*, vol. 132, no. 24, 2015.
- [113] B. S. Chernev, C. Hirschl, and G. C. Eder, "Non-Destructive Determination of Ethylene Vinyl Acetate Cross-Linking in Photovoltaic (PV) Modules by Raman Spectroscopy," *Appl. Spectrosc.*, AS, vol. 67, no. 11, pp. 1296–1301, Nov. 2013.
- [114] C. Hirschl, M. Biebl-Rydlo, M. DeBiasio, W. Mühleisen, L. Neumaier, W. Scherf, G. Oreski, G. Eder, B. Chernev, W. Schwab, and M. Kraft, "Determining the degree of crosslinking of ethylene vinyl acetate photovoltaic module encapsulants—A comparative study," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 116, pp. 203–218, Sep. 2013.
- [115] G. Ehrenstein and S. Pongratz, *Resistance and Stability of Polymers*. Hanser Publishers, ISBN 978-1-56990-456-5, 2013.



- [116] W. Weibull, "A Statistical Distribution Function of Wide Applicability," *Journal of Applied Mechanics*, vol. 8, pp. 293–297, 1951.
- [117] O. Haillant, D. Dumbleton, and A. Zielnik, "An Arrhenius approach to estimating organic photovoltaic module weathering acceleration factors," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 7, pp. 1889–1895, Jul. 2011.
- [118] J. H. Chan and S. T. Balke, "The thermal degradation kinetics of polypropylene: Part I. Molecular weight distribution," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 57, no. 2, pp. 113–125, Aug. 1997.
- [119] J. D. Peterson, S. Vyazovkin, and C. A. Wight, "Kinetics of the Thermal and Thermo-Oxidative Degradation of Polystyrene, Polyethylene and Poly(propylene)," *Macromolecular Chemistry and Physics*, vol. 202, no. 6, pp. 775–784, 2001.
- [120] M. Koehl, T.-J. Trout, T. Felder, K. Choudhury, S. Padlewski, and A. Borne, "Analysis of UV Degradation of PV Backsheets Using Arrhenius Formalism to Extract Intrinsic Material Characteristics and Model Lifetime Performance," in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2017, pp. 1349–1353.
- [121] H. S. Blanks, "Arrhenius and the temperature dependence of non-constant failure rate," *Quality and Reliability Engineering International*, vol. 6, no. 4, pp. 259–265, 1990.
- [122] V. Saux, P. L. Gac, Y. Marco, and S. Calloch, "Limits in the validity of Arrhenius predictions for field ageing of a silica filled polychloroprene in a marine environment," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 99, pp. 254–261, 2014.
- [123] N. J. Luiggi Agreda, "Aquilanti–Mundim deformed Arrhenius model in solid-state reactions," *J Therm Anal Calorim*, vol. 126, no. 3, pp. 1175–1184, Dec. 2016.
- [124] M. A. Bohn, "The Connection Between the Parameters of WLF Equation and of Arrhenius Equation," *Propellants, Explosives, Pyrotechnics*, vol. 44, no. 6, pp. 696–705, 2019.
- [125] B. X. J. Yu, R. Lv, J.-N. Jaubert, G. Xing, J. Dupuis, E. Sandré, C. Dugué, and G. Goaer, "Failure modes of polyolefin encapsulated double glass modules and corresponding degradation modeling — Part 1 optical durability," in *47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2020, pp. 1002–1007.
- [126] Y. Lyu, A. Fairbrother, M. Gong, J. Kim, X. Gu, M. Kempe, S. Julien, K. Wan, S. Napoli, A. W. Hauser, G. O'Brien, Y. Wang, R. French, L. Bruckman, L. Ji, and K. P. Boyce, "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.
- [127] M. Gagliardi, P. Lenarda, and M. Paggi, "A reaction-diffusion formulation to simulate EVA polymer degradation in environmental and accelerated ageing conditions," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. C, no. 164, pp. 93–106, 2017.
- [128] W. Nash, T. Drummond, and N. Birbilis, "A review of deep learning in the study of materials degradation," *npj Materials Degradation*, vol. 2, no. 1, pp. 1–12, Nov. 2018.
- [129] E. Smidt, M. Schwanninger, J. Tintner, and K. Boehm, "Ageing and Deterioration of Materials in the Environment – Application of Multivariate Data Analysis, Multivariate Analysis in Management, Engineering and the Sciences, Leandro Valim de Freitas and Ana Paula Barbosa Rodrigues de Freitas, IntechOpen, DOI: 10.5772/53984 [Titel anhand dieser DOI in Citavi-Projekt übernehmen] . Available from: <https://www.intechopen.com/books/multivariate-analysis-in-management-engineering-and-the-sciences/ageing-and-deterioration-of-materials-in-the-environment-application-of-multivariate-data-analysis>," 2013.
- [130] H. Song, P. Xu, Z. Wu, Y. Xia, and M. Yun, "Annual Degradation Rates of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules in Different Climatic Zones in China," in *35th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2018, pp. 1189–1191.
- [131] E. V. Bystritskaya, O. N. Karpukhin, and A. V. Kutsenova, "Monte Carlo Simulation of Linear Polymer Thermal Depolymerization under Isothermal and Dynamic Modes," *International Journal of Polymer Science*, 08-Jun-2011. [Online]. Available: <https://www.hindawi.com/journals/ijps/2011/849370/>. [Accessed: 21-Sep-2020].
- [132] K. Binder, "1.17 - Monte Carlo Simulations in Polymer Science," in *Polymer Science: A Comprehensive Reference*, K. Matyjaszewski and M. Möller, Eds. Amsterdam: Elsevier, 2012, pp. 461–474.
- [133] H. Makki, K. N. S. Adema, E. A. J. F. Peters, J. Laven, L. G. J. van der Ven, R. A. T. M. van Benthem, and G. de With, "Multi-scale simulation of degradation of polymer coatings: Thermo-mechanical simulations," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 123, pp. 1–12, Jan. 2016.



- [134] M. R. Nyden and J. W. Gilman, "Molecular dynamics simulations of the thermal degradation of nano-confined polypropylene," *Computational and Theoretical Polymer Science*, vol. 7, no. 3, pp. 191–198, Jan. 1997.
- [135] A. Morshedifard, S. Masoumi, and M. J. A. Qomi, "Nanoscale origins of creep in calcium silicate hydrates," *Nature Communications*, 2018.
- [136] A. Launay, F. Thominet, and J. Verdu, "Hydrolysis of poly(ethylene terephthalate): a kinetic study," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 46, no. 3, pp. 319–324, Jan. 1994.
- [137] J. E. Pickett and D. J. Coyle, "Hydrolysis kinetics of condensation polymers under humidity aging conditions," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 98, no. 7, pp. 1311–1320, Jul. 2013.
- [138] A. Omazic, G. Oreski, M. Halwachs, G. C. Eder, C. Hirschl, L. Neumaier, G. Pinter, and M. Erceg, "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, Apr. 2019.
- [139] L. Papargyri, M. Theristis, B. Kubicek, T. Krametz, C. Mayr, P. Papanastasiou, and G. E. Georghiou, "Modelling and experimental investigations of microcracks in crystalline silicon photovoltaics: A review," *Renewable Energy*, vol. 145, pp. 2387–2408, Jan. 2020.
- [140] X. Gou, X. Li, S. Wang, H. Zhuang, X. Huang, and L. Jiang, "The Effect of Microcrack Length in Silicon Cells on the Potential Induced Degradation Behavior," *International Journal of Photoenergy*, 18-Feb-2018. [Online]. Available: <https://www.hindawi.com/journals/ijp/2018/4381579/>. [Accessed: 22-Sep-2020].
- [141] M. Köntges, M. Siebert, A. Morlier, R. Illing, N. Bessing, and F. Wegert, "Impact of transportation on silicon wafer-based photovoltaic modules," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, no. 8, pp. 1085–1095, 2016.
- [142] 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.
- [143] F. Kaule, W. Wang, and S. Schoenfelder, "Modeling and testing the mechanical strength of solar cells," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 120, pp. 441–447, Jan. 2014.
- [144] U. Jahn, I. Kunze, S. Kajari-Schröder, and M. Köntges, "Crack Statistic of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules," *26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, pp. 3290–3294, Oct. 2011.
- [145] M. Sander, S. Dietrich, M. Pander, M. Ebert, and J. Bagdahn, "Systematic investigation of cracks in encapsulated solar cells after mechanical loading," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 111, pp. 82–89, Apr. 2013.
- [146] M. Paggi, I. Berardone, A. Infuso, and M. Corrado, "Fatigue degradation and electric recovery in Silicon solar cells embedded in photovoltaic modules," *Scientific Reports*, vol. 4, no. 1, p. 4506, Mar. 2014.
- [147] J. L. Braid, A. J. Curran, J. Sun, E. J. Schneller, J. S. Fada, J. Liu, M. Wang, A. J. Longacre, J. Dai, B. D. Huey, K. O. Davis, J.-N. Jaubert, L. S. Bruckman, and R. H. French, "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)*, 2018, pp. 1261–1266.
- [148] N. Bosco, M. Springer, and X. He, "Viscoelastic Material Characterization and Modeling of Photovoltaic Module Packaging Materials for Direct Finite-Element Method Input," *IEEE-JPV*, vol. 10, no. 5, pp. 1424–1440, 2020.
- [149] N. Bosco, M. Springer, J. Liu, S. Nalin Venkat, and R. H. French, "Employing Weibull Analysis and Weakest Link Theory to Resolve Crystalline Silicon PV Cell Strength Between Bare Cells and Reduced- and Full-Sized Modules," *IEEE journal of photovoltaics*, vol. 11, no. 3, pp. 731–741, 2021.
- [150] Y. Lyu, A. Fairbrother, M. Gong, J. H. Kim, A. Hauser, G. O'Brien, and X. Gu, "Drivers for the cracking of multilayer polyamide-based backsheets in field photovoltaic modules: In-depth degradation mapping analysis," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 28, no. 7, pp. 704–716, 2020.
- [151] R. Wieser, Y. Wang, A. Fairbrother, S. Napoli, S. Julien, A. W. Hauser, L. Ji, K. Wan, G. S. O'Brien, R. H. French, M. D. Kempe, X. Gu, K. P. Boyce, and L. S. Bruckman, "Characterization of Real-World and Accelerated Exposed PV Module Backsheet Degradation," Piscataway, NJ: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), NREL/CP-5K00-78482, Oct. 2020.



- [152] T. Jared, C. K. Roy, G. William, F. Thomas, G.-I. Lucie, H. Hongjie, T. T. John, K. Rahul, J. Xia, and H. Yushi, "Survey of Material Degradation in Globally Fielded PV Modules," *IEEE Conference Proceedings*, vol. 2019, no. PVSC, pp. 874–879, 2019.
- [153] Y. Lyu, J. H. Kim, A. Fairbrother, and X. Gu, "Degradation and Cracking Behavior of Polyamide-Based Backsheet Subjected to Sequential Fragmentation Test," *IEEE journal of photovoltaics*, vol. 8, no. 6, pp. 1748–1753, 2018.
- [154] A. G. Klinke, A. Gok, S. I. Ifeanyi, and L. S. Bruckman, "An Automated Algorithm for Quantifying Cracks in Photovoltaic Backsheets Under Accelerated and Real-World Exposures," 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. 1295–1300.
- [155] B. Zhang, J. Grant, L. S. Bruckman, O. Wodo, and R. Rai, "Degradation Mechanism Detection in Photovoltaic Backsheets by Fully Convolutional Neural Network," *Scientific Reports*, vol. 9, no. 1, pp. 1–13, Nov. 2019.
- [156] S. Zhang, Y. Zhang, and J. Zhu, "Residual life prediction based on dynamic weighted Markov model and particle filtering," *J Intell Manuf*, vol. 29, no. 4, pp. 753–761, Apr. 2018.
- [157] A. G. Klinke, A. Gok, S. I. Ifeanyi, and L. Bruckman, "A non-destructive method for crack quantification in photovoltaic backsheets under accelerated and real-world exposures," *Polymer Degradation and Stability*, vol. 153, pp. 244–254, 2018.
- [158] D. C. Jordan, T. J. Silverman, B. Sekulic, and S. R. Kurtz, "PV degradation curves: non-linearities and failure modes," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 7, pp. 583–591, 2017.
- [159] A. Virtuani, M. Caccivio, E. Annigoni, G. Friesen, D. Chianese, C. Ballif, and T. Sample, "35 years of photovoltaics: Analysis of the TISO-10-kW solar plant, lessons learnt in safety and performance—Part 1," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 27, no. 4, pp. 328–339, 2019.
- [160] S. Lindig, D. Moser, B. Mueller, and K. Keifer, "Application of Dynamic Multi-Step Performance Loss Algorithm," in *47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Calgary, AB, Canada, 2021.
- [161] R. B. Cleveland, W. S. Cleveland, J. E. McRae, and I. Terpenning, "STL: A seasonal-trend decomposition," *Journal of official statistics*, vol. 6, no. 1, pp. 3–73, 1990.
- [162] F. Mavromatakis, F. Vignola, and B. Marion, "Low irradiance losses of photovoltaic modules," *Solar Energy*, vol. 157, no. C, Sep. 2017.
- [163] I. D. L. Parra, M. Muñoz, E. Lorenzo, M. García, J. Marcos, and F. Martínez-Moreno, "PV performance modelling: A review in the light of quality assurance for large PV plants," *undefined*, 2017. [Online]. Available: /paper/PV-performance-modelling%3A-A-review-in-the-light-of-Parra-Mu%C3%B1oz/23743bbaac4e4c7f02c3e549f98825c637562587. [Accessed: 22-Mar-2021].



부록 1 영어-한글 용어 비교

ageing test	노화 시험
arid	매우 건조한
Arrhenius	아레니우스
ASHRAE	미국 난방 냉동 공조 학회
balance of system (BOS)	주변장치
bifacial	양면형
bill of materials (BOM)	자재명세서, 원단위
calibration	교정
characterization	특성분석
chemical kinetics	화학반응 속도론
climate zone	기후대
co-extrudate	공압출형
combined accelerated test	복합 가속 시험
contact	접촉
correction	보정
cross correlation coefficient (CCC)	교차 상관 계수
cross correlation scale factor (CCSF)	교차 상관 환산 인자
crosslink	가교
crystalline silicon (c-Si)	결정질실리콘
creep	크리프
current at maximum power point (IMPP)	최대출력점에서의 전류
current voltage characteristic (I-V)	전류-전압 특성
damp heat	고온고습
defect	결함
deflection	편향
degradation	열화
degradation rate	열화율
delamination	박리
dendritic	수지상의



design qualification	설계 적격성
deviation	일탈, 벗어남, 편차
difference method	차분법
discretization	이산화
dose	선량
effective substrate	유효 기판
embrittlement	취성, 부서짐
encapsulant	봉지재
encapsulation	봉지
end-of-life (EOL)	수명 종료
energy yield	에너지 수율
extrapolate	외삽하다
failure	불량
failure time	불량 시간
fatigue	피로
fault	고장
fill factor (FF)	충진율
flexure	굴곡, 휨
fracture	파괴
front sheet	프론트시트, 전면 시트
gain	이득
gridline	그리드선 (라인)
haze	헤이즈
heating degree days	난방도일
humidity freeze	습도 동결
hydrolysis	가수분해
infant mortality	초기 파손율
inferential	추론적
interconnect	상호연결
International Electrotechnical Commission (IEC)	국제전기기술위원회
International Energy Agency (IEA)	국제에너지기구
irradiance	조사강도
irradiation	조사량
I-V curve	전류-전압 곡선



kinetics	동력학
lamination	라미네이션
learning curve	학습 곡선
levelized cost of electricity (LCOE)	균등화 발전단가
lifetime	수명
light induced degradation (LID)	광유도 열화
macroclimatic loads	거시 기후 하중
macrocrack	거시 균열
mass	질량
mass transfer	물질 전달
mechanistic	기계론적
metallization	금속 전극
metrics	메트릭스
microclimate load	미시 기후 하중
micro crack	미세 균열
minority carrier	소수 캐리어(반송자)
mismatch	미스매치, 불일치
modulus	탄성율
multicrystal silicon (mc-Si)	다중결정 실리콘
multivariate	다변수
opening	개구부
outlier	아웃라이어, 특이치, 열외자
passivated emitter rear contact (PERC)	후면전극 부동태화
passivation	부동태화
percentile	백분위수
performance loss rate (PLR)	성능 손실율
performance ratio (PR)	성능비
photo degradation	광열화
photo-oxidative	광산화성
photovoltaic (PV)	태양광
Photovoltaic degradation climate zone (PDCZ)	태양광 열화 기후대
polarization	분극화
potential induced degradation (PID)	퍼텐셜 유도 열화
preconditioning	전처리
pre-exponential factor	앞 지수 인자
profilometry	프로필로메트리
quadratic	2 차
radiation	복사



rating	등급매김
remaining useful lifetime (RUL)	잔존 사용가능 수명
residual	잔차
response	응답
root mean square error (RMSE)	평균 제곱근 오차
salt mist	염수 분무
scheme	체계, 스킴, 계획
sealing	실링
service life prediction (SLP)	사용 수명 예측
shading	음영
short-circuit current (Jsc)	단락전류
silver, Ag	실버, 은
soiling	오염
solder	솔더, 납땜
sorption	수착
specification	사양서
spectral mismatch (SMM)	분광불일치
spectral response (SR)	분광응답
spectroradiometer	분광복사계
standard	규격
statistical tail	통계 꼬리
stochastic	확률적
stressor	스트레스 요인
string	스트링
temperate	온대성
thermal cycling	온도 사이클
time-resolved	시간 분해
type approval	형식승인
uncertainty	불확도, 불확실성
variance	변동폭
water vapor transmission rate (WVTR)	수증기 투과율
weathered	풍화된
weathering	내후성
yellowing	황변
yellowness index	황변성 지수

한글 옮김 문의 : khdb52@gmail.com



ISBN 978-3-907281-05-5



9 783907 281055 >