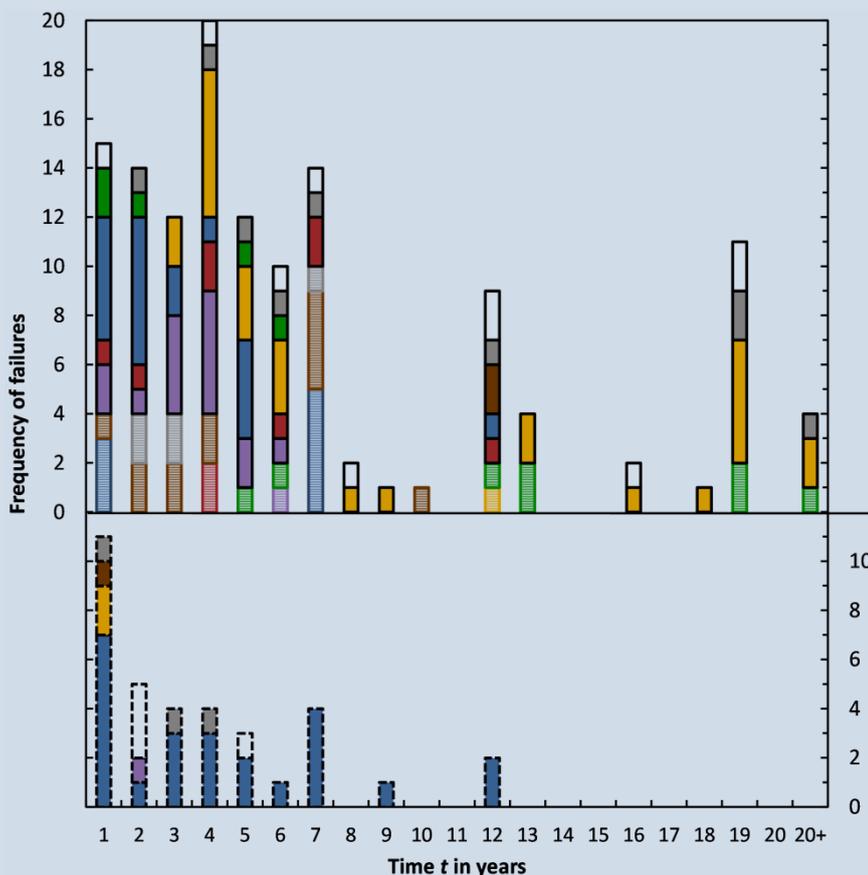




현장설치 태양광모듈 불량에 대한 평가

Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field



PVPS

PHOTOVOLTAIC
POWER SYSTEMS
PROGRAMME

Report IEA-PVPS T13-09:2017

표지 그림은 3.3.3의 그림 49로, 상세 설명은 해당 절에서 볼 수 있습니다.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY
PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME

Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field

(현장설치 태양광모듈 불량에 대한 평가)

IEA PVPS Task 13, Subtask 3
Report IEA-PVPS T13-09:2017
May 2017

ISBN 978-3-906042-54-1

Authors:

Marc Köntges

Institute for Solar Energy Research Hamelin, Emmerthal, Germany

Gernot Oreski

Polymer Competence Center Leoben GmbH, Leoben, Austria

Ulrike Jahn, Magnus Herz

TÜV Rheinland Energy GmbH, Cologne, Germany

Peter Hacke

NREL, Golden, Colorado, USA

Karl-Anders Weiss

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg, Germany

Authors:

Guillaume Razongles

CEA - INES, Le Bourget du Lac, France

Marco Paggi

IMT School for Advanced Studies Lucca, Italy

David Parlevliet

Murdoch University, Australia

Tadanori Tanahashi

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, Japan

Roger H. French

Case Western Reserve University, Cleveland, Ohio, USA

Contributing authors:

Mauricio Richter, Caroline Tjengdrawira

3E, BEL, Belgium

Arnaud Morlier

Institute for Solar Energy Research Hamelin, Emmerthal, Germany

Hengyu LI, Laure-Emmanuelle Perret-Aebi

Centre Suisse d'Electronique et Microtechnique SA

Karl A. Berger,

Austrian Institute of Technology GmbH, Center for Energy, Vienna, Austria

George Makrides

The University of Cyprus, PV Technology Laboratory, Cyprus

Werner Herrmann

TÜV Rheinland Energy GmbH, Cologne, Germany

Korean translation(한글 옮김): March 2021 Yoon, Kyung-Hoon (윤 경 훈)

Korea Institute of Energy Research (한국에너지기술연구원)

목 차

목 차	3
머리말.....	5
감사인사.....	6
약어.....	7
정의.....	8
요약.....	9
1 서 론	11
2 알려진 태양광 모듈 불량률의 모델링	12
2.1 소재에 기반한 모듈의 불량률.....	12
2.1.1 봉지재 : EVA, Silicones, POE	12
2.1.2 EVA의 자동 산화 - 초산의 역할.....	13
2.1.3 EVA의 갈변.....	14
2.2 소재의 상호작용에 관련된 모듈의 불량률모드.....	16
2.2.1 봉지재-백시트 조합이 열화모드에 미치는 영향	16
2.2.2 라미네이션 프로세스와 관련된 품질문제.....	20
2.2.3 라미네이션 프로세스가 신뢰성에 미치는 영향.....	23
2.2.4 소재와 PID.....	25
2.2.5 소재와 달팽이자국	26
2.2.6 셀 상호연결 전극과 실버 그리드 전극의 소재와 부식.....	27
2.2.7 소재와 박리	27
2.3 태양광 모듈출력에 미치는 불량률의 영향.....	28
2.3.1 모듈출력에 미치는 EVA 갈변의 영향	30
2.3.2 모듈출력에 미치는 박리의 영향	31
2.3.3 모듈출력에 미치는 셀 균열의 영향.....	32
2.3.4 모듈출력에 미치는 셉팅에 의한 PID의 영향	36
2.3.5 모듈출력에 미치는 실버 그리드 전극 부식의 영향.....	43
2.3.6 모듈출력에 미치는 먼지오염의 영향	49
2.3.7 모듈출력에 미치는 생물학적 오염의 영향.....	53
3 모듈 불량률모드에 대한 데이터베이스와 모듈출력에 미치는 영향.....	57
3.1 기타 현장에서의 불량률에 관한 데이터베이스 검토.....	57
3.1.1 전문가 데이터 수집	58

3.1.2	자발적 보고	58
3.1.3	장기 옥외측정	59
3.1.4	발간된 데이터의 일반적인 경향.....	59
3.2	태양광시스템 불량 조사에 대한 설명	61
3.2.1	간단한 표준 루프탑 시스템.....	64
3.2.2	다양한 유형의 구성요소가 있는 대형시스템.....	64
3.2.3	하나의 태양광시스템에서 모듈만 입력.....	65
3.2.4	특수시스템의 특성 입력	65
3.3	태양광시스템 불량 데이터베이스의 조사결과들	67
3.3.1	조사 데이터의 구성	67
3.3.2	평가를 위한 데이터 처리.....	69
3.3.3	결과	72
3.4	육안검사 데이터 수집 도구에 대한 설명	78
3.5	모듈상태 데이터베이스의 조사결과들	83
3.5.1	모듈상태 데이터의 구성	83
3.5.2	평가를 위한 데이터 처리.....	84
3.5.3	결과	85
4	모듈별로 설치 위치와 운용측면에서의 스트레스 부하 요인	89
4.1	지역별 기후 스트레스 부하 요인에 대한 데이터베이스 평가의 의미.....	89
4.2	지리 정보 시스템을 통한 모듈의 기후 스트레스 분류	90
4.2.1	K-G 기후대 또는 새로운 분류 시스템을 사용한 지역별 부하 분류.....	90
4.2.2	MENA 지역의 오염에 적용되는 스트레스 인자 매핑	92
4.3	지역별 부하에 따른 시험방법 해석	93
4.3.1	신뢰성 시험을 위한 시험방법의 일반 요구사항	93
4.3.2	PID 부하.....	94
4.4	기후와 부하 적응 시험.....	97
	결론.....	99
	참고문헌.....	101
	부록 A: 영어-한글 용어 비교.....	118

머리말

1974년 11월에 설립된 국제에너지기구(IEA)는 경제협력개발기구(OECD)의 틀 내에서 회원국들 간의 포괄적인 에너지협력 프로그램을 수행하는 자치기구이다. 유럽연합도 여기에 참여한다. 새로운 기술의 연구, 개발과 실증에서의 협력은 프로그램의 중요한 부분이 되어 왔다.

IEA PVPS(태양광발전시스템 프로그램)는 IEA 내에서 수립된 공동 R&D 협약 중 하나인데, 1993년부터 IEA PVPS 참가자들은 태양에너지를 전기로 변환하는 태양광발전 응용 분야에서 다양한 공동 프로젝트를 수행해 왔다.

IEA PVPS 프로그램의 임무는 지속가능한 에너지시스템으로 전환하는데 태양광에너지가 핵심적인 역할을 하도록 국제협력을 강화하는 것이다. 기본 전제는 점점 더 많은 국가의 그리드 연결 시장에서 배전망과 중앙 송전망 모두 태양광시스템의 진출이 빠르게 확장되고 있다는 것이다.

이런 강한 추세의 시장 확장을 위해서는 태양광시스템의 성능과 지속 가능성, 기술과 설계지침, 계획방법, 자금조달 등에 대한 신뢰할 수 있는 정보를 다양한 주체와 공유할 수 있어야 한다. 특히 메인 그리드 내에서의 태양광 보급률이 높기 때문에 새로운 그리드와 태양광 인버터 관리전략을 개발하고 태양광 예측과 저장에 더 중점을 두어야 하며 전체 에너지시스템에 대한 경제적, 기술적 영향을 조사해야 한다. 태양광발전의 탈집중 분산화 특성으로 인해 에너지생산에 대한 책임이 개인 소유주, 지자체, 도시와 지역의 손으로 더욱 이동함에 따라 새로운 태양광 비즈니스 모델을 개발해야 한다.

IEA PVPS Task 13의 전반적인 목표는 기술성과 불량에 대한 정보의 수집, 분석을 통해 태양광시스템과 서브시스템의 신뢰성을 향상시키는 것인데, 이렇게 함으로써 태양광시스템의 평가기준을 제공하고, 시스템의 전기적 및 경제적 산출을 향상시킬 수 있는 실제적인 권장사항도 개발하게 된다.

IEA PVPS Task 13의 현재 회원국은 다음과 같다:

호주, 오스트리아, 벨기에, 중국, EPIA, 프랑스, 독일, 이스라엘, 이탈리아, 일본, 말레이시아, 네덜란드, 노르웨이, 스페인, 스웨덴, 스위스, 터키, 미국.

이 보고서는 태양광 모듈의 불량, 그 원인, 통계, 모듈 출력과 안전 관련성, 후속 불량, 이런 불량들의 탐지와 시험에 대한 상세기술에 중점을 두고 있으며, 주로 웨이퍼 기반 태양광 모듈에 중점을 둔다. 박막 모듈도 다루지만 그 시장 점유율이 낮아 신뢰할 수 있는 데이터가 부족한 경우가 많다. 또한 연구팀은 특정 제조업체에만 국한되지 않고 더 광범위한 관련성을 갖는 모듈 불량 유형에 초점을 둔다.

이 보고서의 편집자들은 독일 Institute for Solar Energy Research Hamlin, Emmerthal의 Marc Köntges와, 독일 쾰른의 TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH의 Ulrike Jahn이다.

이 보고서는 해당 주제에 대한 Task 13 전문가들 간에 국제적 합의를 본 의견을 최대한 반영한다. 작업의 활동과 결과에 대한 추가정보는 <http://www.ieapvps.org>에서 찾을 수 있다.

감사인사

This paper received valuable contributions from several IEA-PVPS Task 13 members and other international experts. Financial support is given by:

Bundesamt für Energie (BfE),

Chinese Academy of Sciences (CAS),

Austrian government, by means of the Austrian Federal Ministry for Transport, Innovation, and Technology (bmvit), represented by the Austrian Research Promotion Agency (FFG), under contract No. 853028,

Swiss Federal Office of Energy (SFOE),

U.S. Department of Energy with the National Renewable Energy Laboratory,

European Research Council under the European Union's Seventh Framework Programme (FP/2007-2013) to the ERC Starting Grant "Multi-field and multi-scale Computational Approach to Design and Durability of PhotoVoltaic Modules" - CA2PVM (Grant Agreement n. 306622),

French Environment and Energy Management Agency (ADEME),

and

German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) under contract No. 0325786A, B, and C.

Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

감사 인사

태양광 기술 관련 한글 용어가 아직 완벽하지 않고 저의 역량도 부족하여 번역이 혼돈을 불러오지 않을까 하는 염려가 되지만 관련 분야의 이해도 향상에 도움이 되었으면 합니다. 본 보고서 한글 번역에 도움을 주신 IEA-PVPS 집행부와 Task 13 OA, 보고서의 저자들, 그리고 한국에너지기술연구원 태양광연구단 멤버들에게 감사인사를 전합니다.

2021년 3월 윤 경 훈 (Yoon, Kyung-Hoon)



Glossary	Description
AATR	Acetic acid transmission rate
Busbars	Wider screen printed bus bars on the front-side of crystalline silicon PV cells
c-Si	Crystalline silicon
Degradation mechanisms	A know physical or chemical mechanism that leads to degradation and failure.
Degradation mode	An observable mode of degradation that may involve a number of mechanisms and a degradation pathway among these.
Degradation path-way	A sequence of mechanisms or modes that are connected in a sequential or parallel set of pathways, and lead to accumulated degradation and failure
Encapsulant	A formulated polymer film, typically EVA, PVB, POE or TPU, used in the lamination process to produce a PV module. Also referred to as the pottant.
EPMA	Electron probe micro analysis
EVA	Ethylene vinyl acetate, a formulated polymer film used as an encapsulant in the lamination processing of PV modules
Gridlines	Fine screen printed silver lines (or fingers) on the front-side of silicon PV cells
HAc	Acetic acid
HALS	Hindered amine light stabilizer
KG	Köppen and Geiger
OTR	Oxygen transmission rate
PID	Potential Induced Degradation
PID-c	Polarisation or passivation form of potential induced degradation
PID-d	Delamination associated with potential-induced degradation
PID-s	Shunting form of potential induced degradation
POE	Polyolefin elastomer encapsulant
PV	Photovoltaic
PVB	Polyvinyl butyral
(Power) degradation rate	Usually assumed to be a linear rate and reported in % power loss per year, %/yr or %/a of PV modules or a PV system
SEM	Secondary electron microscope
Stress level	The magnitude of the applied stress from a specific stressor
Stressors	Factors that apply different forms of stress to a PV module, such as temperature, humidity, irradiance, wind, snow, soiling, etc.
TPU	Thermoplastic polyurethane encapsulant
WVTR	Water vapour transmission rate

정의

기호와 구문

간격의 끝점 중 하나가 간격에서 제외되거나 포함됨을 나타내기 위해 국제 표준 ISO 31-11에 설명된 해당 대괄호 표기법이 사용된다:

$$]a,b[= \{x \in \mathbb{R} \mid a < x < b\},$$

$$[a,b[= \{x \in \mathbb{R} \mid a \leq x < b\},$$

$$]a,b] = \{x \in \mathbb{R} \mid a < x \leq b\},$$

$$[a,b] = \{x \in \mathbb{R} \mid a \leq x \leq b\}.$$

태양광 모듈 사용기간

태양광시스템에서 태양광 모듈이 사용되는 기간을 명명하는 데 사용되는 여러 단어가 있다. 모듈이 시스템에서 사용될 것으로 예상되는 시간으로 공칭 서비스 수명 혹은 기술적 수명을 정의한다. 공칭 서비스 수명의 일반적인 길이는 20-25년으로 예상된다. 모듈이 시스템에서 사용되는 실시간 기간을 서비스 수명이라고 한다. 서비스 수명은 0년에서 최대 50년까지 달라진다.

출력손실과 불량률의 정의

태양광시스템의 출력손실 결정은 다양한 방법으로 이루어진다. 과학적 연구에서는 때때로 태양광 모듈의 초기출력을 구할 수 있는데, 이 경우 초기측정과 관련된 출력손실을 결정할 수 있다. 2.3 장에서 설명한 바와 같이, 이런 연구는 모듈의 특정 불량모드를 검증하는데 그 중요성이 있다.

거의 모든 실제 사례에서 모듈의 초기출력은 알려져 있지 않다. 이 경우 현재의 표준시험조건(STC) 출력을 모듈 명판에 있는 STC 출력과 비교한다. 이것은 상용시스템에서의 불량률(failure)을 식별하는 가장 일반적인 방법이다.

TASK13 IEA-PVPS T13-01:2014 보고서[1]에서 태양광 모듈의 불량률에 대해 다음과 같이 정의하고 있다:

태양광 모듈 불량률은 (1) 모듈출력을 저하시키고 정상동작으로 반전되지 않거나 (2) 안전문제를 일으키는 효과이다. (1) 또는 (2)의 결과가 없는 순전히 외형적인 문제는 모듈 불량률로 간주되지 않는다. 모듈 불량률은 모듈이 일반적으로 겪게 되는 조건 하에서 발생하는 품질보증과 관련이 있다.

이 정의는 제품으로 인해 발생하는 모든 불량률 책임을 모듈 제조업체에게 유용하다. 이 정의는 2 장에 설명된 모든 불량률에 대한 좋은 기준이 된다. 또한 태양광시스템 운영자는 태양광시스템에서 출력손실을 유발하는 모든 종류의 불량률을 처리해야 한다. 또한 운영자는 벼락 혹은 재해성의 폭설로 인한 불량률에도 관심을 기울여야 한다. 모듈 제조업체와 시스템 운영자의 이 두 가지 관점을 구분하기 위해, 여기서 하나의 태양광 모듈 불량률은 태양광시스템에서 출력손실 혹은 안전장애를 유발하는 어떤 불량률로 정의한다. 모듈의 공칭출력 등급평가에 포함된 빛에 의한 출력저하 혹은 불안정성들만은 모듈 불량률의 정의에서 제외된다. 다시 말하지만 순전히 외관상의 문제도 역시 모듈 불량률에서 제외된다.

요약

이 보고서에서는 특정 불량모드에서 태양광 모듈의 출력손실에 대한 현황과 예측 능력을 제시하고자 한다. 그리고 모듈 불량 메커니즘을 더 잘 이해하기 위해 모듈 소재 사이의 상호작용과 봉지재 소재와 라미네이션 프로세스 간의 비호환성을 기술하고자 한다.

모듈의 열화 모드를 모델링하려면 분자수준에서 열화의 근본적인 메커니즘과 프로세스를 이해해야 한다. 대부분의 경우 봉지재와 백시트 필름은 모듈 성능저하에 중요한 역할을 하는 것으로 보인다. 봉지재의 갈변과 같은 일부 불량모드는 봉지재 필름과 직접 관련이 있다. 그러나 대부분의 경우 물질간의 상호작용이 모듈 성능저하의 주요 근본 원인이다. 예를 들어, EVA 봉지재의 열화 부산물인 초산은 모듈 스트링과 태빙 리본과 셀의 그리드 라인 혹은 핑거의 부식을 유발할 뿐만 아니라 PID와/혹은 박리를 촉진한다. 게다가, EVA 자체의 산화 프로세스를 가속시킨다. 또한 모듈에 사용되는 백시트 유형은 수증기, 산소와 초산에 대한 장벽 역할로서의 특성 때문에 많은 열화 메커니즘에 영향을 미친다. 모듈에서 고농도의 수증기와 초산은 거의 모든 열화 모드를 가속화한다.

모듈 불량모드는 주요 구동인자를 포함하여 문헌에 잘 설명되어 있다. 또한 문헌검토는 봉지재와 백시트 필름의 올바른 조합이 불량을 줄이는데 도움이 될 수 있음을 보여준다. 그럼에도 불구하고, 몇몇 연구들은 모든 모듈에 일반적으로 적용할 수 있고 모델링에 공통으로 사용할 수 있는 규칙이나 가속계수가 없음을 보여주었다. 한편, 열화 모드는 소재의 사양서와 구성요소에 따라 다르며 각 단일 모듈 브랜드와 모델별로 특유하다. 다른 한편으로, 일반적으로 여러 열화 모드와 경로가 동시에 활성화되어. 이들이 시너지 효과 또는 대립 효과를 가질 수 있기 때문에 관찰된 효과를 단일 메커니즘과 상호 연계시키는 것은 어렵다.

잘 알려진 불량모드의 경우, 출력손실을 예측하기 위한 모델링 접근방식이 문헌들에 요약되어 있다. 이러한 모든 모델은 기본 프로세스의 원리적 이해를 기반으로 하지만 여전히 재료 파라미터들의 영향을 포함하지 않는 경험적 모델일 뿐이다. 그래서 모델은 모듈 구성요소의 시험결과가 아니라 전체 모듈의 시험결과로 매개변수를 구하게 된다. 다양한 불량의 영향을 확인하기 위해 다양한 기후대에서 태양광시스템 불량의 영향을 조사한다.

결과는 관찰된 불량 발생과 Koppen-Geiger 기후대와 의 영향 사이에 강한 상관관계를 보여주지는 않는다. 미래에는 더 큰 규모의 관측 데이터셋을 통해 이러한 이해에 도달할 수 있으며 모듈 불량에 대해 고려해야 할 추가 인자들이 확인될 수 있을 것이다. 기후대에 관계없이 일부 모듈 불량은 태양광시스템이 불량의 영향을 받는 경우 높은 출력손실로 눈에 띄게 된다. 충격의 순위 매김에서, 이러한 불량은 PID(퍼텐셜 유도 열화), 바이패스 다이오드 불량, 셀 균열과 봉지재 (혹은 pottant) 소재의 변색이다.

이러한 불량모드의 순위는, PID, 바이패스 다이오드와 봉지재 소재의 변색에 대해서는 규격 IEC 61215 설계 적격성 확인 형식승인 시험에 적절한 시험항목이 없기 때문에 나온 결과일 수 있다. 현재 이러한 모든 불량 유형 시험들은 개발 중이지만 IEC 61215의 개정판에도 포함되어 있지 않다. 그러므로 태양광시스템 설계자는 사용을 고려하고 있는 태양광모듈 브랜드/모델에 대해 기 승인된 IEC 61215 시험뿐만 아니라 PID (IEC/TS 62804 시리즈), 바이패스 다이오드 시험(IEC 62979, IEC/TS 62916) 등의 추가적인 시험들을 확인하여야 한다. 자외선 열화 시험은 이전 IEC 61215에 비해 현재 IEC 61215에서 약간 강화되었지만 여전히 변색에 대한 합격/불합격 기준은 없다. IEC 61215 규격의 전체 시험절차를 확인하고 변색에 관련된 설명을 참조하는 것이 바람직하다.

모듈 불량 외에도 태양광시스템에 가장 큰 영향을 미치는 불량은 특정 옥외지역에서의 모듈의 오염이다. 오염 또한 **Koppen-Geiger**의 기후대와 큰 관련은 없다. 그래서 중동 및 북아프리카 지역의 오염별로 모듈에 미치는 특별 스트레스 인자를 분류하고 있다. 이러한 분류는 지리정보 시스템에서 파생된 것으로 태양광시스템에 대한 관련 스트레스 인자들을 전 세계적으로 매핑할 수 있다. 미래에 이런 스트레스 인자 매핑은 전 세계의 다른 지역과 오염 이외의 다른 스트레스 인자들에까지 확장되어야한다.

1 서론

태양광 모듈에는 현재 많은 불량 유형이 알려져 있다. 투자자들로서는 이런 불량을 평가하기가 어려운데, 왜냐하면 실제 태양광시스템에서 특정 불량모드가 얼마나 자주 발생하는지에 대한 정보가 거의 없기 때문이다. 정보의 부족은 투자 위험에 불필요한 불확실성을 더해준다. 여기서는 세 가지 관점에서 이 문제를 분석하고자 한다.

첫 번째는 과학자, 모듈 전문가 혹은 제조업체의 관점이다. 2장에서는 모듈 불량 모델을 요약하고자 한다. 이러한 모델을 통해 기상조건에 따라 잘 알려진 특정 열화 모드와 모듈출력에 미치는 불량의 영향을 분석할 수 있다. 또한 제조업체 또는 모듈 전문가로 하여금 특정 제품에서 알려진 특정 불량에 일어날 수 있는 출력손실 위험을 평가할 수 있게 해준다. 이런 정보는 제품에 대한 보증기준을 정의하는 데 사용할 수 있다. 그러나 대부분의 불량은 문헌에서도 이 정도 수준까지 평가되지 않았다. 이런 불량의 경우, 근본 원인 메커니즘을 설명하고 가능하면 향후 출력생산에 미치는 영향을 시뮬레이션하는 방법을 설명하기 위해 문헌에 있는 데이터를 정리하였다. 다중 불량의 출력손실을 모델링하기 위해 하나의 프레임워크를 제시하였다.

두 번째 관점은 투자자, 은행가 또는 보험업자의 시각이다. 4개의 기후대에 설치된 태양광시스템 불량 데이터를 수집한다. 이러한 데이터를 통해 다른 불량 유형과 관련된 불량과 그것이 시스템 출력에 미치는 영향을 분석할 수 있다.

마지막으로 세 번째 관점은 시험기관과 태양광시스템 설계자의 시각이다. 여기에서는 특정 지역에서의 특정 불량유형에 대한 시험방법을 어떻게 수정해야 하는지를 기술하고자 한다. 이렇게 함으로써 특정 지역 요구에 맞는 모듈 시험방법에 대응할 수 있게 해줄 것이다.

2 알려진 태양광 모듈 불량률의 모델링

이번 장은 과학자와 태양광 전문가를 대상으로 한 것이다. 태양광 모듈에서 많은 봉지재 소재 관련 불량률의 근본 원인에 대한 분석을 2.1에서 설명하고, 그 다음은 봉지재 소재와 기타 모듈 구성품과의 상호작용에 대해 검토를 한다. 이어서 특정 불량 유형별로 시간과 부하에 의존하는 출력손실의 시뮬레이션 모델에 대해 설명하고자 한다.

2.1 소재에 기반한 모듈의 불량

2.1.1 봉지재 : EVA, Silicones, POE

대부분의 결정질실리콘 모듈 설계에서는 전면 유리 시트와 후면 백시트 혹은 유리 시트 사이에 태양전지와 스트링 탭을 매립(임베딩)할 폴리머 봉지재 소재를 필요로 한다. 폴리머의 역할은 여러 가지이다. 첫 번째 목적은 유리나 백시트에 가해질 수 있는 충격으로부터 깨지기 쉬운 태양전지 셀들을 보호하는 완충 층으로서의 역할이다. 그러기 위해서는 폴리머의 탄성 특성이 매우 중요해진다. 두 번째 목적은 회로 단락을 피하기 위해 셀들과 상호연결 전극들의 전기적 절연을 확보하는 것이다. 이 두 가지 목적 외에도 폴리머 소재들이 구비해야 할 것은, 셀들이 가능한 최고의 광전류를 생성하도록 태양광스펙트럼 영역에서 광흡수가 낮아야 한다[2]. 자외선 노출 혹은 온도의 영향 아래에서 장시간 이런 기계적, 전기적, 광학적 특성을 보존하는 것은 모듈의 불량을 방지하는데 매우 중요하다.

이전에 실리콘(silicone)이 사용되었지만 결정질실리콘 모듈에서 가장 널리 쓰이는 봉지재는 EVA(Ethylene Vinyl Acetate)이다. POE(polyolefin elastomer) 봉지재는[3][4] 최근 관심을 받고 있다.

EVA는 열경화성 폴리머로 그 조성은 광산화 응력(photo oxidative stress)에 맞추어져 있다. 보통의 EVA 조성은 폴리머 수지 외에 가교제(crosslinking agent), 접착 촉진제, 자외선 흡수제 그리고 산화방지제로 구성되어 있다. 가교제는 라디칼 개시제(radical initiator)로 보통 과산화물(peroxide)을 사용하는데, 라미네이션 공정 중에 가열에 의해 열화되어 자유 라디칼을 형성하고 이것이 폴리머 백본 위에 라디칼 생성을 개시하게 된다. 형성된 라디칼은 폴리머 체인 사이에 공유결합을 형성하게 된다. 표 1은 널리 사용하는 첨가제와 그 기능을 정리한 것이다[5] [6]-[9].

표 1: 태양전지급 EVA 조성에 사용되는 첨가제.

기능	사용 제품
Crosslinking agent (가교제)	Luperox (Lupersol) TBEC
	Luperox (Lupersol)
Crosslinking coagent (가교 코에이전트)	Triallylisocyanurate
	Triallylcyanurate
UV absorber (자외선 흡수제)	Cyasorb 531 (Chimassorb 81)
	Tinuvin 234

기능	사용 제품
Hindered Amine Light stabilizer (HALS) (억제된 아민 광안정제)	Tinuvin 123 Tinuvin 770
Primary antioxidant (1차 산화방지제)	Butylated hydroxytoluene (BHT)
Secondary antioxidant (2차 산화방지제)	Irgafos 168 Naugard P
Adhesion promoter (접착 촉진제)	Silane A 174 / 2530-85-0

2.1.2 EVA의 자동 산화-초산의 역할

현재 태양광 모듈에 가장 널리 사용되는 봉지재 소재는 에틸렌 비닐 아세테이트(ethylene vinyl acetate : EVA) 코폴리머이다. 대부분은 EVA의 노화거동과 열화 메커니즘 그리고 특별히 태양광 봉지재 소재로 성분이 구성된(안정 첨가제 포함) EVA에 대해서는 이미 잘 알려져 있다. EVA 열화의 시작단계는 산화와 주 폴리머 체인의 붕괴에 일어나는 초산(HAc)의 생성이다. 열화속도는 산소 분위기에서 크게 상승한다[10]. 문헌에 보고된 추가 열화 생성물은 락톤으로 아세테이트 그룹에 의한 분자내 back-biting과 메탄의 진화, 케톤과 아세트알데히드의 생성에 의해 형성된다. 그리고 산화 프로세스 중에 α,β -불포화 카르보닐기, 히드로 과산화물(peroxides) 그리고 무수물들이 형성된다. 일반적으로 이들의 생성속도와 감쇠속도는 전형적인 자동 산화 동역학을 따른다[2][10]-[15].

초산 비닐의 양이 증가하면 EVA 열화는 빨라진다. 초산 비닐의 용량이 증가하면 극성이 더 높아지고 따라서 폴리머 내에서 초산의 용해도가 더 높아진다[14]. 게다가 초산 비닐의 증가에 따라 안정성이 감소하는 것은, 여러 다른 프로세스 단계에서 일어나는 폴리머 내에서 잔존 초산 용량이 증가한 것으로 설명할 수 있다. 초산의 형성은 120-150°C 온도범위에서 일어난다[11]. 이는 통상 EVA 코폴리머의 폴리머화와 팽윤화, 필름 압출 그리고 태양광 모듈 라미네이션 중에 도달되는 온도범위이다. 아세틸 이탈화(de-acetylation)는 자유라디칼 억제제를 첨가해도 늦춰지지 않고, 중요한 것은 초산에 의해 촉매화된다는 것이다. 초산의 양이 더 많을수록 초기 아세틸 이탈 반응은 더 빨라지고 이어서 추가적인 산화에 의한 열화 프로세스가 뒤따른다.

태양광 모듈에서 EVA는 유리 와 백시트 필름에 의해 봉지되는데 통상적으로 휘발성이 강한 초산은 쉽게 모듈을 빠져나오지 못한다. 모듈에서 초산의 존재는 EVA 사용에 있어 주요 단점의 하나이다. 따라서 초산 자체가 여러 가지 모듈 불량 메커니즘에 연계되어 있다.

산은 금속전극과 셀 상호연결 구리 코어 그리고 그 주석 코팅을 부식시키는 작용을 한다. 구리 코어는 EVA에 직접 노출될 때 EVA의 갈변을 일으키는 요인이다. 통상 주석이나 주석 기반 코팅과 납땀 소재는 상호연결 리본의 구리 코어를 보호하여야 하는데, 부식을 견딜 만큼 충분히 견고하지 못하다. 금속전극 혹은 상호연결 리본은 부식에 의해 직렬저항이 증가하고 따라서 모듈 성능이 저하하게 된다[2][12][15][16]. 봉지재로부터 백시트까지의 긴

확산경로 때문에 초산은 태양전지의 전면에 축적될 수 있고 국부적으로 pH 값을 낮추면서 부식이 한층 더 빨라지게 된다[17].

결정질실리콘 모듈에서 다른 불량 요인의 하나는 퍼텐셜 유도 열화(PID) 효과 혹은 열화모드이다. 모듈 내부의 높은 시스템전압이 모듈의 전면 유리와 봉지재 소재를 통해 누설전류를 발생시킨다. 그 결과 프레임과 셀들 사이의 전기퍼텐셜은 출력생산에 치명적인 작용을 하고 그리고 손실을 야기한다. 극성(polarity), 체적비저항 혹은 수증기 통과율(water vapor transmission rate : WVTR)과 같은 특성들은 PID 효과에 크게 영향을 미친다. 게다가 PID 효과는 초산의 존재에 의해 엄청나게 증가하는데, 초산은 전면 유리로부터 셀들까지의 Na⁺ 이온 이동을 용이하게 한다[18][19].

이에 반해, 새로운 올레핀 기반 봉지재 소재에 대한 몇몇 연구에서는 초산의 부재와 함께 더 낮은 극성, 더 낮은 WVTR 값 때문에 PID 작용을 완전히 억제할 수 있다고 보고되었다. EVA를 봉지재로 사용할 때 초산 침투율(acetic acid permeation rate : AATR)이 높은 백시트는 PID에 대한 민감도와 갈변을 낮춘다고 한다[17][21][22].

이와 같이 초산은 모듈의 열화에 큰 영향을 미친다. 그러므로 모듈의 수명을 위해서는 EVA 내에서 초산의 생성에 대한 메커니즘, 모듈 내에서 수명 기간 동안의 유해한 작용 그리고 백시트를 통해 모듈 밖으로 이동하는 것에 대한 이해를 높이는 것이 중요하다.

2.1.3 EVA의 갈변

가장 흔하고 쉽게 봉지재의 열화를 관찰하는 방법은 봉지재 소재의 변색에 의해 야기된 광학적 특성의 열화이다. 시장에서의 주류인 결정질실리콘 모듈은 봉지재 소재로 EVA를 사용한다. 모듈에서 EVA의 변색은 연간 약 0.5%에 달하는 모듈의 단락회로 전류 감소로 인해 출력손실로 이어진다[23]. 같은 조건에서 집광형 모듈이라면 그 열화속도는 연간 약 10%에 달한다[5].

EVA를 사용한 모듈은 사용기간 혹은 자외선 노출 하에서 색깔이 황색(yellowing 황변) 혹은 갈색(browning 갈변)으로 변한다. 이런 변색은 대부분의 경우 균일하지 않고 공간적인 패턴을 나타내는데, 그 패턴은 모듈의 구조에 따라 달라진다. 전형적으로 유리/백시트 모듈의 경우, 갈변은 셀의 중심 부위에서 나타나고 그 밖에 넓은 부위는 EVA가 맑은 상태를 유지하거나, 셀 가장자리 주위 프레임 부근에서 도넛 모양의 고리 패턴을 보여준다. 태양전지 사이의 부위에서는 EVA 변색이 드물게 발견된다[6]. 유리/유리 구조에서는 EVA 변색이 공간적으로 보다 균일하다.

황색 혹은 갈색의 외관은 가시광 영역에 있는 보라빛과 푸른빛의 흡수가 증가하기 때문이다. 태양전지에 도달하는 태양광 조사강도의 손실 외에, EVA의 갈변은 그 자체로 안전에 관련된 것은 아니나, 좀 더 염려가 되는 불량모드의 존재를 드러내 보이는 것으로 볼 수 있다. 황변이나 갈변은 열점(hot spot)이나 부분적으로 접촉 상태에 있는 셀들 주위에서 더 강해지는데, 모듈의 나머지 부분에 비해 해당 지점의 온도가 올라가기 때문이다.

갈변은 또한 일부 태양전지 위에서 더 선명하게 줄무늬나 점 같은 패턴을 보여주기도 하는데, 이런 패턴이 위치한 부위는 태양전지의 균열과 연관이 있는 것으로 나타났다. 이러한 경쟁적 변색에 대한 추정 메커니즘은 아래에서 설명하고자 한다.

광화학[6]과 열산화 프로세스들[13]이 모듈에서의 라미네이션 박리나 봉지재 소재의 취성에 관련된 역할을 할 뿐만 아니라 EVA 변색의 주요인으로 밝혀졌다.

모듈에 사용되는 EVA 폴리머 체인들은 자외선 조사나 고온 하에서 화학적 산화에 취약하고 그리고 이런 열화에 대해 서로 다른 메커니즘들이 존재하는 것으로 알려져 있는데[24], 다른 화학종 사이에 유색 공액 알켄 혹은 케톤 부산물을 형성하고 초산을 방출하기도 한다.

산소가 있으면 체인 분리나 가교 같은 추가 반응이 일어나서 폴리머의 기계적 특성에 변화가 오게 된다. 그럼에도 불구하고 파장 300 nm 이상의 자외선 조사 하에서 색소를 생산하지 않는 폴리머의 열화는 자외선을 흡수하는 색소생산 불순물에 의해 개시되는 것으로 나타났는데, 이어서 라디칼을 생성하고 나아가 폴리머와 반응한다. EVA 폴리머 수지는, 전면 유리시트가 흡수하지 않는, 자외선-가시광선 영역의 빛은 그리 많이 흡수하지 않는다. 이처럼 EVA의 빠른 변색은 우선 폴리머 체인 자체의 자외선 유도 열화에 그 첫 번째 요인이 있는 것이 아니라, EVA 화합물에 들어가는 안정제의 열화 때문인데[6], 이 프로세스는 산소가 없어도 일어난다.

모듈의 라미네이션 중에 가교제 역할을 하는 과산화물 촉매는 고갈이 된다[25]. 라미네이션 프로세스를 빠르게 한 이후에 폴리머 가교가 불충분하거나 불완전하다면, 과산화물 촉매를 다 소비하지 않고 남기게 되는데, 이것이 모듈의 동작기간 중에 자외선에 의해 유발되는 광화학 반응에 기여하게 된다. 자외선 노출 하에서 부분적으로 경화된 EVA는 완전히 경화된 것에 비해 변색속도가 더 빠르다[6]. 이런 가속 갈변현상은 특별히 포함된 과산화물의 농도가 아주 높거나 자외선 부근에서 빛을 흡수하는 triallylisocyanurates와 같은 공활성체 (coactivator)를 함유한 EVA 조성에서 관찰되는데, 이 물질은 과산화물의 농도를 과도하게 증가시키지 않고도 자유라디칼을 형성하여 가교반응을 가속시키는 역할을 한다[7]. 과산화물 종류 자체는 라미네이션 중의 발색단 형성에 이어 EVA의 변색속도에도 영향을 미친다. Pern 등[5]은 과산화물의 농도만 달리하여 비교 실험을 하였는데, 가교제로 Lupersol 101을 사용한 경우보다 Lupersol TBEC를 사용한 경우에서 발색단의 농도가 더 낮은 것을 확인하였는데, 이는 후자의 광안정성이 더 높다는 결과를 보여준다. Butylated hydroxytoluene (BHT)[26][8]나 phenylphosphites[6] 같은 1차와 2차 산화방지제 역시 EVA의 경화 중 발색단의 형성에 관련되는 것으로 알려졌다.

가교와 이어지는 소재의 열화 과정 중에 형성되는 발색단에 의해 자외선이 흡수되는 것을 방지하기 위해 조성에 자외선 흡수제를 첨가하여 소재의 흡수단을 더 장파장 쪽으로 이동시키기도 한다[5]. 그럼에도 불구하고 자외선 흡수제 자체는 자외선이 유발하는 광열화에 취약하여 소재의 흡수율이 우선 감소하게 되고, 이어서 소재의 발색단이 더 이상 보호되지 않고 광열화를 겪기 때문에 갈변이 빠르게 일어난다. 게다가 열화되는 자외선 흡수제는 EVA 체인이 추가로 열화되는 것을 유발하고 변색을 가속화한다. 이런 현상을 피하기 위해, 억제된 아민 광안정제(hindered amine light stabilizer : HALS)로 알려진 라디칼 트랩핑 안정제를 화합물에 추가한다. 그 역할은 자외선 안정제의 광유도 산화를 방지하는 것이다.

그림 1의 개략도는 EVA 봉지재에서 갈변 프로세스의 변화 발전 메커니즘을 보여주고 있다. HALS는 자외선과 산소의 작용 하에 반응성 자유 라디칼을 제거하고 자외선 흡수제를 안정시킨다[27][28]. 봉지재 소재를 통한 산소의 확산은 유리/백시트 모듈에서 가능한데, 폴리머 백시트가 통기성이 있기 때문이다. 이런 결과로 셀들 전면에서는 자외선 흡수제의 농도가 불균일해 진다. 자외선에 노출된 모듈에서 자외선 흡수제의 농도는 셀의 가장자리로부터 중심으로 갈수록 낮아진다[6]. 이는 황변의 세기에 관련되고 셀 사이즈에서 특징적으로 갈변의 패턴에서 고리 혹은 도넛 모양을 나타내게 된다. 그러므로 산소의 확산이 HALS의 존재 하에서 자외선 흡수제의 보존에 핵심 파라미터가 되고 그 결과에 따라 장기간 동안 황변이나 갈변에 대한 보호가 이루어진다. 산소가 없으면 자외선 흡수제는 점진적으로 고갈되는데, 초기에 형성된 발색성의 불순물은 자외선을 흡수하고 그리고 더 긴 결합 길이를 가진 발색단을 형성하고, 이것이 점진적으로 더 긴 파장영역의 빛을 흡수하면서 소재의 갈변에 이르게 된다. 이런 빛의 흡수는 시간과 함께 증가하고 따라서 발색단의 형성은 가속되고 황변 속도가 시간과 함께 증가한다[5][7].

위에서 설명한 것으로부터, 초산의 형성, 조성, 열화 부산물 그리고 추가된 안정제(자외선 흡수제, HALS, 산화방지제)의 장기 거동은 EVA의 열화에 큰 역할을 하는 것으로 요약할 수

있다. 최적의 안정제 선택은 EVA의 장기 안정성에 매우 중요하고 따라서 모듈의 수명기간 열화에 영향을 미치게 된다.

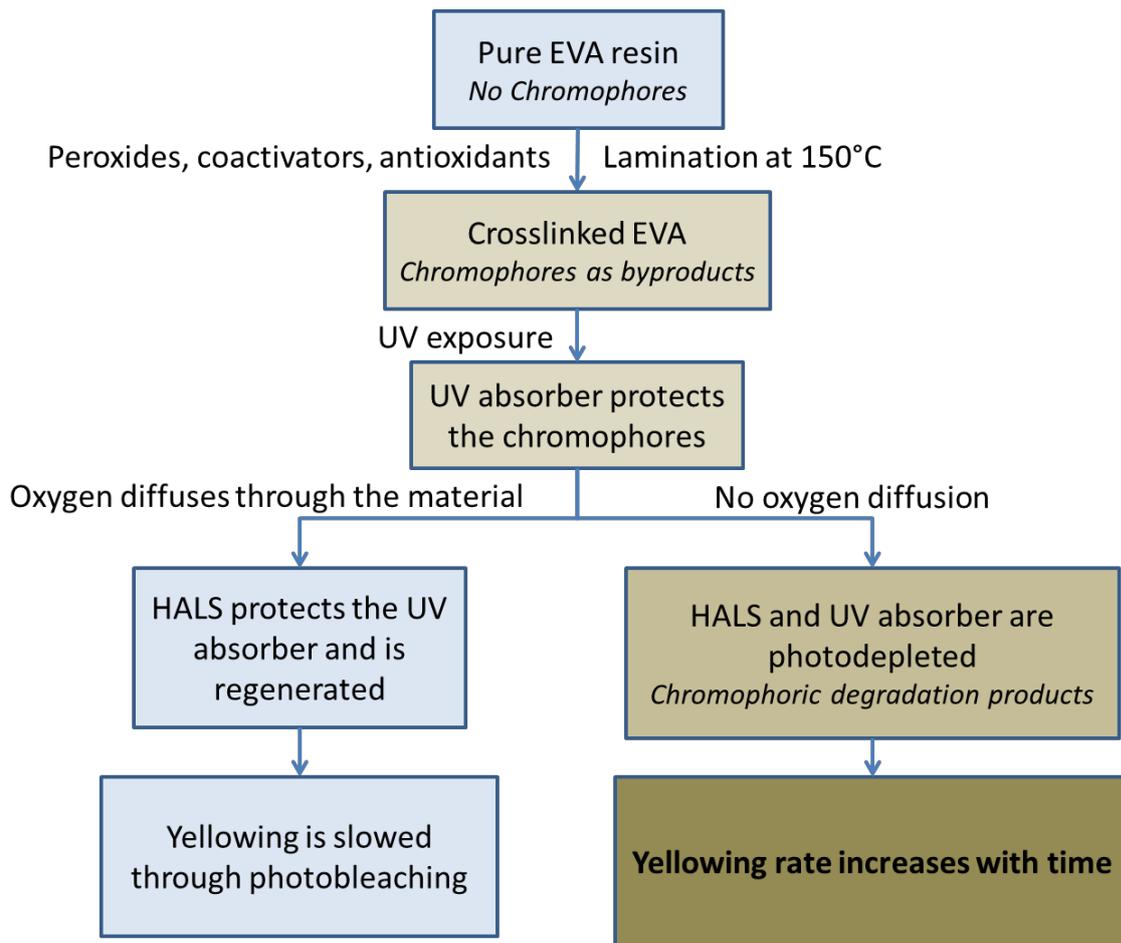


그림 1: EVA 봉지재를 사용한 모듈에서 황변 프로세스의 열화 경로 개략도.

2.2 소재의 상호작용에 관련된 모듈의 불량모드

모듈에서 흔히 발생하는 많은 열화 모드는 단일 외부요인에 의한 결과물이 아니라 자외선, 습도, 온도, 그리고/혹은 돌풍과 같은 여러 가지 외부요인들이 결합되었기 때문이다. 모듈에 사용되는 서로 다른 소재들의 조합과 같은 내부 인자들 역시 열화의 동력학과 활성경로에 영향을 미친다[29][30]. 이는 특정 모듈 소재들이 서로 화합하지 못할 뿐만 아니라, EVA의 가수열화에 의해 생성된 초산과 같은 열화의 부산물도 개별 열화 모드와 그 경로에 크게 영향을 미치는데, 셀 상호연결 전극이나 스크린 인쇄한 실버 그리드선의 부식[31], 셀의 PID 등이 그러한 사례들이다. 여기서는 소재의 특성, 조합 그리고 소재 호환성 부족이 모듈 불량모드에 미치는 영향에 대해 기술하고자 한다. 적절한 열화 모드와 경로에 대한 소재간 상호작용의 영향 그리고 라미네이션 프로세스가 모듈의 장기 신뢰성에 미치는 영향에 대해서도 언급하고자 한다.

2.2.1 봉지재-백시트 조합이 열화모드에 미치는 영향

봉지재와 백시트 기능을 함께 고려하는 것이 모듈 패키지의 내구성을 높이는데 매우 중요하다. 이들 두 가지 부품에 의해 영향을 받는 열화 모드에는 투과율 손실로 이어지는 변색, 수분의 침투를 촉진하는 라미네이션의 박리 그리고 수분과 봉지재 내의 산에 의해

영향을 받는 금속전극의 부식이 포함된다. 태양전지 반사방지 코팅의 열화도 일부 경우에서 관찰되었다. 끝으로 봉지재의 열팽창계수와 기계적 특성이 모듈 설계와 함께 조화될 수 있어야 한다.

EVA가 가장 널리 사용되는 봉지재이고 polyvinyl butyral(PVB)는 그 대안으로 검토되고 있다[32]. 다양한 이오노머들과 폴리에틸렌 같은 광범위의 폴리올레핀 역시 시장에 진출해 있는데, 더 높은 전기저항을 제공하는 등의 특징을 보여주고 있다. 통상의 백시트 구조에서, 외부는 자외선 내구성을 위해 불소 폴리머(fluoropolymer) 기반 층을, 내부 층에는 전기적 절연을 목적으로 PET 층을 그리고 접착용으로 내부에 EVA 층을 채택하여, TPE(Tedlar {polyvinyl fluoride}/PET/EVA)와 같이 조합을 하는 사례가 있다. 여기에 변화를 주면, 금속포일(보통 알루미늄)을 수분침투 방지층으로, 혹은 폴리에스터 층과 같이 여타 자외선 안정소재를 사용하여 외부의 불소 폴리머 층을 없애기도 한다. 대안으로 유리를 모듈의 후면에 사용할 수도 있는데, 이는 수증기 침투 방지 특성을 살리기 위함으로 양면 태양전지에 널리 사용되는 구조이다.

이들 소재들의 특성은 각각을 사용하는 방법에 따라 달라진다. 증기 방지층은 수분의 침투를 방지하는데 유용하나 예상치 않게 빛이나 열원에 의해 모듈 내부에서 생성된 반응 부산물의 방출을 막기도 한다. 이렇게 되면 부식이 증대되고 수포의 형성에 이르게 된다.

수분의 침입은 정션 박스에서 그리고 모듈의 가장자리에서도 역시 가능하다. 특정 폴리머 봉지재가 자체로 바람직한 특성을 가지고 있지만 모듈 패키지에서 다른 소재들과의 계면들을 세밀하게 조사하여야 한다. 기존의 적격성시험(IEC 61215)은 이와 같이 실제 설치현장에서 일어날 수 있는 불량 메커니즘을 명확하게 밝힐 수 없다.

라미네이션의 박리는 봉지재와 백시트 사이에서 그리고 백시트 층 내에서 관찰되었다. 3.4 장의 표 9에 있는 백시트 설명에서 아리조나주 Tuscon에 설치된 Sanyo 모듈에서 일어난 백시트에서의 수포들을 보여주고 있다[33]. 이런 수포들이 관찰되는 것은 백시트에서 하나의 층으로 사용되는 알루미늄 포일과 같은 수증기 방지층이 있기 때문이다. 예를 들어 라미네이트 내에서 가교의 부산물로 생성된 CO₂가 빠져나가지 못하고, 그 결과 압력이 상승하면서 라미네이션의 박리가 발생하고 기포나 수포로 보이는 포켓이 일어나게 되는 것이다.

모듈 내에서의 환경을 이해하기 위해서는 상대적인 WVTR이 필요하다. 85°C에서 측정했을 때 그림 2와 같이, 이오노머 봉지재를 제외하고는, 일반적으로 수분은 백시트에 비해 봉지재를 통해 훨씬 더 빠르게 전파되는 것으로 나타났다[16].

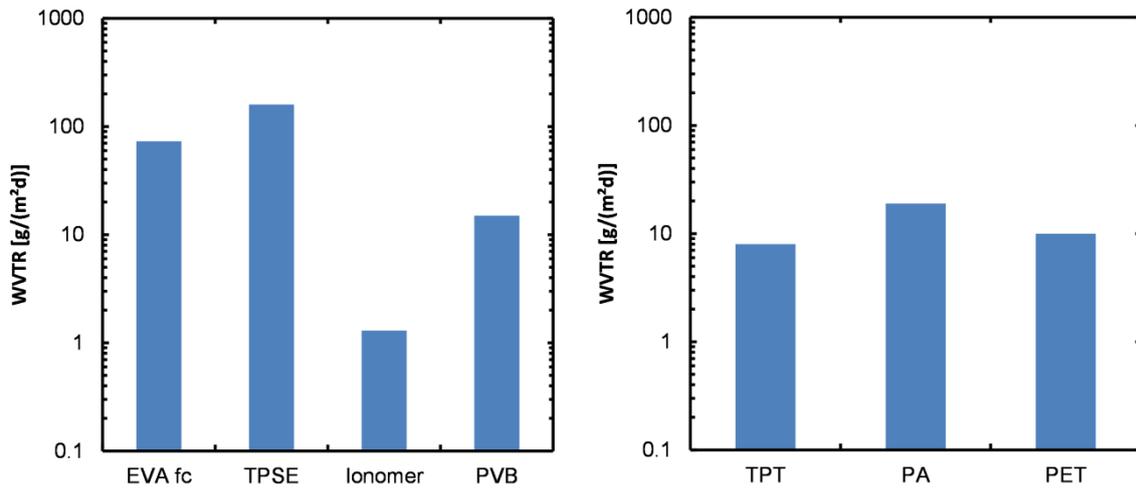


그림 2: 사용된 봉지재와 백시트의 WVTR과 OTR[16]

그림에도 불구하고 백시트를 통한 수증기의 전파는 비교적 빠르다. 유리/EVA/태양전지/EVA/백시트 구조로 수분이 침투하는 1차원의 계산에서 초기 건조한 시료를 대상으로 출발하여 이를 일정한 환경조건에 노출시킬 때 시간에 따른 백시트-EVA 에서의 수분의 농도는 아래 식과 같이 표현된다

$$C(t) = C_0(1 - \exp(-WVTR_{backsheet} t / C_{sat,EVA} d_{EVA})), \quad (1)$$

여기서, C_0 와 $C_{sat,EVA}$ 는 EVA의 초기와 포화농도, d_{EVA} 는 EVA 두께이다. 만약 $d_{EVA} = 0.46$ mm, $C_{sat,EVA}(27^\circ\text{C})=0.0022$ g/cm³일 경우, 미국 플로리다에서 포화농도의 50%에 도달하는데 소요되는 날의 수는 Tedlar라고 부르는 PVF(polyvinyl fluoride) = 0.0741, Tefzel이라고 하는 ETFE (poly(ethene-co-tetrafluoroethene)) = 0.223, PVF/polyester = 0.457 그리고 PET = 1.78 이다.

모듈에서 주요 의문은 수분이 태양전지의 전면에 도달하여 스크린 인쇄 실버 전극, 실리콘과의 계면과 납땀 본드와 같은 여타 전극을 부식시키면서 손상을 입히는 속도이다. 마이애미 기상자료를 토대로 수분의 측면 이동에 관한 1차원 모델과 유한요소분석을 사용하여 용해된 물의 농도를 가장자리로부터의 거리의 함수로 나타낸 것이 그림 3이다. 이 분석은 유리/유리 모듈 구조인데, 수분은 백시트를 통해 훨씬 더 빨리 침투된다는 것을 알고 있어야 한다.

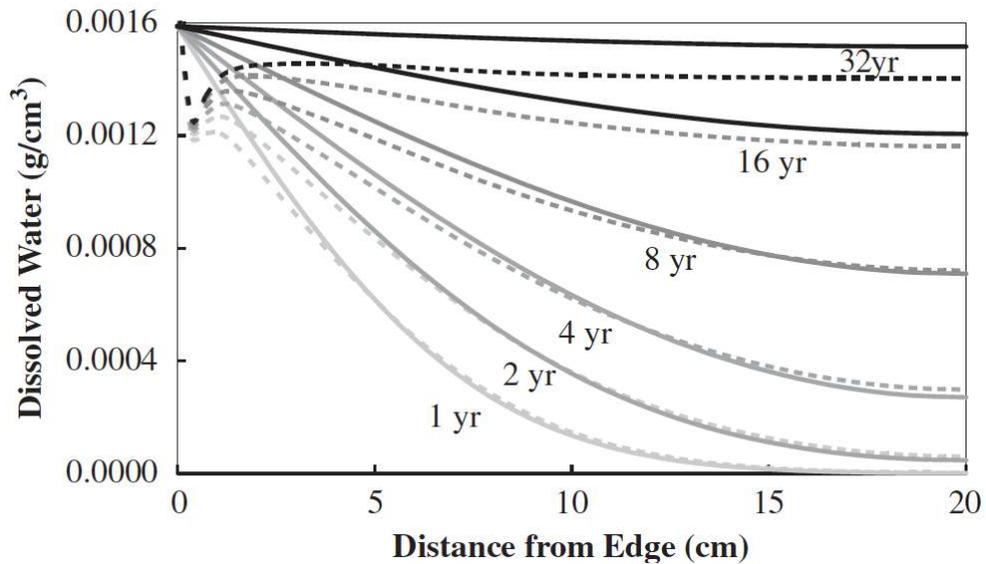


그림 3: EVA를 사용한 이중 유리 라미네이트 구조에서의 수분침투에 대한 1차원 모델. 실선과 점선은 두 가지 다른 방법을 사용하여 얻은 것이다. $T = 27.1^{\circ}\text{C}$, $\text{RH} = 71.2\%$ (마이애미 평균 조건)[34].

단순히 수분방지 소재를 사용하는 것만으로는 부족한데, 왜냐하면 접착 계면 그리고 개구부에서의 수분 이동이 반드시 고려되어야 하기 때문이다. 2001년 경 여러 해 동안 생산된 Mobil Solar/ASE America type 300-DGF/50 모듈은 그림 4와 같이 현장에서 자주 박리현상이 확인되었다. 이 모듈은 유리/유리 구조로 문헌과 육안검사 결과 특수한 이오노머 봉지재[35]를 사용한 것인데 이는 접착력에서 문제가 있음이 밝혀졌다. 모듈의 박리는 정션 박스와 모듈 가장자리에서도 자주 발생하였다. 모듈 박리에 의해 부식현상이 촉진되는데, 그 결과 셀 소재가 주위 환경에 의해 발생할 수 있는 액체상태의 수분에 직접 노출이 된다. 유리/유리 구조가 수분이 모듈로 침투하는 것을 반드시 제거해 주는 것은 아니라는 것이 그림 3의 결과에서 확인되었다.



그림 4: 접착력이 부족한 것으로 입증된 특정 이오노머 봉지재를 사용한 유리/유리 모듈의 박리와 부식을 보여준다..

2.2.2 라미네이션 프로세스와 관련된 품질문제

시장에서 가장 널리 사용되고 있는 EVA 봉지재를 대상으로 결정질실리콘 모듈의 라미네이션 프로세스에 대해 기술하고자 한다. 라미네이션은 통상적으로 평판형 진공백(flat-bed vacuum-bag) 방식의 라미네이터를 사용한다. 대면적, 스택형, 다단식 라미네이터 등 고생산성 수율과 양질의 품질제어가 가능한 다양한 설계의 라미네이터가 시장에 나와 있다. 하지만 그 동작원리는 동일하다.

패키징 소재와 라미네이션 프로세스의 선택은 모듈의 신뢰성에 결정적인 영향을 미친다. 패키징 소재에 비해 라미네이션 프로세스의 영향에 대해서는 그 연구가 매우 빈약하다. 관련 연구 분야, 특히 모듈 제조업체들로서는 그 초점이 라미네이션 프로세스가 모듈의 봉지재 품질에 미치는 영향에 맞추어져 있다. 하지만 정성적으로나 혹은 정량적으로 모듈 신뢰성이 봉지재 품질에 의존한다는 것을 증명하고자 한 연구발표는 많지 않다.

모듈 라미네이션 후에 제조업체들은 일반적으로 모듈의 생산품질을 확보하기 위해 일련의 기술통제 평가를 수행한다. 이런 통제를 통해 제조된 모듈의 품질을 평가하는데 있어 사용되는 아래와 같은 품질 인자들(quality factors)을 확보한다:

- 젤(gel) 함량
- 인접 모듈 부품과의 접촉강도
- 공동(voids) 형성
- 셀의 파손
- 셀/상호연결 부위 걸들기(swimming)
- 유리 파손
- 육안상의 결함(변색, 희부연 불투명 ...)
- 잔존 열응력

봉지재의 품질인자들은 모듈 라미네이션 프로세스 중의 한 단계 혹은 여러 단계에 의해 영향을 받는다. 모듈 라미네이션 프로세스에는 기본적으로 3단계가 있는데, 예열단계, 경화단계 그리고 냉각단계이다. 봉지재의 최종품질에는 3단계 모두 중요하다.

라미네이션 프로세스의 시작에서는 모듈 레이업을 자동 혹은 수동으로 라미네이터의 아래 챔버 안에 놓는다. 예열과정에서 레이업은 실온에서부터 약 60-80°C 까지 약 5-10°C/m의 속도로 서서히 가열이 된다. 가열이 다 되었을 때 아래와 위쪽 챔버 모두 약 1 mbar 까지 압력을 낮추는데, 이는 모듈 레이업 내에 포획된 공기를 제거하기 위한 것이다. 적절한 예열 프로세스가 이루어지지 않으면 여러 가지 문제가 발생할 수 있다. 리프터 역할을 하는 짧은 금속 핀 없이 레이업이 가열판 위에 직접 놓이게 되면 유리가 비틀어진다. 이런 현상이 일어나면 EVA 필름이 너무 빨리 그리고 불균일하게 연화 혹은 용융되므로 셀과 상호연결 리본 등은 라미네이트 내에서 걸들게 된다. 핀 리프터를 사용하면 EVA의 연화와 용융 제어를 더 잘 할 수 있어 멤브레인의 압착에 의한 유리파손의 확률 역시 경감시킬 수 있다. 예열의 마지막에서는 EVA 봉지재가 그 용융/연화 온도를 견뎌야한다. 예열이 적절치 못하거나 EVA가 연화되기 전에 멤브레인의 압력이 아래 방향으로 가해지면 EVA를 통해 전파되는 기계적 응력 때문에 유리파손의 확률이 높아진다. Schulze 등[36]에 의하면 60-70°C 이상에서 연화되고 그 후에 딱딱함은 거의 한 차원까지 떨어진다. Felton[37]에 의하면, 셀의 파손 확률은 셀의 두께에 의해서도 영향을 받는다. 또 다른 문제는 예열동안 발생하는 첨가제의 손실이다. Li 등[38]은 80°C에서 실란(silane) 접착 촉진제가 거의 EVA를 빠져나간다고 보고하였다. 이는 과도하게 긴 가열시간은 실란 프라이머 같은 첨가제 양의 심각한 손실을 가져온다는 것인데, 이렇게 되면 모듈 내에서의 계면간 접착강도가 불량해진다.

예열단계의 중요 기능의 하나는 모듈 레이업 내에 존재하는 포획된 공기를 배출하는 것이다. 배출이 불충분하면 남은 공기는 레이업에 그대로 존재하게 된다. 이것이 모듈 내에 공기 포켓을 형성하게 되는데, 공기 포켓은 인접하는 모듈 부품과의 계면에 위치한다. 이는 외관상 결함요인이 되고 모듈의 동작 중에 추가적인 모듈 박리로 이어질 수도 있다. 오작동하는 라미네이터에서는 예열 중에 멤브레인이 의도치 않게 레이업을 억누를 수 있다. 이는 멤브레인 소재 문제이거나 상부 챔버에서의 불충분한 펌핑 때문일 수 있다. 예열 중 멤브레인에 조기에 압력이 가해지면 공기 배출이 좋지 못하게 되고 그 결과 모듈 내에서 공기 포켓의 형성으로 이어진다. 예열단계는 EVA, 특히 보관상태가 불량한 것을 포함하여 패키징 소재 내에 있는 사전 흡수된 수분을 제거할 수도 있다. 예열이 너무 짧으면 수분은 충분히 제거되지 못하고 모듈 내에 공동의 형성원인이 될 수도 있다[39].

예열 단계 후에, 금속 핀들은 제자리로 돌아가고 모듈 레이업은 가열판과 접촉하게 된다. 그 후에, 아래 챔버는 진공수준을 그대로 유지하고, 상부 챔버의 압력은 보통 1 bar까지 올린다. 이렇게 하면 모듈 레이업에 가해지는 멤브레인의 압력이 0.1 MPa(1 bar)이 된다. 압력은 가열판으로부터 레이업으로의 열전달을 좋게 하고 레이업이 가열속도를 더 빠르게 해준다. 온도는 60-80°C에서 EVA 조성에 따라 요구되는 희망 경화온도인 140-170°C 범위까지 빠르게 올린다. 경화단계의 가장 중요한 목적은 EVA가 요구하는 겔 함량으로 경화되게 하는 것이다. 경화반응은 EVA에 사용하는 경화제/co-agent, 온도와 시간에 의해 영향을 받는다. 봉지재 경화의 시작온도는 약 110-130°C 범위이다.

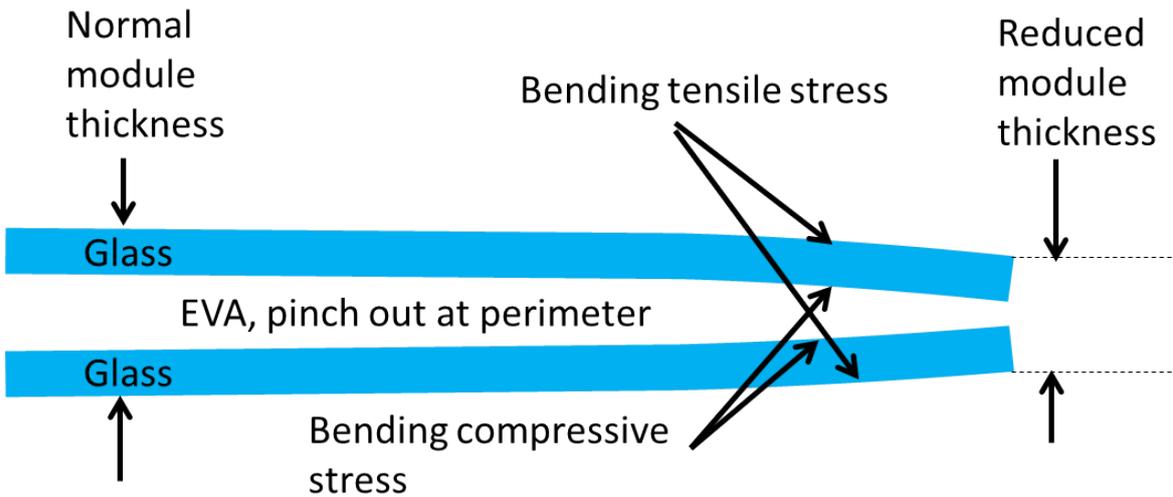


그림 5: 라미네이션 두께가 줄어드는(lamination pinch-out) 모듈 가장자리와 그 결과 일어나는 응력 스케치 [40].

모듈 가장자리에서 모듈의 두께가 줄어드는(pinch-out)것은 그림 5와 같이 고무 멤브레인으로부터의 응력이 모듈의 가장자리에 집중되기 때문이다. 이는 경화 단계 중에 멤브레인과 접촉하는 모듈 표피 부분의 굽힘으로 연결된다. 유리/유리 구조의 모듈인 경우, 상부 유리는 라미네이션 후에 가장자리에서 굽힘이 관찰된다. 그 결과 모듈 가장자리 부근에 매우 높은 국부적인 응력을 초래하게 된다. Cording은 라미네이션으로부터의 응력을 열처리한 유리의 설계 파괴계수(modulus of rupture)의 50%로 계산하였다[40]. 바람이나 적설 하중 같은 추가 부하가 가해질 때를 감안하면, 이는 라미네이션 혹은 모듈의 설치 동작 중에 유리파손의 확률을 크게 증대시킨다. 게다가, 굽혀진 유리는 라미네이션 후에 원래 형태로 돌아오는 경향이 있는데, 이는 유리와 EVA 사이에 큰 필링(peeling) 응력을 야기하게 된다. 결과적으로 이는 봉지재의 박리를 야기할 수 있다. 수분과 기타 응력에 의해 일단 박리가 일어나면, 모듈의 중심을 향해 전파가 시작된다. 게다가, 유리/유리와 유리/백시트 모듈

모두에서 라미네이션 두께 축소는 모듈 가장자리를 따라 봉지재 두께의 감소를 가져온다. 이 문제를 해결하기 위해서는 라미네이션 중에 모듈 주위에 적절한 프레임을 적용하는 것이 권장된다. 프레임은 모듈 가까이 위치해야 하고, 모듈의 레이업 정도로 두꺼워야 한다.

EVA 봉지재의 경우, 경화의 정도는 경화단계의 온도와 지속시간에 의해 결정된다. 소재와 제조업체에 따라 다르나 희망하는 젤의 함량은 적어도 70-80 %이다. 만약 라미네이션 프로세스 중에 온도와 시간의 제어가 제대로 되지 않으면, EVA는 경화가 부족하거나 과도하게 된다. 두 가지 조건 모두 모듈의 신뢰성에 치명적으로 작용을 하는데, 다음에 그 상세를 언급하고자 한다. 경화가 부족하게 되면 추가적인 봉지재 품질문제로 이어진다. EVA 층에서의 공동(혹은 에어 포켓) 형성은 모듈의 냉각단계에서 일어날 수 있다. 유리/유리 모듈의 경우는 가장자리나 모서리에서 대부분 발생한다. 이는 EVA에서의 용해된 휘발물질의 변화 추이 혹은 국부적인 소재부족 때문이다[39]. 경화가 부족한 EVA 역시 대량의 미반응 과산화물을 포함하는데, 이것이 모듈의 설치 동작 동안 EVA의 열화를 촉진할 수도 있다. 게다가, 경화가 부족한 EVA는 인접하는 모듈 부품과의 사이에 접착강도가 불충분하고 완전히 경화된 EVA에 비해 희부연 헤이즈(haze) (ASTM D1003-13)가 5배 이상 더 높아진다[41]. 특정 EVA 봉지재인 경우, 모듈에서 희부연 현상(milkiness)을 육안으로 확인할 수 있다. 과잉으로 경화된 EVA 역시 여타 품질문제를 야기한다. 경화반응 중에 휘발성 유기화합물(VOCs)이 대량으로 방출되어 EVA 층 내에 공동이 형성된다. 경화단계가 과도하게 길면 광여기성 발색단이 생성되고, 2.1.2에 기술한 바와 같이 이것이 모듈의 노화 동안에 봉지재의 변색을 가속시킨다[2]. 또한 과잉 경화된 EVA가 더 뻣뻣해지면 열에 의한 응력과 기계적 하중 하에서의 응력이 더 커지게 된다[36].

EVA 봉지재의 불충분한 유동성은 라미네이션 온도가 너무 낮거나 경화시간이 너무 짧은 것에 기인한다. 이렇게 되면 인접하는 부품들의 표면에서 EVA의 습윤이 불완전해지는데, 특히 모양이 복잡한 태양전지들과 그 상호연결 부위가 그러하다. 습윤이 잘 되지 않으면 계면에서 공동 형성의 원인이 된다. 또한 EVA와 여타 부품 사이의 접착강도를 악화시키게 된다. 라미네이션 온도가 불필요하게 높은 경우, 몇 가지 봉지재 품질문제가 일어날 수 있다. 경화반응이 너무 빨리 진행되어 EVA의 가교가 일어나고 표면을 완전히 습윤하기 전에 접성이 너무 높아지게 된다. 게다가, 실온까지 냉각된 후에 모듈에서의 잔존 열응력은 라미네이션 온도에 비례한다. Eitner 등[42]은 냉각된 모듈에서 백시트는 인장응력을 받게 되고 반면에 셀들은 압축응력을 받게 된다는 것을 보여주었다. 모듈이 150°C에서 -40°C 까지 냉각될 때 인접하는 셀들과의 틈도 역시 175-130 μm 까지 줄어든다. 이는 라미네이션 온도가 더 높아지면 모듈에서의 잔존 열응력이 증가하고 현장에서 동작 중에 셀들과 그 상호연결 부위를 위협에 노출시킨다..

경화단계 후에 아래 챔버는 1 bar까지 통풍시킨다. 그 후에 모듈을 경화 챔버로부터 꺼낸 후 공기 중에서 자연냉각을 시키거나 압력을 제어하면서 냉각을 시킨다. 두 가지 냉각방법에 따른 온도-압력-시간(temperature - pressure - time : T-P-t) 프로파일은 아래 그림 6과 같다.

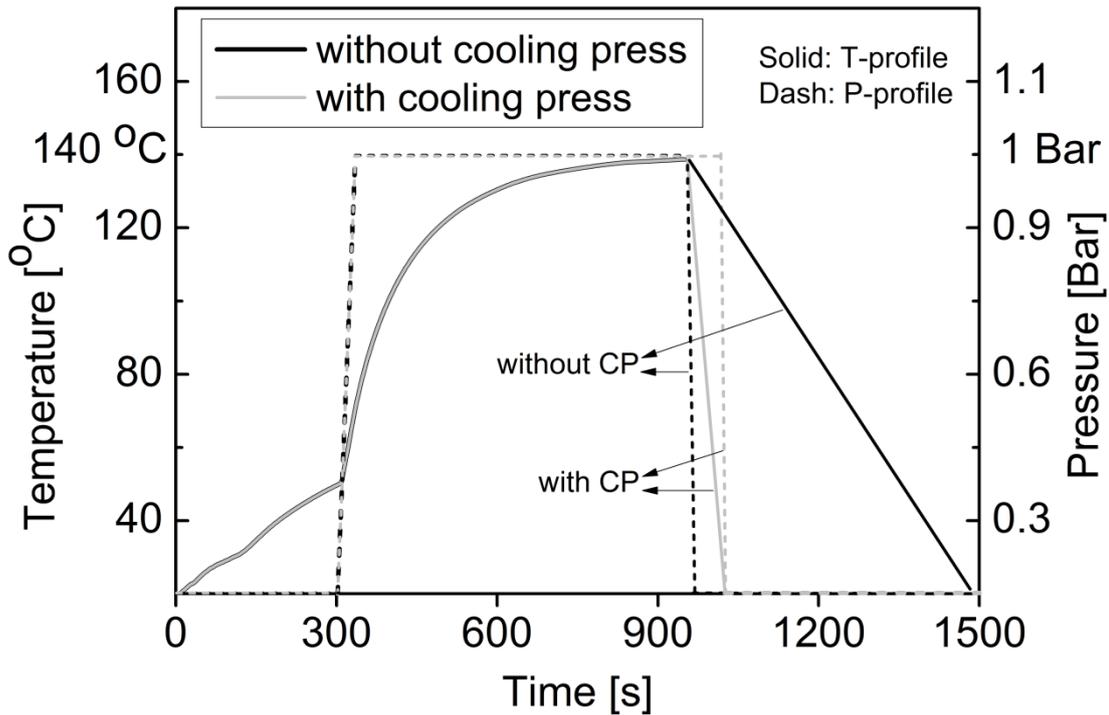


그림 6: 공기 중 냉각과 압력 하에서 가속 냉각에 따른 봉지재 라미네이션 프로세스에서의 온도-압력-시간 프로파일.

두 가지 냉각 프로세스 사이의 차이점은 다음 2가지 측면에 있다: i) 모듈 냉각속도를 더 높게 제어할 수 있게 ; ii) 모듈 냉각과정 전체에 걸쳐 잘 제어된 방법으로 0.1 MPa(1 bar)의 압력을 가함. EVA는 결정도가 아주 낮은 비정질(amorphous)에 가까운 소재이다. 냉각속도에서의 차이는 최종 결정도와 기타 소재특성에 영향을 미친다. 이처럼 모듈 봉지재의 품질은 냉각 단계에 의해서도 역시 영향을 받는다. Li는 냉각 중 압력을 가하고 냉각속도를 더 높이면, EVA 겔 함량에 따라 냉각 후 모듈 내 결정질실리콘 셀에서의 잔존 수직응력을 $22\pm 2\%$ 에서 $27\pm 3\%$ 까지 줄일 수 있다고 보고하였다[43]. 냉각 중 압력을 가하기 때문에 EVA와 유리 사이의 박리강도는 10% 이상 증가한다[43]. 가속냉각을 할 경우, EVA 내에서 결정상 성장 중의 담금질에 기인하여, EVA의 헤이즈는 50% 정도 감소한다[44]. 그러나 어떤 경우에도 결정도는 낮기 때문에 EVA 봉지재를 통한 전체 투과율에 미치는 영향은 명확하지 않다. 냉각단계에서 공기 중 냉각일 경우, 1-5분 동안 모듈온도는 경화반응 시작온도나 그 이상에서 유지될 수 있다. 이 시간에 EVA의 겔 함량은 더 높아질 수 있다. 이처럼 냉각속도 역시 EVA의 겔 함량에 영향을 미치는데, 경화가 부족한 EVA의 경우 더 현저해진다.

2.2.3 라미네이션 프로세스가 신뢰성에 미치는 영향

모듈의 품질과 신뢰성 사이의 정량적인 관계를 정립한 문헌은 별로 없지만, 봉지재의 품질인자가 어떻게 모듈 신뢰성에 영향을 미치는지에 대한 정성적인 기술문헌이 있다. 가교가 불량한 EVA가 모듈의 장기 신뢰성에 미치는 영향에 대한 여러 연구가 있다. 미국 NREL에서는 모듈에서 경화되지 않은 혹은 부분적으로 경화된 EVA의 크리프 거동에 대한 연구가 있었다[45]-[47]. 경화되지 않은 EVA 사용 모듈의 경우에도 대부분의 설치 환경과 거치 방식에서 크리프가 심각하게 일어나지는 않는 것으로 밝혀졌는데, 그 부분적인 이유는 동작조건 하에서 EVA의 포스트-가교 때문인 것으로, 또 다른 일부는 모듈의

가장자리에서는 항상 온도가 더 낮아 모듈 전체적으로 온도구배가 있어 이것이 크리프를 억제하기 때문이다. 동작조건 하에서 EVA의 포스트-가교 현상은 타 연구에서도 밝혀진 바 있다[48][49]. 가교의 정도가 50% 이하로 불량하게 가교된 모듈은 가속 노화시험 후에 셀의 중간부분에 있는 납땜 리본의 변색 등이 관찰되었다. 반면에 가교의 정도가 80% 이상인 모든 모듈들은 리본에서 어떤 변색도 관찰되지 않았다. 가속 노화시험에서 라미네이션 시간이 짧은 모듈에서 관찰된 변색효과는 반응성이 여전한 과산화물이 과잉으로 있어, 이것이 리본의 표면과 직접 반응하거나 초산과 같은 EVA의 열화 생성물과 반응하고, 이어서 이것이 납땜 소재의 부식으로 연결되기 때문으로 설명할 수 있다. 놀랍게도, Hirschl 등이 조사한 어떤 모듈들도 다양한 노화시험 후에 백시트에서의 광학적 변화와 셀 연결 리본의 표면변화는 있었지만 출력생산과 관련되는 변화는 탐지할 수 없었다. 이는 Morlier 등의 발견과 잘 일치하는데, 이들은 고온고습 시험에서 EVA의 경화상태가 소재의 산화 안정성에 영향을 미친다는 것을 보고하였다[50]. 많은 양의 경화제를 가진 소재들은 안정성이 더 낮았다[51]. 그럼에도 불구하고 시험기간에 따라 모듈의 성능이 떨어지는 것은 초기의 가교 정도와는 의존관계가 없었다. 그러나 결정질실리콘 모듈에 대한 최근 연구에서는 가교 조건과 PID 사이의 연관성을 조사하였는데, 가교가 더 많이 진행된 EVA로 봉지한 모듈은 체적비저항이 더 높기 때문에 PID에 훨씬 덜 취약하다는 것을 보여주었다[52]–[54].

Novoa[55]는 온도와 탈결합 에너지와 탈결합 성장속도를 평가할 수 있는 하나의 모델을 개발하였다. 그들은 경화 부족으로 인하여 EVA 탄성계수가 낮아지면 탈결합 에너지가 더 낮아지고 탈결합 성장속도는 더 높아진다는 것을 보여주었다. 이는, 경화가 불충분한 EVA의 경우 박리의 확률이 더 높아진다는 것을 시사한다[56], [57]. Jensch 등은[58] 인산염을 함유한 자외선 흡수제가 라미네이션 공정 중에 실란과 반응하여 실란 인산염을 생성할 수 있다고 보여주었다. 라미네이션 공정이 길어지면 EVA 유리 사이의 초기 접착력이 좋지 않다. Novoa는 또한 과잉으로 경화시킨 EVA의 더 높은 탄성계수 때문에 EVA가 응력에 대응하는 능력을 낮추면서 탈결합 끝(tip)을 날카롭게 만들고, 그 결과 탈결합 성장속도는 더 높아진다는 것을 보여주었다.

일부 경우에는, 라미네이션 중에 일어날 수 있는 셀 스위밍(swimming)이 이웃하는 셀들 사이에 단락회로 형성의 요인이 될 수 있다. 이 경우, 모듈출력에 심각한 손실이 즉시 일어난다. 셀/스트링 스위밍은 셀과 셀 연결부위에 추가 응력을 발생시킨다. 이렇게 되면 사이클 시험에서 셀 연결부위의 불량 확률이 더 높아지면서 모듈의 신뢰성에 손상을 준다. 게다가, 셀 스위밍은 또한 모듈의 육안검사에서 결함으로 간주된다.

공동은 2가지 유형으로 분류된다 : 유형 1은 이웃하는 부품과의 계면에 위치한 에어 포켓; 유형 2는 오로지 EVA 봉지재 내부에 위치한 공동. 두 가지 모두 모듈 라미네이션 중에 서로 다른 요인으로 발생한다. 모듈의 신뢰성에 미치는 영향도 서로 다르다. 유형 1은 흔히 그 직경이 1 cm 이상으로 크다. 이들이 셀의 전면에 위치한다면 셀의 전면에 도달하는 입사광을 줄이면서 모듈의 출력을 낮추게 된다. 유형 1의 공동은 또한 내부에서 확산되는 수분의 저장고 역할을 하고 공동으로부터 유발되는 모듈 박리를 가속시킨다. 또한 패키지 소재들의 열수(hydrothermal) 열화를 가속시킨다. Dhere 등[59]은 유형 1의 공동 형성이 또한 모듈의 PID를 가속시킨다고 보여주었다. 유형 2의 공동은 직경이 1 mm 정도로 일반적으로 크기가 작운데, 이들은 EVA 층 내부에 매몰되어 있다. 이런 공동들이 셀의 전면에 많이 집중되어 있으면 모듈의 단락전류와 출력생산이 더 낮아질 것이다. 하지만, 공동의 밀도가 낮거나 공동이 셀의 상부에 위치하지 않으면 모듈의 전기적 성능에 미치는 영향이 작아 측정하기 어렵다. 유형 2의 공동은 그 자체가 모듈 신뢰성에 미치는 영향이 크지 않은데, 특히 EVA가 충분히 경화되었을 경우이다. Li[60]는 3천 시간의 고온고습 시험에서 유형 2의 공동이 모듈 신뢰성에 미치는 영향은 없다고 보여주었다. 고온고습과 같은 조건 하에서 경화가 불충분한 EVA 모듈의 경우에 수분의 침투와 그리고 고온에서 EVA의 점성이 더 낮아지는 것이

결합되면 유형 2 공동이 추가적인 성장을 하게된다. 인접하는 부품과 EVA의 계면을 접촉할 정도로 공동이 커지면, 모듈의 박리를 가속시키고 모듈 신뢰성에 손상을 입히게 된다.

서로 다른 모듈 부품들 사이의 열팽창계수 불일치는 모듈 내에서의 잔존 열응력의 시초가 된다. 경화 단계에서 모듈 부품들은 응력으로부터 거의 자유로운 상태에 있다. 모듈이 실온까지 냉각될 때 소재들의 수축 정도가 다르므로 잔존응력이 모듈 내부에서 축적되기 시작한다. 열응력은 라미네이션 후에는 보통 육안으로 확인이 불가하다. 유리/백시트 모듈의 경우에서만, 백시트가 유리보다 수축을 더 많이 하므로 전체 모듈은 백시트 쪽으로 휘어진다. 이는 유리를 압축응력 상태로, 백시트는 인장응력 상태에 놓이게 한다. 모듈 가장자리에서는 유리/EVA 계면에 수직인 응력이 있어 이것이 박리를 일으키는 힘으로 작용하게 된다. 이 경우, 높은 열응력 때문에 모듈 가장자리로부터의 박리가 일어나게 되고 모듈 신뢰성을 약화시킨다. [61][62][42] 문헌들은 라미네이션한 모듈에서의 열응력을 조사한 것들이다. Eitner 등[42]은 태양전지 셀이 열팽창계수(coefficient of thermal expansion : CTE)가 가장 낮고 따라서 -40°C 에서 -74 Mpa 의 압력까지는 압축응력 상태에 머물게 된다. 태양전지/EVA 계면에서의 높은 응력은 태양전지의 균열에 이르게 하고 나아가서는 기계적인 부하 하에서 모듈 신뢰성 문제를 야기하고 그리고 태양전지에서 달팽이자국이라는 현상이 잘 일어나게 된다. 이런 높은 잔존응력은 또한 유리/EVA와 셀/EVA 계면 양쪽에서 박리를 일으키는 요인이 되고 모듈의 신뢰성에 손상을 가져온다.

2.2.4 소재와 PID

PID의 원인을 잘 이해하기 위해서는 태양광시스템, 모듈과 태양전지 수준 각각에서 별도로 고려하는 것이 좋다. 모듈 수준에서 PID에 가장 큰 영향을 미치는 인자들은 특정 누설전류 경로로 이어지는 봉지재 소재, 유리와 프레임 사이의 상호작용이다. 게다가 모듈 설계뿐만 아니라 소재 특성, 소재 프로세스도 PID의 발생과 그 속도에 기여한다[1].

봉지재로 EVA를 사용할 때 짐작컨대 초산의 침투율(AATR)이 높은 백시트가 PID에 대한 민감도와 황변을 줄인다고 알려져 있다[17][22]. 초산 자체뿐만 아니라 모듈의 박리 후 수분침투도 금속 접촉전극의 부식을 일으키고 직렬저항을 증가시킨다[63]. 그러므로 서로 다른 소재들의 조합 측면에서 라미네이트 설계는 PID에 큰 영향을 미친다.

극성, 체적비저항 혹은 수분 투과율(WVTR)과 같은 봉지재의 특성들 역시 PID에 크게 영향을 미친다. 유리로부터 나오는 Na 성분이 봉지재를 통해 이동하므로 봉지재 소재의 유형이 이와 같은 이온성 전류 흐름에 강한 영향을 미친다. 봉지재를 통한 이온성 전류 흐름에 의해 일어나는 PID 효과를 줄이는 가능한 방법의 하나는 가장 적절한 봉지재 소재를 선택하는 것이다. 높은 체적비저항을 가진 EVA들이 PID에 대한 내구성이 높는데[64], 왜냐하면 체적비저항이 높으면 전면 유리로부터 태양전지 셀까지의 이온 물질전달을 줄이기 때문이다. 그렇게 되면 봉지재 소재의 전도성이 더 낮아지고 누설전류도 더 낮아진다[65]. 그러나 고온에서는 EVA의 저항이 줄어들는데, 이는 매우 중요한 인자이다[64]. 게다가, 유리에서 셀까지의 Na^+ 이동을 용이하게 해주는 초산의 존재 때문에 PID는 더 증가한다[18][19]. 만약 소재를 대체하여 PID 효과를 막아줄 수 있으면 핵심 파라미터는 체적비저항이다. 또한 수분침투를 줄일 필요가 있으므로 낮은 WVTR을 가진 소재를 확보하여야 한다. 실제로, EVA의 대체재로 여타 봉지재들이 제시되었는데, PVB, TPU, TPO, 실리콘 혹은 이오노머들이다. 그리고 극성, WVTR, 광학적/전기적 특성과 관련하여 PID 관련 문제를 극복할 수 있는 가장 유망한 소재가 폴리올레핀과 이오노머들이다[65][66]. 그러나 이오노머는 통상 유리와 EVA 사이의 이온확산을 막아주는 역할 용도이지 대체 봉지재 소재는 아닌데[65], 왜냐하면 이온들을 포획하여 PID를 완전히 억제한다고 주장되고 있기 때문이다[19]. 이와는 비교적으로, 몇몇 새로운 폴리올레핀 기반의 봉지재 연구에서, 초산이 없는 것(EVA에 관하여)과 함께 더 낮은 극성과 더 낮은 WVTR의 특성이 결합되면 PID 효과를

완전히 억제할 수 있다고 보여주었다[18]–[20]. 그림 7은 몇몇 봉지재 소재들의 체적비저항을 비교한 것이다. 그 내용은 Berghold와 그 동료들의 연구에서 찾아볼 수 있다[67].

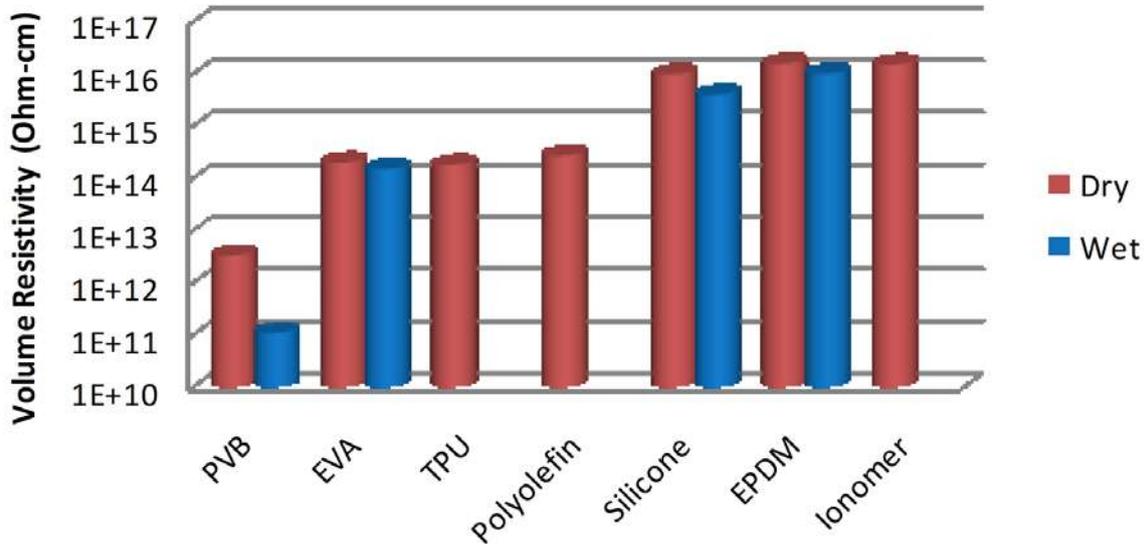


그림 7: 체적비저항 측정값 비교. alternating direct current (DC) polarity +/- 700 V. “Wet” 시료는 40°C 물에 담금 [68].

습도와 온도 같은 환경 인자들 역시 PID 효과에 영향을 미친다. 습도는 전면 유리 위에 하나의 막을 형성하는데, 약 60 % 정도 스며드는 한계를 넘으면 전기전도성을 나타내게 된다[69]. 수분침투의 예상 공급원에 대해서는 이미 앞에서 논의한 바 있다(박리, 반사방지 코팅과 유리 사이의 부착성이 떨어짐...). 반면에 온도가 PID에 미치는 영향은 특이하다. 일부 실험결과에 의하면[70], 온도가 올라가면 누설전류가 증가하여 PID 속도가 빨라질 뿐만 아니라 모듈 내 재생 프로세스에서도 중요한 역할을 한다고 보고되어 있다. 복구 프로세스에 필요한 활성화 에너지는 약 0.7 eV로 추정되었다 [71]. 그러나 온도는 간접적으로 PID에 영향을 미치는데, 왜냐하면 물의 침투, 초산, 대기 기체들뿐만 아니라 박리, 부식, 열점, 기포 등 PID 효과로 이어지는 다른 불량모드가 온도에 의존하기 때문이다.

2.2.5 소재와 달팽이자국

달팽이자국(Snail Tracks, 혹은 Snail Trails)은 실리콘 태양전지의 전면 금속전극에 사용되는 실버 페이스트가 변색되어 일어나는, 육안으로 확인되는 결함으로, 달팽이자국과 같은 모양으로 태양전지의 가장자리와 그리고 보통은 육안으로 보이지 않는 셀 균열을 따라 일어난다. 변색 그 자체는 모듈성능에 미치는 영향이 없는 것으로 보고된 바 있으나, 달팽이자국으로 가시화된 셀 균열은 모듈출력을 저하시킨다.

몇몇 연구에서는 EVA의 첨가제 조성 등 봉지재의 선택과 백시트의 유형이 달팽이자국 형성을 용이하게 하거나 혹은 비저항을 결정한다고 보고하였다[72]–[74].

Meyer 등은 백시트를 통해 들어오는 수증기가 실버 입자들을 용해한다고 주장하였는데, 용해된 입자들이 핑거 전극 위에 있는 봉지재로 이동하고 봉지재 필름 내에서 화학반응을 하여 그 결과 흔히 관찰되는 색을 나타낸다고 보고하였다. 고농도의 실리콘 함유 첨가제(실란 기반의 접착 촉진제)를 함유한 EVA를 봉지재로 사용한 미니모듈에서는 달팽이자국이 나타나지 않는다고 보고하였다. 반면에, 첨가제(과산화물 열화제)를 함유한 인산염은 형성 가능성을 증가시킨다 [72][73]. 최근 Kim 등은[74] 이런 변색이 아세트산은(silver acetate)의 형성 때문에 일어난다고 보고하였는데, 아세트산은은

실버이온과 이산화탄소 그리고 EVA의 열화에 의해 발생하는 초산의 반응으로부터 유발되는 탄산염(silver carbonate)에 의해 합성된다.

2.2.6 셀 상호연결 전극과 실버 그리드 전극의 소재와 부식

태양광시스템의 내구성 측면에서 염려가 되는 중요 이슈 중 하나는 모듈 내에 위치한 금속부품의 부식이다. 왜냐하면 부식으로 인해 상호연결 전극의 직렬저항이 증가하면서 출력생산이 줄어들기 때문이다[75][76]. 물이 있으면 부식은 가속되므로 수분침투와 부식과 관련하여 봉지재와 백시트 소재의 특성들은 모듈의 장기 내구성 측면에서 점점 더 중요해지고 있다[77]–[80].

이런 이유로 모듈 소재의 설계뿐만 아니라 봉지재와 백시트의 물 침투 특성의 중요성에 대해 이미 여러 연구가 추진되었다[15]–[17][79][81][82]. 태양전지의 실버 버스바 전극에 사용되는 납땜 부식이 증가한 것이 박리 지점 부근과 셀 가장자리 부근에서 관찰되었는데, 이곳은 수증기가 발견될 확률이 한층 더 높은 곳이다..

EVA의 열화는 여러 다른 방식으로 금속 전극의 부식을 가속시킬 수 있다[83]. EVA의 열화 동안에 초산이 방출되는데, 이는 납땜 본드의 부식을 일으킨다. 그 현상은 녹색의 초산구리 패턴으로 가시화되는데[84], 이 산은 셀의 금속전극과 셀 상호연결 그리고 셀 상호연결 구리 코어와 그 주석 코팅에 부식작용을 일으킨다[77]. 구리 코어는 EVA에 직접 노출될 때 EVA를 갈색으로 변화시킨다. 금속전극의 부식은 직렬저항을 증가시켜 결과적으로 모듈성능에 손실을 가져온다[2][12][15][16][63]. 봉지재로부터 백시트까지의 긴 확산경로 때문에 초산은 태양전지의 앞면에 축적되고 pH 값을 낮추어 심지어 부식속도를 더 빠르게 한다[15][17].

2.2.7 소재와 박리

EVA 기능의 첫 번째는 모듈구조를 유지시키는 접착력이다. 모듈의 다른 부품들과 접착력이 좋지 않으면 구조적 일체성과 모듈의 기계적 강도가 약화된다. 이는 기계적 부하가 가해지는 조건 하에서 모듈의 신뢰성을 손상시킨다. 그러나 모듈 내에서 각 계면들의 최소 접착강도에 대한 정량적인 요구사항은 없는 실정이다. 접착강도는 수분, 열, 자외선 조사 그리고 화학 상호작용과 같은 응력에 영향을 받기 쉽다.

박리와 균열된 셀의 분리는 모듈을 장기간 옥외에 설치했을 때 일어날 수 있는 불량모드들인데, 참고문헌 [1]의 그림 3.1에 의하면 출력손실이 10 % 이상 일어날 수 있다. 박리는 모듈 출하 후 처음 2년 동안에 기록된 모듈 불량량의 5 %에 해당한다고 보고되었는데, 이는 제조상의 불완전함 때문으로 추측된다[85].

기타 모듈부품에 대한 EVA의 접착강도와 관련하여, 봉지재가 박리에 대한 저항성과 그리고 최적의 밀봉상태 유지에 대해 영향을 미친다고 보고된 바 있는데, 박리를 사전 확인하기 위한 박리 시험은 백시트를 유리로부터 당겨서 떼어내는 방법[86] 혹은 EVA 중간층과 함께 유리에 결합된 티타늄 빔을 각도를 달리하면서 당기는 방법[55]이 제안되어 있다. 시험한 시료의 점검 결과, 봉지재와 유리 사이의 계면을 따라 거친 표면상태를 보이면서 박리현상이 일어나거나 혹은 티타늄 빔과 EVA 계면을 따라 박리된 것이 확인되었다. 단단한 유리기판으로부터 백시트를 90° 각도로 박리하는 시험에서 얻은, 단위 폭 당 박리력과 박리 확대 사이의 다이어그램으로부터[86] 폴리머의 접착거동에 대한 이해도를 높일 수 있다.

자외선 노출만으로 접착의 상실을 가져올 수 있고 이어서 박리를 일으킬 수 있다[58][87]. Jentsch 등은 자외선 조사 하에서 EVA 봉지재의 접착력 손실에 대한 화학적 원인을 연구하였다. 자외선 흡수제의 열화로 인해 벤조산과 페놀 부산물이 형성된다. 이 산은 유리로부터 EVA의 탈결합에 촉매 역할과 가속작용을 한다. 여기서 의문은 모듈의

장기수명을 위해 자외선 흡수제와 인화물을 사용하여야 하는가이다. 봉지재의 열-점성-탄성(thermo-visco-elastic) 특성들 역시 박리 강도에 중요한 역할을 담당한다.

왜냐하면, 그림 8[88]에서처럼 접착 강직도(stiffness), E/h 를 표현하는 탄성계수가 온도 의존성이 강하기 때문이다. 문헌[55]에서의 실험 결과 역시 완전한 박리를 나타내는 임계 크랙 열림(critical crack opening)이 온도에 의존함을 보고하였다. 이런 의존성의 결과로, [55]와 [90]에서의 박리시험은 박리 강도와 EVA/유리 계면의 접착에너지 G_c 가 25°C에서 50°C까지 온도에 따라 거의 직선관계로 감소하는 것을 보여주었다. 그리고 60°C 이상 온도에서는 그림 8에서와 같이 EVA가 매우 연해지면서 급격한 하락을 나타내었다. 따라서 EVA와 유리 사이의 적절한 접착시험 평가를 위해서는 시험자체가 실제 활용되는 온도에서 이루어져야 하고 실온에서의 시험은 적절하지 못하다.

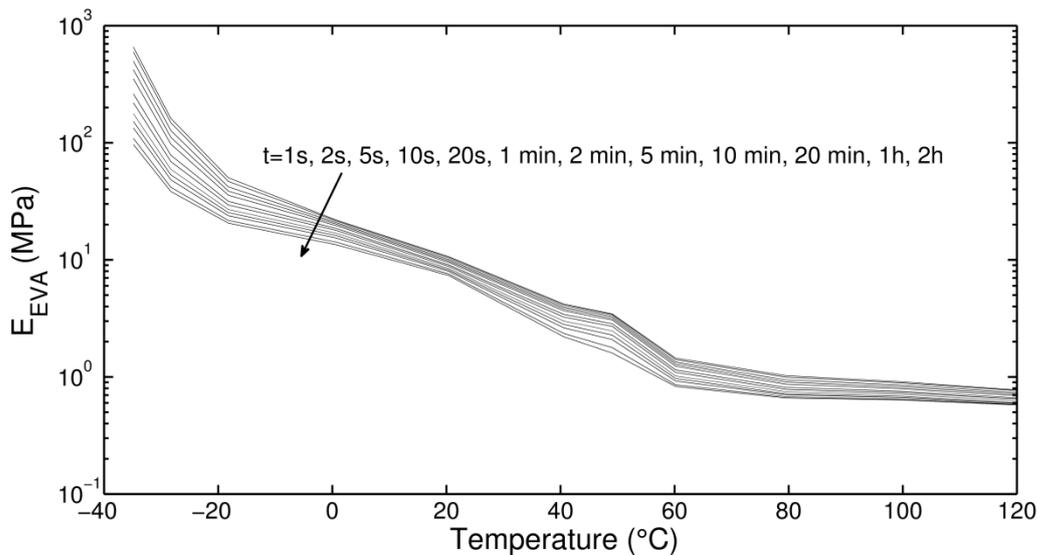


그림 8: EVA 탄성계수의 온도 의존성 [88].

모듈이 주위 수분에 노출되는 것 역시도 봉지재 열화의 원인이다. 증기확산으로 EVA에 수분침투가 일어나는데[34][91], 이로 인해 태양전지 표면에서 산화 현상이 일어날 수 있고, 이것이 상당한 출력손실의 손실로 연결될 수 있다[92]. 게다가, 탈결합의 동력학 역시 주위 수분에 의해 접착에너지가 감소하면서 영향을 받게 된다[93][55]. 주위 온도 30°C에서 상대습도를 달리하면서 행한 박리 시험[55]에서는 티타늄 빔과 EVA 계면 사이에서의 불량률 보여주었는데, 습도가 증가할수록 접착에너지는 감소하였다.

2.3 태양광 모듈출력에 미치는 불량의 영향

모듈의 가장 중요한 불량유형에 대해서는 앞선 TASK13 “Review of Failures of Photovoltaic Modules” 보고서에서 기술하였다[1]. 여기서는 특정 불량모드에 의해 야기되는 모듈의 열화속도를 설명하는 모델에 대해 기술하고자 한다.

모듈이란 제품에는 다양한 부품들이 결합되어 있다. 셀 사이의 상호연결 리본들, 태양전지 셀들, 바이패스 다이오드와 같이 똑 같은 부품이라도 초기 부품 때와는 그 품질이 다르리라는 것을 예상하여야 한다. 어떤 불량유형의 경우, 하나의 부품이 완전한 출력손실이나 모듈의 안전결함으로 연결될 수 있다. 커넥터, 케이블, 백시트, 정션 박스와 유리 등이 그러하다. 이들 부품들은 모듈의 출력손실로 연결될 뿐만 아니라 태양광 어레이에서 전체 스트링의 출력손실로까지 이어진다. 포팅 소재, 프레임, 셀, 셀 연결리본,

스트링 상호연결부, 바이패스 다이오드와 유리 코팅과 같은 여타 부품들은 모듈이나 모듈 스트링의 전체 출력손실에는 영향이 없어도 부분적으로 불량이 있을 수 있다. 그리고 모듈의 서브스트링은 결함이 있어도 바이패스 다이오드들이 모듈의 전체 출력손실을 방지한다.

이런 이유로 모듈의 출력손실을 반영하기 위해서는 완전하고 충실한 프레임워크가 필요하다. Thomas Friesen은 “Performance Plus” 프로젝트 보고서에서 “one diode model”을 토대로 한 체제를 소개한 바 있다[94]. 가장 쉬운 방법은 하나의 전기적 모델을 가지고 모듈을 시뮬레이션하고 구성품의 각 부분에 대한 노화 메커니즘을 기술하는 것이다. 그림 9는 그런 하나의 프레임워크를 보여주고 있다. 프레임워크의 각 요소들은 실제 조건을 커버할 수 있는 초기 값의 분포를 가져야 한다. 분포를 나타내기 위해 초기 값의 분포를 가지고 몬테카를로(Monte Carlo) 시뮬레이션이 수행되었다.

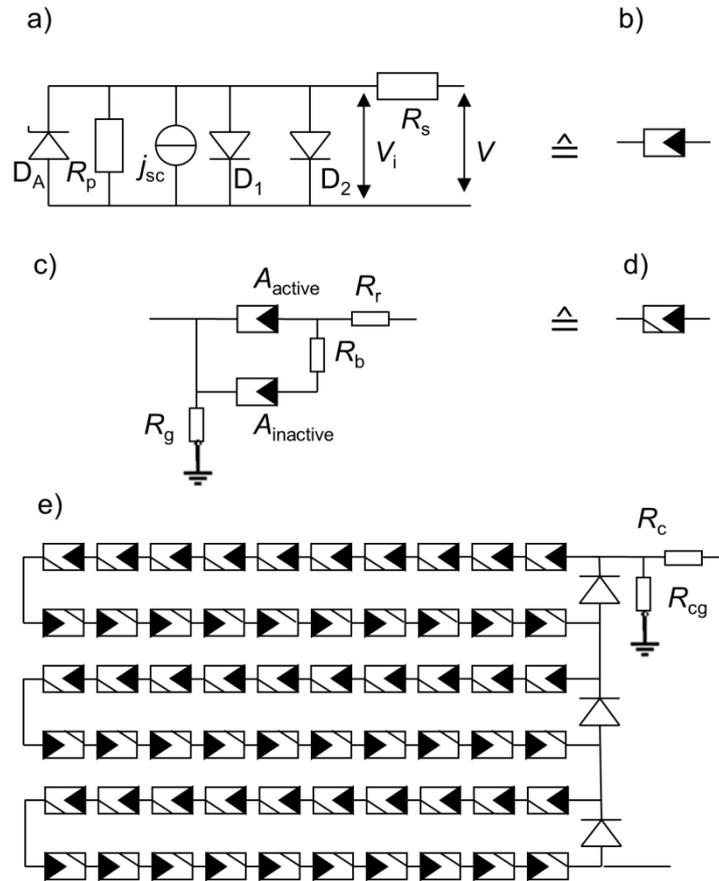


그림 9: 모듈의 노화 모델링을 위한 전기적 프레임워크.

문헌에서, 모듈 구성품들에 대한 다양한 노화 모델 기술에 대해 찾을 수 있다. 이들은 프레임워크 각 부분들의 거동을 모델링하는데 사용될 수 있다. 빛의 강도에 영향을 미치는 노화 메커니즘은 셀에서 단락전류 j_{sc} 를 줄여 모델링할 수 있다. 셀 상호연결 리본의 노화는 리본 저항 R_r 의 증가로 이어진다. 셀의 파손은 셀의 파손 저항 R_b 와 병렬저항 R_p 에 영향을 미친다. PID 역시 셀의 병렬저항 R_p 에 영향을 미친다.

소재의 파라미터와 소재 의존 모델 외에 기후조건에 대한 입력 파라미터들이 필요하다. 많은 경우에 모듈불량을 모델링하기 위해서는 모듈 위/내에서의 온도, 화학적 상태, 에너지 복사 그리고 기계적 부하 같은 내적부하를 알아야 한다. 이들은 측정을 하거나 Herrmann[95] 이 보고한 것과 같이 통상의 기후대에 대한 발간자료를 인용할 수 있다. 매우 중요한 부분 중 하나는 외적부하를 모듈의 내적부하로 변환하는 것이다. Koel 등은 주위 환경 온도에 따라

모듈 온도, 모듈에 입사되는 일사량 그리고 풍속을 계산하는 방법을 기술하였는데[96], 이는 에너지등급(energy rating)에 관한 규격 IEC 61853-2:2016에서도 볼 수 있다. 이런 방법을 통해 외적부하를 모듈의 온도로 바꿀 수 있다. 게다가, 시뮬레이션을 시작하기 위해서는 초기 소재 파라미터들의 변화사항도 알아야 한다. 변화사항 확인은 몬테카를로 시뮬레이션으로 수행한다.

다음으로 여러 가지 열화 메커니즘별로 소재 파라미터들의 노화에 대해 기술하고자 한다.

2.3.1 모듈출력에 미치는 EVA 갈변의 영향

2.1.3에서 관찰한 바와 같이 모듈에서의 EVA 갈변 예측 모델에 필요한 관련 파라미터들은, EVA 화합물에서 과산화물과 산화방지제의 농도, 라미네이션 중의 온도 프로파일과 시간, 자외선 영역에서 전면 유리 시트의 투과율, 태양광 조사강도, 모듈의 온도, 셀의 크기 그리고 폴리머 백시트나 가장자리 실링 부분의 침투율 등 그 수가 많다[97][98]. 황변에 의해 일어나는 출력손실 역시 발색단의 흡수 파장영역에서 셀의 양자효율에 의존한다. 봉지재의 황변에 의해 영향을 받는 모듈 파라미터는 단락전류밀도 J_{sc} 이다. 단락전류는 외부양자효율(external quantum efficiency : EQE)과 태양전지의 흡수 파장영역에서 태양전지에 도달하여 입사되는 분광강도 $I(\lambda)$ 의 곱을 적분한 것이다[99]:

$$J_{sc} = q \int_0^{\infty} I(\lambda)EQE(\lambda)d, \quad (2)$$

여기서, q 는 기본 전하, λ 는 파장이다. 외부 손실을 감안할 때 태양전지 전면에서 봉지재에 의한 흡수 $A(\lambda)$, 모듈 전면에서 입사광의 반사 $R(\lambda)$ 인 경우, 단락전류는 다음과 같다:

$$J_{sc} = q \int_0^{\infty} I(\lambda)(1 - R(\lambda) - A(\lambda))EQE(\lambda)d. \quad (3)$$

이처럼 주어진 하나의 파장에서 생성된 광전류와 이 파장에서 EVA에 의한 흡수 사이에는 직선관계가 있다. 아직까지 봉지재 흡수 $A(\lambda)$ 의 변화를 앞에서 언급한 영향인자들의 함수로 기술하는 모델은 없다.

EVA 변색은 모듈의 동작기간 동안 계속 변화가 지속되는 불량이다. 일부 모듈은 더 빨리, 다른 모듈은 좀 더 늦게 황변 프로세스가 일어날 뿐이다.

갈변이 분명한 것은 모듈이 열화하기 시작했다는 신호인데, 약간의 갈변 현상을 보이는 모듈은 그 출력손실을 감지하지 못할 수 있다. 통상, 황변에 의한 연 평균 열화율은 약 0.5 % [1] 그리고 고온에 습하거나 중간(moderate) 기후일 경우는 1 %에까지 이른다[100]. 그럼에도 불구하고, 사막에 설치된, 거울로 강화한 모듈에서 연간 10 %에 도달하는 출력손실이 관찰되었다[5]. 몇몇 연구에서는[101][102] 일정한 열화율이 보고되었고, 다른 연구에서는 더 긴 동작기간 동안에 시간에 따라 열화율이 증가한다고 보고하였다[103][104]. 이런 증가는 단순히 단파장에서 빛을 차단하는 황색에서 갈색으로의 EVA 변색 폭이 넓어지기 때문이다. 전형적으로 10 %의 단락전류손실은 황변이 잘 일어나는 모듈을 첫 10년 동안 노출시킨 후에 관찰할 수 있는 수준이다[101] [102].

정리하면, 봉지재의 황변에 의해 야기되는 출력손실은 처음에는 일정한 손실율을 보이거나 시간의 경과와 함께 EVA의 흡수계수가 증가하고 광열화가 더 진행되면 열화율은 더 빨라지게 된다.

Pern은 발색단을 형성하는데 참여하는 자외선 흡수제가 시간과 함께 고갈되면 황변 현상은 포화값에 도달한다고 제시하였다(2.1.3 참조)[5]. 비록 실험적으로는 증명되지 않았고 광열화가 없는 다른 시스템이 황변 현상의 포화점을 보이지는 않지만[105], Pern은 시간의 경과와 함께 봉지재의 황변에 의해 야기되는 출력손실은 초기에는 출력이 일직선으로

감소하고 황변이 그 최대점에 도달하면 궁극적으로 포화점을 나타내는 S자 모양(sigmoid)을 따른다고 제시하였다.

2.3.2 모듈출력에 미치는 박리의 영향

모듈의 박리는 피크 출력손실의 가장 중요한 요인 중 하나이다. 박리는 모듈 내 어떤 계면에서도 일어날 수 있는데, 유리/EVA, 셀/EVA, 실버 그리드선/EVA, 리본/EVA, 폴리머 백시트의 중간층 등이 그러하다. 박리의 주요 구동력은 잔존 열응력이나 외부에서 기계적으로 계면에 가해지는 응력들이고, 그리고 열, 자외선과 수분의 공격에 의해 계면의 결합력이 떨어지게 된다. 라미네이션의 박리 후에는 새로운 계면들이 생성되는데, 유리/EVA 박리인 경우는 유리/공기와 공기/EVA가 그리고 셀 전면과 EVA 박리인 경우는 EVA/공기와 공기/셀 전면 계면이 생성된다. 반사가 증가하는 것은 프레넬 방정식으로 계산할 수 있다. 유리/공기와 EVA/공기 계면들의 경우, 계면 반사율은 약 4 %이다. 이런 반사손실은 단락전류의 감소로 인해 최대출력(P_{max})의 하락을 가져온다[75]. 게다가, 박리는 모듈열화를 발생시키는 다른 요인들과도 연관이 있다. EVA 내부로 확산된 수분은 박리된 부분에서 응축될 수 있고 그 부분에서의 수분전파를 가속시키게 된다[34]. 박리는 또한 모듈 내로 수분이 침투할 수 있는 더 빠른 경로를 제공한다. 셀 표면에서 박리가 일어날 때 수분의 응축, EVA에 의해 생성된 초산 그리고 계면에 도달하는 산소에 의해 금속 부품의 부식이 일어난다[63][106]. 박리는 수분침투를 가속화시키고 수분응축을 촉진하므로 박리에 의해 부식이 가속되는 것이다.

광학적인 손실과 부식에 의해 유발된 직렬저항의 증가 때문에, 박리된 영역 내에서의 셀들은 전류생산이 더 적어진다. 이것이 전류 미스매치의 시발이다. 미스매치가 크면 바이패스 다이오드 동작을 촉발하고 모듈의 추가 출력손실을 야기한다[107].

Park 등은 부분적인 박리와 EVA 변색이 된 25년 경과한 모듈을 조사하였는데[75], 최대출력 손실의 주요 요인으로 박리된 영역에서의 공기 틈에 의해 반사율이 증가하고 변색된 EVA에 의해 투과율이 줄어들었기 때문임을 보고하였다. 박리와 변색이 있는 부분에서의 전체 전류손실은 그렇지 않은 부분에 비해 3.8배 더 높다. Van Dyke 등은 현장에 설치 동작 중인 EFG-Si 태양전지를 사용한 모듈의 열화요인을 조사하여[63], 박리와 변색이 대부분 모듈 가장자리 주변에서 발견되었음을 보고하였다. 설치 후 초기 3년 동안 모듈의 최대출력 값은 거의 20%나 떨어졌고, 반면에 단락전류 I_{sc} 는 약 5% 떨어졌다. 열화의 원인은 박리, 수분침투 그리고 이어진 모듈에서의 금속 접촉 부위의 부식으로 인식하고 있다. 박리된 부분은 셀 미스매치를 일으키고 나아가서는 국부적인 가열을 초래한다. 박리와 변색된 부분에서의 고온은 수분의 침투, 박리와 부식을 더 촉진한다. Sánchez - Frieria 등은 12년 동작한 모듈의 열화를 분석하여[106], 약 11.5%의 출력손실을 확인하였다. 모듈 최대 출력의 손실은 대부분 단락전류 I_{sc} 의 손실에 의한 것이라고 보고하였다. 대부분의 열화는 셀/봉지재 계면에서의 박리 때문으로 간주하였는데, 이러한 박리는 셀 전면의 반사방지 코팅의 열화와 셀과 접촉하는 금속부품의 부식을 더욱 더 가속화한다. 게다가 이 박리는 모듈에서 셀 사이의 전기적 미스매치로 출력손실을 유발한다.

모듈의 박리에 대한 탐지방법을 개발하기 위해 많은 연구가 수행되었는데, Sinha 등[108]은 펄스 서모그래피(PT) 방법과 분석을 제안하였다. 빠르고 비파괴적인 이 방법은 박리를 탐지하고 박리두께를 추정할 수 있다. Voronko 등은 박리를 포함한 결함을 탐지하기 위해 펄스 서모그래피와 주사음파현미경(scanning acoustic microscopy : SAM) 둘 다를 활용하여[109], 박리와 공동의 존재와 위치가 두 기술에 의해 비파괴적인 방법으로 탐지될 수 있음을 보여준다. SAM은 크기가 작은 결함에 대해서도 더 좋은 해상도를 제공할 수 있다.

열과 습기에 노출되면 접착력 손실과 박리가 발생할 수 있다[110]-[112]. 가속시험에서 박리는 흔히 고온고습 시험조건에 의해 유발된다. Wu 등은 다른 고온고습 시험 조건에서

EVA와 백시트 사이의 박리 강도의 감소에 대해 연구를 했는데[112], 박리 강도 감소가 시험 조건의 온도와 상대습도에 크게 의존한다는 것을 보여주었다. 백시트의 표면 상대 습도를 구동력으로 가정하고 온도를 가속 인자로 하는 Arrhenius 기반 모델을 가정하여 습도 선량 모델을 제안하였다. 박리 강도와 습도 선량 사이의 상관관계는 -63 kJ/mol 의 활성화 에너지를 가진 지수 모델을 따르는 것으로 나타났다. Peike 등은 2,000시간의 고온고습 후 봉지된 결정질실리콘 태양전지의 열화메커니즘을 상세히 연구하여[84], 에미터와 반사방지 코팅은 모두 손상되지 않았음을 보여주었다. 열화는 납땀 본드와 그리드선의 부식으로 인해 직렬저항이 증가하여 발생한다. 보다 심층적인 연구에서는 EVA에 의해 생성된 초산이 2.3.5절에 나와 있는 것처럼 스크린 인쇄된 실버 버스바 혹은 그리드선과 셀 표면 사이 접합부의 부식이 원인으로 나타났다.

박리 과정에서 수분의 역할이 중요하여 모듈 내부로의 수분침투에 대해 여러 연구가 수행되었다. Kempe 등[34]은 수분침투를 모델링하기 위해 실제 대기 데이터와 함께 유한요소분석을 사용하였는데, 수명기간 동안 모듈의 가장자리를 통해 수분이 불침투성의 모듈 패키징 안으로 크게 침투할 수 있다는 것을 보여주었다. 모듈 내에서의 수분은 응축되어 부식속도를 증가시킬 수 있다. 모듈에서의 잔류 전단응력으로 인해 응축된 물은 EVA와 셀/유리 사이의 계면에서 형성될 가능성이 더 높다. 이는 부식을 가속화하고 계면박리 가능성을 증대시킨다. 박리는 더 많은 수분 침투를 일으키는데 더 빠른 경로를 제공한다. Meitzner와 Schulze 등은 봉지재 선택에서 수분흡수를 결정할 때는 더 세심한 주의가 필요하다고 지적하였다. 기존 방법은 Henry의 법칙의 유효성을 가정한 것인데, 이는 용해된 물 분자와 상호작용이 활발한 소재들의 경우에는 더 이상 유효하지 않다. PVB 같은 소재의 경우는 ENSIC 모델이 더 유효하다. 이 결과는 모듈 내부로의 수분침투 시뮬레이션에 유용하다. Park 등[114]은 모듈 내에서 수분응축에 의해 유발된 열화에 대한 모델을 개발하였다. 수분응축은 흔히 특정기후 지역에 설치된 모듈에서 일어난다. 그들은 수분응축으로 인한 열화속도가 85°C 와 65 % 상대습도에서의 고온고습 열화의 1.45배에 달한다고 보여주었다. 그리고 모듈에서의 수분응축 빈도수는 봉지재 유형에 따라 달라지는데, 폴리올레핀 유형은 EVA와 실리콘보다 훨씬 높은 빈도를 보여준다.

모듈 내부방향으로의 수분분포를 탐지하는 방법도 연구되었는데, Carlsson 등은[115] 유리기관에 증착된 다공성 TiO_2 막의 AC 저항을 측정하는 수분감지 기술을 개발하였다. 이 센서는 노후 모듈 내에서의 수분농도 측정에 사용할 수 있음이 입증되었다. Rashtchi 등은[116]은 FTIR을 사용하여 EVA 봉지재에 흡수된 물을 연구하였다. 그들은 물 분자가 EVA 내부 틈 사이에 위치하는 것이 아니라, 수소결합에 의해 하나 또는 두개의 C=O 기들에 결합되어 있음을 발견하였다. 그들은 이것이 모듈 EVA 층에서의 깊이에 따른 물 농도분포를 측정하는 유망한 방법이라고 주장한다.

Novoa 등은[55] 온도와 상대습도의 함수로 탈결합 에너지와 성장률을 평가할 수 있는 역학 기반 기술을 개발하였는데, 온도가 25°C 에서 50°C 로 상승할 때 EVA/유리 라미네이트의 탈결합 에너지가 2.15 kJ/m^2 에서 1.75 kJ/m^2 로 감소한다는 것을 보여주었다. EVA의 탈결합 성장률은 온도 10°C 의 상승 또는 상대습도 15 %의 증가만으로 1,000 배 증가된다. 이는 박리가 모듈온도와 수분침투에 의해 가속화됨을 보여준다. 그들은 모듈에서의 점성-탄성 탈결합에 필요한 파괴 동역학 모델에 기반하여, 명시적 탈결합 에너지, 상대습도와 온도의 함수로 탈결합 성장속도를 보여주는 방정식을 도출하였다. 우리가 아는 한 박리로 인한 출력손실을 설명하는 모델에 관한 문헌은 없다.

2.3.3 모듈출력에 미치는 셀 균열의 영향

결정질실리콘 태양전지의 셀 균열의 영향에 대한 모델링은 셀 균열로 인해 전기적으로 분리된 최대 셀 면적을 결정하는데 토대를 두고 있다. 모듈이 전기적으로 자극을 받으면 예상되는 출력손실이 나타난다[117]. 그러나 대부분의 탐지된 셀 균열은 해당 부분을 그

셀로부터 전기적으로 분리시키지 않는데, 특히 모듈의 전체 서비스 수명에는 해당되지 않는다.

Paggi 등은 PET 전면시트를 가진 모듈에서 셀의 기계적 응력에 대해 보고하였다. 모듈 라미네이션 후에 압축 열-탄성 잔존응력이 태양전지에 축적되므로, 라미네이션 단계 이후에 균열이 발생한 태양전지는 셀 균열을 가로질러 전기저항이 낮아지는 경향을 보인다. 기계적 벤딩이 추가로 가해지면 태양전지에서는 인장 응력상태가 유발되는데, 이것이 압축 잔존응력과 중첩되어 점진적으로 이를 보상하고, 이것이 균열 선을 따라 전기적 절연을 유발하는 균열의 열림(opening)을 증가시킨다. 분산 직렬저항을 갖는 전기적 모델[Breitenstein13]에서는 균열 열림에 따라 셀 핑거전극이 균열과 교차하는 지점에 해당하는 부위에 추가적인 국부저항을 도입함으로써 전기적 응답에 대한 변형의 효과를 고려하였다[119].

중요한 점은 셀 균열이 셀 부분들을 상호 전기적으로 얼마나 오래 동안 분리할 필요가 있는가이다. Kasewieter[120]는 모듈 라미네이트의 벤딩 시험에서 셀 전면의 실버 전극이 실리콘의 균열과 함께 즉시 균열되는 것을 보여주었다. 그러나 기계적 부하가 없어지면 전면 금속전극은 어떤 추가적인 접촉저항 없이 대부분 다시 연결된다. 반대로 알루미늄 후면전극은 실리콘의 첫 번째 균열과 함께 즉시 분리되지 않는데, 후면전극은 피로 균열거동을 나타낸다. 전기적 균열 저항은 사이클 수만큼 서서히 증가한다. 특정 사이클 후 후면 금속전극을 통한 전기적 접촉은 랜덤하게 접촉과 절연 상태를 보여준다. 셀 균열을 따라 후면전극의 전기적인 열화시간에 영향을 미치는 중요 매개변수가 무엇인지 아직 알려져 있지 않다.

셀 균열의 두 번째 측면을 다룬 문헌은 거의 없다. 셀 균열은 균열경로를 따라 결함이 있는 실리콘 표면을 드러나게 한다. 이 표면을 따라 크게 증가한 재결합 전류가 공핍영역(depletion region)을 가로질러 흐른다[121]. 이 재결합 전류는 각 균열된 셀에 대해 이상 계수(ideality factor) 2를 갖는 다이오드 포화전류의 증가로 설명할 수 있다[122]. 단순화를 위해 이 병렬 다이오드를 병렬저항으로 시뮬레이션 할 수도 있다. 이 재결합 전류는 특히 모듈의 광효율을 감소시킨다. 만약 60셀로 구성된 모듈의 각 셀이 균열되고 모든 셀 균열이 셀에서 별도 영역으로 분리되지 않으면 모듈의 출력손실은 일반적으로 표준 시험조건에서 공칭출력의 2.5% 미만이다 [117].

우리가 아는 한 기상조건에 따른 출력손실을 설명하는 모델은 아직 없다. Morlier 등[Morlier15]은 그림 9에 나타난 모듈용 전기 프레임워크를 사용하여 모듈 출력손실을 시뮬레이션하고, 그림 10에 있는 하나의 예시적인 태양광시스템에서 측정된 셀 균열들의 분포를 제시하였다. 그러나 태양광시스템의 시간과 기후 의존적인 출력의 전개는 균열 저항의 변화로 간단히 모델링한다. 균열저항에 대한 기후의 시간 의존적 영향은 아직 알려져 있지 않다. 또한 셀 균열을 가로지르는 전도도가 출력생산에 얼마나 오래 동안 충분히 유지되는 지에 영향을 미치는 셀/모듈 생산 변수들도 아직 모르고 있다.

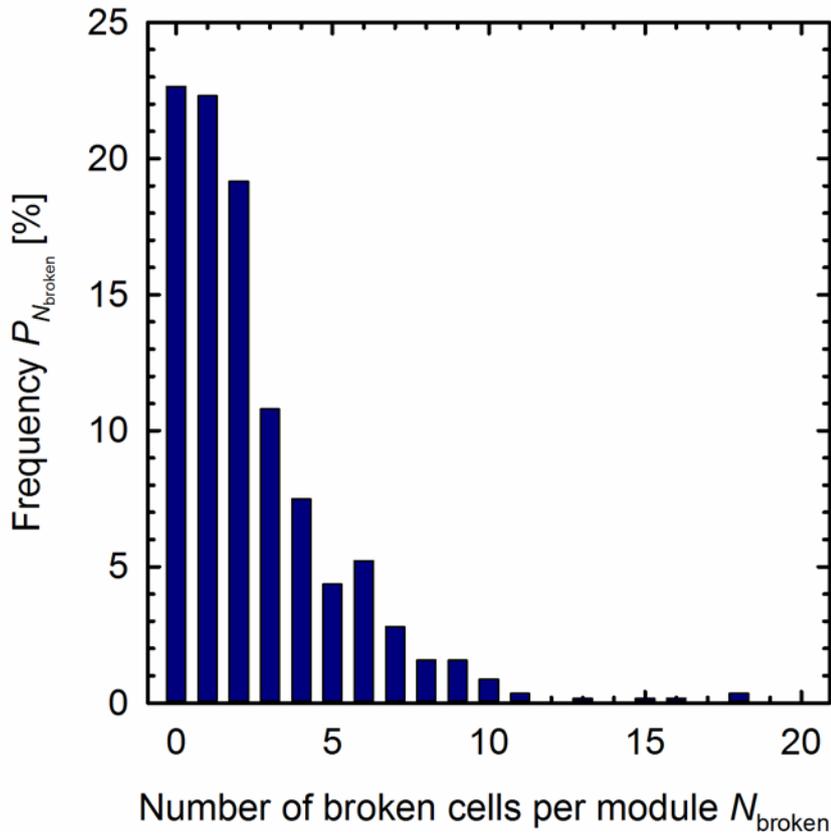


그림 10: 태양광시스템에서 모듈 당 균열 셀 개수의 분포.

셀 파손이 일어나고 있는 모듈에 대한 플래시 시험과 two-diode 모델 피팅 방법으로 출력손실의 원인을 근본적으로 보여주는데 사용할 수 있다. 60셀 다결정 모듈의 기계적 부하, 온도 사이클 그리고 습도 동결을 포함하는 응력 시험에서 I_{mpp} (최대출력 전류)는 플래시 시험으로 결정되는 파라미터들 중 가장 심하게 열화가 일어나는 것으로 밝혀졌다[123]. King[124]이 도입한 매트릭스를 사용하면, I_{mpp}/I_{sc} 비율이 크게 감소하는데, 이는 접합 특성(선트 혹은 재결합 전류)의 열화를 나타내고, 셀들의 전류생산에서 불일치 효과를 보여주는 것이다. 이는 셀 파손과 일관성을 보여주는데, 셀 파손은 셀 접합 특성을 무너뜨리는 재결합 경로와 다양한 범위의 활성 셀의 가동 영역 축소 둘 다의 요인이 된다. 정도가 덜하기는 하지만 점점 더 중요해 지는 것은 셀들에 손상을 증가시키면서 직렬저항을 나타내는 V_{mp}/V_{oc} 비율이 감소하는 것이다.

셀 균열이 유발될 때 모듈출력이 상대적으로 약 10% 감소하면 직렬저항은 약간 증가한다. 이것은 광조사와 암상태 I-V 곡선[125] 혹은 두 가지 빛의 강도에서 I-V 곡선[126]의 조합을 사용하여 가장 잘 측정된 것이다. 이런 분석을 사용하여 10% 모듈 출력손실의 경우 직렬저항 증가는 0.5 ohm cm^2 이며, 이는 절대적 충진율 값의 2% 하락과 측정된 10% 모듈 출력손실의 약 2.6%를 차지한다. 셀에서 상호연결 버스바 리본의 수가 증가하면, 셀 균열에도 불구하고 전류수집 능력이 더 잘 유지되기 때문에 직렬저항과 불일치 손실이 감소한다.

암상태 I-V 곡선 분석은 셀 파손과 관련된 여러 메커니즘을 추가로 보여준다. 셀 접합부를 관통하는 파손으로 인해 접합의 품질을 나타내는 2차 다이오드 파라미터들은 열화를 보여주고, 이상계수 n_2 와 사전지수(pre-exponential) J_{02} 는 증가한다. 소수캐리어 수명 n_1 과 사전지수 J_{01} 과 관련된 1차 다이오드 매개변수 역시 증가하는데, 이는 새로운 균열 계면에서 부동태화가 되지 않은(unpassivated) 반도체 표면을 생성하는데 기인한다[123].

일반적으로 모듈에서 셀 균열에 의한 영향은 매우 불균일하다. 그림 10은 모듈에서 셀 균열의 일반적인 분포를 보여준다. 셀 균열로 인해 분리된 셀의 각 부분들은 최대 출력점에서 전류를 감소시킨다. 이 두 가지 요소는 태양광시스템에서의 출력손실로 이어지는데, 그 값은 개별 모듈들의 출력손실의 합과 일치하지 않는다.

태양광시스템에서 셀 균열로 인해 예상되는 최대 출력손실을 시뮬레이션하려면 셀 균열로 인해 분리될 수 있는 고립된 셀 부분들의 분포를 알아야한다. 이 분포는 전계발광(EL) 혹은 자외선 형광 측정으로 확인할 수 있다[Koentges14]. 그림 11에 나타난 고립된 셀 부분들의 분포를 얻기 위해 몬테카를로 시뮬레이션을 하였는데, 그림과 같은 고립된 셀 부분들의 분포를 가진 모듈을 구성하는 스트링들의 예상 출력 분포를 계산하였다. 20개 모듈의 20개 스트링에서 최악의 출력 분포가 그림 12에 나타나있다. 이 분포는 비대칭이어야 한다. 그러나 그림 10과 같은 중간 정도의 셀 균열 발생의 경우, 스트링 출력 분포 결과는 여전히 가우스 분포로 피팅할 수 있다. 시뮬레이션한 경우에서 모든 균열된 셀 부분들을 완전히 고립시킨 후의 스트링의 평균 출력손실은 약 12%이다.

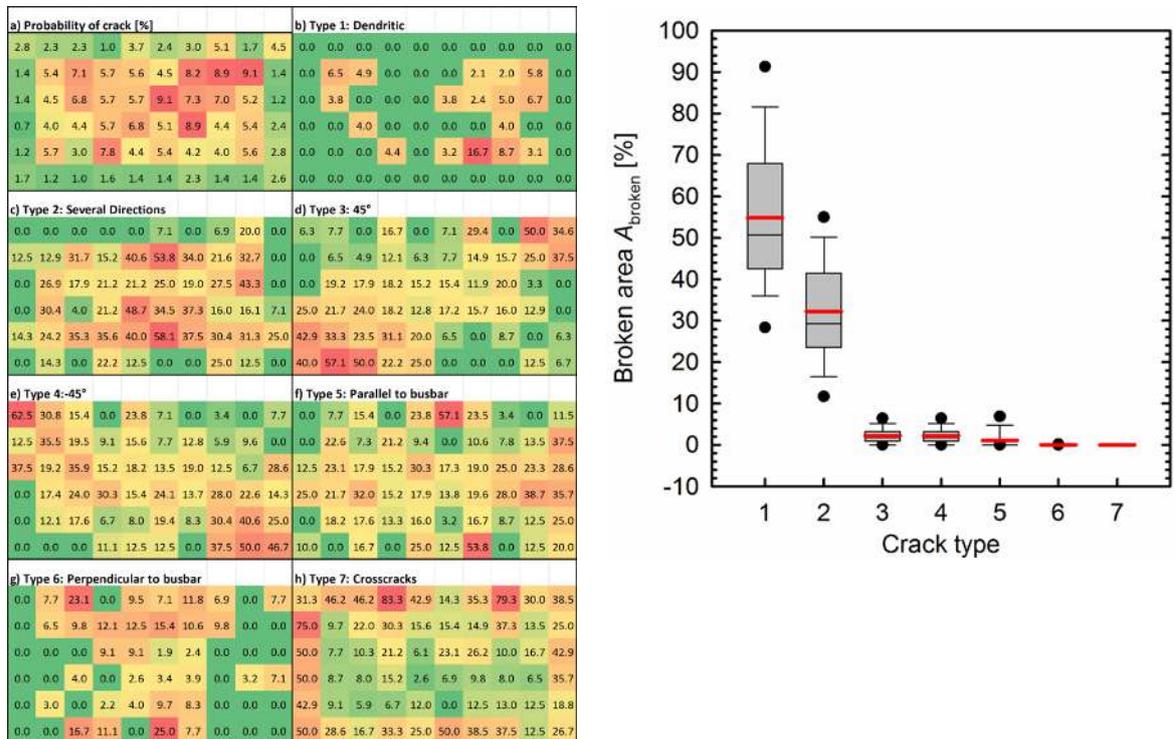


그림 11: 고립된 셀 부분들의 분포가 위 2개의 그래프로 표시되어 있다. 왼쪽은 측정된 모듈에서 다양한 셀 균열 등급의 분포를 보여주고, 오른쪽은 7개의 균열 등급들에 대해 깨진 면적의 분포를 보여주고 있다.

이미 존재하고 있던 셀 균열이 출력손실로 이어질지 여부를 식별하는 방법은 아직 없다. 셀 균열이 많은 모듈이 약간의 셀 균열만 있는 모듈보다 출력을 훨씬 오래 유지할 수 있다는 것이 특이하게 보일 수 있다. 첫 번째 경우에는 셀 균열들이 높은 균열저항으로 이어지지 않을 수 있지만, 두 번째 경우에는 균열 저항이 단기간에 증가하여 일부 셀 균열들에 의해서도 출력손실이 높아질 수 있다.

이미 언급했듯이 시장에서의 주류는 셀 당 3개 이상의 버스바로 심지어 다중 와이어 방식으로 이동하는 경향을 보이고 있다. 이렇게 하면 작은 조각만 해당 버스바에서 분리되기 때문에 출력손실의 위험을 줄일 수 있다. 현재 사용하고 있는 셀과 셀 상호연결 방식에 의해 모듈은 높은 충진율을 보이고 있다. 따라서 I_{mpp} 가 I_{sc} 에 더 가까워지므로 이미 분리된 작은 셀

조각이 출력손실을 유발할 수 있다. 모듈출력에 미치는 영향 없이 허용되는 분리된 셀의 분율 $A_{inactive}$ 는 다음 식으로 주어진다[117]

$$\frac{A_{inactive}}{A_{total}} > \frac{(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{sc}} \quad (4)$$

최신 고효율 모듈 (FF ~ 79 %)의 경우, 훨씬 낮은 충전율(FF ~ 73 %)을 가진 모듈들에 비해 전체 셀 면적 A_{total} 의 약 5 %만이 분리될 수 있다는 것을 의미하는데, 낮은 충전율의 모듈에서 8-10 %의 셀 면적 손실은 모듈출력에 전혀 영향이 없다.

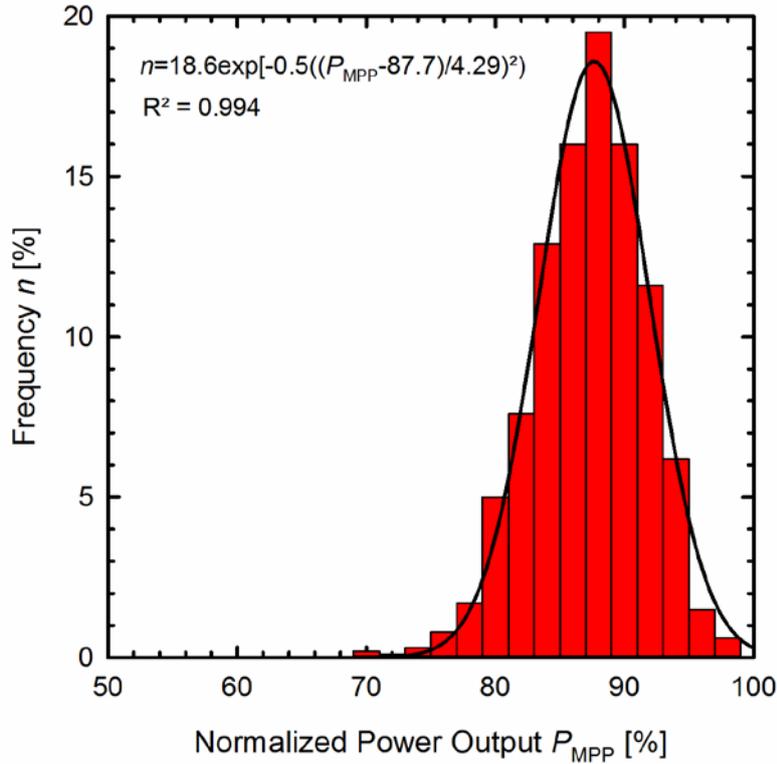


그림 12: 셀 균열들을 가진 모듈 스트링들의 출력생산 분포. 출력생산은 결함이 없는 스트링의 출력으로 정규화한 것이다.

2.3.4 모듈출력에 미치는 선텡에 의한 PID의 영향

셀과 모듈의 지지대 구조 사이의 전위차는 누설전류를 발생시켜 출력 저하로 이어질 수 있다. 결정질실리콘 셀에 대해 2가지 불량모드를 구분하는데, PID-p ((p : polarization(분극화) 혹은 passivation(부동태화))와 PID-s ((s : shunting(선텡))이다. PID-p는 표면 재결합 증가[127]-[129]로 인해 성능을 저하시키는 부동태화 층의 일시적이고 가역적인 열화이다. PID-s는 유리, 봉지재 혹은 셀 표면으로부터 셀 내부로 Na^+ 이온의 흐름을 포함하는 누설전류 때문인데, 이 흐름은 실리콘의 적층결합 내부로 확산되고 셀을 선텡시킨다[130]. 실리콘 표면에서 나트륨의 혼입은 주로 FF, V_{oc} 그리고 I_{sc} 를 저하시킨다. 이 열화의 일부는 비가역적인데, 다른 부분은 열처리 및/혹은 활성 셀 회로와 접지된 모듈면 사이의 바이어스 전압의 반전을 통해 가역적으로 만들 수 있다 [131]. 기존 n+/p 실리콘 태양전지의 큰 시장 점유율로 인해 PID-s는 필드에서 주 PID 문제가 된다.

참고문헌 [1]의 표 6.2.1에서 PID-s 효과에 영향을 미치는 요인을 나열한 바 있다. 완전한 PID-s의 모델에는 일반적으로 사용 가능한 것보다 더 많은 매개변수가 포함될 수 있다. 여기서는 완전하게 제조된 모듈에서 매개변수를 결정해야하는 현상학적 모델에 대한 검토에 초점을

두고자 한다. 모듈 구성요소의 소재에 관한 매개변수를 기반으로 하는 어떤 모델도 아직 문헌에서는 찾을 수 없지만 환경 스트레스들을 주어진 모듈의 I-V 곡선의 파라미터들에 연계시키는 경험적인 모델이 있다.

일반적인 PID 시험에서는 셀과 모듈 프레임 사이에 고전압이 인가된다. 옥내시험의 경우 모듈 단자가 단락되어 셀 전위가 균일하다. 환경은 자연적인 옥외조건이거나 옥내 제어 조건일 수 있다.

수많은 PID 관련 논문(예 : [129], [131])은 출력열화 모델을 추출하지 않고, EL, EBIC, EDX 또는 STEM 측정을 통하여 PID가 출력, 누설전류 그리고 열화의 시각화에 대해 미치는 효과에 대해 기술하고 있다.

Hoffmann[69]은 습도, 온도, 온도와 습도 둘 다에 의존하는 누설전류 모델을 기술하였다. 실제로 누설전류를 측정하는 것은 PID-s 시험의 안정성, 균일성과 연속성을 평가하는데 중요하다. 그러나 지금까지 누설전류는 결정질실리콘 모듈의 출력열화와 명확하게 연계되지 않았다[69][132][133]. 실리콘 질화물의 더 높은 전도도와 증가된 금속전극의 면적으로 인해 실리콘으로의 Na⁺ 이동 감소와 PID-s의 회복거동[131]이 누설전류와 PID-s 출력손실 사이에 연관성이 결여되었다는 것을 일부 설명해 주고 있다.

PID 효과에 의한 시간 의존적 출력손실의 전형적인 모양은 S자를 나타낸다(그림 13). 먼저 열화가 천천히 진행되다가 그 후 빨라지고, 이어서 인가전압에 의존하는 특정 출력에서 안정화가 된다.

PID-s 효과에 대한 세 가지 경험적 모델에 중점을 두고 설명하고자 한다. Hattendorf 등의 첫 번째 모델은 출력 열화[133]와 회복[134]을, 그리고 Taubitz 등의 두 번째 모델은 선트저항 열화와 회복에 대해 기술한 것이다[135]. Hacke 등의 세 번째 모델은 결정질실리콘 모듈[136]과 박막모듈[137]의 출력열화를 기술하고 있다. 모든 모델은 모듈을 사용한 옥내시험을 기반으로 한다. Taubitz와 Hacke의 박막 모델에서는 결과를 옥외시험과 비교하였다.

모든 모델은 PID-s가 셀과 프레임 사이에 가해진 전압(시스템전압) U , 모듈온도 T , 주변 상대 습도 H 와 시간 t 에 따라 달라진다고 가정한다.

Hattendorf 모델은 모듈이 다양한 전압, 모듈 온도와 주변 습도에 노출되는 옥내시험 매트릭스를 기반으로 한다. 아래 모듈출력 P_{mod} 방정식에 대한 모델 파라미터를 결정하기 위해 조건들은 다양하게 변화시킨다.

$$P_{mod}(U, T, H, t) = P_{ini}[1 - p(t)]. \quad (5)$$

초기 모듈출력은 P_{ini} 이다. 함수 $p(t)$ 는 환경영향에 기인한 출력손실을 나타낸다.

$$p(t) = p_{\infty} \frac{1 - e^{-\frac{t}{\tau_1}}}{1 + e^{-\frac{t}{\tau_2}}}, \quad (6)$$

$$p_{\infty} = \lim_{t \rightarrow \infty} p(t). \quad (7)$$

모델의 파라미터를 결정하기 위해 출력열화는 시스템전압 U 를 파라미터로 한 시간과 고정된 습도 H 와 시간 T 의 함수로 측정한 것이다. 그림 13과 같이 방정식 (6)을 측정 데이터에 피팅하여 포화출력 p_{∞} 가 추출되었다.

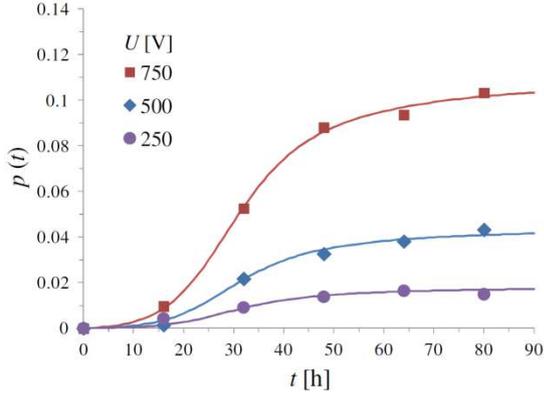


그림 13: 시스템전압을 파라미터로 한 시간의 함수로 나타낸 출력열화[133].

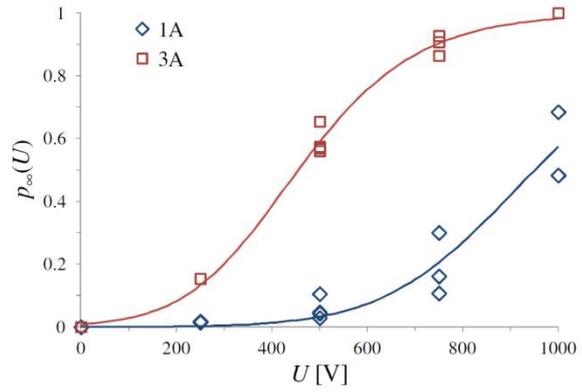


그림 14: 모듈 유형을 파라미터로 한 인가 전압의 함수로 나타낸 최종출력 값 [133].

다음 방정식 파라미터들의 계수는 결정된 포화출력을 습도 H 와 시간 T 를 파라미터로 하여 시스템전압의 함수로(그림 14) 피팅하여 추출한 것이다.

$$p_{\infty}(U) = \left(1 + e^{\frac{U-U_0}{\Phi}}\right)^{-2}, \quad (8)$$

$$a(H) = \frac{H_0}{H}, \quad (9)$$

$$b(T) = e^{-\frac{T-T_0}{\theta}}, \quad (10)$$

$$t_0(T, H) = a \cdot b \cdot t'_0, \quad (11)$$

$$\tau_1(T) = b^2 \cdot \tau'_1, \quad (12)$$

$$\tau_2 = \tau'_2. \quad (13)$$

모델은 6개의 자유 파라미터들을 가지고 있다. t'_0 , U_0 , Φ , τ'_1 , τ'_2 , 그리고 θ . H_0 와 T_0 는 치수 파라미터이다. $H_0 = 41.39 \text{ g/m}^3$ 와 $T_0 = 323.15 \text{ K}$ 의 값들이 선택되었는데, 이는 상대습도 50%, 온도 50°C 에 해당한다. 파라미터 $a(H)$ 와 $b(T)$ 는 가속함수들이다. $T = T_0$ 그리고 $H = H_0$ 인 경우, 이들은 1이 되는데, 그러므로 τ'_1 과 τ'_2 는 이런 조건 하에서의 시정수들이다. 파라미터 τ_2 는 하나의 주어진 모듈에서 일정하다. 이들 파라미터들은 각 모듈의 유형별로 최소자승법으로 추출된다.

PID-s 재생 프로세스는 시스템전압을 껌으로서 활성화된다. 재생 속도는 온도와 함께 증가한다. Hattendorf는 다음과 같은 확장 방정식으로 출력 재생을 모델링하였다[134].

$$P_{mpp}(t) = P_{ini}\{1 - p_0[1 - r(t - t_0)]\}, \quad (14)$$

$$p_0 = p(t_0), \quad (15)$$

$$r(t) = (1 - p_0) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_3}}\right) + p_0 \left(\frac{2}{1 + e^{-\frac{t}{\tau_4}}} - 1\right), \quad (16)$$

$$r(t) = r_1(t) + r_2(t), \quad (17)$$

$$\tau_3(T) = \tau'_3 \cdot e^{-\frac{T-T_0}{\theta_3}}, \quad (18)$$

$$\tau_4(T) = \tau'_4 \cdot e^{-\frac{T-T_0}{\theta_4}} \quad (19)$$

방정식 (5)를 감안하고 열화 프로세스가 중지되고 t_0 라는 시간상의 어떤 점에서 재생이 시작된다고 가정하면, $p(t_0)$ 는 PID-s의 사전 손상(pre-damage) 값을 제공한다. 재생 모델에는 4개의 자유 파라미터 $\tau'_3, \tau'_4, \theta_3, \theta_4$ 가 있다. 파라미터들은 위에서 언급한 방정식을 실험 결과에 피팅하여 결정한다. 그림 15는 재생 방정식 (14)를 실험결과에 피팅한 것으로, 서로 다른 p_0 를 파라미터로 한 것이다. 재생 함수 $r(t)$ 의 사례가 그림 16인데, 두 구성요소 $r_1(t)$ 와 $r_2(t)$ 를 시각화한 결과이다.

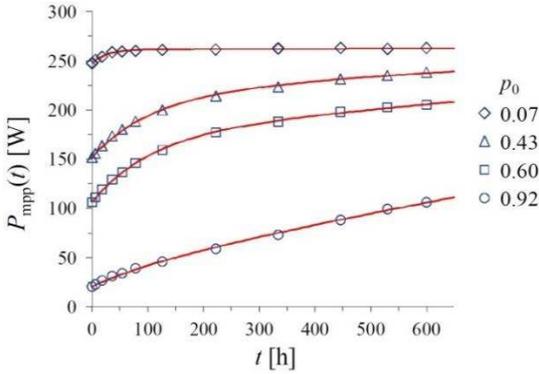


그림 15: $T = 70^\circ\text{C}$, $\text{RH} = 50\%$ 조건에서 인가전압 없이 측정된 4개의 풀 사이즈 모듈의 온도 구동 재생. 모듈들은 그 구성에서 동일하고, PID-s 사전 손상은 다르다. 곡선들은 방정식 (14)와 (16)을 이용하여 평균자승 피팅한 것이다. 파라미터 p_0 는 0과 1 사이의 값이다[134].

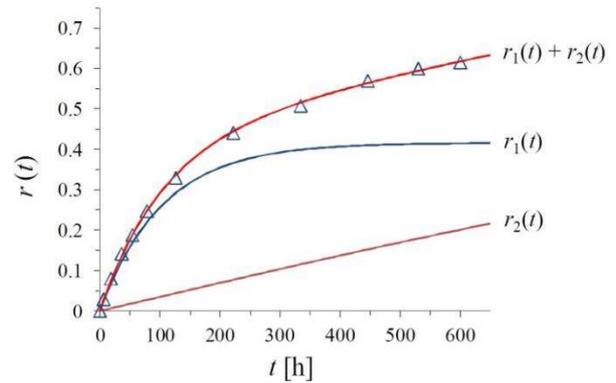


그림 16: 재생 함수 $r(t)$ 와 그 2가지 성분. 그래프는 그림 15 ($p_0 = 0.43$)에서 동일하게 표시한 곡선에 연관된다[134].

Taubitz 모델은 동일한 단일 셀 미니모듈에 대한 실내 제어시험과 옥외시험들을 기반으로 한 것이다. 모듈에 인가되는 시스템전압 U 는 모든 시험에서 동일하다(-1000V). 그림 17은 순차적으로 인가된 전압 하에서 모듈 셉트저항 거동을 설명하기 위해 정의된 세 가지 단계를 보여준다. 바이어스 전압과 높은 상대습도 하에서 모듈은 셉팅단계(S-phase)에 있다. 바이어스와/혹은 습도가 중지되면 셉트 열화는 전이단계(T-phase)에서 느려지고, 이후 재생이 시작된다(R-phase). 전이와 재생은 두 가지 방정식으로 모델링된다.

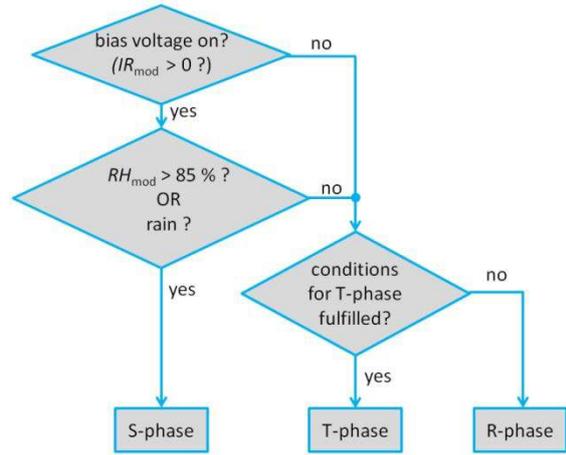
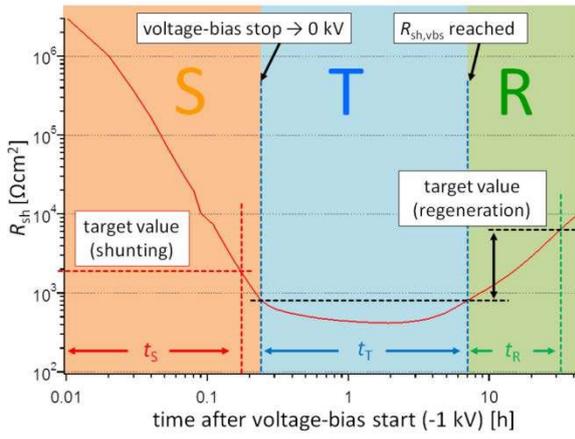


그림 17: 순차적 전압인가 하에서 션트저항의 진화[135].

그림 18: 단계별로 할당된 프로세스[135].

3 단계에서 션트저항은 3개의 방정식을 사용하여 모델링한다. 션팅 단계에서의 션트저항은

$$R_{sh}(t) = a_s \cdot e^{-\frac{t}{b_s T}}, \quad (20)$$

재생 단계에서는 :

$$R_{sh}(t) = c_R + a_R \cdot e^{\frac{t}{b_R T}}, \quad (21)$$

전이 단계에서는 :

$$R_{sh}(t) = a_T(T) \cdot (t + b_T \cdot T) + c_T. \quad (22)$$

상수 a_s , a_R , $a_T(T)$, $b_s(T)$, $b_R(T)$, $b_T(T)$, c_R 과 c_T 는 각 특정 모듈 유형별로 결정되어야 한다. 그들 중 일부는 모듈 온도 T 에 의존한다. 상수들은 그림 17에 주어진 것과 같이 특정 목표 값들에 도달하는데 소요된 시간 t_s , t_T 와 t_R 을 측정하여 결정한다. 모델 단계는 그림 18에 기술된 프로세스에 의해 할당된다.

방정식 (20)의 지수함수는 이 모델이 Hattendorf 실험에서 보았던 열화의 안정화를 기술할 수 없음을 의미한다.

이 모델을 옥외실험과 비교한 결과 상당한 상관관계가 있는 것으로 나타났다(그림 19).

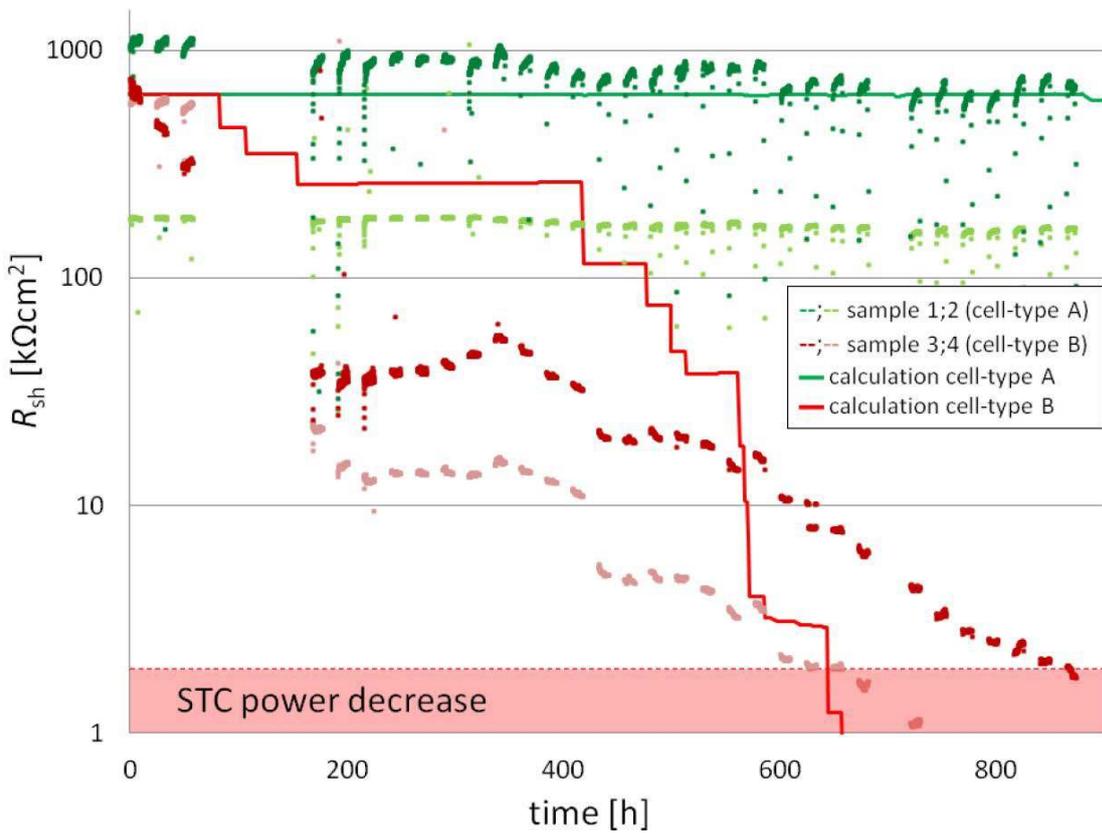


그림 19: 측정과 모델링한 선트저항의 진화[137].

그러나 R_{sh} 모델과 실제 출력열화에 미치는 영향간의 수학적 연관성은 Taubitz에 의해 정량화되지 않았다.

Hacke 모델[136]의 파라미터는 실내시험에서 추출한 것으로 재생 모델링을 포함하고 있지 않다. 파라미터들을 결정하기 위해 온도와 습도 수준을 변화시키면서 20개의 동일한 결정질실리콘 모듈에 고정된 시스템 전압(-1000V)을 인가한다.

결정질실리콘 모듈의 출력열화를 피팅하는데 선택된 방정식은:

$$\frac{P_{max}}{P_{max0}} = 1 - A \cdot e^{-\frac{E}{kT}} \cdot H^B \cdot t^2 . \quad (23)$$

상수 A와 B는 방정식(PIDHACKE)을 실험결과에 피팅하여 결정된다. 파라미터들은 각 모듈 유형별로 결정되어야 한다. 이 포물선 모델은 PID-s 열화단계의 시작 부분에 적용할 수 있는데, 왜냐하면 이것이 시그모이드의 시작 부분에 맞을 수 있고 시그모이드 곡선의 안정화 단계를 기술하지 않기 때문이다. 이 모델은 Annigon[138]가 다양한 기후에서 결정질실리콘 모듈의 옥외 출력 예측용으로 적용하였다.

가속시험으로 현장의 박막모듈에서 PID 발생을 예측하는 유사한 모델링을 할 수 있다[137]. PID 메커니즘의 진행이 CdTe 모듈에서 관찰되었는데, 그 효과는 시스템 전압 수준, 온도와 수분 침투에 따라 달라진다. 이 열화에는 선팅[139], 접합 열화 그리고 직렬저항 증가의 두 가지 다른 징후가 포함된다[137]. 처음 일어나는 PID 모드를 고려하면 모듈 온도와 상대습도(H)를 기반으로 하는 지수 모델은 챔버 시험에서 다양한 응력수준에 따른 CdTe 모듈의 PID 열화를 검증에 적합한데, 설치현장에서 모듈 유형별로 관찰된 열화의 예측을 통해 검증되었다(그림 20). 결정질실리콘의 파생물에 가까운 지수 모델(23)은 상대습도가 더 높은 영역에서 적용할 수 있는 것으로 나타났는데, 다음과 같은 형태이다.

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{P_{max}}{P_{max0}} \right) = A_0 \cdot f(U) \cdot e^{-\frac{E_a}{kT}} \cdot e^{H \cdot B} , \quad (24)$$

여기서 E_a 는 열 활성화에너지, A_0 는 사전지수, $f(U)$ 는 전압 의존성을 나타내는데, 여기서는 자세히 설명하지 않는다. B 는 상대습도 H (백분율로 표시)와 관련된 지수, k 볼츠만 상수, eV 단위의 kT 이다.

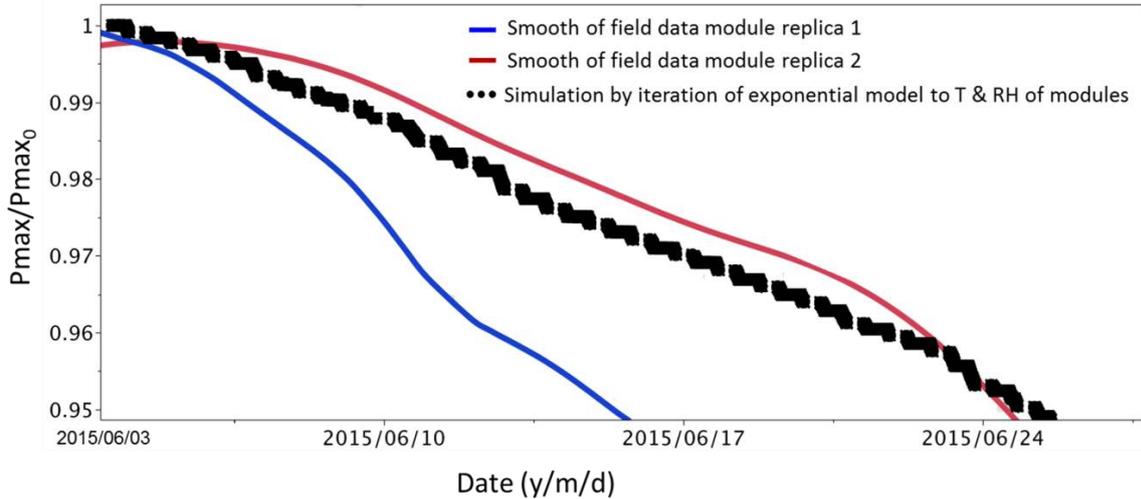


그림 20: 챔버 시험으로부터 유도한 지수 모델을 20초 간격으로 플로리다에 설치한 CdTe 모듈 온도 T , 표면습도 H 에서의 데이터 반복과 2개의 현장 설치 모듈의 측정된 모듈출력 P_{max} 에 대응 값.

현장에서 지수 모델에 의해 예측된 열화가 이 모듈유형의 실험적 열화율과 일치하는지 관찰을 통하여 검증되었고(그림 20), 이는 STC에서의 성능에 비해 낮은 조사강도 하에서의 성능이 현저히 감소한 것으로 입증된 바와 같이 선풍도 들어내 보여주었다. 복구를 반드시 고려해야 하는 결정질실리콘과는 달리 스트레스가 없을 때, 이 모듈 유형에서는 열적으로 활성화된 복구가 느리거나 미미한 것이 예측성공에 기여한 것으로 보인다[135]. $Cu(In,Ga)Se_2$ 박막모듈의 경우에도 네거티브 시스템 바이어스에 의해 유발되는 가역적 PID 메커니즘이 존재한다[140]. CIGS 모듈에서의 PID는 충전율과 개방전압을 떨어뜨리고 모듈의 직렬저항을 증가시킨다. 그러나 이 경우에는 모듈출력의 복구가 가능하다[141][142].

Hattendorf 모델은 시스템전압을 다양하게 변화시키는 결정질실리콘 모듈의 실내시험을 통해 세워진 것이다. 출력의 저하와 재생을 설명하는 시그모이드 함수를 기반으로 하며, 파라미터들을 추출하는 방법을 제공한다. 옥외시험과의 연관성은 없지만 옥외 활용을 목적으로 하는 시뮬레이션이 제공되었다. 시그모이드 함수는 안정화될 때까지 출력의 추이를 완전하게 보여주고, PID 출력열화 포화수준이 시스템전압의 시그모이드 함수라는 증거도 역시 보여준다. 즉, 1000 V 시스템전압으로 잘 동작하는 모듈이 1500 V에서는 완전하게 동작불능이 될 수 있다.

Taubitz 모델은 고정 시스템전압 하에서 결정질실리콘 단일 셀 모듈의 실내시험으로 세워진 것이다. 이는 주로 선풍 저항의 열화와 재생을 설명하는 지수 방정식을 기반으로 하는데, 모델 결과를 옥외시험 결과와 연관시켰다. 지수함수는 열화의 안정화와 재생을 설명할 수 없다. 선풍 열화는 출력에 영향을 미치기 훨씬 전에 관찰된다. 이런 종류의 연구는 출력열화와의 연계성을 확립하기 위해 계속되어야 한다.

Hacke 모델은 고정 시스템전압 하에서 결정질실리콘과 박막모듈의 실내시험으로 세워진 것이다. 그들의 방정식들은 결정질실리콘 모듈에 대한 포물선 함수와 박막모듈에 대한 선형 함수를 사용하여 출력열화의 시작만을 기술한다. 그러나 박막모듈의 모델링은 현장의 결과와 연관성을 만들 수 있다.

PID-s 열화율 모델링의 경우, 가장 복잡한 요소는 복구 가능하거나 복구 불가능한 구성요소를 이해하는 것인데, 이 구성요소는 모듈 유형과 날씨에 따라 결정되거나 조절되는 응력 수준에 의해 달라질 수 있다. PID-s는 상대적으로 단기간에 나타나는 가장 해로운 시스템전압 스트레스에 의한 것으로 가장 널리 모델링의 대상이 된다. 그러나 전기화학적 부식, 직렬저항 손실, 가스 발생 등을 포함하는 전기적 퍼텐셜과 연관된 여타 많은 열화 메커니즘과 PID-d [143][32][33][137] 라고 하는 음극반응과 관련된 박리는 장기 내구성의 문제로 모델링의 개선을 필요로 한다.

날씨의 영향, 습하거나 건조한 모듈 표면, 코팅, 오염, 봉지재, 셀과 봉지 수준에서의 PID 저항성과 그들의 상호작용에 대한 세부사항은 아직 추가적인 연구가 필요한 영역이다. 게다가 이러한 모델에는 모듈의 고유 파라미터들이 없다. 유리와 봉지재의 비저항이 누락되고 셀의 상부에 있는 반사방지 코팅의 굴절률이 누락되었는데, 이런 파라미터들은 PID-s에서 중요한 역할을 한다. 이러한 추가 파라미터들을 변화시키면서 모듈에 적용되는 하나의 표준적인 PID 시험을 하는 일련의 새로운 실험 매트릭스가 구축될 수 있다.

2.3.5 모듈출력에 미치는 실버 그리드 전극 부식의 영향

여기서는 스크린 인쇄된 실버 버스바 혹은 태양전지의 그리드선에 대해 습열(hygrothermal) 스트레스에 의해 유도된 열화과정을 기술하고자 한다. 스크린 인쇄 실버 전도체는 유리 프린트와 전도성 실버 입자를 포함하는 페이스트로 형성한다. 스크린 인쇄된 페이스트는 셀 처리 중에 소성되어 실리콘 웨이퍼와 오믹 접촉을 형성한다[Paretkar16]. 습열에 의한 금속전극의 열화는 모듈의 정상 서비스 기간의 후반부에서 관찰된다.

그림 21 a)의 전계발광(EL) 이미지에서 볼 수 있듯이 각 태양전지의 중앙영역에 위치한 어두운 부분은 20년 동안 옥외에 노출된 모듈에서 자주 관찰된다. 또한 그림 21 b)와 같이 각 셀의 주변 영역에서 어두운 부분이 퍼져가는 것도 때때로 관찰된다. EL 이미지에서 어두운 영역의 분포는 셀/모듈 구성의 차이에 따라 달라질 수 있지만, EL 밝기가 감소하는 핵심 요인은 모듈로 침투하는 수분 때문이라는 것이 밝혀졌다. 모듈에 침투한 수분이 EVA 가수열화의 토대가 된다는 제안이 있다. EVA 봉지재는 결정질실리콘 모듈에 가장 널리 사용되고 있다. 초산(HAc)은 EVA의 가수열화에 의해 생성되는데, 이 산은 일부 금속부품을 부식시키고 태양광 생산전류의 중요한 경로인 태양전지의 실리콘과 실버 그리드선 계면을 공격한다. 실제로 현장에서 장기간 노출된 모듈의 EVA 내 초산 함량이 지속적으로 증가하고 있다고 Shioda와 Masuda 등이 보고한 바 있다[144][145]. 초산 함량의 증가는 모듈이 2,000-3,000시간 동안 높은 습도와 온도에 노출되었을 때에도 발견된다[144][145].

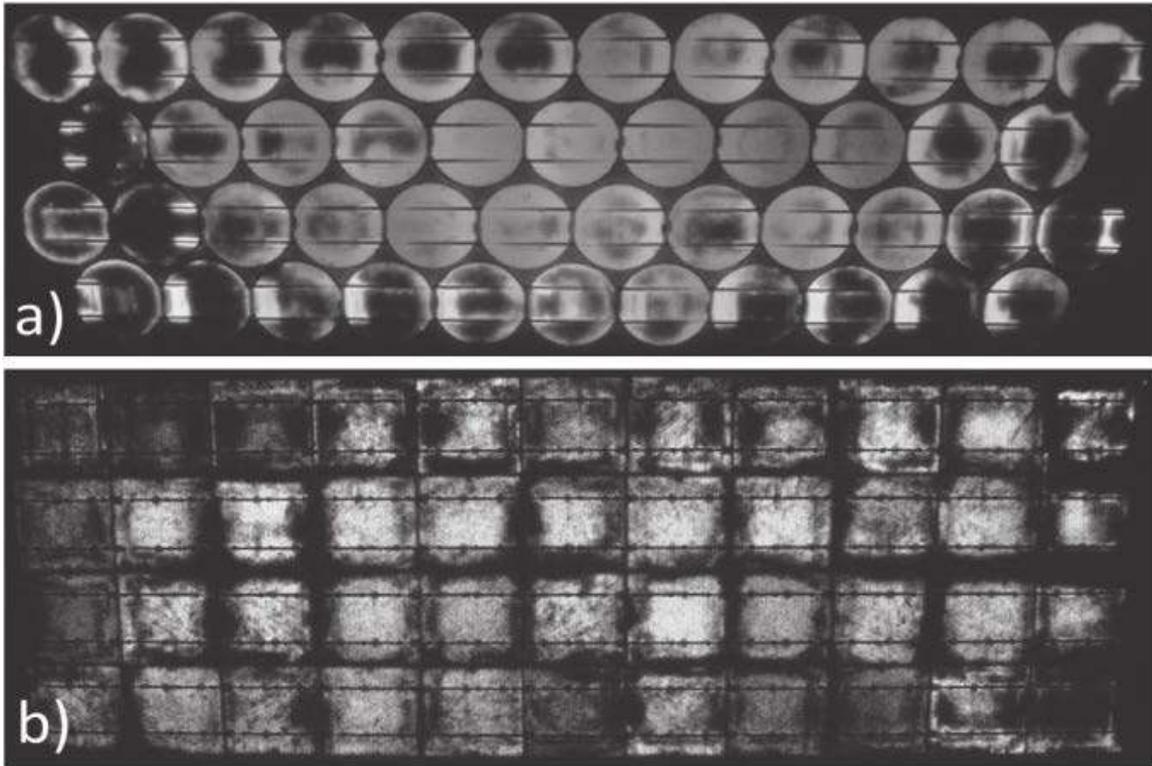


그림 21: 태양광 모듈의 EL 이미지. 일본에서 30년 이상 된 모듈로 Koppen 기후 분류에서 Cfa 기후에 속한다.

Kraft 등은 고온고습으로 유발된 열화에 관한 이전 조사[84]에 근거하여 실버 그리드선의 부식과 관련되는 열화 메커니즘을 제시하였다[146]. 이들은 태양전지가 초산 수용액에 잠기면서 실버 그리드선 아래에 있는 유리 층이 용해되는 것을 입증하였다. 이 제안은 태양전지에서 높은 직렬저항을 가진 영역이 EL 상 어두운 영역과 연관될 때 수집된 이전 관찰을 정확하게 설명한다. 이런 신호는 모듈에서 관찰할 수 있는 중요한 "노화 신호"로 보인다.

셀의 실버 그리드선 아래에 있는 유리 층의 용해로 인해 발생하는 틈은 교류부하 조건 하에서 정전 용량 및/혹은 임피던스의 변화로 모니터링할 수 있다(그림 22). 실험적으로, 셀 상호연결 리본으로 납땀한 셀을 초산 증기로 채워진 크로마토그래피 챔버에 장착한다(그림 23). 밀폐된 캐비닛의 포화 염수수용액 위의 증기의 습도는 자체 조정된다[Carr49]. 이 노출 시스템은 Kempe 등이 그 이전 작업에 적용한 것이다[Kempe07]. 참고로 미니모듈(약 4 W, 180 x 180 mm²)은 동일한 유형의 셀에 추가 EVA, 백시트와 유리로 조립한 것이다. 이 미니모듈의 고온고습 시험은 85 °C /85 % 상대습도에서 3,000시간 동안 이루어진다. 태양전지와 미니모듈의 전기적 특성은 솔라 시뮬레이터와 EL 이미지로 주기적으로 평가된다. 교류 임피던스의 특성은 주파수 스캐닝 기능이 있는 LCR 미터로 평가한다[147].

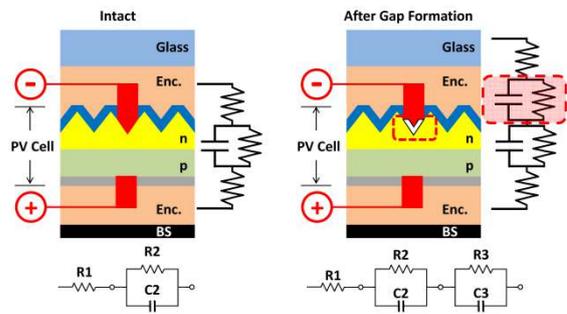


그림 22: 실버 그리드선 아래에서의 틈 형성에 의한 교류 등가회로의 진화.

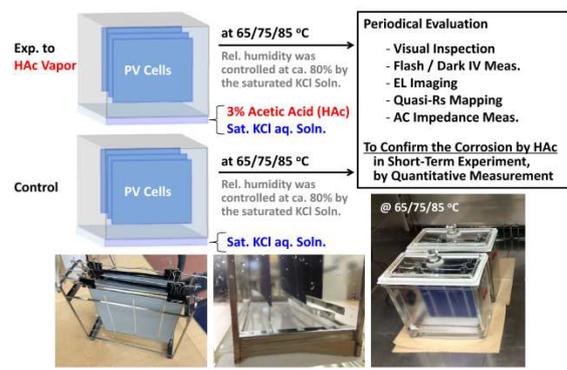


그림 23: 맨 태양전지를 초산에 노출시키는 실험장치.

맨 태양전지는 3% 초산을 포함하는 포화 KCl 용액 위에서 습열 증기에 노출되면 그 기간에 따라 즉시 열화가 된다. 그러나 초산 증기가 없는 습열 응력 하에서는 열화가 관찰되지 않는다. 더 높은 온도에서 얻은 열화 프로파일은 모듈 특성에 따라 2 단계(phase)로 구분한다. 첫째, P_{max} 는 짧은 시간 지연 후에 충전율의 감소와 함께 급격히 떨어진다(Phase I). 그 후, 감소하는 I_{sc} (Phase II)에 따라 P_{max} 의 점진적인 감소가 관찰된다(그림 24). 이런 열화단계는 Arrhenius 방정식을 사용하여 계산된 활성화에너지가 약간 다르기 때문에 서로 독립적일 수 있다(그림 25).

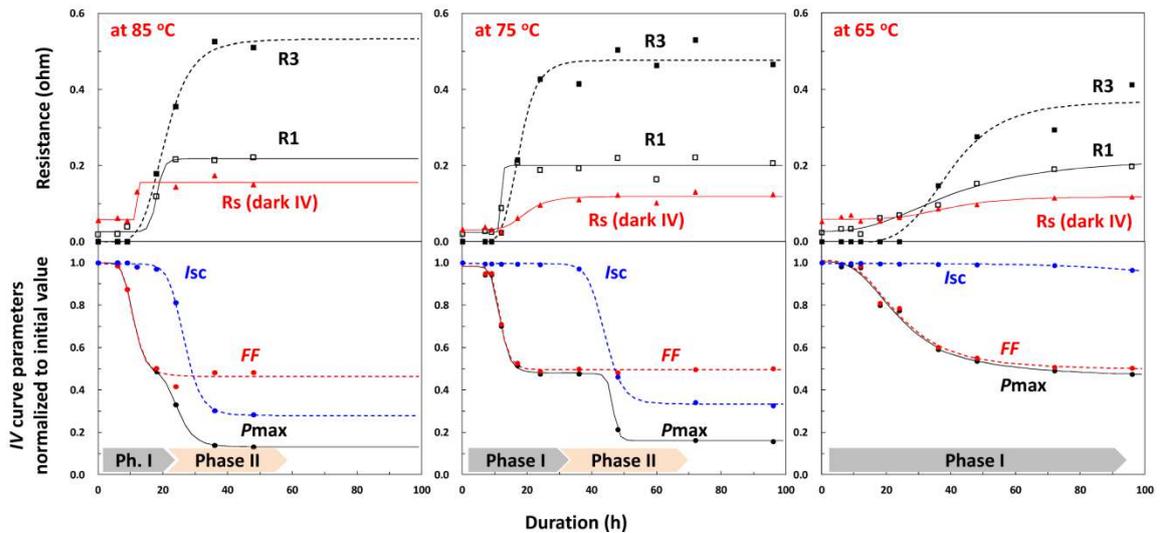


그림 24: 태양전지가 초산 증기에 노출된 동안의 셀 파라미터의 단계별 전이.

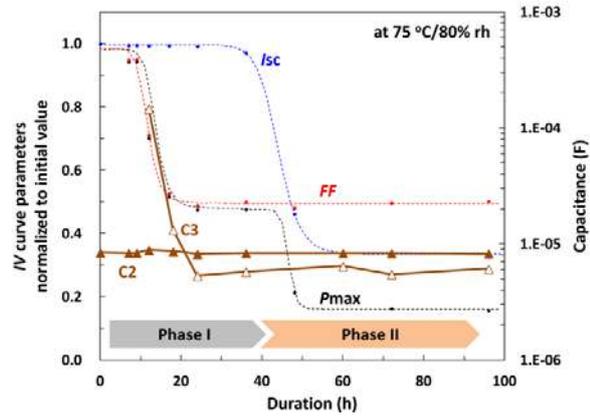
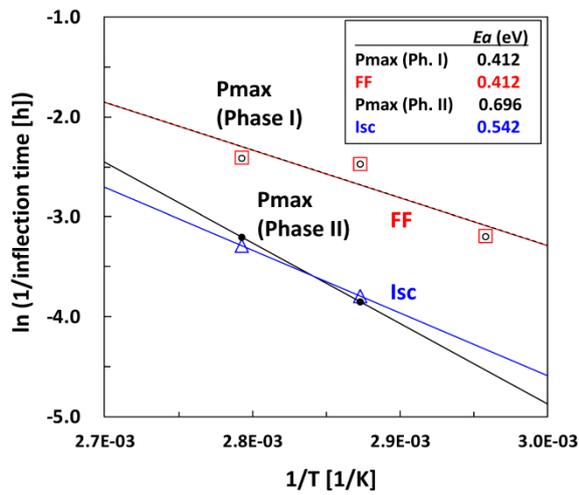


그림 25: 초산 증기에 노출된 셀의 열화 동안의 I-V 곡선 파라미터의 Arrhenius 플롯과 활성화에너지.

그림 26: 초산 증기에 노출된 셀의 열화 동안 새로운 커패시터 C3의 발달.

Phase 1에서 p-n 접합(C2)보다 높은 커패시턴스를 가진 새로운 커패시턴스 C3의 발달이 AC 임피던스 분광법에 의해 확인되었다는 점은 주목할 만하다(그림 26). 증가하는 직렬저항 (R_s , R_1)은 암상태 I-V 곡선과 교류 임피던스 스펙트럼에서도 탐지된다. 새로 형성된 커패시터 (C3)와 관련된 저항(R_3)은 phase I 중에 빠르게 증가한다. Phase I 동안 EL 이미지의 뚜렷한 전이가 관찰되었는데, 밝은 구름과 같은 영역과 EL 상의 밝은 점들이 낮은 EL 밝기 배경에서 반 균일하게 분포된 성운(nebula)과 같은 이미지로부터 밝은 점은 어두운 EL 배경 아래에 핑거 전극들에서만 드문드문 남아 있는 별자리(constellation) 같은 이미지로 바뀐다(그림 27).

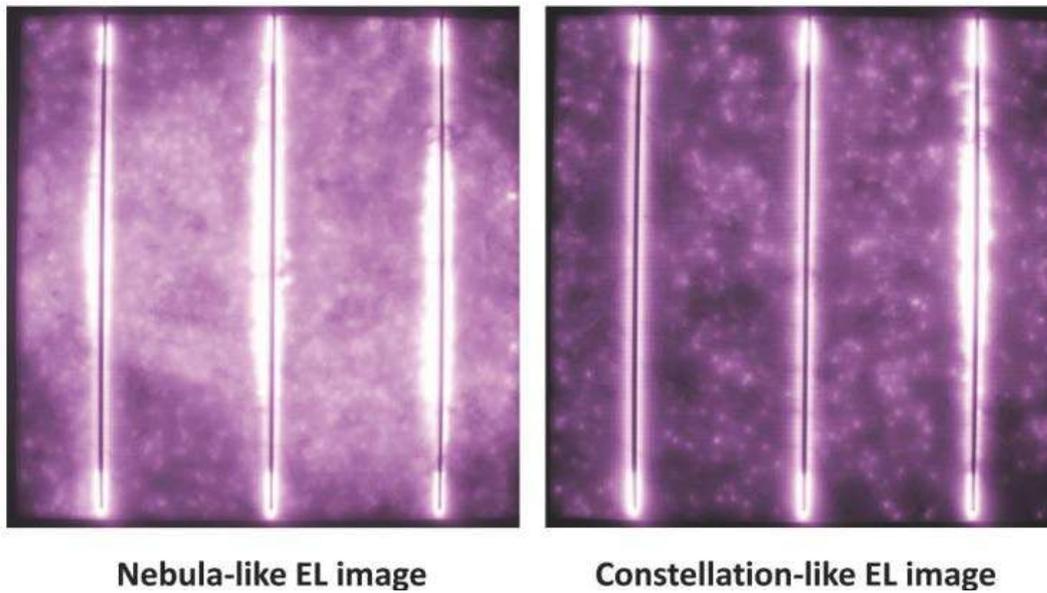


그림 27: 초산에 노출된 셀의 열화 동안 EL 이미지의 진화.

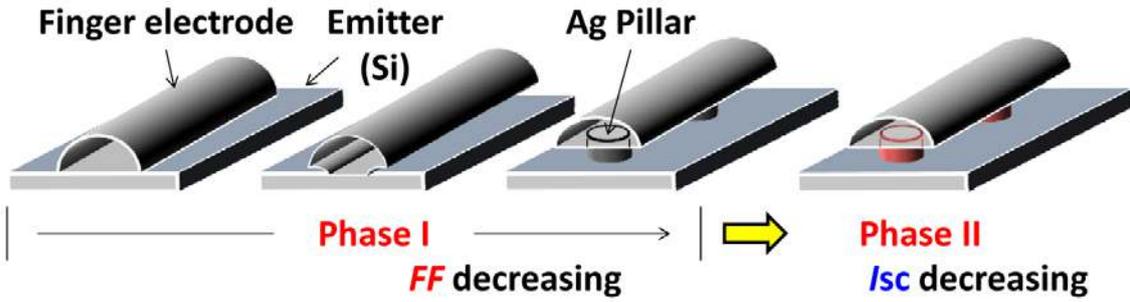


그림 28: 초산 증기에 노출된 결정질실리콘 셀의 추정 열화 프로세스. Phase II에 있는 실버 기둥 모양의 적색은 아래 실리콘과의 접촉 특성에 어떤 변화가 있음을 나타내는 것이다.

이 결과는, 비록 실버의 직접접촉과 실버 기둥에 의한 에미터 표면은 그대로 유지되는 것으로 보이지만, 실버 그리드선과 버스바 아래에 있는 틈이 Phase I 동안 성장한다는 것을 암시한다(그림 28). Phase II에서 직렬저항 R_s 와 R_1 , 그리고 커패시턴스 C_3 로 구성된 새로 개발된 임피던스 그리고 저항 R_3 와 충전율은 거의 일정하게 유지된다(그림 24). EL 방출(emission)이 셀 상호연결 리본 가까이로만 제한되는 완전히 어두운 셀 영역으로 EL 이미지가 진화하면서 I_{sc} 는 감소하고 있다. 이런 결과로부터 순방향 다이오드의 추가와/혹은 비저항 증가가 실버 기둥에서 일어났다고 가정할 수 있다. 에미터와 실버 핑거 사이의 전류 경로는 두 가지로 구성되어있는 것으로 이해되었다(실버 기둥을 통한 직접접촉과 유리 층에 분산된 실버 나노 콜로이드를 통한 전자 터널링[148][149]). 그러므로 Phase I 동안 충전율 감소는 유리 층이 포함된 nano-Ag 입자의 용해에 의해 유발된 것으로 가정한다. 그림 29에서 보는 바와 같이 Phase II에서는 I_{sc} 의 감소와 역방향 바이어스에서의 블로킹 특성의 변화는, 정확한 메커니즘이 아직 밝혀지지 않았지만 실버 기둥의 접촉에서 전기적 특성이 변함을 시사한다. 실제로, Pb 함유 유리 층의 용해에 의해 형성된 틈새는 그림 30에서 명확히 확인된다.

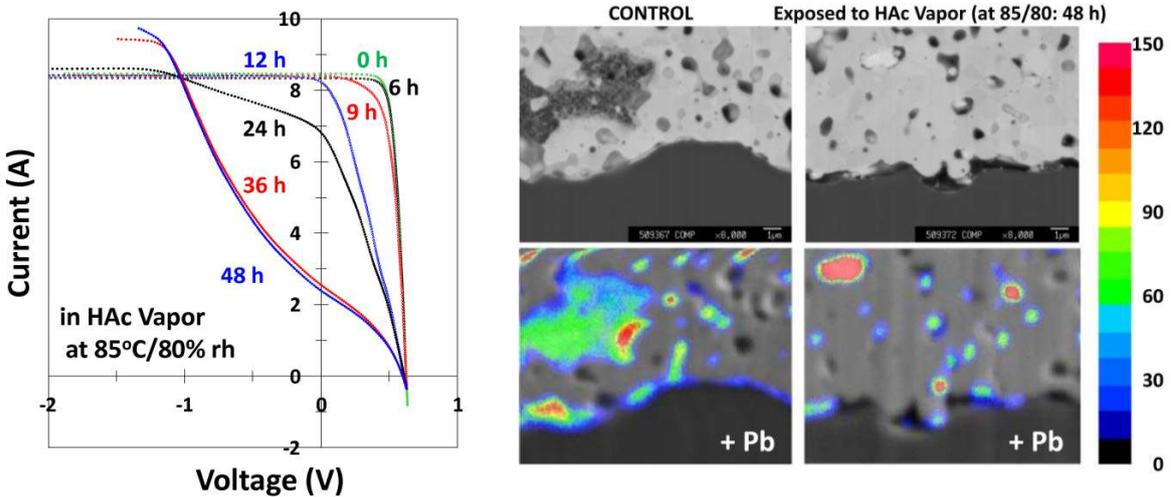


그림 29: 85°C/80 % 상대습도에서 초산 증기에 노출된 태양전지의 I-V 곡선의 변화. 셀은 24시간 후 역방향 바이어스에서의 다이오드 블로킹 특성을 잃기 시작한다.

그림 30: 위 : 전면 실버 페이스트/실리콘 계면의 단면 투사전자현미경(SEM) 이미지. 아래 : 위와 동일 시료의 오버레이 이미지. secondary electron microscope (SEM)와 electron probe micro analysis (EPMA) 좌: 컨트롤 시료의 이미지, 우: 85°C에서 48시간 동안 초산에 노출된 시료, 색 수준은(ppm)은 EPMA로 관찰한 Pb의 농도를 나타낸다.

초산 증기에 노출된 태양전지에서 얻은 것과 유사한 I-V 및 AC 임피던스 파라미터의 단계별 진행과정이 기존 모듈과 같은 구조로 라미네이션 한 셀에서 관찰된다 (그림 31 참조). 모듈 내에서 태양전지로의 수분침투는, 고온고습 시험조건 하에서 셀의 주변부에서 중앙부로 진행된다[150]. 확산된 수분에 의해 유발된 열화는 처음에는 셀 주변부 주위에서 관찰되며, 이후 고온고습 조건 하에서 중앙영역에서 일어나게 된다[84][145]. 셀 한개로 만든 모듈에서도 측면으로 일어나는 불균일한 열화단계들 때문에, 각기 열화단계가 다른 각 영역으로부터의 전기적 신호는, 신호가 하나의 완전한 셀 신호로부터 얻어질 때의 R3와 C3의 발달과 같은 각각의 독특한 특징을 결합할 수도 있고 잃어버릴 수도 있다. 그러나 셀(고온고습 시험 중인 하나의 모듈 내에 존재)의 모든 신호의 단계 전이는 실제로 탐지될 수 있다. 그러므로 공간적으로 균등하게 열화가 일어나는 것으로 보이는 초산 증기에 노출된 맨 태양전지에서 확인된 열화과정은 모듈로 라미네이션 된 하나의 셀에서도 "노화 특징(aging signature)"으로 포착될 수 있음을 나타내는데, 후자는 고온고습 시험 하에서 공간적으로 불균일하게(spatial-anisotropically) 열화가 일어나는 것처럼 보인다.

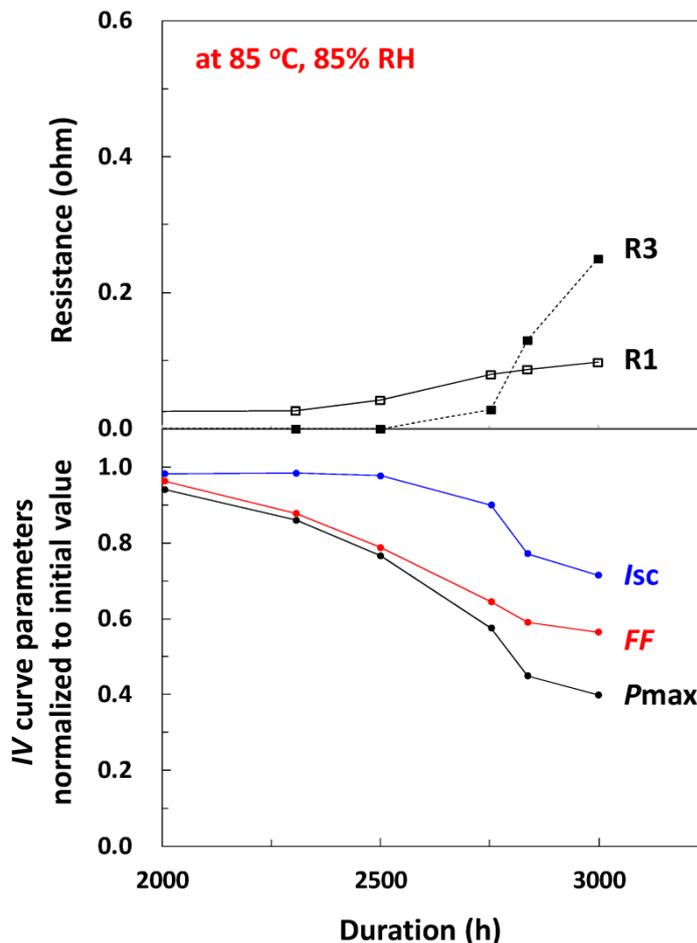


그림 31: 고온고습 시험의 지속시간에 따른 미니 모듈의 I-V 곡선과 교류 임피던스 파라미터.

본 연구에서 추정된 충전율 감소와 충전율 관련 출력손실의 활성화에너지(0.41 eV)는 고온고습 하에서의 모듈에서의 전체 출력손실로부터 계산된 값([151][152]에서 0.49 eV, 0.51 eV)보다 더 낮다. 반대로 위에서 결정된 Isc 감소 혹은 Isc 관련 출력손실(그림 25에서 0.54-0.70

eV)은 모듈에서 관찰된 활성화에너지보다 더 크다. 모듈의 출력손실은 충전율 Isc 관련 출력손실로 구성되기 때문에 모듈의 출력손실에 대한 활성화 에너지는 충전율과 Isc 관련 활성화 에너지의 복합함수라고 가정한다. 따라서 초산 증기에 노출된 셀에서의 열화는 고온고습 시험조건 하에서의 모듈과 유사한 불량모드를 갖는 것으로 제안되는데, 왜냐하면 초산에 노출된 셀에서의 충전율과 Isc 관련 출력손실에 대한 평균 활성화에너지(0.52 eV)가 고온고습 하에서의 모듈 전체 출력손실과 매우 유사하기 때문이다.

85°C에서 초산 증기에 노출된 셀에서 관찰된 출력손실(그림 24)과 고온고습 시험조건 하에서의 모듈에서의 출력손실(그림 31) 사이의 가속계수(acceleration factor)는 대략 100으로 추정한다. 그리고 고온고습 시험조건에서의 출력손실과 열대기후조건 사이의 가속계수는 23으로 추정하였다[151][153]. 이런 추정들로부터, 모듈을 열대기후조건 하에 옥외 노출시킨 것에 비해 셀을 초산에 직접 노출시킨 경우의 가속비가 약 2,300에 이른다. 그러나 옥외 기후조건에서의 수명예측 방법에 단순히 이 가속계수를 적용하는 데는 다음과 같은 문제점이 있다. 1) 모듈 내에 방출된 초산의 양이 백시트와 가장자리 실링을 통한 수분침투와 배출에 의해 크게 영향을 받는다. 습기가 모듈 내에서 셀 앞면의 증양에 도달하는데 소요되는 시간은 고온고습 시험조건 하에서도 약 2,000-3,000시간이다[154][155]. 이 시간은 셀이 초산 증기에 직접 노출되는 경우에는 고려되지 않는다. 2) 게다가 생성된 초산은 모듈 내에서는, 각 영역에서의 그 양이 각 해당 부분의 수분농도에 따라 달라지기 때문에 균일하게 분포되지 않는다[156][157]. 그러므로 고온고습 시험조건과 설치 현장에서 모듈의 셀 영역 내에서 관찰된 비등방성 열화에는 셀이 초산 증기에 노출 되는 것은 반영되어 있지 않다. 3) 모듈의 열화에 대한 온도와 습도의 결합된 영향은 아직 완전히 해결되지 않았다. 고온고습 조건 하에서 모듈의 불량에 이르는 시간이 기하급수적인 부식 모델이나 혹은 멱법칙(power law) 모델에 의해 결정되는지 명확하게 밝혀지지 않았다[151][153][158]. 가속시험에서 모듈에서 탐지된 노화특징이 장기간 옥외에서 노출시킨 모듈에서도 쉽게 확인될 수 있기 때문에, 그 노화특징은 설치된 환경에서 유도된 열화 수준/단계를 추정하는데 하나의 지표로 사용할 수 있을 것이다. 특히, 교류 임피던스 스펙트럼에서 지정된 파라미터들은, 셀의 광조사로 인한 다른 메커니즘(예 : 봉지재의 변색)과 뒤얽혀 있지 않기 때문에 유효하다고 가정한다.

2.3.6 모듈출력에 미치는 먼지오염의 영향

모듈의 오염은 태양광시스템의 장기적인 신뢰성에 부정적인 영향을 미치지 않는기 때문에 셀 균열 혹은 박리와 같은 일반적인 모듈 불량모드는 아니고, 그 효과가 가역적으로 대부분 청소로 제거할 수 있다. 모듈의 오염은 모듈표면에서의 해조류 성장, 대기오염 혹은 먼지축적(먼지오염)과 같은 다양한 요인이 있을 수 있다. 어떤 의미에서는 모듈 위의 적설량도 오염으로 간주될 수 있다. 이러한 모든 영향은 광투과율 감소로 인한 출력손실을 유발하며, 특정 기간 동안 에너지 생산손실로 누적된다. 에너지 손실은 모듈의 위치에 따라 1년 동안 5-20%로 상당한 수준인데[159][160], 입사각에 따라 달라질 수 있다[161].

먼지오염으로 인한 에너지 수율 손실 모델링에서는 다음 요소를 고려해야한다.

- 먼지 축적을 : 이는 지역에 따른 파라미터이며 지역기후 (먼지 밀도의 계절적 변화, 강우 빈도), 지형 또는 주변식물의 특성과 모듈의 장착상태(예 : 경사도, 지상 위 높이)에 따라 달라진다. 먼지오염은 항상 먼지축적과 먼지제거의 균형이다. 주기적 습윤(이슬 형성)과 건조주기 동안 모듈표면에서 먼지가 굳어질 수 있다.

- 모듈표면에서의 접착효과는 오염율에 영향을 미친다. 접착력은 모듈의 표면구조(코팅, 거칠기)와 먼지입자의 화학적 및 물리적 특성의 영향을 받는다.
- 장기간 동작하면 유리표면에 마모효과가 발생하는데, 이로 인해 일반적으로 광투과율과 모듈출력이 감소한다. 마모는 모래폭풍 (환경적 마모, 모래 분사) 또는 주기적 청소로 인한 손상으로 인해 발생할 수 있는데, 이는 사막기후에서 경제적인 운영에 필요하다.

먼지오염과 먼지완화에 대한 연구결과가 모듈의 오염효과에 대한 워크숍에서 보고된 바 있다[162]. 먼지오염에 대한 국제협력의 배경에 대한 논의에서는 "태양광 QAT (태양광 Quality Assurance Task Force)"의 활동을 언급해야 하는데, 여기 Task group 12가 오염과 먼지의 다양한 측면을 맡고 있다[163]. 먼지와 오염에 관한 종합적 문헌은 [164]에 정리되어 있다.

그림 32는 모듈의 먼지오염에 영향을 미치는 다양한 요인을 보여주는데, 사진은 또한 사막지역에서 태양광발전소의 경제적인 운영을 보장하는 측면에서 정기적인 청소와 같은 특정 운영 및 유지관리(O&M) 조치가 필요함을 보여준다.



그림 32: 사막지역에서 모듈의 먼지오염에 영향을 주는 인자들 : 1 기후, 주변 먼지 농도, 2 창유리 특성, 접착효과, 불균일 오염, 3. 설치상태, 4. 주위 환경 먼지입자의 특성. 사진 : TUV Rheinland Group

지역 특유의 먼지오염을 모니터링하기 위해 일반적으로 사용되는 실험방법은 두개의 조사강도 센서(봉지후 교정된 결정질실리콘 셀)를 사용하는 것인데, 이 중 하나는 매일 청소하고 다른 하나는 자연적으로 오염된 상태로 두는 것이다. 먼지축적으로 인한 투과손실은 두 센서 (오염/청소)로 측정된 태양 일조량의 비율로 주어진다. 이 비율을

일간오염 손실인자(Daily Soiling Loss Factor : DSLF)로 정의한다. 예를 들어, 그림 33은 애리조나 지역에 대한 DSLF의 시간 변화를 보여 주며, 반사방지 코팅이 없는 패턴화된(미세구조로 가공) 앞면 유리에 대해 측정된 것이다. 2년간의 모니터링 데이터에 따르면 먼지오염으로 인한 광투과 손실은 큰 변동을 보인다. 오염된 것과 깨끗한 센서로 측정된 연간 조사강도 합계의 비율을 연간오염 손실인자(Annual Soiling Loss Factor : ASLF)로 정의한다. 그에 따른 연간 투과손실은 $(ASLF-1) \times 100 \%$ 이다. 강우 빈도가 높기 때문에 연간 투과손실은 2014년 - 3.6 %, 2015년에는 - 1.2 %이었다[165]. 이러한 결과는 국부적인 오염부하의 표시일 뿐이며 모듈 또는 태양광발전소의 총 생산량을 추정하는데 직접 사용할 수는 없다. 모듈과 시스템 스케일에서 먼지오염 효과는 모듈 프레임으로 인해 유발되는 가장자리 효과(edge effects)와 같은 여러 추가요인에 따라 달라진다. 더욱이, 앞면 유리의 표면구조와 잠재적인 코팅도 다른 DSLF 값을 초래할 수 있다[166].

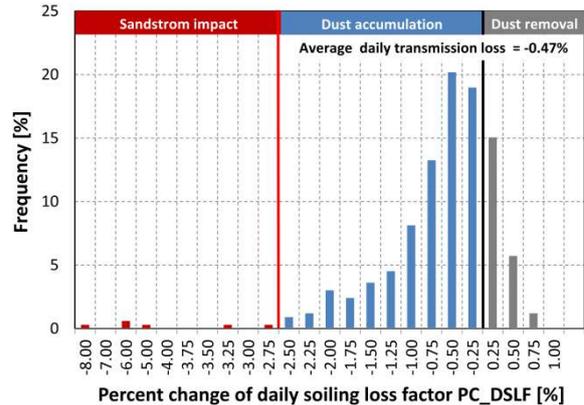
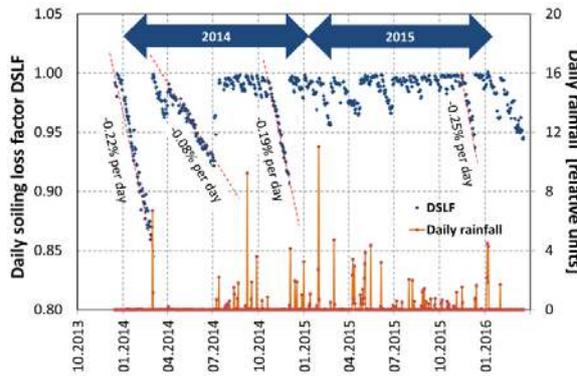


그림 33: 미국 아리조나 사막 지역에서의 DSLF의 시간별 변화.

그림 34: 사우디아라비아에 있는 한 지역에서의 먼지오염 특징.

위치별 먼지오염의 영향은 먼지오염 특성을 통해 비교할 수 있는데, 이는 일일 퍼센트 변화 DSLF(PC_DSLF)의 빈도분포로 표시되며 먼지축적과 먼지제거 중 어느 것이 더 큰가에 따라 플러스 혹은 마이너스가 된다. 하나의 예로서, 그림 34는 사우디아라비아의 한 시험 위치에 대한 특성을 보여준다. 분포 곡선은 일반적으로 종 모양이며 아래 표 2에 설명된 섹션으로 나눌 수 있다.

표 2: 그림 34에 나타낸 먼지 분포의 구분.

Section	PC DSLF [%]	설명
I	< -2.5	심한 먼지 축적, 모래폭풍 충격
II	[-2.5 .. 0[일반적인 먼지축적
III	[0 .. 0.75[바람이나 여타 작용에 의한 먼지제거
IV	> 0.75	비나 세척에 의한 먼지제거

이 사례에서 연중 대부분의 날(> 95 %)은 섹션 II 및 섹션 III에 해당하는데, 이는 청소주기의 정의라고 할 수 있다. 이 범위에서 PC_DSLF의 평균값은 -0.47 % 이며 이는 주당 -3.3 %의 누적 먼지오염을 나타낸다. 주간 청소를 적용할 경우 연평균 투과 손실은 -1.4 %로, 이는 만약에 태양광어레이 전체에 오염이 균일하다고 가정하면, 에너지 수율이 +2 % 증가하게 된다. 또한

이 그림은 모래폭풍으로 인한 SLF 변화를 보여준다. 이 사례에서 최악의 경우 -8 %의 DSLF 변화가 관찰된다.

사막지역에서의 오염손실을 2 % 미만으로 유지하려면 전체 어레이를 매주 청소할 필요가 있다. 오늘날 사막에 있는 대부분의 태양광 발전소는 그림 35와 같이 손으로 청소한다. 그러나 이것은 특히 물의 운송이 요구되는 경우라면 높은 비용요소가 됨을 의미한다. 수동 습식 청소가 효과적이지만 박막모듈의 경우에는 부분적인 음영으로 인한 열점 손상이 일으키지 않도록 인력들이 적절한 주의를 기울여야 한다.



그림 35: 태양광 어레이의 수동 세척. 사진 : TUV Rheinland Group

자동 청소장치는 다음과 같은 여러 가지 장점이 있다. 브러시를 사용한 드라이 클리닝은 유연하게 적용할 수 있으며 청소과정에서의 다양한 변화에 잘 대응할 수 있다. 다양한 유형의 청소장치가 판매되고 있다. 회전 브러시/공기압 또는 청소 로봇을 사용하여 가이드 레일에 연결된 시스템은 어레이를 가로질러 자동으로 이동할 수 있는데, 대규모 활용은 아직 실현되지 않았다. 기계적 신뢰성, 유리에 대한 마모 작용 및 세척 효율성을 기술하는, 제품인증에 대한 국가들 간에 통일된 표준규격이 없는 점이 장애물이다.

일부 태양광 유리 제조업체는 오염방지(anti-soiling) 코팅이 된 유리를 제공한다. 이들은 소수성 방식(물방울이 구형을 형성)과 친수성 방식(방울이 퍼지고 넓은 면적을 적심)으로 나눌 수 있다. 오염방지 코팅의 효과는 현재 연구중이다. 일반적인 연구결과는 문헌[167]에 정리한 바 있다. 오염방지 코팅은 청소를 더 쉽게 만들 수도 있다. 세척 후 투과율 값은, 가혹한 이슬 오염시험 후에도 거의 초기 값으로 회복되었다.

먼지오염으로 인한 모듈 불량과 관련하여, 주된 불량모드는 모듈 표면의 마모로, 그 요인은 자연 풍화(모래 분사) 혹은 빈번한 청소이다. 모듈 유리표면의 마모는 일반적으로 태양광발전소의 신뢰성에 영향을 미치거나 안전위험을 초래하는 결함유형은 아니지만 광 투과율 저하로 인한 성능손실을 초래한다. 설치조건과 모래폭풍 빈도에 따라 모듈후면에서도 마모효과가 발생할 수 있다. 폴리머 백시트의 경우 풍화효과가 태양광 유리에 비해 더 두드러져 안전과 신뢰성 위험을 초래할 수 있다. 마모효과를 정량화하기 목적으로는 광 투과율과 관련된 모듈의 단락전류가 적합한 파라미터이다. IEC 61853-2

[168]에 설명된 바와 같이 +/- 85° 입사각(Aoi) 범위에서 측정한다. 하나의 사례로 그림 36은 MIL-STD-810G에 따른 모래분사 시험 중 유리의 각도 특성의 변화를 보여준다. 노출 120분 후에 전체 반사방지 코팅이 마모되었다. 데이터는 또한, 입사각이 큰 경우에 각도별 반응을 개선함으로써 법면입사에서의 투과손실을 부분적으로 보상될 수 있음을 보여준다.

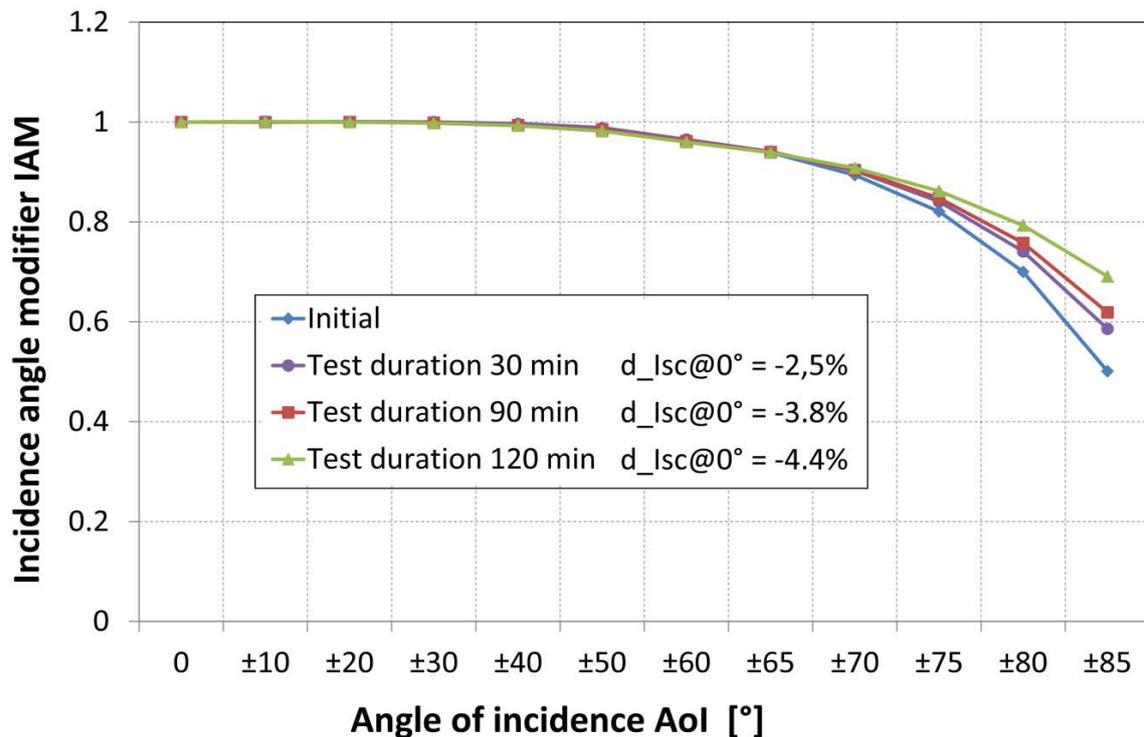


그림 36: MIL-STD-810G에 따른 모래분사 시험에 의해 야기된 반사방지 코팅 유리를 가진 모듈의 각도별 특성의 변화.

모듈 인증시험에 일반적으로 적용되는 요구사항은 최대 출력저하가 -5%를 초과하지 않아야 한다는 것이다[169]. 이 요구사항은 사막지역에 설치하는 모듈에도 적용된다. 실험실 시험결과에 의하면 유리표면의 장기적인 마모가 -5% 이상의 성능손실로 이어질 것이라는 증거는 없다.

모듈표면의 마모는 실험실에서 가속시험을 통해 분석할 수 있다. 현재 표준 시험규격인 IEC 60068-2-68, MIL-STD-810G, DEF-STAN 00-35 EN 1096-2, ASTM D 986-05는 광범위한 시험조건(시료 방향, 입자 크기, 모래 농도, 노출 영역)과 시험의 가속도(공기 속도, 시험 기간, 온도)를 제공한다. 그 때문에 현재 시험실 간 결과의 비교는 주어지지 않고 있다. 이는 다양한 제품의 벤치마킹이 가능하도록 시험의 조율이 매우 시급함을 의미한다.

자동 세척장치의 경우에도 제품 인증시험을 위한 표준화된 절차를 사용할 수 없는 동일한 상황에 처하고 있다. 여러 그룹이 이 주제에 대해 연구를 추진하고 있다[162]. 이런 시험절차는 인공 오염과 청소를 교대로 반복되는 사이클로 구성된다.

2.3.7 모듈출력에 미치는 생물학적 오염의 영향

모듈의 오염은 규산염, 탄산염과 다양한 산화물[170]을 포함하는 먼지나 토양의 관점에서 보지만 오염물질 내에 그 원천이 생물학적인 부분도 많이 있다. 지표면 생물막(biofilms)[159], 조류의 배설물[161], 낙엽, 나무의 수지, 꽃가루, 이끼의 성장을 포함하는 생물학적 구성요소 모두가 전체 오염을 증가시킬 수 있다. 전체 오염에 대한 유기물의 비중은 열대 환경에서 6개월 후 42%, 18개월 후 58%로 측정되었다[159]. 생물학적 성분은 더 큰 오염 요인의 한

부분이고 대부분의 경우 전체 오염의 일부로 측정된다. 이런 생물학적 오염 정도는 유사한 방법을 사용하여 측정할 수 있다.

모듈의 생물학적 오염에 대한 가장 큰 요인은 지표면 생물막으로부터이다. 이들은 모듈의 앞 표면에서 자라거나, 앞면 유리와 대기 사이의 계면에서 성장할 수 있는 미생물 군집이다[172]. 평판형 모듈을 포함하여 태양열 집열기 위에 형성된 생물막은 흡수와 산란을 통해 앞면 유리를 투과되는 빛의 일부를 줄일 수 있다. 연구에 따르면 지표면 생물막은 투과되는 빛의 70%까지 차단할 수 있고, 250-1,800 nm 사이의 빛을 산란시킬 수 있는데[172], 이는 모듈이 동작하는 파장범위이다.

유기물은 전체 오염의 한 부분일 뿐이지만 모듈 성능에 특히 치명적일 수 있다. 그 이유 중 하나는 많은 구성성분(해조류, 곰팡이, 중속 영양성(heterotrophic)과 청록색 세균(cyanobacteria))이 광합성 색소를 함유하는 지표면 생물막을 형성하고 그리고 가시광 영역 스펙트럼의 일부를 차단하거나 흡수하기 때문이다[172]. 예를 들어, 미세 해조류의 일종인 클로렐라 중은 일종의 녹조류인데, 열대기후의 모듈에서 성장한 지표면 생물막에서 발견되었다[159]. 미세 해조류는 가시광선의 흡수가 강한 여러 가지 색소와 염색소를 포함한다. 그림 37은 녹조류의 한 종인 *Chlamydomonas Reinhardtii*의 흡수와 산란계수[173] 그리고 단면[174]이다. 이 해조류나 유사한 미세 해조류를 포함하는 생물막은 모듈이 가장 효율적으로 동작하는 파장 범위의 빛을 상당 부분 차단할 수 있다. 적절한 영양소와 염분이 있는 옥외 성장조건에서 클로렐라와 같은 미세 해조류는 1-2일 안에 바이오매스를 두 배로 늘릴 수 있다[175]. 이런 성장률이 모듈의 유리 표면에서는 발생하지 않을 수 있지만 이런 미생물은 적절한 조건에서 빠르게 성장할 수 있다는 점은 눈여겨보아야 한다.

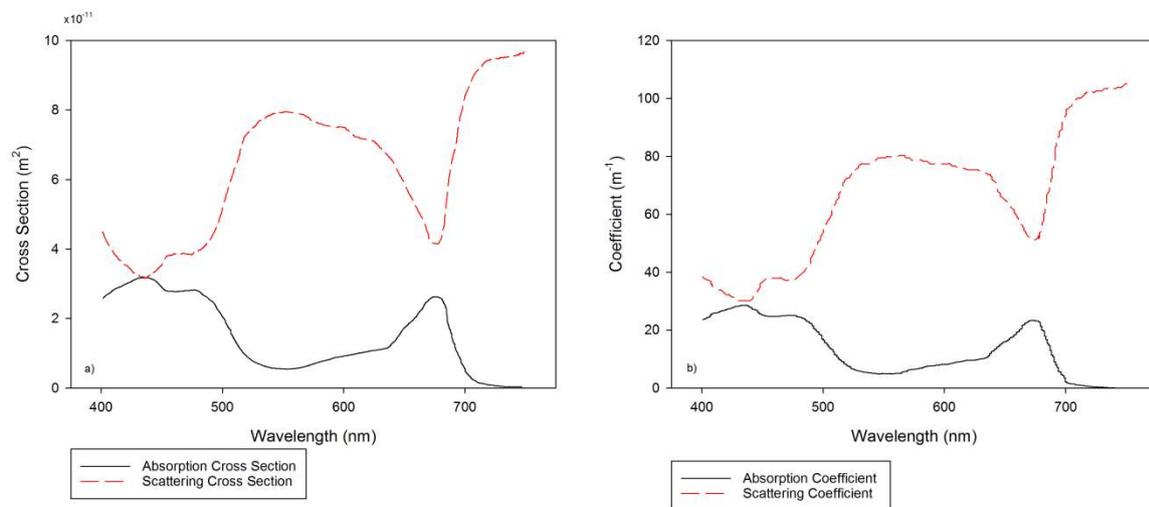


그림 37: a) 흡수와 산란 단면 *C. Reinhardtii* [174], b) 흡수와 산란 계수 *C. Reinhardtii*, 셀 비중 0.0898 kgm⁻³ [173].

지표 생물막은, 그 흡수 스펙트럼 영역 때문에 오염의 주요 원인이 될 수 있는데, 특히 강우를 통한 자가 세척에 의해 쉽게 제거되지 않기 때문이다. 강우는 약 60 μm 크기의 꽃가루를 포함하여 더 큰 느슨한 입자를 청소하는데 효과적이라는 것이 밝혀졌다[171]. 그러나 큰 입자보다 작은 입자가 모듈의 성능에 더 큰 영향을 미치는 것으로 나타난다[176]. 2-10 μm 범위의 더 작은 먼지 입자는 동일한 강우에 의해서 효과적으로 제거되지 않는다[171]. 미생물막과 생물학적 세포는 그 크기가 '더 미세한 입자'로 분류된다. 이들은 이처럼 매우 효과적으로 빛을 흡수하고 산란시키는데, 강우에 의해 잘 제거되지 않는다[159]. Sharakawa 등은 모듈의 표면에 다양한 이주종(colonizers)들을 발견했는데, 이들은 18개월의 측정기간 동안 곰팡이에 의해 지배되었다. 그러나 바이오매스에서 클로렐라와 초록실(ulothrix)의

비율은 연구 전 과정을 통해 증가하였다. 미생물의 범위는 초기에는 아주 넓은 다양성을 보였지만, 시간이 지남에 따라 다양성이 감소하는 경향이 나타났는데, 왜냐하면 이런 미생물들이 환경에 더 잘 적응할 수 있기 때문이다.

지표 생물막은 또한 다른 방식으로 전체 오염에 영향을 미친다. 더 많은 먼지가 붙을 수 있는 표면을 제공하면서 모듈의 오염수준을 악화시킬 수 있다. 이것은 이끼류 등을 포함한 더 큰 크기의 식물 성장으로 이어질 수 있다. 지표 생물막은 태양광 투과율을 직접적으로 감소시킬 수 있는, 유리표면에 자국(pit)을 남기고 유리를 에칭시킨다[172]. 오염에 대한 큰 영향과 추가적인 오염 축진의 결과로 인하여, 일부 연구에서는 모듈의 세척제에 항진균제가 포함되어야한다고 지적한다[159]

지표 생물막에 의한 추가적인 흡수와 산란의 효과는 2.3.1 절의 방정식 (3)에서 언급한 단락전류와 관련된 방정식에 추가항목을 넣어 모델링할 수 있다:

$$J_{SC} = q \int_0^{\infty} I(\lambda)(1 - R(\lambda) - A(\lambda) - A_B(\lambda) - S_B(\lambda))EQE(\lambda)d\lambda. \quad (25)$$

$A_B(\lambda)$ 는 모듈표면에 존재하는 지표 생물막에 의한 흡수이고 $S_B(\lambda)$ 는 이들 막 표면으로부터의 빛의 산란이다. 클로렐라 종을 포함한 다양한 녹조류의 흡수(κ_λ)와 산란($\sigma_{s,\lambda}$)계수는 다른 미세 해조류의 평균 흡수와 산란 단면의 실험적 측정으로부터 계산할 수 있다 [174]:

$$\kappa_\lambda = C_{abs,\lambda}N_T, \quad (26)$$

$$\sigma_{s,\lambda} = C_{sca,\lambda}N_T, \quad (27)$$

여기서 $C_{abs,\lambda}$ 와 $C_{sca,\lambda}$ 는 현탁 상태에서 실험적으로 미세 해조류의 평균 흡수와 평균 산란 단면(m²)을 측정한 값이다[174]. N_T 는 세포 밀도 혹은 용액 m³ 당 총 세포 수이다.

생물막 형성은 습도가 높은 지역, 즉 열대기후 지역에서 발생할 가능성이 크다. 예를 들어, 브라질의 상파울로[159]는 낮과 밤의 온도가 크게 변하는 조건을 가지고 있어 모듈에 응축이 일어날 수 있다. 이 응축은 물의 공급원 역할을 하며 많은 생물막의 성장을 촉진할 수 있다[159]. 모듈에서, 광범위한 열과 태양광 조사에 적응한 종이 발견된 지중해 환경(스페인 발렌시아)에서도 모듈 위에 있는 미생물의 다양성이 조사되었다[Darwish2015]. 이 연구에서는 모듈성능에 미치는 영향에 대해서는 언급이 없었지만 모듈에 미생물 군집이 풍부하다는 것은 분명하다.

더 큰 규모의 생물학적 작용들이 모듈오염에 크게 기여할 수도 있다. 소나무의 수지 입자가 모듈 표면에 달라붙어 더 큰 먼지 입자를 잡아가둘 수 있고[171] 그리고 고무나무 수액이 문제가 되는 것으로 알려져 있다[177]. 모듈오염의 다른 주요 원인은 조류의 배설물이다. 이는(그림 38) 먼지와 기타 생물학적 요인보다 성능에 훨씬 더 큰 영향을 미칠 수 있다[178]. 조류 배설물은 상당히 불투명하여 모듈로의 빛 전달을 완전히 차단할 수 있다. 또한 모듈에 이미 쌓인 배설물은 손으로 청소할 때까지 음영으로 있게 된다[176]. 이들은 강우에 의해 쉽게 씻겨 나가지 않는데[179], 새 배설물로 인한 성능손실은 강우 세척 후에도 완전히 회복되지 않는다[161].

심한 경우 조류 배설물이 발생하면 해당 태양전지가 스트링의 나머지 태양전지들에 부하 역할을 하는 열점 현상이 발생할 수 있다[176]. 새의 배설물이나 혹은 더 큰 이끼(그림 38)와 같은 다른 더 큰 생물학적 오염이 있으면 오염이 균일하게 발생하지 않아[179] 모듈에 국부적인 음영을 만든다. 이처럼 그 영향은 부분적으로 그들이 진 모듈과 유사한 방식으로 모델링할 수 있다.

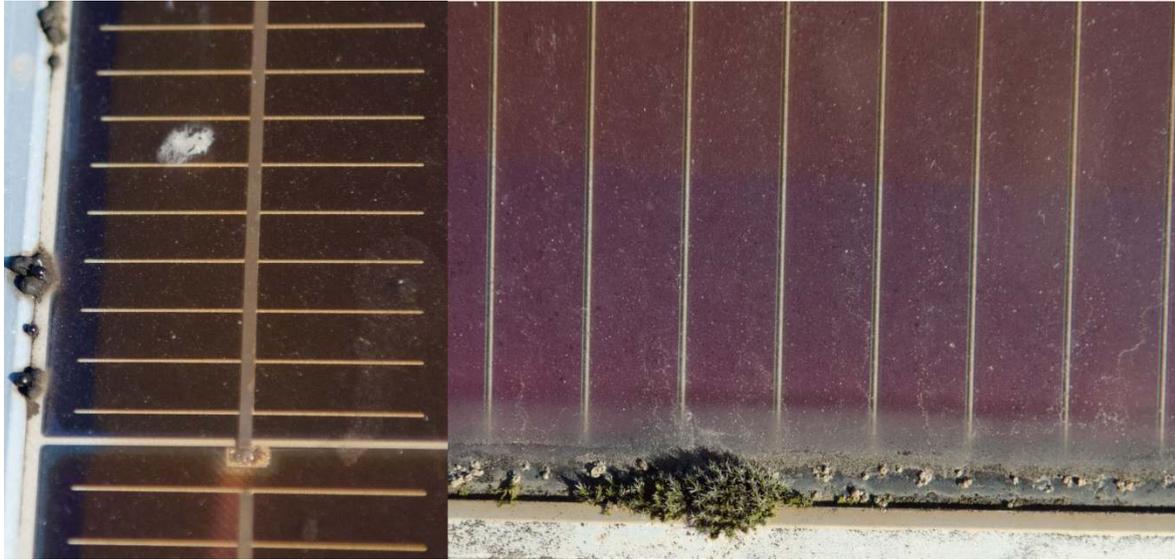


그림 38: 모듈 위에 있는 조류의 배설물(좌)과 이끼(우)

태양광모듈과 같은 인공 구조물은 새에게 좋은 둥지를 제공할 수 있다. 예를 들어, 새는 대형 태양열시스템의 헬리오스타트(heliostats) 뒤에 둥지를 틀고 있는 것으로 알려져 있다[180]. 이러한 문제는 도시 지역을 포함하여 조류 개체군이 풍부한 지역 부근에서 발생하는 경향이 있다[176]. 그러나 이러한 유형의 생물학적 오염은 원격지에 위치한 전원공급 장치 또는 독립형 태양광시스템, 특히 청소가 불가능한 해양시스템에 더 큰 영향을 미칠 수 있다[181]. Lamont와 El Chaar(2011)는 새가 해양 플랫폼에 둥지를 틀거나 휴식을 취하는 습성이 있어 배설물과 둥지를 남기는데, 이들이 모듈성능에 악영향을 미칠 수 있다고 언급하였다.

요약하면, 생물학적 오염은 모듈에 영향을 미치는 전체 오염의 한 구성요소이다. 그러나 광흡수 특성과 입자 크기로 인해 특히 치명적일 수 있다. 생물학적 오염의 작용과 증가는 위치와 기후에 따라 다르지만 일반적인 오염과 먼지형성에 기여하는 한 부분으로 모델링할 수 있다. 측정결과에 의하면, 오염의 결과로 태양전지에 도달하는 빛 투과율의 감소는 셀로부터의 출력감소와 거의 같은 것으로 나타났다[171]. 이처럼 이는 셀에 있는 전류 공급원인 초기 전류 j_{sc} 를 줄임으로써 모델링할 수 있다. 큰 덩어리의 조류 배설물과 같은 매우 조밀한 오염 역시 전류감소로 모델링할 수 있다. 게다가 불균일하게 분포된 음영으로 인해 몇 가지 추가 문제가 발생할 수 있는데, 이는 균일하지 않은 조사강도 하에 있는 하나의 모듈로 모델링할 수 있다.

3 모듈 불량모드에 대한 데이터베이스와 모듈출력에 미치는 영향

다양한 기후대에 설치된 태양광시스템의 불량 데이터를 수집하기 위해 조사양식을 마련하였는데, 조사의 목표는 **Koppen-Geiger** 기후대[182]별로 가능한 다양한 불량의 영향을 평가하고 기후대에 따른 시험방법에 대한 권장사항을 제공하는 것이다.

3.1절에서는 태양광시스템 혹은 태양광 구성요소에 대한 기존조사를 검토하고, 3.2절에서는 여기서 사용된 설문조사 양식을 소개하고자 한다. 설문조사 분석은 3.3절에 나와 있다.

3.1 기타 현장에서의 불량에 관한 데이터베이스 검토

현장에서 생산과 설치되는 태양광시스템[183]의 수와 크기가 급속히 증가함에 따라 신뢰성과 성능에 대한 이해를 높이는 것이 점점 더 중요해지고 있다. 현장에 설치된 태양광시스템의 불량유형, 위치와 빈도를 정량화하는 것이 중요하다. 이를 통해 시스템 구성요소 선택, 태양광시스템의 제조와 유지관리에 대한 모범사례를 산업계와 소비자에게 권유할 수 있을 정도의 신뢰성과 오류 발생에 대한 정보를 보장해 줄 수 있다.

전 세계적으로 태양광시스템과 모듈이 수년 동안 현장에 설치된 후의 상태에 대해 많은 데이터가 수집되었다. 그러나 이러한 설문조사 혹은 연구는 종종 고립된 시스템 수준에서 수행되며 비교적 작은 데이터 세트이다. 현장에서 모듈의 불량 발생에 대한 양질의 통계를 수립하려면 대규모 데이터세트를 생성하는 것이 필수적이다. 이러한 데이터세트에는 다른 제조업체와 기후대에서 제공하는 다양한 기술도 포함되어야 한다. 이런 범위의 데이터가 포함되면 기술, 위치와 결정되어야 할 불량모드 사이의 연관성을 파악할 수 있을 것이다. 이러한 상관관계를 보여주는 하나의 예는 주변온도가 비교적 높고 기후가 건조한 지역에 설치된 모듈이 다른 위치에 설치된 모듈에 비해 봉지재의 황변이 더 심한 경향을 보인다는 것이다[184].

지금까지 수집된 데이터는 설치된 총 시스템 수의 극히 일부에 불과하다. 따라서 전 세계적으로 설치된 태양광시스템의 상당 부분을 대상으로 하는 포괄적인 데이터를 수집할 수 있는 설문 조사가 필요하다. 이러한 조사는 현재 없지만 소규모 설문 조사가 여러 차례 실시된 바 있다. 여기서는 현재까지 수행된 태양광시스템 조사의 유형과 그들이 수집한 데이터의 유형을 보여주고자 한다. 이 정보는 3.2에 설명된 태양광 불량 데이터베이스의 개발에 사용되었다. 따라서 데이터베이스를 통하면 1차 조사에서 얻은 많은 결과의 활용이 가능하다.

출판되어 공개적으로 접근 가능한 연구는 세 가지 주요 서브그룹으로 분류할 수 있다. 그룹 1은 전문가가 데이터를 수집하는 설문조사이고, 그룹 2는 부분적으로 비전문가인 사람들이 자발적으로 보고하여 데이터를 수집하는 설문조사이고, 그룹 3은 장기 옥외측정에 해당한다. 각 그룹별로 개별 위치와 소규모 어레이에 대한 사례연구 등에서는 변동사항과 예외가 있다[185]. 이 세 가지 주요 변동사항의 각각에 대해서는 주요 차이점과 주요한 장점을 아래에서 설명하고자 한다. 각 유형은 데이터수집에 사용된 장비와 방법론에 의해 부분적으로 식별될 수 있다. 그러나 NREL이 발간한 보고서[186]와 TASK13 “태양광 모듈의 불량에 대한 검토(Review of Failures of Photovoltaic Modules)”[1] 보고서에서 사용한 공식화된 육안검사 시트 혹은 모듈상태 보고서의 활용 증가와 같은 전반적으로 분명해진 몇 가지 추세가 있다.

3.1.1 전문가 데이터 수집

이 그룹에서는 연구자 혹은 산업계 그룹, 현장의 전문가들이 현장으로 이동하여 데이터를 수집하거나 설문조사를 수행한다. 수집된 데이터는 육안검사[184][186]-[189]의 변형을 포함할 수 있고, 어떤 경우에는 NREL[186]이 만든 육안검사 시트의 변형이다. 이 육안검사는 흔히 더 기술적인 I-V 시험과 적외선 이미징[190][191]과 같은 방법으로 뒷받침한다. 연구자들이 사용하는 특정 장비는 측정 장비의 가용성에 따라 달라질 수 있다.

2013년에 실시된 모듈 성능저하에 대한 인도전역 조사[184]가 이 연구의 범주에 맞는 좋은 사례인데, 연구원들이 현장에 들어가 모듈상태를 조사하였다. 모듈의 전기적 파라미터 측정은 NREL 시트에서 나온 육안검사와 결합하였다. 'All India Survey'에서는 조사대상인 다양한 기후대와 관련한 결합들과 데이터와 함께 사회경제적 요인을 관찰하였다. 그들은 변색된 모듈이 덥고 건조한 기후와 관련이 있는 경향을 보이는 반면에 부식은 덥고 습한 지역에서 가장 흔하다는 것을 발견하였다.

이러한 유형의 연구는 현장에서의 불량과 결합의 연대순 진행상황을 제공할 수 있도록 수년에 걸쳐 동일한 시스템에서 수행될 수 있으므로 효과적일 수 있다. 태양광시스템 불량에 대한 현장조사 'PVResQ!' [190]를 통해 일본 AIST에서 많은 데이터 포인트를 수집하였는데, 불량 모듈 (설치된 1,080개 중)의 수가 꾸준히 증가하고 있음을 보여준다. 이 조사의 데이터에는 IR과 I-V 측정뿐만 아니라 결합의 육안검사도 포함되었다.

현장에 있는 모듈에 대한 소규모 사례연구와 검사도 이 범주에 속하며 아프리카[192], 아시아[193], 케냐[187] 및 호주[185]의 연구를 포함한다. 일부 연구는 모듈에 대해 매우 상세하게 다루고[194], 다른 연구는 태양광시스템의 성능에 더 초점을 맞추어 모듈 내의 결합에 대한 세부사항을 기록한다[195].

이러한 유형의 조사 혹은 연구의 핵심 장점은 전기적 및 광학적 측정에 필요한 적절한 장비에 접근할 수 있는 해당 분야의 전문가가 데이터를 제공하고 수행한다는 것이다. 이 방법으로 고품질의 동료 검토 데이터셋을 생성할 수 있다. 대규모 데이터 세트가 존재하지만[190] 이러한 연구에서 다루는 태양광시스템의 수는 일반적으로 다른 유형의 연구보다 적다. 상세한 측정을 수행하는 데 필요한 시간과 측정 장비로 인해 비용이 많이 든다.

3.1.2 자발적 보고

이 범주에 속하는 조사와 연구는 소유자/운영자, 설치자, 규제 기관, 태양광시스템 혹은 산업계 그룹의 최종 사용자가 수행하며 데이터는 중앙기관에게 다시 보고된다. 이는 태양광시스템과 관련된 사람이 자발적으로 데이터를 보고하는 것이 특징이다. 수집되는 데이터는 모듈과 시스템 구성요소의 육안검사를 중심으로 하는 경향이 있지만[196] 일부 상황에서는 IR 측정 혹은 I-V 시험도 포함될 수 있다[197][198]. 이런 유형의 조사에서는 시스템 혹은 모듈 결합유형을 수집할 수 있으며 경우에 따라서는 증거사진으로 확인할 수 있다. 이러한 유형의 설문조사 혹은 연구 중 비교적 적은 수의 결과만 공개적으로 제공된다.

이러한 유형의 연구 사례로는 최종 사용자가 데이터를 자체 보고한 독일의 1000호 지붕 프로그램(1000 roofs program)이 있다. 이 연구는 시스템 결합 유형(인버터와 모듈)과 수년에 걸친 결합 발생에 대한 데이터를 수집하였다[198]. 이들은 태양광 모듈(연구에서 "solar generator"라고 함)에서 인버터와 기타 시스템 보다 비례적으로 더 많은 수의 결합이 발견된다는 사실을 보고하였다[198].

한 소비자 옹호그룹이 실시한 호주의 소비자 설문조사와 같이, 더 광범위한 고객을 대상으로 하는 조사도 있다. 이 설문조사에는 700명의 응답자가 옹호하고 시스템 정보, 브랜드, 신뢰성과 비용에 대한 데이터를 수집하였다. 이 설문조사의 결과, 소유자의 25 %는 그들이

소유한 시스템에 문제가 있음을 보고하였는데, 그 중 12%는 인버터에 문제가 있었다는 것을 보여준다[199]. 이 설문조사는 제한된 기술적 세부사항을 제공하지만 호주 태양광시스템의 전반적인 신뢰성에 대해 간편하고 좋은 정보를 제공한다. 호주에서 수행된 또 다른 연구는 특히 태양광시스템 내에서 발생하는 결함을 대상으로 한다. 태양광 결함 보고 포털(PV Fault Reporting Portal)은 소유자, 운영자, 설치자와 조사자에게 개방된 웹기반 시스템이다[196]. 이 포털을 통해 응답자는 태양광시스템의 어느 부분에 불량이 발생했는지에 대한 정보를 자체 보고할 수 있는데, 주로 태양광시스템 최종사용자의 육안검사에 의존한다.

이러한 자체보고 데이터세트의 가장 큰 장점은 널리 공개될 경우 잠재적으로 관심을 가진 매우 많은 사람들에게 전달될 수 있다는 것이다. 이를 통해 크라우드 소싱(crowd-sourced) 혹은 시민과학 접근방식을 통해 광범위한 지역에서 상당히 많은 양의 데이터를 수집할 수 있다. 그러나 데이터를 수집하는 사람들이 해당 분야의 전문가가 아니기 때문에 데이터에 대한 추가 검증이 필요하다. 예를 들어, 모듈에서 "심각하거나 경미한 변색"의 해석은 상당히 주관적인 용어인데, 이 문제는 설문조사에서의 적절한 지침을 통해 보완할 수 있다.

3.1.3 장기 옥외측정

세 번째 현장에서의 결함 연구는 장기 옥외시험 지역에 있는 비교적 소규모시스템[124][200]에 대해 연구원들이 주도한 것이다. 연구자들이 모듈을 검사하고, I-V 곡선, IR 이미징, 모듈의 분광응답, 광학현미경과 주사전자현미경을 포함하는 측정결과를 기록하는 매우 기술적이고 상세한 성격의 연구이다. 이들 검사에는 종종 상세한 육안검사가 동반한다.

이 연구의 핵심 장점은 고품질의 매우 상세한 기술 데이터를 제공한다는 것이다. 그러나 그들은 일반적으로 소규모시스템 혹은 특정 사례연구에 관한 데이터세트를 검토하고 있는데, 이러한 프로젝트의 범위는 제한될 수 있다. 이는 기술적 세부사항을 제공하지만 더 큰 규모로 일어나는 현장에서의 불량 발생빈도에 대한 정보를 수집하지는 않는다.

3.1.4 발간된 데이터의 일반적인 경향

위에서 설명한 설문조사와 연구에서 수집된 데이터의 메타분석은 수집된 정보의 범주를 보여준다. 태양광시스템에 대한 모든 사례연구에 대한 철저한 조사는 아니지만, 이는 새로운 조사에서 예상되는 의문사항과 핵심영역을 주시시켜준다.

표 3: 다양한 태양광시스템 정보를 수집한 연구의 비율. 백분율은 이 정보를 수집한 것으로 확인된 연구의 비율을 나타낸다. 즉, 100%는 확인된 모든 연구에 이 정보가 포함되어 있음을 나타낸다.

그룹	제조업체 (브랜드)	시스템 크기 혹은 모듈 등급	코스트	성능 열화
전문가 데이터 수집	67%	92%	58%	58%
자발적 보고	67%	100%	33%	100%
장기 옥외 연구	67%	67%	-	67%
계	67%	89%	42%	63%

표 3에서 보는 바와 같이, 세계의 연구그룹은 모두 시스템 구성, 시스템 구성요소의 제조업체와 시스템 성능의 전반적인 열화와 관련하여 유사한 정보를 수집하는 경향이 있다. 많은 데이터 세트는 시스템과 관련된 자본 비용에 대해서는 크게 관심이 없는데, 왜냐하면 지난 10년 동안 엄청난 변화가 있었고 가격도 급격히 하락했기 때문이다[183]. 이처럼 비용에 대한 정보는 빠르게 그 효용성이 없어진다. 향후 조사에 포함할 가치가 있는 정보는 제조업체, 공칭 시스템 출력과 보다 중점적으로는 시스템의 전반적인 성능열화에 대한 것들이다.

표 4: 태양광시스템 구성요소의 결함에 대한 정보를 수집한 연구 비율. 백분율은 이 정보를 수집한 것으로 확인된 연구의 비율을 나타낸다. 즉, 100 %는 확인된 모든 연구에 이 정보가 포함되어 있음을 나타낸다.

그룹	데이터 수집장치	인버터	정션 박스	태양광 모듈	기타	AC 차단
전문가 데이터 수집	8%	33%	42%	83%	42%	8%
자발적 보고	-	100%	67%	67%	100%	-
장기 옥외 연구	-	33%	-	100%	-	-
계	5%	42%	37%	84%	42%	5%

표 5: 태양광 모듈의 특성과 사용된 방법론에 대한 데이터를 수집한 연구 비율. 백분율은 이 정보를 수집한 것으로 확인된 연구의 비율을 나타낸다. 즉, 100 %는 확인된 모든 연구에 이 정보가 포함되어 있음을 나타낸다.

Group	모듈 인증	육안 검사	육안검사 NREL/ Task 13	I-V 시험	IR 기록	결함 유형 상세
전문가 데이터 수집	25%	75%	25%	50%	42%	50%
자발적 보고	33%	67%	33%	-	33%	67%
장기 옥외 연구	-	100%	-	100%	100%	100%
계	21%	79%	21%	53%	47%	63%

표 4에서 결함이 포함된 구성요소에 대한 메타데이터 분석은, 많은 조사가 모듈 자체에 초점을 두어, 주변장치(balance of system : BOS)에 대해 수집된 데이터는 발생률이 약간 낮음을 보여준다. 흥미롭게도 태양광시스템의 장기 신뢰성 측정에 중요한 관련 데이터 수집에서 시스템의 신뢰성에 대한 연구는 거의 없다. 이것이 결함에 영향을 줄 가능성이 높는데, 특히 장기적으로 센서 박스들과 관련해서이다. 표 5에서, 최근의 많은 연구는 NREL/TASK13[186][1]에서 과생된 육안검사 시트를 사용하고 있는 등 대부분의 연구들이 육안검사의 변형을 포함하고 있음을 알 수 있다. 더 많은 연구에서는 IR 혹은 I-V 시험보다 육안검사를 활용하는데, 전자들은 최소한의 장비비용이 들어가는 시험이기 때문이다. 향후

조사에서도 가능한 광범위하게 사용자들이 현장에서의 모듈불량에 대한 정보를 조사하고 응답할 수 있도록 육안검사에 초점을 맞추는 것이 바람직하다.

태양광시스템의 결함에 대한 많은 연구가 수행되었으며, 이는 세 가지 주요 유형으로 나눌 수 있다. 각 유형의 조사에는 현장에서의 새로운 불량 데이터베이스에 통합할 가치가 있는 고유의 장점들이 있다. 가속 수명시험과 장기 옥외측정의 기술적 세부사항은 태양광 결함들의 메커니즘에 대한 확실한 이해를 가능케 한다. 이 정보는 양질의 과학발간물에 정기적으로 게시하여 더 큰 데이터베이스에 통합시킬 가치가 있다. 가능한 한 더 많은 사람들에게 다가가려면 연구자와 전문가를 현장에 파견하는 대신 최종사용자가 데이터수집과 보고를 주도해야 한다. 이를 통해 잠재적으로는 태양광 유지보수 작업 혹은 시스템 모니터링에 대한 일반적인 보고의 한 부분으로 다양한 기후대와 위치에 설치된 다양한 시스템의 데이터를 수집할 수 있다. 데이터 입력이 번거로운 작업이 되지 않도록 데이터베이스(혹은 설문 조사 양식)에 데이터 입력은 간단해야 한다. 그러나 결함과 그 중요성을 식별할 수 있도록 조사와 데이터베이스에 세부정보가 충분해야 할 필요가 있다. 다수의 태양광시스템에서 이런 정보를 수집하고 처리하면 시스템 구성요소의 선택, 태양광시스템의 제조와 유지관리에 대한 모범사례를 통해 산업계와 소비자에게 조언을 해 줄 수 있다.

3.2 태양광시스템 불량 조사에 대한 설명

다양한 기후지역에서 태양광시스템의 불량 데이터를 수집하기 위한 조사양식을 마련하였다. 이 조사의 목적은 다양한 기후지역에 걸쳐 불량이 미칠 수 있는 서로 다른 영향을 평가하고 기후지역별 시험방법의 권고를 위한 것이다. 연구에서는 기후대 분류 목적으로, A 열대, B 매우 건조, C 중간, D 추움(대륙)과 E 극지방으로 한 "Koppen-Geiger(K-G)"를 토대로 Peel이 정의한 것을 기후대의 분류에 사용하는데, 영역 이름을 변경하고, 기후대를 A 고온과 습도, B 고온 건조, C 중간, D&E 추위와 눈으로[182] 그룹을 다시 만들었다.

이 설문조사는 Microsoft Excel 2010 스프레드시트에서 구현되는데, 이 조사의 양식은 그림 39와 같다. 설문조사와 설명은 IEA PVPS 인터넷 홈페이지[201][202]에서 다운로드할 수 있다. 가능한 선택 목록은 표 6에 제시되어 있다. 그 설문조사는 세개의 섹션으로 나뉜다. 첫 번째에서는 태양광시스템의 기본 데이터(PV systems basics)를 수집한다. 두 번째 섹션에서는 검사를 완료한 위에서 지정된 시스템의 수량을 명시해야 한다. 세 번째에서는, 발견된 불량과 그에 따른 관련 출력손실 및 안전문제에 대한 상세한 분석을 제공할 수 있도록 전체 시스템의 각 부분을 명시할 수 있다..

이 조사는 태양광전문가, 과학발간물, 시스템 소유자, 설치자, 제조업체와 인터넷 설문조사로부터 데이터를 수집하도록 설계된 것이다. 설문조사의 출처를 확인함으로써 각 데이터 세트의 품질 수준이 기록된다. 이를 통해 설문조사는 더 많은 데이터 풀에 접근할 수 있다.

기후영역, 데이터 수집방식, 모듈유형과 기타 항목이 데이터베이스에 수집된다. 그러나 데이터베이스로부터 결과를 도출하기 위해서는 범주 분류가 가능한 탄탄해야 한다.

새로운 데이터를 설문지에 입력하려면 설문조사 시트를 Excel 프로그램에 로드하고 "PV_system_survey" 워크시트를 선택해야 한다. 커서가 아직 없으면 워크시트의 왼쪽 상단 모서리로 스크롤한다. 새 입력 마스크를 생성하려면 "New form" 버튼을 클릭한다. 새 마스크가 나타나고 포커스가 자동으로 "PV_system_survey(X)"라는 이름으로 새 마스크로 이동하는데, 여기서 X는 숫자를 나타낸다. 이제 데이터를 입력할 수 있다. 표를 삭제하려면 "Delete form" 버튼을 누르면 현재 표시된 표가 삭제된다. 예를 들어, 다음 입력이 데이터베이스에 이미 있는 입력과 매우 비슷할 경우, 복사할 표로 이동한 후 "Copy form"를

누른다. 그러면 동일한 데이터를 가진 새 마스크가 생성된다. 여기서 필요에 따라 양식을 편집할 수 있다.

Survey version 14 October 2016

[New form](#) | [Copy form](#) | [Delete form](#)

PV system basics [Goal of this survey](#) [How to start ?](#) [Other questions](#)

System ID:		PV module type	
Source of data		Inverter type	
Country		Mounting system type	
Climate zone		Grounding of substructure & module frames/conductor	
Special stress		Other system component	
Kind of system		Nominal system power [kWp]	
Orientation		Date of system start [MM/YYYY]	
Inclination		Date of failure documented here [MM/YYYY]	
Comment if a field is orange			

Integral data

Following failure specifications are based on investigated percentage of						
Total system power loss [%]	Inverter [%]	Cable and interconnector [%]	PV module [%]	Mounting [%]	Other [%]	Comment

Failure specification for 0 % of the system

Failed system part	Failure 1 specification	Power loss 1 [%]	Failure 2 specification	Power loss 2 [%]	Safety failure 1	Safety failure 2
Inverter	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Cable and interconnector	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
PV module	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Mounting	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Other system component	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Comment if a field is orange						

그림 39: 설문조사는 Microsoft Excel 워크시트로 구현된다. 각 태양광시스템에 대해 5개의 개별 불량 사양을 사용할 수 있다. 대부분의 입력필드에 대해 사전선택이 가능하다. 가능한 사전선택 목록은 표 6에서 제공된다.

시스템 ID(System ID)는 기여자가 자신의 데이터 입력소스를 식별할 수 있도록 하는 범주이고, 동일한 데이터의 반복입력을 방지한다. 시스템 ID는 기여자를 익명화하고 다른 사람이 데이터 소스를 식별할 수 없도록 한다. 또한 시스템 ID를 사용하여 TASK13 팀이 데이터 세트 기여자에게 보내는 질문에 답할 수 있다. 시스템 ID는 데이터베이스의 공개 버전에서 임의의 번호로 교환된다. 현재 입력 데이터가 과학발간물에서 추출된 경우, IEEE 양식 스타일의 논문 참조를 채우는데 시스템 ID를 사용해야한다. 데이터 소스는 Source of Data 카테고리에 명시되어야한다.

표 6: 그림 39에 표시된 설문조사의 가능한 사전 선택목록.

데이터 정보원:	시스템 소유자, 설치자, 전문가, 제조업체, 과학 발간물, 인터넷 설문조사, 기타 모름
국가:	206개 국가 목록
기후대:	덥고 습한 (A-climate); 덥고 건조한 (B-climate); 중간 (C-climate); 춥고 눈 (D&E-climate); 기타 모름
특정 스트레스:	섬, 해안지역 (10 km), 농업환경, 기타 모름
시스템 종류:	상업용 독립식, 상업용 루프탑, 상업용 파사드/지붕 일체식, 독립식 시험 시스템, 루프탑 시험 시스템, 파사드/지붕 일체식 시험 시스템, 상업용 추적식 시스템, 추적식 시험 시스템, 기타 모름
모듈 서브시스템, 프레임 등의 접지/전도체:	없음/없음, 접지/없음, 접지/전도체 +, 접지/전도체 -, 없음/전도체 +, 없음/전도체 -, 기타 모름
방향:	-90° (동); -67,5° (동-남동); -45° (남동); -22,5° (남-남동); 0 (남); 22,5° (남-남서); 45° (남-서); 67,5° (서-남서); 90° (서); 112,5° (서-북서); 135° (북서); 157,5° (북-북서); 180° (북); -157,5 (북-북동); -135 (북동); -112,5 (동-북동); 동/서; 추적식; 기타 모름
경사:	90 (수평면); 80; 70; 60; 50; 40; 30; 20; 10; 0 (천정); 기타 모름
모듈 유형:	단결정 Si; 다결정 Si; CdTe; CIGS; a-Si; a-Si; 다중접합 a-Si; 유기 태양전지, 기타 모름
인버터유형:	변압기 있는 중앙 인버터, 변압기 없는 중앙 인버터, 변압기 있는 스트링 인버터, 변압기 없는 스트링 인버터, 모듈 인버터, 저항기, 단일 모듈 분석기, 기타 모름
장착시스템 유형:	클램프, 레일 시스템(짧은 측), 레일 시스템(긴 측), 백레일, 루프 일체식, 파사드 일체식, 델타 서포트, 기타 모름
기타 구성품:	전력변압기, 메인 DC 케이블, 메인 AC 케이블, 배터리, 업티마이저, 기타 전기/전자 부품들, 기타 기계 부품들, 기타 모름
인버터불량:	불량 없음, 완전한 불량, 부분 불량, 상호연결 불량, 외부 화재에 의한 불량, 내부 화재에 의한 불량, 절도/기물파손, 기타 모름
모듈 불량:	불량 없음, 박리, 백시트 결함, 정선박스 결함, 정선박스 분리, 프레임 파손/휨/결함, 봉지재 변색, 셀 균열, 탄 자국, 퍼텐셜 유도 셉트(PID-s), 페턴셀 유도 부식(흔히 박막모듈에서), 셀 혹은 스트링 상호연결 리본의 단절, 바이패스 다이오드 결함/크기 오류, 반사방지 코팅의 부식/마모, 절연 불량, CdTe: 후면 접촉 열화, 우박->유리 파손/셀 파손, 적설 하 중-> 프레임 변형/유리 파손/셀 파손, 폭풍 -> 프리엠 변형, 유리 파손, 셀 파손, 직접적인 낙뢰 -> 유리 결함/프레임 결함과 바이패스 다이오드 결함, 동물 -> 이빨로 물기/부식/때, 바이오 필름 오염, 먼지 오염, 습도에 의한 부식/실버 핑거 부식, 외부 화재에 의한 불량, 내부 화재에 의한 불량, 절도/기물파손, 기타 모름

지지대 불량:	불량 없음; 시스템설계 불량; 구조의 과부하; 소재 불량; 루프의 자국/손상; 클램프 분리/설치 부적절; 외부 화재에 의한 불량; 내부 화재에 의한 불량; 절도/기물파손; 기타; 모름
상호연결 불량:	불량 없음; 커넥터가 맞지 않음(즉, 제조업체 다름); 커넥터가 부식; 결합기 상자 결합; 스트링 퓨즈 결합; 동물 깨물기/기타 동물관련 이슈; 절연 불량; 상호연결 잘못; 외부 화재에 의한 불량; 내부 화재에 의한 불량; 절도/기물파손; 기타; 모름
출력손실:	탐지할 수 없는 손실;]0%-3%];]3%-10%];]10%-20%];]20%-30%];]30%-40%];]40%-50%];]50%-60%];]60%-70%];]70%-80%];]80%-90%];]90%-100%];]20%-50%];]50%-100%]; 기타; 모름
안전 불량:	불량 없음; 화재/탄 자국 불량; 전기적 절연 불량; 기계적 불량; 기타; 모름

아래에서는 설문조사 양식을 작성하는 방법에 대한 세 가지 사례를 제공한다.

3.2.1 간단한 표준 루프탑 시스템

시스템에 간단히 표준 지붕을 입력하려면 필드를 살펴보고 드롭 다운 목록에서 입력을 선택하면 된다. 일반적인 루프탑(roof top) 시스템의 경우 시스템 종류 카테고리에서 루프탑 상업용 항목을 선택한다. 방향(orientation) 범주에서 시스템 방향의 평균 또는 가장 가까운 시스템 방향을 선택한다. 서쪽/동쪽 시스템을 위한 특별한 항목이 하나 있다. 서로 $\pm 22.5^\circ$ 이상 다른 다양한 방향의 루프탑 시스템은 두 시스템으로 분할해야 한다. 각 방향별로 하나의 테이블을 채워야 한다. 태양광 모듈의 경사는 경사(inclination) 범주에 채워야 한다. 가장 근접한 경사 항목을 선택한다. 설치 모듈이 다양한 경사를 가진 시스템이라면 그 각도가 $\pm 10^\circ$ 이상으로 변할 때는 각 경사에 대해 테이블을 채워야 한다.

3.2.2 다양한 유형의 구성요소가 있는 대형시스템

다양한 유형으로 구성된 대형시스템의 경우, 동일한 시스템 구성요소 부품 별로 하나의 불량 조사를 해야 한다.

한 가지 유형의 장애로 인해 다양한 출력손실이 발생하는 경우, 불량을 여러 부분으로 분할해야 한다. 예 : PID-s 불량이 있는 모듈이 총량의 10%이다. 5%는 출력손실이]3%-10%], 3%는]10%-20%]이고, 2%는]20%-30%]이다. 이 경우 태양광 불량 조사는 그림 40과 같이 작성해야 한다. 모든 PID-s 모듈에 추가적인 불량이 있는 경우, 그 불량은 불량 2로 추가될 수 있다. 그러나 서로 다른 불량들의 다양한 분포를 포함할 수는 없다. 따라서 출력손실에 가장 큰 영향을 미치는 불량에 초점을 맞추는 것이 바람직하다.

대규모시스템에서 총 모듈 양의 1%만 검사하는 경우, "시스템의 X%에 대한 불량 사양(Failure specification for X% of the system)" 섹션에서 불량 사양은 검사를 한 시스템의 부품에 관련된 것이 아니고, 총 공칭출력에 관한 것으로 간주한다. 예를 들어, 조사된 모듈의 1%에서 10%가 특정 불량이 있는 경우 "시스템의 0.1%에 대한 불량 사양(Failure specification for 0.1% of the system)" 부분을 채워야 한다.

Integral data						
Total system power loss [%]	Following failure specifications are based on investigated percentage of					
	Inverter [%]	Cable and interconnector [%]	PV module [%]	Mounting [%]	Other [%]	Comment
2			100			
Failure specification for 5 % of the system						
Failed system part	Failure 1 specification [%]	Power loss 1 [%]	Failure 2 specification [%]	Power loss 2 [%]	Safety failure 1	Safety failure 2
Inverter	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Cable and interconnector	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
PV module	Potential indi	3%-10%	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Mounting	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Other system component	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Comment if a field is orange						
Failure specification for 3 % of the system						
Failed system part	Failure 1 specification [%]	Power loss 1 [%]	Failure 2 specification [%]	Power loss 2 [%]	Safety failure 1	Safety failure 2
Inverter	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Cable and interconnector	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
PV module	Potential indi	10%-20%	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Mounting	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Other system component	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Comment if a field is orange						
Failure specification for 2 % of the system						
Failed system part	Failure 1 specification [%]	Power loss 1 [%]	Failure 2 specification [%]	Power loss 2 [%]	Safety failure 1	Safety failure 2
Inverter	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Cable and interconnector	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
PV module	Potential indi	20%-30%	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Mounting	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Other system component	No failure	No detectable loss	No failure	No detectable loss	No failure	No failure
Comment if a field is orange						

그림 40: PID-s 불량 분포를 출력손실 범위로 분할. 추가적인 불량이 PID-s 영향을 받은 모든 모듈에 영향을 미치는 경우 추가 불량을 간단히 추가할 수 있다. 모듈 또는 시스템에 혼재된 불량모드가 있는 경우 출력손실과 가장 관련 있는 불량에 초점을 맞춰야 한다.

3.2.3 하나의 태양광시스템에서 모듈만 입력

누군가가 태양광시스템에 설치된 많은 수의 모듈에 대한 정보만 가지고 있다면 설문조사표를 사용하여 데이터를 입력할 수도 있다. 가능한 한 시스템 기본사항과 관련한 많은 필드를 채워야 한다. 그러나 최소한 시스템 ID, 데이터소스, 기후대, 모듈유형, 공칭 시스템출력, 시스템 시작일, 여기에 작성한 불량 날짜와 모듈 항목을 입력해야 하고, 모듈 불량에 대한 사양도 충분히 넣어야 한다. 입력이 될 수 없으면 그 데이터를 입력용으로 사용해서는 안 된다.

3.2.4 특수시스템의 특성 입력

표준시스템과 다른 특별한 시스템이 많이 있다. 이러한 시스템 중 일부는 설문조사표로 커버할 수 있고 일부는 못할 수 있다. 표 7은 몇 가지 특별한 경우를 보여주고, 설문양식에 있는 특별한 특성을 채우는 방법을 제안한다.

표 7: 특수시스템 특성을 입력하는 사례. 설문시트의 필드 이름은 굵은 글씨로, 선택 옵션은 이탤릭체로 쓴다.

특수성	카테고리에서 선택	항 목
어떤 종류의 추적식 시스템	시스템 종류	상업용 추적식 시스템 혹은 추적식 시험 시스템
	방향	추적식
해안 가까운 특정 지역 (10 km)	특정 스트레스	섬, 해안지역(10 km)
시스템은 익명이어야 한다	국가	모름
시각적 변화, 출력손실은 없음	입력하지 않음	-
태양광시스템은 기후대 E에 위치하나, 기후대는 <i>츄고 눈(D&E 기후)</i> 만 있다	기후대	<i>츄고 눈(D&E- climate)</i> 기후대 D와 E 사이를 구분하지 않기로 결정했다.
출력손실(power loss) 줄에서 항목 [0%-3%]를 선택하면 셀은 오렌지색이 된다.		측정 기술은 보통 그리 정밀하지 않아 출력손실 3% 미만이라고 한다. 이렇게 3% 미만이라고 하고 싶다면 어떻게 3% 미만이라는 출력손실 측정의 정밀도를 보장할 수 있는지 설명하는 코멘트가 있어야 한다.

누군가가 한 카테고리에서 다른 항목을 선택하면, 설문조사의 해당 섹션의 **Comment field**에 입력을 명시해야한다. 다른 항목을 선택하는 경우 필드의 이름을 입력하고 다음 양식으로 추가 정보를 제공한다.

카테고리 : 정보 (information)

하나의 섹션에 다른 항목이 있는 카테고리들이 여러 개일 경우 세미콜론으로 구분하여 **Comment field**에 여러 주석들을 추가할 수 있다. 예.

Comment: 시스템 종류: 모듈이 소음방지 벽에 일체화된다. 태양광 모듈 유형 : 양면 단결정 실리콘

그러나 정확히 딱 맞지는 않더라도 사용자는 기존 카테고리 중 하나를 선택하는 것이 좋다. 앞의 사례인 경우 다음과 같이 선택할 수도 있다.

시스템 유형(Kind of system): 상업용 파사드/루프 일체식(facade/roof integrated commercial)

모듈 유형(PV module): 단결정(monocrystalline) 실리콘

3.3 태양광시스템 불량 데이터베이스의 조사결과들

아래에서는 수집된 데이터의 구성, 데이터 평가방법을 평가하고 그리고 결과들을 제시한다.

3.3.1 조사 데이터의 구성

조사 데이터의 구성은 그림 41-그림 45와 같은데, 이를 통해 가장 중요한 태양광시스템 특성과 관련하여 데이터세트의 대표성을 확인할 수 있다.

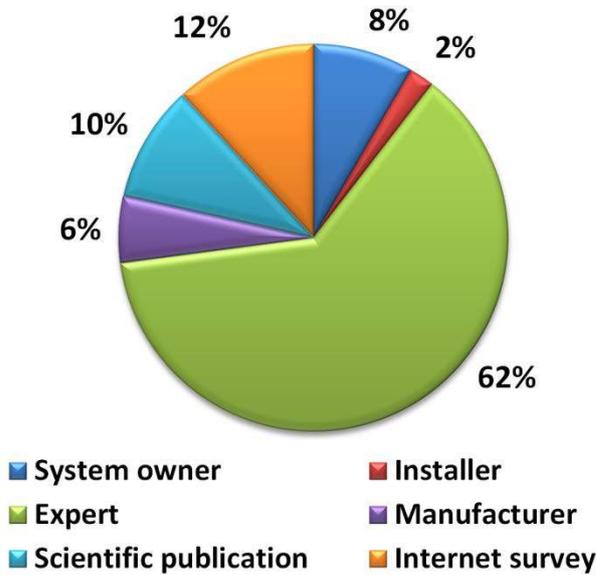


그림 41: 데이터소스의 상대적 구성.

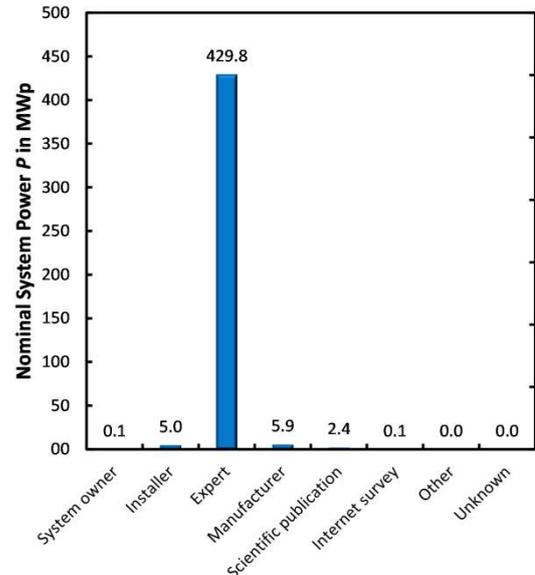


그림 42: 요약된 공칭 시스템출력의 데이터소스 구성.

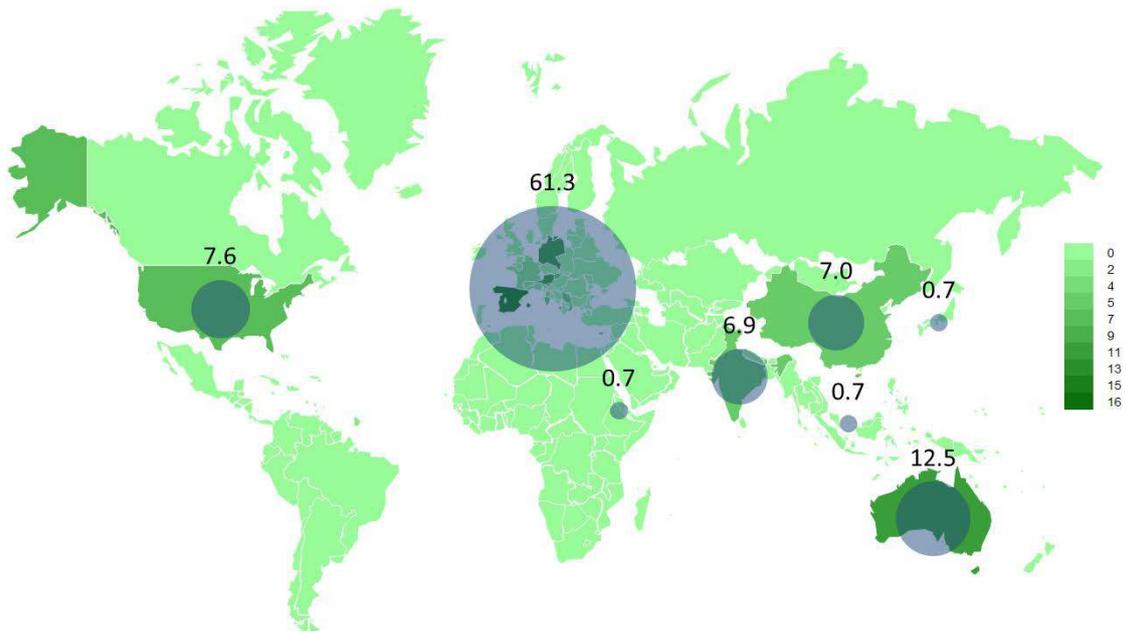


그림 43: 데이터 내 국가의 상대적 구성..

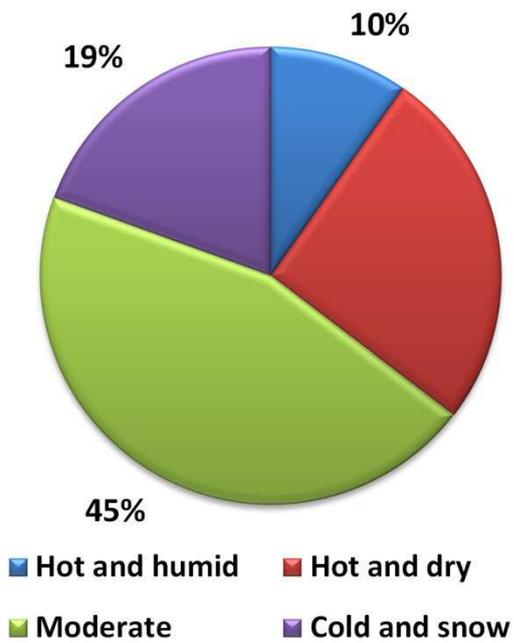


그림 44: 데이터 내 기후대의 상대적 구성.

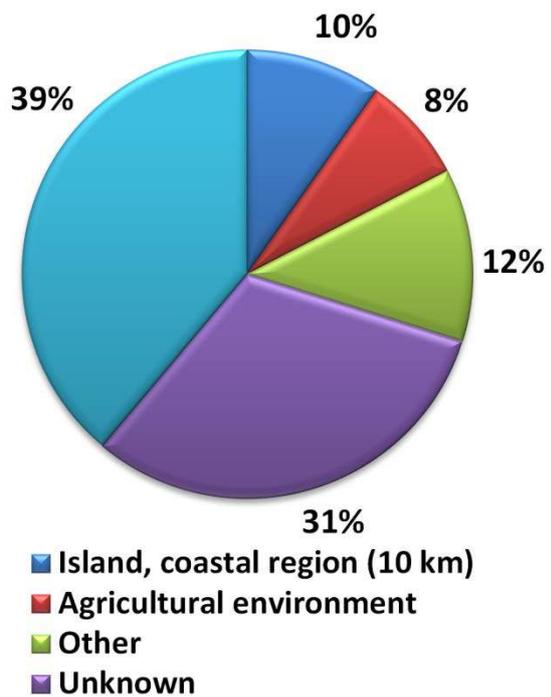


그림 45: 데이터 내 특수응력의 상대적 구성. 청록색은이 섹션에 설명이 없는 데이터의 양을 나타낸다.

특히 그림 45에 표시된 태양광시스템의 스트레스 수준의 경우, 전 세계에 있는 하나의 사이트의 스트레스 수준을 정의하기는 매우 어렵다. 접근 가능한 유일한 출처는 Koppen-Geiger 기후대[182]를 토대로 한 Peel의 기후대 정의이다. 예를 들어, 일반적인 적설층의 두께, 공기의 부식성 또는 먼지 영향과 같은 중요한 스트레스 수준은 사이트 분류에 사용할 수 있는 전세계 매핑이나 정의는 없다.

그림 46은 태양광시스템 종류의 구성비이다. 독립형과 루프탑 시스템이 데이터베이스의 대부분을 차지한다. 그림 47에 표시된 설문 조사에서 모듈유형 분포는 2011-2015년 기간에 기술 시장에서 모듈유형의 상대적 점유율을 잘 반영하고 있고, 단결정실리콘은 ~ 24 %, 다결정실리콘은 ~ 66 %, 박막은 ~ 10 %이다[203].

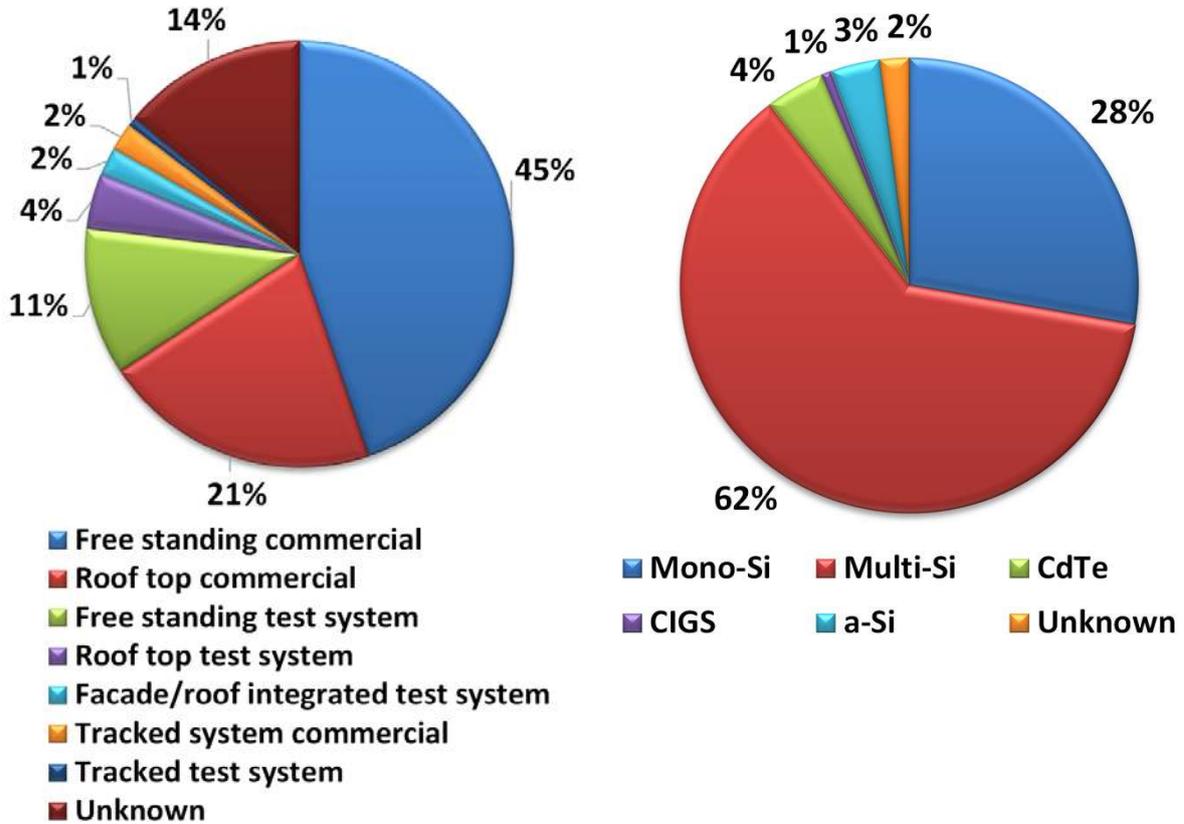


그림 46: 데이터 내 시스템 유형의 상대적 구성.

그림 47: 데이터 내 특수응력의 상대적 구성. 청록색은 이 섹션에 설명이 없는 데이터의 양을 나타낸다.

3.3.2 평가를 위한 데이터 처리

설문조사 참여자가 제공한 출력손실의 그 정확도는 알 수 없다. 또한 출력손실 계산에 어떤 기준 값이 사용되는지도 알 수 없다. 대부분의 경우 초기 값을 알 수 없거나 명판 값이 보고자에게 중요한 값이기 때문에 출력손실은 명판 출력등급에 따라 상대적으로 계산된다고 가정할 수 있다.

모든 설문조사 참가자는 태양광시스템에서의 결함을 보고하였다. 결함이 없는 시스템은 보고되지 않았다. 제조업체의 보증을 받으려면 모듈의 명판 출력 등급만이 의미가 있다. 따라서 보고된 출력손실은 시장에서 인정하는 모듈의 출력손실을 결정하는 방법을 기반으로 한다. 초기 모듈출력에 비해 출력손실에 대한 보다 과학적인 정의와는 대조적으로, 보고된 출력손실은 재정적인 협상에서 적절히 사용할 수 있는 값이다.

설문조사에서는 모듈불량에 국한될 뿐만 아니라 다른 시스템결함도 보고될 수 있다. 그러나 보고된 불량的大部分은 모듈과 관련이 있다. 출력손실을 유발하는 시스템 기반의 장애에 대해서는 그 보고가 아직 통계적으로 유의미하지 않다. 따라서 여기서는 모듈 관련 불량만 분석한다.

출력 저하의 시간 의존성과 관련하여, TASK13 IEA-PVPS T13-01 : 2014 보고서 [1]에 몇 가지 출력손실 범주가 정의되어 있다. 이 정의 중 두 가지(C, E)가 통계평가에 적용된다. 카테고리 C는 시간에 따른 선형의 출력손실 열화, 카테고리 E는 시간에 따른 단계들에서의 열화이다.

태양광시스템에 불량이 있는 경우에는 설문조사에서 두 가지 서술이 가능하다. 출력손실 유형이 카테고리 C 유형이면 측정된 출력손실이 열화율로 변환되고, 출력손실이 카테고리 E 유형이면 출력손실은 설치된 공칭 출력 당의 출력손실로 제공된다. 시간에 따른 데이터가 없어서 다른 범주는 평가할 수 없다. 선형 열화율은 불량이 없거나 적은 소수의 모듈에 대해 상당히 잘 맞는다[204]. 그러나 선형 열화는 가끔 시간경과에 따른 수율 손실을 과대평가하는 경우가 많은데, 이는 모듈이 나빠질수록 열화율이 흔히 증가하기 때문이다[Jordan2016]. 시간 경과에 따른 단계별 열화(범주 E)는, 예를 들어 폭풍이나 번개와 같이 갑작스럽게 발생하는 치명적인 불량에 대해 잘 맞는다. 따라서 열화가 일어나는 불량유형은 열화율에 따라 다소 선형으로 평가하고, 훨씬 더 갑작스런 치명적인 불량은 설치된 공칭 출력 당의 출력손실 지수에 따라 평가한다. [표 8]은 어떤 불량 범주가 어떤 평가방법에 의해 나타내는지 보여준다. 범주 중 어디에도 맞지 않는 오염은 가능한 영향을 보여주기 위해 범주 E로 평가된다.

표 8: 불량들의 평가에 사용되는 열화 유형.

출력손실의 원인	출력손실 범주
박리, 백시트 결함, 정선박스 결함, 정선박스 분리, 프레임 파손/휨/결함, 봉지재 변색, 셀 균열, 탄 자국, PID, 셀 혹은 스트링 상호연결 리본의 단절, 바이패스 다이오드 결함/크기 오류, 반사방지 코팅의 부식/마모, 절연 불량, CdTe:후면접촉 열화	C
유리파손, 우박->유리파손/셀 파손, 적설 하중-> 프레임 변형/유리 파손/셀 파손, 폭풍 -> 프레임 변형, 유리 파손, 셀 파손, 직접적인 낙뢰 -> 유리 결함/프레임 결함과 바이패스 다이오드 결함, 동물 -> 이빨로 물기/부식/때, 바이오 필름 오염, 먼지오염	E

그림 48은 출력손실의 열화율 정의에 중요한 태양광시스템의 다양한 분할 방식을 보여준다. 각 측량 데이터세트 i 에 대해 설치된 총 출력 P_i 가 데이터베이스에 수집된다. 불량 x 의 결함 분석을 위해 전체 시스템 i 의 일부인 y_i 만 조사한다. 또한 불량 x 는 시스템의 일부인 $z_{i,x}$ 에만 영향을 준다. 분할된 구역 y_i 와 $z_{i,x}$ 는 설치된 출력의 백분율로 제공된다. 이 값들은 열화율 계산의 기반들이다.



- Power of whole system
 P_i in kW_p
- From failure x affected system part
 $z_{i,x}$ of system i $\rightarrow d_{i,x}$
- For failure x investigated part
 y_i of system i $\rightarrow \bar{\delta}_x$

그림 48: 숫자 i 를 가진 하나의 태양광시스템에 있는 다양한 부분에 대한 정의. 공칭 시스템출력 P_i 는 kW_p 단위로, 부분 $z_{i,x}$ 와 y_i 는 P_i 의 %로 주어진다.

특정 모듈불량 x 의 출력손실 $\Delta P_{i,x}$ 는 공칭 모듈출력의 총량 중 영향을 받은 백분율로 한다. 데이터세트 i 의 특정 모듈 불량유형 x 의 열화율 방정식 $d_{i,x}$ 는 아래와 같이 주어진다:

$$d_{i,x} = \frac{\Delta P_{i,x}}{\tau_{b,i} - \tau_{a,i}} \quad (28)$$

여기서, 파라미터 $\tau_{b,i}$ 는 데이터세트 i 의 불량 보고일, $\tau_{a,i}$ 는 데이터세트 i 의 시스템 시작일이다.

전체 시스템의 열화율 방정식은 다음과 같다:

$$\delta_{i,x} = d_{i,x} \frac{z_{i,x}}{y_i} \quad (29)$$

여기서, $z_{i,x}$ 는 영향을 받은 시스템의 백분율, y_i 는 전체 공칭 시스템출력 P_i 로부터 %로 나타낸 조사 받은 시스템이다. 추가적인 평가를 위해서는 조사 받은 시스템 수량이 충분히 많아 조사결과가 전체 시스템을 대표하는 것으로 가정한다. 이 경우, $\delta_{i,x}$ 는 전체 시스템이 불량 유형 x 에 의해 얼마나 많이 영향을 받았는가를 보여준다.

불량유형 x 를 가진 모듈의 평균 열화율을 나타내는 것이 $\bar{\delta}_x$ 이다:

$$\bar{\delta}_x = \frac{\sum d_{i,x}}{n_x} \quad (30)$$

이렇게 계산된 평균 열화율은 데이터 세트에 있는 시스템 크기에 의해 편향되지 않는다. 따라서 불량 유형에 대한 평균 모듈 성능 열화율에 대해 소형시스템들은 대형시스템과 동일한 영향을 미친다. 방정식 (30)에 의해 정의된 평균 시스템 열화율 $\bar{\delta}_x$ 는 데이터세트에 있는 시스템 크기에 의해 다시 편향되지 않는다. 이런 열화율을 통해 불량 x 가 전체 시스템출력에 어떻게 영향을 미치는지 평가할 수 있다:

$$\bar{\delta}_x = \frac{\sum \delta_{i,x}}{n_x}. \quad (31)$$

여기에서의 조사 데이터는 발견된 불량률의 열화율이 시간이 지남에 따라 일정한지 확인할 수 없다. 그러나 방정식 (30)-(31)으로 계산된 열화율은 천천히 발견되는 출력손실 효과를 비교하고 평균화 할 수 있다.

폭풍, 우박 또는 낙뢰로 인한 갑작스러운 출력손실의 경우에는 성능 열화율 계산이 의미가 없다. 따라서 갑작스러운 현상 후 출력손실에 영향을 받은 시스템 출력 p_x 의 백분율을 평가한다:

$$p_{i,x} = \frac{z_{i,x}}{y_i}. \quad (32)$$

그리고 조사된 시스템의 출력 대비 출력손실은 얼마인가:

$$\pi_{i,x} = \frac{\Delta P_{i,x} z_{i,x}}{y_i}. \quad (33)$$

3.3.3 결과

성능 열화율을 평가하기 전에, 그림 49에서 운영기간 동안 발생한 불량을 볼 수 있다. 위쪽 다이어그램은 보고된 모든 불량률의 발생을 보여주고 아래쪽 그래프는 출력손실을 유발하는 불량률만 보여준다. 각 다이어그램은 열화가 지속되는 불량률과 갑작스런 발생 불량률로 나뉜다. 두 불량률유형의 발생은 초기 7년 동안 누적된다.

특수한 유형의 불량률에 초점을 맞추면 1년부터 2년까지 시스템 운영의 초기 단계에서는 대부분 셀 균열 불량률이 보고된 것을 볼 수 있다. PID 불량률이 있는 시스템은 주로 3년차와 4년차에 보고된다. 모듈에서 셀 또는 스트링의 상호연결 분리 4년차 이후 전체 동작기간에 걸쳐 보고된다. 봉지재(pottant)의 변색은 수년에 걸쳐 퍼져 나가지만, 출력 관련 변색은 3년 후부터 시작하여 동작 18년 후 높게 축적되는 것으로 보고된다. 바이패스 다이오드의 결함은 처음 10년의 운영기간에 걸쳐 퍼져나간다. 기타 불량률의 발생 총 수에 대한 자세한 논의를 하기는 그 빈도가 너무 낮다.

현재 상황으로 불량률 수집보고서로는 일부 평균 열화율만 분석할 수 있다. 보고서가 4개 미만인 경우에 대한 결과는 논의의 대상이 아니다. 따라서 통계 데이터를 제공하는 모든 그림에서 태양광시스템의 기본 모집단은 평균값 이상의 숫자로 표시된다.

그림 50은 방정식 (28)에 의해 계산된 태양광시스템 중 영향을 받은 부분에 대한 비가중 열화율을 보여준다. 모듈의 성능에 가장 큰 영향을 미치는 것은 덥고 건조한 기후에서의 바이패스 다이오드 결함으로 연간 11 % 그리고 중간기후에서는 연간 25 %이다. 춥고 눈이 내리는 기후에서 셀 균열로 인한 열화율은 중간기후에서보다 연간 약 3 % 더 높고, 덥고 건조한 기후에서보다 6 % 더 높다. PID-s 효과는 약 15 %의 연간 평균 열화율을 보여준다. 중간 기후에서는 가장 자주 발견되는 불량률로 열화율도 높다. 불행히도 다른 기후대로부터 제공받은 PID-s 데이터는 충분하지 않다. 봉지재(혹은 pottant)의 변색 불량률은 덥고 습하고, 덥고, 그리고 건조하고 중간 기후에서도 발견된다. 3개 기후대에서 이 열화 메커니즘은 연간 평균보다 1 % 아래이다. 따라서 이는 보증청구의 그리 혼한 요인은 아니다.

불량률이 전체 시스템 출력에서 차지하는 정도는 그림 51에서와 같이 방정식 (29)로 계산된 시스템 부품의 비가중 열화율을 통해 알 수 있다. 중간 기후에서의 PID-s 효과의 경우, 조사된 시스템 부품의 열화율은 영향을 받은 시스템 부품의 열화에 비해 3/5 감소한다. 따라서 PID-s는 평균적으로 중간 기후대에 설치된 시스템 중 약 3/5의 시스템에 영향을 미친다. 셀

균열의 경우 동일한 평가에서 셀 균열이 출력손실을 유발하는 경우, 중간 기후대에서 시스템의 약 3/5에 영향을 미친다는 것을 보여준다.

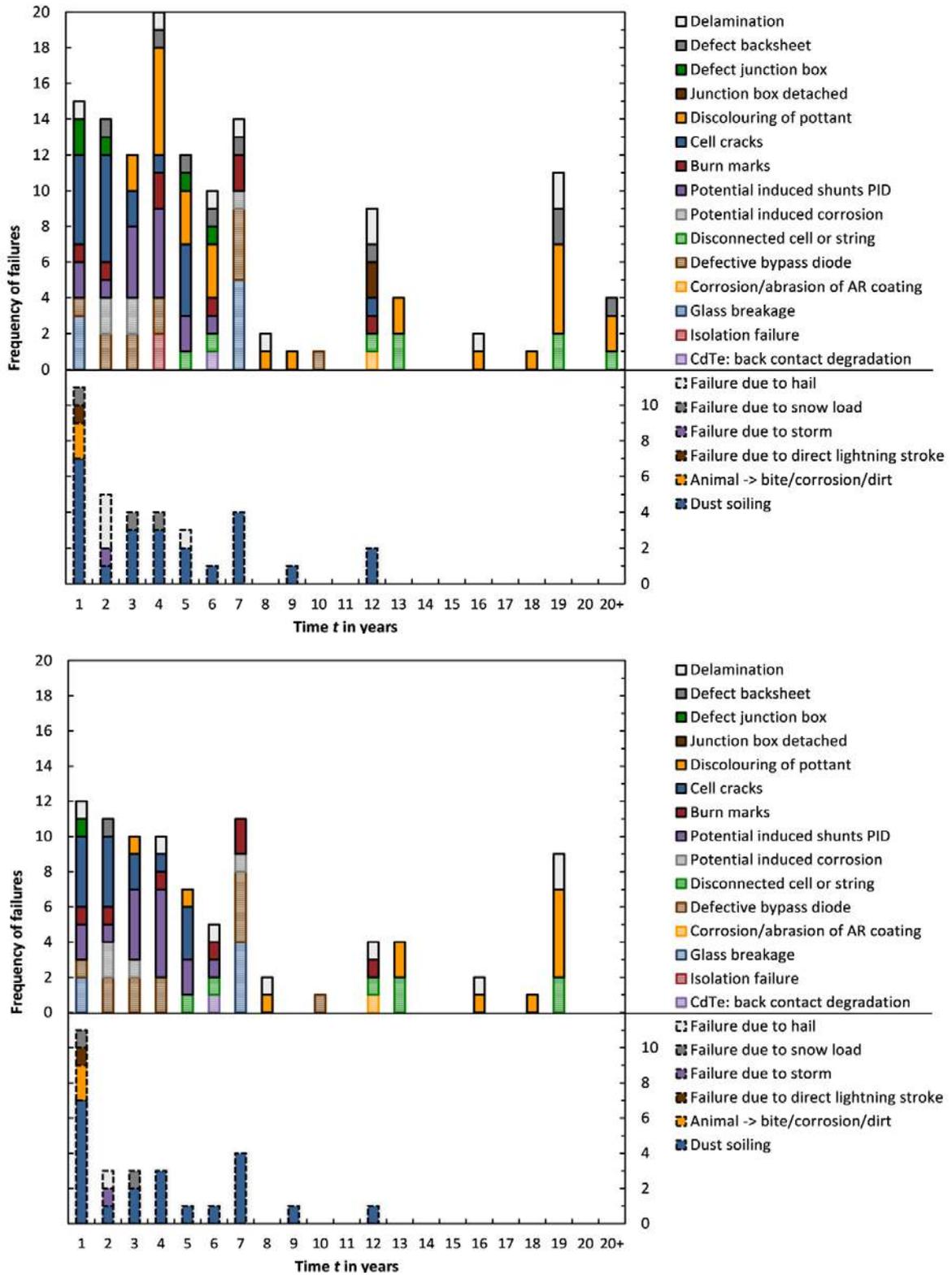


그림 49: 태양광시스템 운영기간 중 불량 발생분포. 불량 발생은 열화가 계속되는 불량과 갑작스런 발생 불량으로 나뉜다. 상단 그래프는 탐지된 총 불량 발생을 보여준다. 아래쪽 그래프는 측정 가능한 출력손실을 유발하는 탐지된 불량 발생을 보여준다.

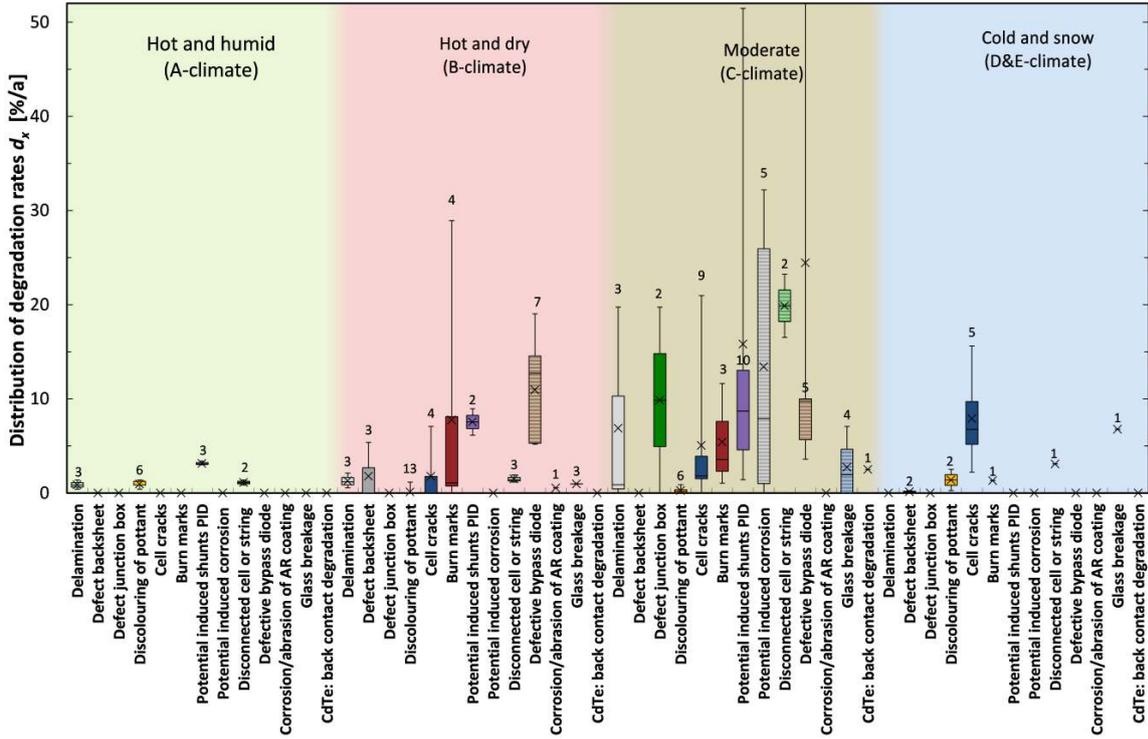


그림 50: 기후대별로 분류한 불량 x의 영향을 받는 모듈의 열화율 d_x 의 상자그림. 숫자는 데이터베이스에서 불량 당 데이터의 양을 나타낸다. 십자 모양은 평균 열화율을 보여준다.

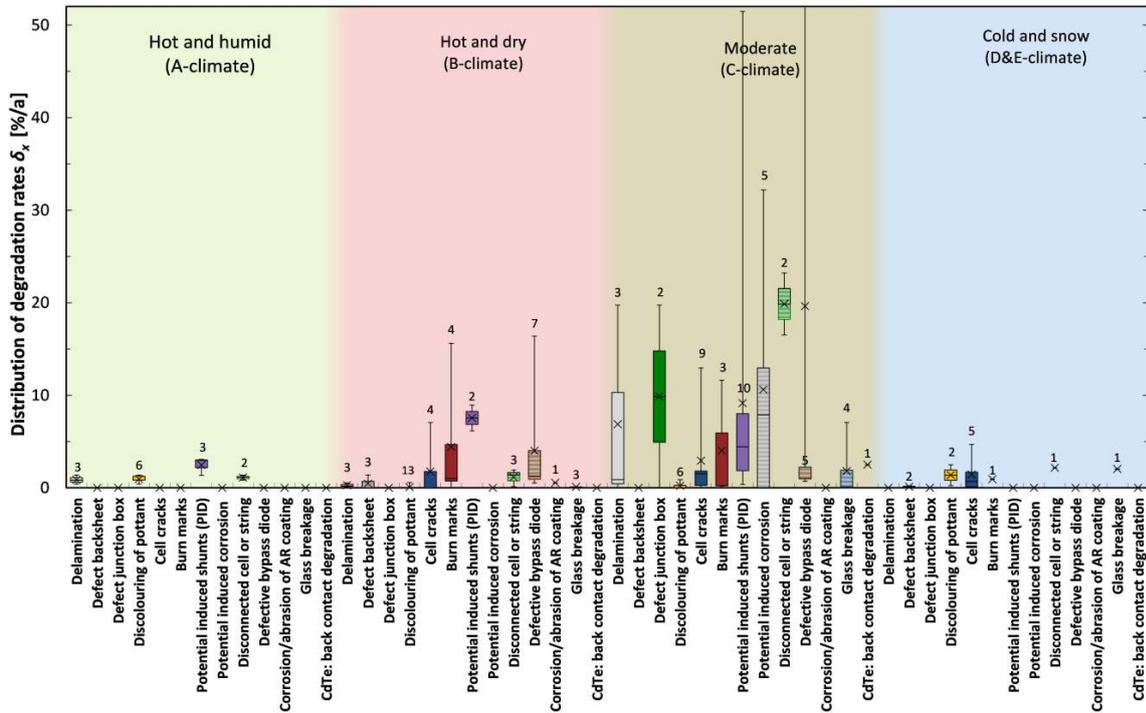


그림 51: 기후대별로 분류한 모듈 불량을 가진 태양광시스템 부분의 열화율. 숫자는 데이터베이스에서 불량 당 데이터의 양을 나타낸다. 십자 모양은 평균 열화율을 보여준다.

그림 52는 방정식 (33)에 의해 계산된, 시스템에 갑작스럽게 발생한 상황에 의해 영향을 받은 정도를 보여준다. 예상대로 오염은 거의 모든 경우에 전체 시스템 대부분에 영향을 미친다. 동물과 관련한 상황이 하나 있는데 "Animal -> bite/corrosion/dirt" 여기서는 동물들이 모든 모듈을 오염시킨다. "번개", "폭풍"과 "우박"은 10 % 미만의 모듈에서만 출력손실을 유발한다. "적설에 의한 부하" 불량은 약 20 %의 시스템 모듈에 영향을 미친다.

갑작스러운 발생 상황으로 인한 시스템의 출력손실을 방정식 (32)로 계산한 것이 그림 53이다. 오염 외에도 적설에 의한 부하가 시스템 출력손실에 가장 큰 영향을 미친다. 적설부하는 시스템에 있는 모듈의 약 20 %에 영향을 미치며 출력생산에 약 4 %의 영향을 미친다. 낙뢰, 폭풍, 우박과 같은 기타 상황은 전체 모듈의 10 % 미만에서만 출력손실을 일으키고, 그리고 전체 시스템 출력생산에 미치는 영향은 1 % 미만으로 보인다. 오염을 제외하고 그림 52와 그림 53의 계산은 데이터베이스에서 입력 데이터가 1개 내지 3개인 경우를 대상으로 한 것이다..

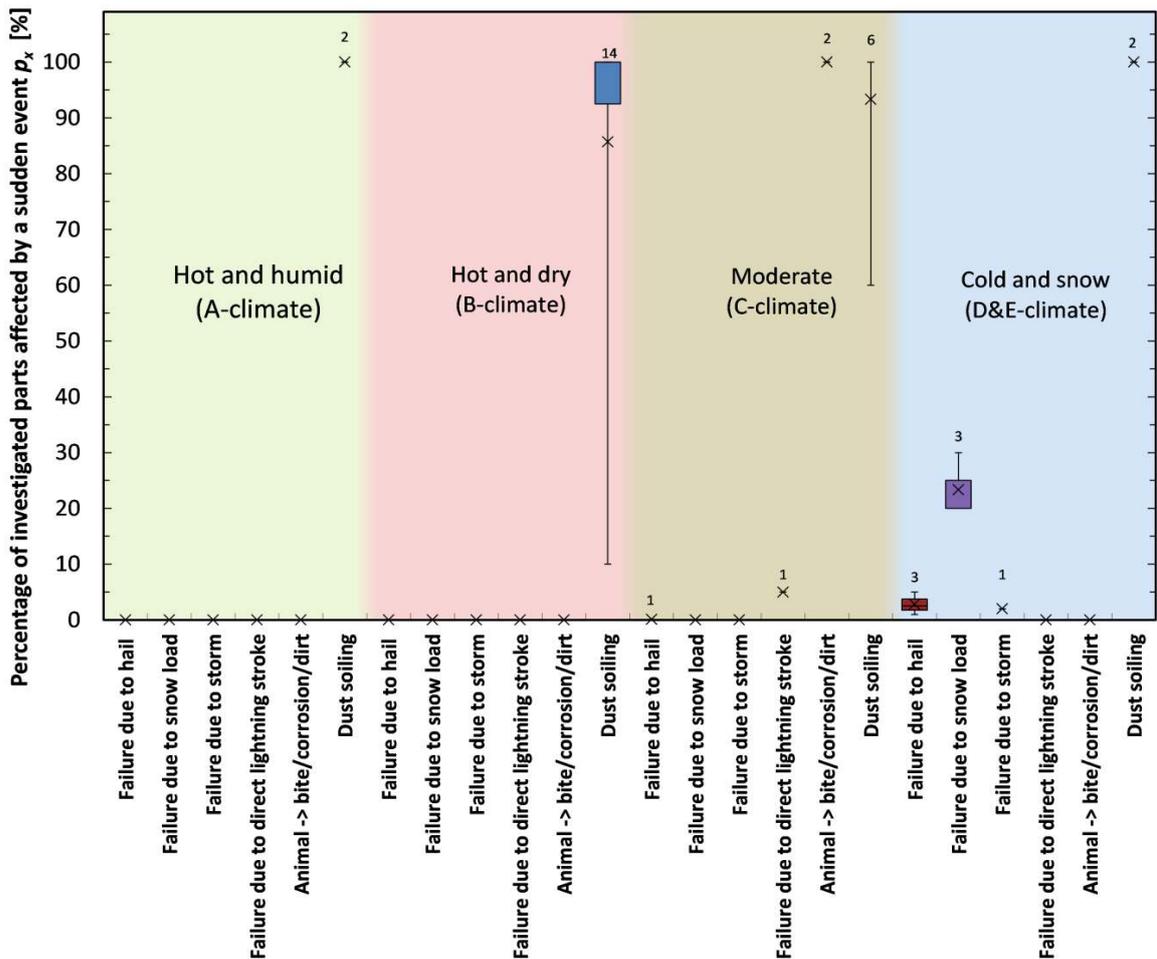


그림 52: 갑작스런 상황 발생 이후에 영향을 받는 시스템 부품의 백분율 상자그림. 숫자는 데이터베이스에서 불량 당 데이터의 양을 나타낸다.

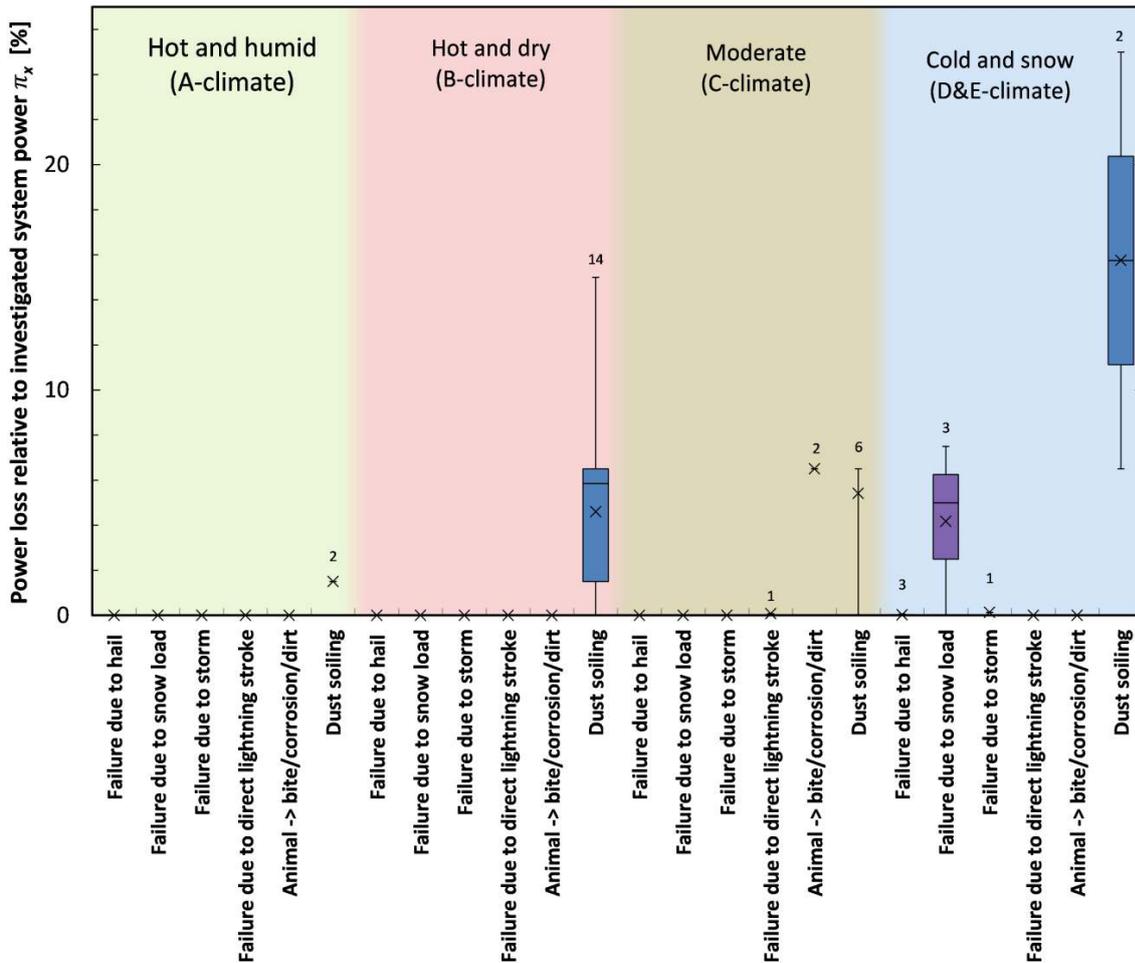


그림 53: 갑작스런 상황 이후에 조사된 시스템 부품에서의 시스템 출력손실 백분율의 상자그림.

특수 스트레스 부하 "섬, 해안지역(10 km)"으로부터 보고된 모든 불량률의 72 %는 PID 불량률 나타낸다. 나머지 데이터에서는 4.6 %만이 PID-s를 보여준다. 이는 Berghold [205]가 발견한 것과 같이 섬과 해안지역에서 PID-s 위험이 훨씬 더 높다는 것을 가리킨다. 따라서 "해안지역/섬" 시스템에서는 훨씬 더 높은 PID-s 열화율이 예상할 수 있지만, 그렇지 않다. 해안지역/섬 시스템의 전체 열화율을 여타 모든 시스템과 비교한 것이 그림 54인데, 평균 PID-s 열화율은 "해안지역/ 섬" 시스템보다는 다른 지역에서 훨씬 더 높다. 그러나 이는 다른 지역에서 매우 높은 열화율을 보이는 일부 시스템에 의해 야기된 것이다.

태양광시스템의 운영 연도에 따른 불량 발생분포는 일반적인 육조 모양의 곡선에서 벗어난다. 이런 차이는, 설치된 시스템 수가 설치 연도에 따라 기하급수적으로 증가하기 때문일 수 있다. 그림 55에서와 같이 오래된 시스템보다는 세계적으로 훨씬 더 최근에 설치된 시스템들이다. 따라서 불량 발생은 연간 시스템설치 비율이 일정하지 않기 때문에 편향성이 높게 나타났다. 이것이 그림 49에서 처음 7년 동안 불량 수준이 높았던 이유일 수 있다. 특히 갑작기 발생하는 불량률은 이런 효과에 의해 심하게 편향되어 있다.

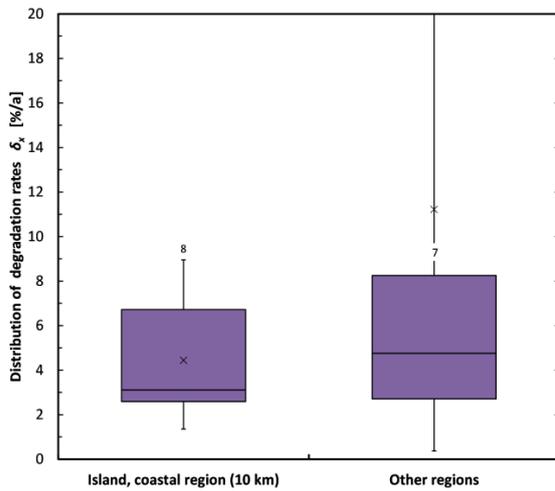


그림 54: 특수 응력 해안지역과 기타지역으로 분류된 대상 시스템에서 PID-s 효과에 의해 일어난 시스템 열화율을 나타낸 Box-Whisker-Plot. 십자 모양은 평균값을 나타낸다.

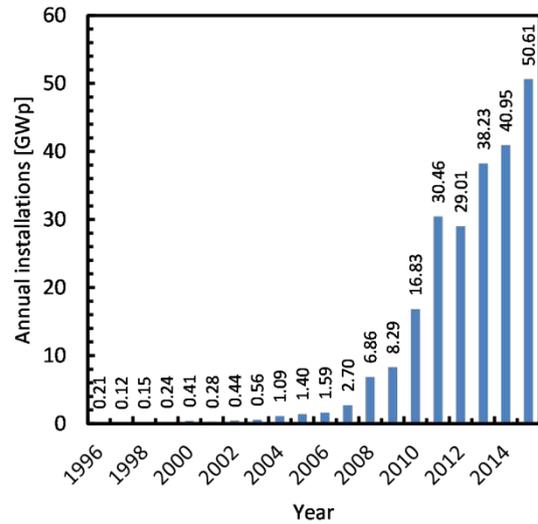


그림 55: 글로벌 연간 태양광시스템 설치량의 추이[206]의 데이터로 구성.

불량유형 중 오염은 열화와 갑작스러운 불량 범주에 포함시킬 수 없는데, 왜냐하면 오염된 모듈의 출력이 시간 경과에 따라 떨어지지만 완전히 복구될 수 있기 때문이다. 그림 53은 기후대에 따른 먼지오염의 의존성을 보여준다. 그러나 중간 C 기후대에서 먼지에 의한 평균 출력손실이 6 %로 높은 것은, 덥고 건조한 B 기후대에서 평균 출력손실(4 %)이 더 높을 것이라는 기대와는 어긋난다. 아마도 먼지오염은 지역조건의 영향을 많이 받기 때문으로 해석할 수 있다. Herrmann은 날씨 데이터와 기타 영향인자들을 기반으로 먼지오염 모델을 개발하여[207], 사막과 비 사막지역 사이의 상관관계를 보여주었다. 이 상관관계를 증명하기 위해서는 이 연구에서 수행한 것보다 훨씬 더 상세한 기후대의 해상도가 필요하다.

해안지역/섬 시스템에서 평균 열화율과 PID-s 발생 사이에 상관관계가 없음은 예상치 못한 것이다. Berghold는 PID-s 모듈을 프레임에 가까운 셀만 영향을 받는 "Frame(프레임) PID"와 거의 모든 셀이 영향을 받는 "Surface(표면) PID-s"로 분류하였다[205]. 모듈에서 다르게 영향을 받은 면적은 결과들을 분할하는데 사용하는데, 이는 관찰된 열화율에 영향을 미친다. Berghold는 열화율이 낮은 "프레임 PID-s"가 덥고 건조한 곳에서 발견될 수 있다고 지적한 바 있다. 그러나 여기 데이터베이스에서는 두개의 섬/해안지역 시스템만이 덥고 건조한 위치의 것이다. 따라서 이 "프레임 PID-s" 효과로 다른 지역에 비해 섬/해안지역 시스템의 열화율이 상대적으로 낮은 것을 설명할 수는 없다. 그러나 다른 지역 시스템 중에는 "표면 PID-s"가 통계에 영향을 주는 매우 높은 열화율로 이어지는 것을 보여주는 일부 시스템이 있을 수 있다.

다른 지역의 동일한 시스템에서는 PID-s 효과가 발생하지 않더라도, 해안지역에서의 태양광시스템은 이미 PID-s에 의해 영향을 받는다. 그리고 다른 지역에서는 PID-s의 영향으로 심하게 열화된 시스템을 발견한다.

불량 메커니즘 x의 영향을 받은 모듈의 열화율은 모듈 제조업체로서는 중요하다. 불량 메커니즘 x에 의해 실제 조건에서 모듈이 얼마나 빨리 열화가 되는지 보여준다. 조사된 시스템 부품의 열화율은 태양광시스템에 대한 용자확보 측면에서 중요하다. 시스템의 불량을 분석한 사람들이 불량 분석을 위해 시스템의 대표적인 부분을 선택한다는 가정 하에서 열화율의 경우 역시 그럴 것이다.

현재 태양광시스템 불량 데이터 수집은 아직 예비수준이다. 어떤 경우에는 데이터로부터 추론이 가능할 수 있다. 셀 균열로 인한 열화율은 춥고 눈이 있는 D/E 기후대에서 가장 높다. 셀 균열은 설치 후 1년차와 2년차에서의 초기 불량 중 가장 큰 비중을 차지한다. 그러나 시스템 열화율은 모든 기후대에서 연간 3% 미만으로 유지되는 반면, 영향을 받은 부분의 열화율은 D/E 기후대에서 약 8%로 가장 높다. 그 다음 비중을 차지하는 것이 3년차와 4년차에서의 PID-s이다. 중간 기후대에서 PID 영향을 받은 시스템의 평균 열화율은 9%이고, 영향을 받은 시스템 부품은 16%이다. PID-s는 다른 지역에 비해 해안/섬 지역에서 15배 더 많이 발생하지만 그 심각성은 덜하다. 바이패스 다이오드의 결함은 모듈과 시스템 출력에 큰 영향을 미친다. 불량은 시스템 운영의 첫 10년에 걸쳐 발생한다. 봉지재의 변색은 흔히 관찰되는 노후성 불량이다. 그러나 모든 기후대에서 시스템과 영향을 받은 부품들의 경우 그 효과는 평균적으로 연간 1% 훨씬 미만이다.

3.4 육안검사 데이터 수집 도구에 대한 설명

현장 설치된 시스템의 성능 및 외관과 관련하여 모듈상태에 대한 설명이 용이하도록, 모듈의 종합적인 평가를 위한 육안검사용 데이터수집 도구가 개발되었다[186].

이 작업은 IEA PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems) 프로그램의 Task 13 (Phase 1) : PV 시스템의 성능과 신뢰성 (Performance and Reliability of PV Systems), Subtask 3.2: PV 모듈의 불량 데이터 수집과 불량 메커니즘에 대한 시험방법 적용 (Collecting Failures and Adapting Testing Methods to Failure Mechanism for PV Modules)을 기반으로 한 것으로, 모듈열화와 불량에 대한 일관된 현장 데이터의 수집을 제공하는 것이 그 목적이다[208].

제안된 데이터 수집도구는 14개의 섹션으로 구성되며, 각 섹션은 모듈의 외관 혹은 모듈 부품의 특성을 기록한다[208]. 섹션 1-3에는 위치, 시스템 구성과 모듈 식별에 필요한 정보가 포함되어 있다. 섹션 4-13은 모듈의 후면에서 시작하여 전면에서 마무리하는 모듈별 구성요소에 중점을 둔다. 섹션 14는 전자 기록(I-V 곡선, 적외선 이미지 등)의 위치를 문서화한다. 도구에서 사용가능한 옵션으로 적절하게 설명 할 수 없는 새로운 유형의 결함이 발견되면 수집 도구의 끝 부분에 비정상적 관찰을 기록하기 위해 "기타"섹션을 사용할 수 있다(섹션 15). 수치 입력(예 : 고도, 길이)이 필요한 데이터 수집의 경우 수집 도구 전체에서 미터법 단위를 채택한다.

검사를 완료하려면 센티미터와 밀리미터 눈금이 있는 줄자, 펜 또는 기타 기록 도구가 필요하다. 랩톱 컴퓨터 또는 Microsoft Excel 수집 도구가 있는 태블릿 컴퓨터를 사용하여 현장의 데이터를 스프레드시트 프로그램에 직접 기록하는 것이 바람직하다. 현장에서 쉽게 처리할 수 있도록 Google Documents Sheets를 사용할 수도 있다. 디지털 카메라를 권장한다. 데이터 수집 도구의 현재 양식에서는 두 명의 숙련된 검사관을 필요로 한다. 한개 모듈 당 전체 육안검사에 10분 소요된다. 정확히 동일한 모델을 가진 모듈 세트는 모듈 당 5분에 육안검사가 가능하다.

다음에서는 모듈상태의 데이터수집에 필요한 입력에 대해 설명하고자 한다. 모듈상태 데이터 시트는 PVPS 홈페이지[208]에서 볼 수 있다.

0. 사이트 정보 : 현장의 위도와 경도는 가장 가까운 1/100도까지 기록하고, 적도(북쪽의 경우 +, 남쪽의 경우-) 또는 자오선(동의 경우 +, 서쪽의 경우-)으로부터의 방향을 나타내야한다.

1. 시스템 데이터: 다중(multiple) 모듈 시스템, 시스템 바이어스, 시스템 접지. 이 섹션은 섹션 7에서 다루는 모듈 프레임 접지를 언급하지 않는다는 것에 유의해야한다.

2. 모듈 데이터: 선택해야하는 모듈의 기술 유형 외에 인증 섹션도 확인하고 작성해야한다. 예상 설치 날짜는 설치가 발생한 가장 가까운 알려진 날짜 또는 설치가 진행된 날짜 범위를 기록한다. 전기적 성능 특성에 대한 데이터/정보는 모듈의 명판에서 찾을 수 있다.

3. 후면유리: 후면유리의 상태를 평가하고 손상을 분류해야한다. 균열/칩의 수와 그 위치의 목록을 만든다.

4. 백시트: 백시트의 외관은 "새것처럼", "약간의 변색" 또는 "진한 변색"으로 분류한다. 약간 혹은 진한 변색은 그 정도를 보고 결정한다. "물결 모양(wavy)(박리)"은 백시트의 텍스처에 있는 결함 중의 하나로, 이는 백시트에 있는 범프, 기포 또는 잔물결을 의미하는데, 백시트와 나머지 모듈 사이 또는 다층으로 구성된 백시트 층 사이에 공기 틈이 있음을 의미한다. 소재 품질 섹션은 한 손가락으로 백시트를 통과시켜 평가한다. 손가락으로 전달되는 백색분말의 양에 기준을 두고, 초킹 품질은 "약간" 또는 "상당히 심함"으로 분류한다. 백시트에 대한 손상을 평가하는 것은 현재 손상유형을 표시하고 추가 세부정보를 제공하는 것을 의미한다. 특별한 손상 유형을 나타내는 영역의 비율은 <5 %, 5-25 %, 50 % 또는 75-100 % (전체적으로 일관됨) 중에서 가장 가까운 옵션을 눈으로 추정한다.

5. 배선/커넥터: 존재하는 모든 유형의 손상을 표시하고 커넥터의 상태와 커넥터 유형 및 관찰된 손상의 목록을 작성한다.

6. 정션 박스: 정션 박스(JB)에 대한 손상은 풍화, 금이 간(cracked), 불에 탄 그리고/혹은 뒤틀림 옵션 중에서 적용 가능한 모든 손상 유형을 선택하여 추가로 분류한다. "풍화"는 자외선, 마모 또는 침출과 같은 환경에 노출되어 일어난 손상인데, 그 결과 색상 또는 질감의 변화가 나타난다. 와이어가 부착된 모듈의 경우, 와이어가 정션 박스에 얼마나 잘 부착되어 있는지 평가하고 또한 배선과 정션 박스 사이 실링의 품질과 이전에 발생한 아크의 증거를 평가해야한다.

7. 프레임 접지: 프레임 접지의 존재와 상태를 평가해야한다. 적절한 프레임 접지 클립이나 연결이 없는 모듈 설계 그리고/또는 이러한 고정 장치가 있지만 연결되지 않은 모듈의 경우 검사관은 원래 상태를 "접지 없음"으로 표시해야한다.

8. 프레임 : 프레임의 외관을 평가하고 변색 또는 부식을 포함한 손상을 기록해야한다.

9. 프레임 없는 가장자리 실링: 검사관은 가장자리 실링의 외관을 평가하여 소재가 변색된 경우 영향을 받은 영역의 비율에 대한 추가정보를 제공해야한다. 모든 적용 가능한 손상유형을 선택하고, 박리가 발생한 경우 영향을 받은 면적의 비율을 표시해야한다.

10. 유리 폴리머 (전면) : 전면 패널의 재질, 특징을 평가하고 기록해야한다. 또한 조성과 같은 오염정도에 대한 데이터를 수집해야한다. 손상을 분류하고 균열/칩의 수와 그 위치의 목록을 작성한다.

11. 금속전극: 육안으로 검사할 수 있는 금속전극의 경우, 검사관은 그 외관과 손상을 평가해야한다:

밝은(약간의) 변색 : 금속전극의 명백한 광택 손실 또는 황변을 의미한다.

진한 변색 : 갈색 또는 검은색 금속전극을 나타낸다.

부식 : 분말 형태로, 흰색, 밝은 회색 그리고/혹은 노란색, 파란색 또는 녹색을 띠는 전기화학 반응 생성물의 존재로 나타난다.

불에 탄 자국 : 갈색 또는 검은색 착색, 폴리머 봉지재의 기포 또는 용융, 그리고/혹은 유리 파손 또는 국부적으로 백시트 소재 손실의 존재로 나타난다.

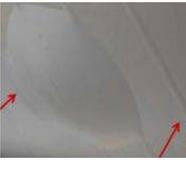
12. 실리콘 (단결정 혹은 다결정) 모듈: 이 섹션은 단결정과 다결정실리콘 모듈에만 적용된다. 레이아웃 검사 외에 변색도 평가해야한다. 주된 변색은 분류를 하고 변색된 셀의 수, 변색 정도와 변색이 있는 모든 위치에 대한 관련 세부사항도 기록해야한다.

13. 박막모듈: 섹션 13은 결정질실리콘 웨이퍼 기술보다는 비정질실리콘, CdTe, CIGS/CIS와 이들 박막과 보다 유사한 새로운 기술에 관한 것이다. 섹션 12와 마찬가지로 모듈 레이아웃, 외관 및 손상을 평가하고 기록해야한다. 박리의 정도는 분류하여야한다. 박리가 발생한 모든 위치와 주요 박리유형을 기록해야한다. 흡수체 박리는 흔히 모듈 가장자리에서 시작하는 실버 또는 반짝이는 외관으로 나타나는데, 박리는 스크라이브 라인의 가장자리를 따라가면서 '막대도표 유형(bargraph-type)' 박리라고 하는 특징적인 외관을 생성한다. 반면에 반사방지 코팅의 박리는 기포나 버클 같은 외관을 보여준다.

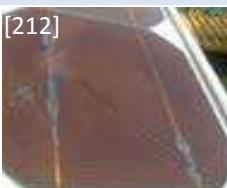
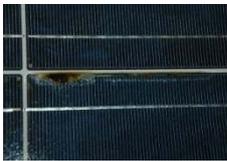
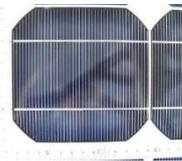
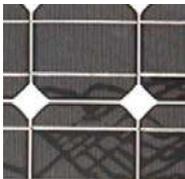
14. 전자 기록: 섹션 14는 다양한 전자 기록을 할 수 있는 공간을 제공한다: 디지털 사진파일, I-V 곡선, 전계발광(EL)과 적외선(IR) 이미지. 모듈의 I-V 응답을 측정하는 경우 커넥터 기능은 제공된 옵션 중 하나로 평가해야한다: 기능, 더 이상 맞지 않거나 노출됨(커넥터가 전기적 연결을 제대로 실링하지 못함). 바이패스 다이오드 시험을 하는 경우, 단락되었거나 개방회로 상태에 있는 것으로 확인된 다이오드의 개수와 다이오드의 손상 또는 과열 증거와 함께 총 다이오드 개수를 기록해야한다.

시각적으로 관찰 가능한 결함을 분류하고 이 데이터를 기후대와 노출시간과 연관시키면, 특정 시각적 결함이 특정위치와 관련이 있는지 여부를 결정할 수 있는 통계를 제공하고 그리고 시간 경과에 따른 성능열화 정도의 정보를 제공한다. 이 섹션에서 우리는 3.2와 3.3 장에서와 같은 기후 그룹을 다음과 같이 분류하여 사용한다. 고온 다습(A-기후); 덥고 건조함(B-기후); 중간(C-기후); 추위와 눈(D & E-기후). 그러나 이 경우 모듈상태 시트에 있는 위치 데이터는 Kottek 등[209]에 의해 업데이트 된 Koppen-Geiger 기후분류 시스템에 따라 기후대를 할당하는 데 사용된다. 이미 기술된 바와 같이 육안검사로 탐지 할 수 있는 불량을 더 잘 이해할 수 있도록 각 섹션/구성요소별로 불량의 사진들이 표 9에 정리되어 있다.

표 9: 현장에서 육안검사로 탐지할 수 있는 모듈 불량의 개요.

#	섹션 넘버	옵션 1	옵션 2	옵션 3	옵션 4	옵션 5
4	백시트	탄 자국 	기포들 	박리 	균열/스크래치 [184] 	마모
5	배선	균열/붕괴된 절연 	탄 자국 	부식된 	동물 깨물기/자국 [210] 	
5	커넥터	노후화 	균열 	탄 자국 	부식 	

#	섹션 넘버	옵션 1	옵션 2	옵션 3	옵션 4	옵션 5
6	정선박스 덮개	느슨함	떨어짐	균열		
						
6	정선박스 부착제 (부착)	느슨함/불안정	떨어짐			
						
6	정선박스 배선 부착	느슨함	떨어짐	섹션 : 실링 리크	아크발생/화재 시작	
						
7	프레임 접지	약간의 부식	주요 부식			
						
8	프레임	약간의 부식	주요 부식	프레임 연결부 분리	프레임 휨	변색
						
8	프레임 접착제/접착 테이프	접착제 흘러나옴	일부 영역에 접착제 없음	테이프 박리	일부 영역에 테이프 없음	
						
9	프레임 없는 모듈 가장자리 실링	육안으로 열화	압착되어 끼어서 나옴	수분의 조짐 보임	일부분 박리	

#	섹션 넘버	옵션 1	옵션 2	옵션 3	옵션 4	옵션 5
						
10	유리/폴리머(전면)	산산조각 (강화)	균열	조각	희부연 색으로 변함	
						
11	버스바	명확한 부식	탄 자국 확산			
						
11	셀 상호연결 리본	명확한 부식	탄 자국	파손		
						
11	스트링 상호연결부	명확한 부식	탄 자국	파손	아크 자국	
						
12	실리콘 모듈	탄 자국	균열	수분	벌레 흔적/달팽이 자국	박리
						
13	박막모듈	탄 자국	균열	수분 가능성	이물질 매몰	박리
						

3.5 모듈상태 데이터베이스의 조사결과들

아래에서는 수집된 데이터 구성을 확인하고, 어떤 방법으로 데이터를 분석하고 결과를 제시하는지 기술하고자 한다.

3.5.1 모듈상태 데이터의 구성

여기서는 모듈 데이터의 구성이 소개된다. 이를 통해 가장 중요한 모듈특성과 기후대와 관련하여 데이터세트가 얼마나 대표적인지 평가할 수 있다.

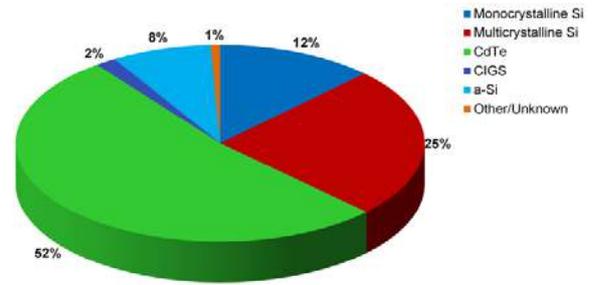
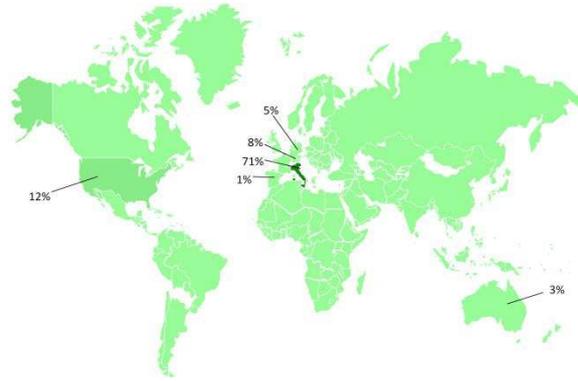


그림 56: 국가별로 수집된 데이터 분포는 총 기여 횟수의 백분율로 구분한다. 유럽 국가의 기여는 하나의 거품 방울로 나타나 있다.

그림 57: 보고된 데이터에서 모듈 기술의 상대적 구성.

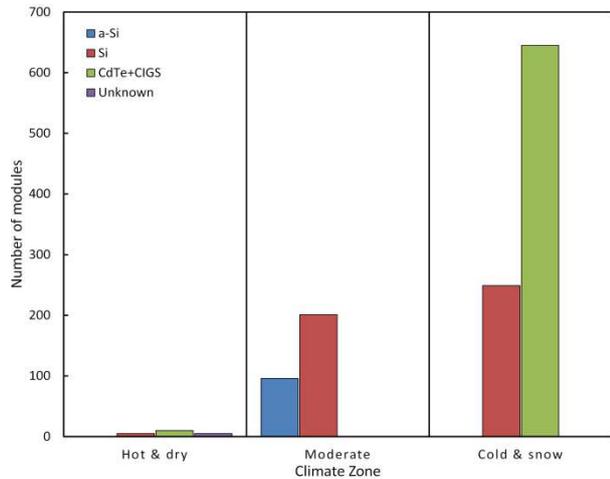
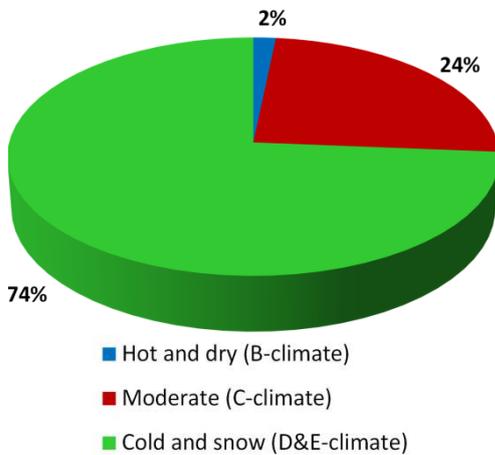


그림 58: Koppen-Geiger 기후분류시스템[209]에 따라 보고된 데이터 내 기후대의 상대적 구성

그림 59: Koppen-Geiger 기후분류시스템[209]으로 분류된 모듈 기술의 절대적 수

7개국에서 모두 1,211개의 모듈상태를 기록한 데이터 세트가 수집, 분석되었다. 대부분의 모듈은 유럽에, 특히 이탈리아 북부에 설치된 것이다(그림 56 참조). 춥고 눈이 내리는 기후의 데이터가 74 %로 데이터베이스를 지배하고, 24 %의 중간기후가 그 다음이다(그림 58). 아쉽게도 덥고 건조한 기후에서는 2 %에 불과한 데이터만 있고, 덥고 습한 기후에서는 사용가능한 데이터가 없다

모듈기술의 분포는 해당 국가의 총 설치용량을 대표하지 않는다. 기술별 데이터세트의 수는 그림 57과 같은데, CdTe(52 %), 다결정실리콘(25 %), 단결정실리콘(12 %)과 비정질실리콘 모듈(8 %)의 순이다..

현장 설치된 모듈의 육안검사는 설치 후 다양한 기간에 걸쳐 이루어졌다. 최초 노출 또는 설치와 관련된 검사시간은 1년에서 20년 이상으로 다르다. 모듈상태 검사의 대부분은 설치 이후 5-7년(60 %), 1-3년(26 %), 설치 후 20년 이상(8 %)에 이루어졌다. 따라서 기록된 불량도 이 세 기간대별로 그룹을 지었다(3.5.3절).

3.5.2 평가를 위한 데이터 처리

육안검사 데이터를 수집하고 현장 모듈상태를 분석하는 데 TÜV Rheinland Energy GmbH의 데이터베이스 "PV 모듈 불량 분석(PV module failure analysis)"이 사용되었다. 모듈상태 시트의 범주에 따라 데이터베이스는 main-과 sub-카테고리로 구분한다. 각 main-과 sub-는 소스 코드에서 서로 관련되어 있다.

다양한 모듈기술과 기후에서의 불량율을 평가하기 위해 3.4 장에 설명된 것과 같이 모듈상태 기록문서와 관련되는 불량들을 분류하였다. 예를 들어 백시트 결함 불량 이 식별이 되는 것처럼, 표 10에서 나열된 불량 중 하나가 발생하면 특정 불량분류가 주어진다. 그리고 만약 "4 backsheet" 섹션에서 4 가지 손상유형 중 하나가 기록되면: 기포 > 5 mm, 박리, 균열/긁힘 혹은 백시트의 마모.

표 10 섹션 3.5.3의 결과 수치에 사용된 현장에서의 모듈상태 기록 문서를 기반으로 한 불량 정의.

불량 정의	정의 : 모듈상태 문서에서 다음 옵션 중 하나가 선택된다.
백시트 결함	<ul style="list-style-type: none"> 4. 버블 : 크기 > 5 mm 4. 박리 4. 균열/스크래치 4. 마모
정선박스 결함	<ul style="list-style-type: none"> 6. 균열 (박스) 6. 탄(burnt) 박스 6. 느슨함 (뚜껑) 6. 떨어짐(뚜껑) 6. 균열(뚜껑) 6. 느슨함/취성 (접착제) 6. 떨어짐 (접착제) 6. 느슨하고 떨어짐 (전선 부착) 6. 실링 리크 6. 아크/화재 개시
프레임 결함 (실리콘 만)	<ul style="list-style-type: none"> 7. 심각한 부식 (프레임 접지) 8. 프레임 조인트 분리 8. 프레임 균열 8. 휘어진 프레임 8. 접착제 흘러내림 8. 접착제 없는 부위 8. 테이프의 박리

불량 정의	정의: 모듈상태 문서에서 다음 옵션 중 하나가 선택된다.
	8. 접촉테이프 없는 부위
프레임 실링 결함	9. 육안으로 열화 9. 압착/핀아웃 (소재) 9. 수분 침투 흔적 (소재) 9. 박리된 부분
유리 파손	10. 산산 조각난 10. 균열이 난 10. 깨진
셀 균열	12. 균열이 간 (결정질과 비정질에서만) 13. 균열이 간 (CdTe와 CIGS에서만)
모듈의 박리	12. 셀 위에서의 박리 (결정질과 비정질에서만) 13. 국부적 넓은 범위의 작은 박리 (CdTe와 CIGS에서만)
수분 침투	12. 수분 (실리콘에서만)
달팽이자국	12. 벌레 자국/달팽이자국 (결정질과 비정질에서만)
봉지재 변색	12. 심한/어두운 색으로 변색 (결정질과 비정질에서만) 13. 가볍고 어두운 색으로 변색 (CdTe와 CIGS에서만)
탄 자국	4. 백시트 11. 버스바 : 탄 자국 퍼짐 11. 셀 상호연결 리본 11. 스트링 상호연결 12. 실리콘 모듈 (결정질과 비정질에서만) 13. 박막모듈 (CdTe와 CIGS에서만)

3.5.3 결과

기후대에서 모듈불량 발생분포는 결정질실리콘 모듈(455), CdTe와 CIGS 모듈(655) 및 비정질실리콘 모듈(96)의 3 가지 기술을 대상으로 그룹을 짓는다. 첫 번째 그룹의 경우 검사된 결정질실리콘 모듈 수가 5개로 적어 중간 C와 추위 및 눈 D/E 기후에서는 불량이 탐지되지 않지만 덥고 건조한 기후 A에서는 탐지되지 않는다. 특정 유형의 불량으로 결정질실리콘 모듈에서는 수분침투(19%), 프레임 결함(17%), 달팽이자국(12%)과 백시트 결함(9%)이 가장 빈번한 불량이다(그림 60 참조). 주어진 백분율은 이 기술과 이 기후대에서 검사된 모듈의 총 수와 비교하여 불량 유형별로 관찰된 것이다. 습기유입과 달팽이자국은 중간 기후에서 두드러진 불량 유형인 반면, 프레임 결함은 추위 및 눈 기후에서 지배적이라는 것을 알 수 있다.

CdTe와 CIGS 모듈 불량 분포(그림 61 참조)의 경우, 덥고 건조한 기후(10)에서는 모듈 수가 적어 춥고 눈이 내리는 기후(645)에만 해당된다. 이 그룹의 주요 불량 유형은 박리(소규모, 국부적)(13%)이고 프레임 결함과 실링(4%)이 그 다음이다.

중간 기후에서 동일한 위치에 있는 비정질실리콘 모듈(96)의 경우, 그림 62에서와 같이 프레임 결함(100%)과 셀 위에서의 박리(24%)가 주요 불량으로 발견된다. 두 불량 유형의 비중이 높은 것은 설치 후 30년이 넘어 검사가 이루어졌기 때문이다.

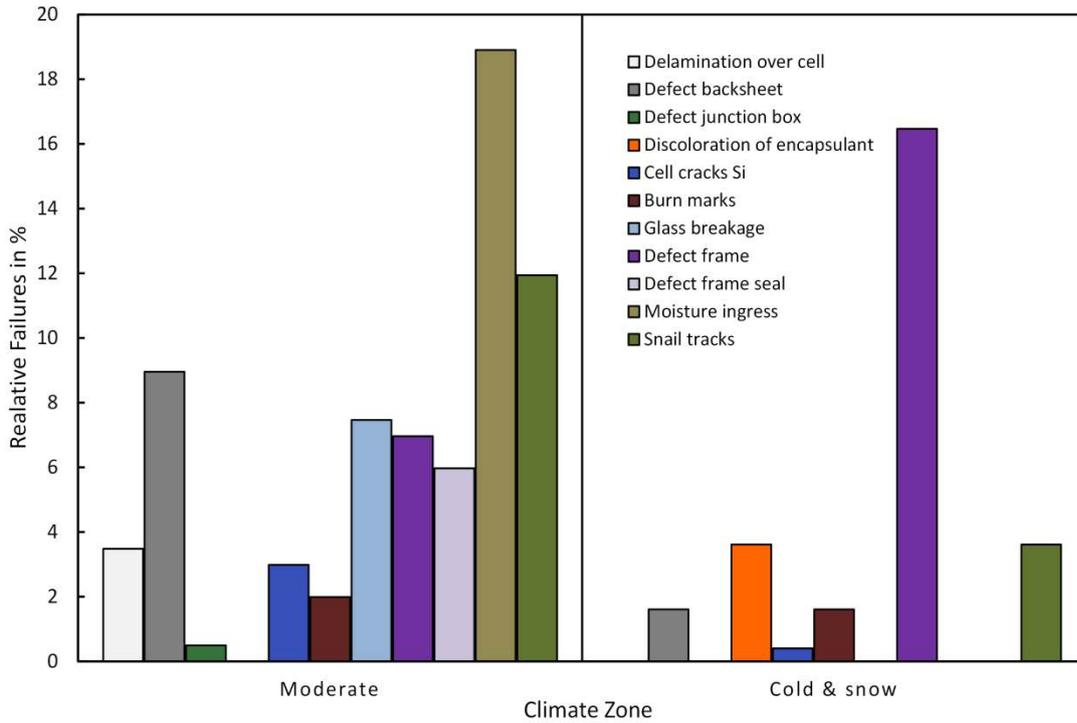


그림 60: Koppen-Geiger 기후분류 시스템[209]에 따라 서로 다른 기후대로 분류된 현장에서 결정질실리콘 모듈의 불량분포.

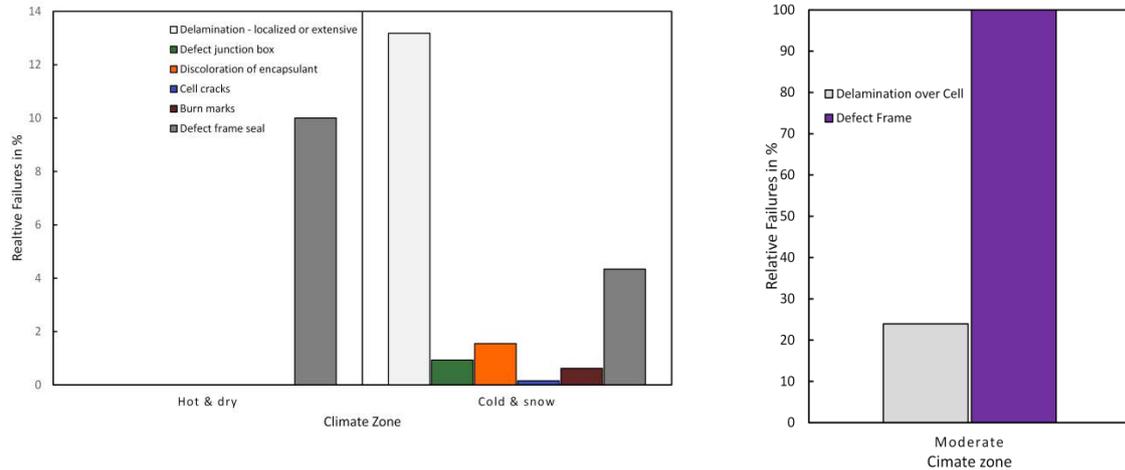


그림 61: Koppen-Geiger 기후분류시스템 [209]에 따라 서로 다른 기후대로 분류된 현장에서 CdTe와 CIGS 모듈의 불량분포.

그림 62: Koppen-Geiger 기후분류시스템[209]에 따라 서로 다른 기후대로 분류된 현장에서 비정질실리콘 모듈 불량분포.

결정질실리콘 모듈의 검사와 설치 사이의 기간 동안 불량유형의 누적 분포는 그림 63에서처럼 0-3년(170개 모듈)과 0-7년(395개 모듈)의 두 기간으로 그룹이 되어 있다. 첫 3년 동안에는 달팽이자국(14 %)과 셀 위에서의 박리(11 %)가 주요 불량유형이다. 0-7년 기간 누적불량에서 불량유형은 프레임 결함(11 %)과 달팽이자국(8 %)과 관련된다. 달팽이자국은 설치 후 처음 3년 동안 주로 나타나는 것처럼 보이지만, 프레임 결함은 3년보다 긴 노출시간을 필요로 한다. 이는 설치 후 첫 반년 동안에 달팽이자국이 나타난다는 관찰을 확인시켜준다[1].

0-3년에서 0-7년 기간까지 프레임 결함(1 % 대 11 %)과 수분침투(1 % 대 7 %) 유형의 불량이 현저하게 증가한 결과는 이 두 불량 사이의 상관관계의 가능성을 보여준다. 게다가 수분침투 불량의 특성에 따르면, 유리파손과 프레임 결함과 같은 불량이 이미 발생했을 때 발생할 가능성이 더 높다. 고려해야 할 또 다른 중요한 요소는 두 노출 기간 동안 모듈의 노화가 다르다는 점이다. 0-3년의 기간 동안에는 적어도 검사된 모듈의 35 %에서 불량이 탐지되었고, 반면에 0-7년 기간 동안에는 검사된 모듈의 40 %에서 적어도 하나의 불량이 탐지되었다. 두 기간 사이에 탐지된 불량에서 12 % 이상의 편차는 노화 요인 때문일 수 있다.

현장 CdTe 및 CIGS 모듈에 대한 불량유형의 누적분포는 그림 64와 같이, 기간 0-3년(150개 모듈)과 0-7년(505개 모듈)으로 그룹화 되어 있다. 첫 번째 기간 동안에는 국부적으로 작은 크기의 박리(5 %)가 유일하고 지배적인 불량유형이다. 0-7년 기간 동안의 누적분포에서 이 불량 유형은 17 %로 증가하고 프레임 실링 결함이 6 %로 증가한다. 따라서 하나의 모듈유형과 동일한 위치에서의 검사를 기반으로 할 때 CdTe 모듈의 박리가 3배 증가하는 것으로 결론을 내릴 수 있다.

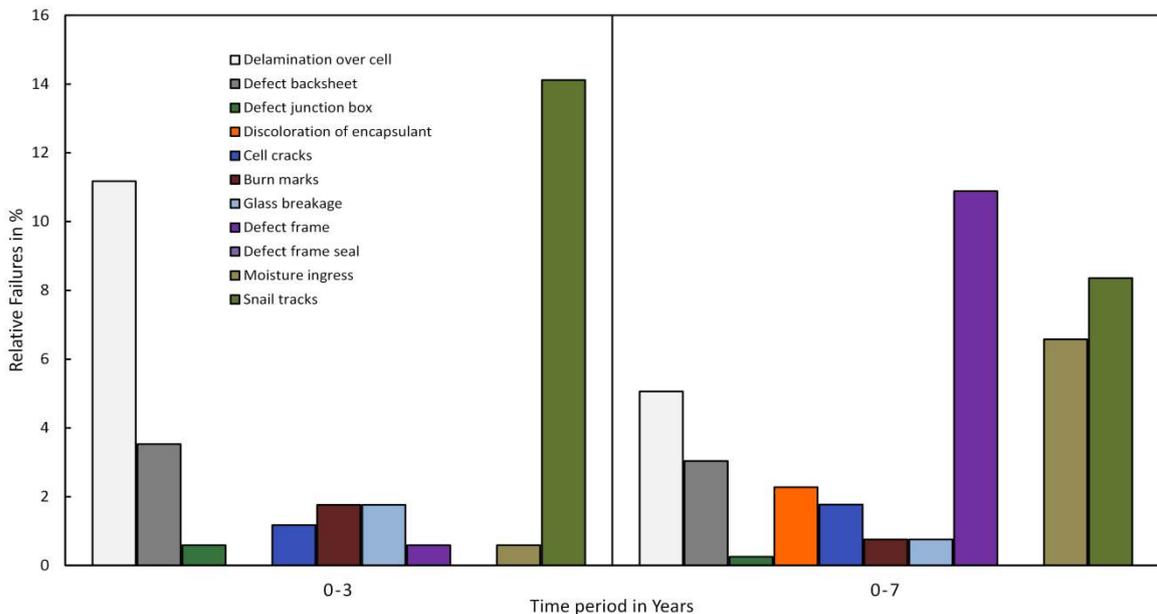


그림 63: 현장 설치된 결정질실리콘 모듈의 설치와 검사 날짜 사이의 기간 동안 정규화된 불량률의 누적분포. 이 그래프에는 오염이 포함되어 있지 않다

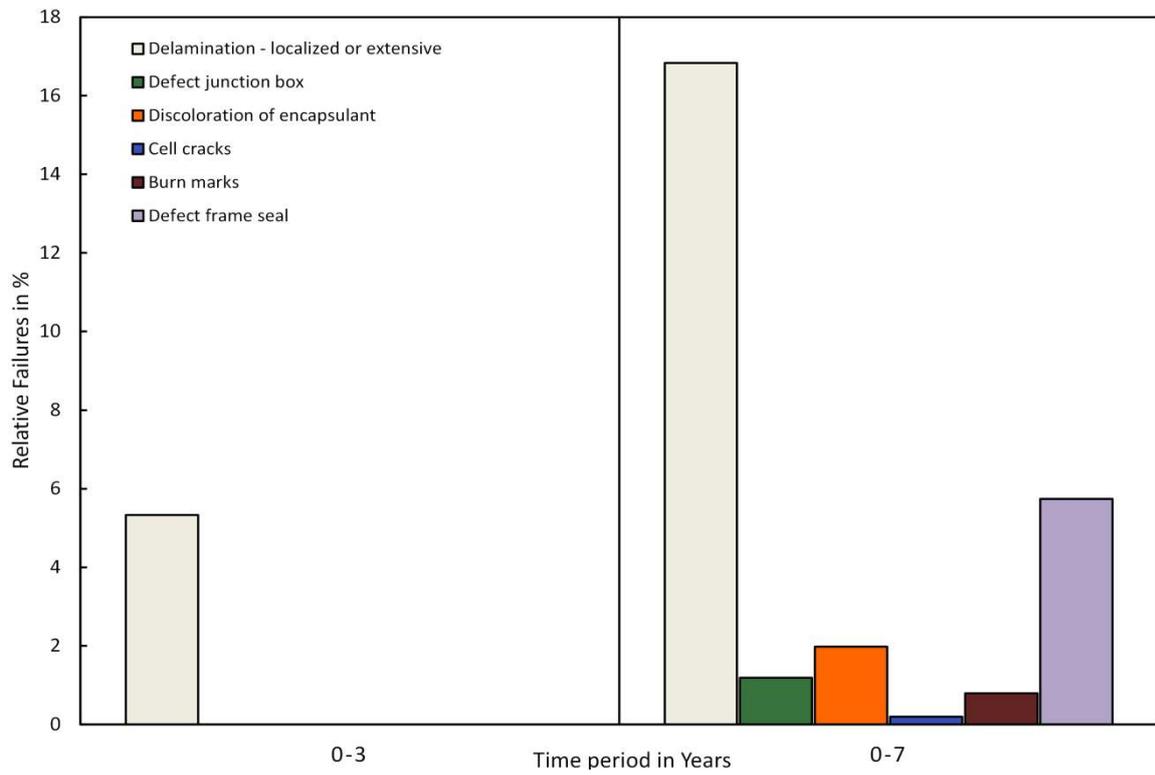


그림 64: 현장 설치된 CdTe와 CIGS 박막모듈의 설치와 및 검사 날짜 사이의 기간 동안 정규화된 불량률의 누적분포. 이 그래프에는 오염이 포함되어 있지 않다.

4 모듈별로 설치 위치와 운용측면에서의 스트레스 부하 요인

지금까지의 결과를 바탕으로 기후대에 따라 가장 중요한 시험방법의 순위를 추천하여 고객이 활용분야와 설치 위치에서 가장 중요하다고 보는 시험을 확인할 수 있도록 한다. 비교와 측정 불확도도 포함된다

4.1 지역별 기후 스트레스 부하 요인에 대한 데이터베이스 평가의 의미

데이터로부터 도출한 불량과 열화율은 Koppen-Geiger 기후대와 강한 상관관계를 보이지는 않는다. K-G 기후대는 식물 성장조건이 유사한 지역을 분류하도록 설계된 것으로, 다른 기후대와 호환되는 식물은 K-G 기후대의 온도, 온도범위 그리고 습도에도 적응한다. Jordan은 또한 열화율과 기후대 사이에 명확한 상관관계를 찾지 못했다고 보고한 바 있다[204]. 2017년 Hu는 9개의 K-G 기후대[213][214]에 있는 1,000개 이상의 태양광발전소 인버터에 대한 5분 간격 시계열 데이터에 적용된 출력 열화율 분석을 발표하였다. 이 K-G 기후대에 걸쳐있는 655개의 인버터에 대한 통계분석에서, 그는 출력 충전율(charge rate)에 대한 기여도가 가장 높은 것이 K-G 기후대이고 그 다음이 모듈 브랜드/모델임을 발견하였다. 이 연구는 대규모 태양광발전소 소유자가 제공하는 데이터셋의 크기와 품질에서 돋보인다. 이는 K-G 기후대가 충분한 데이터의 양과 품질을 가지면 태양광발전소의 노출 상태를 나타내는 적절한 분류법이 될 수 있음을 시사한다.

위치를 K-G 기후대로 분류하는 데는 세 가지 기본적인 문제가 있다. 여러 사람들이 개발한 K-G 기후대에 대한 많은 지도가 있는데[182][215]–[217], 지도를 수시로 업데이트한다. 업데이트 이유의 하나는 역시 지역기후를 변화시키는 기후변화 때문이다[216]. 그러나 이 문제는 모든 분류시스템에서 처리해야한다. 그래서 분류방법에 대한 명확한 규칙이 있어야하는데, 예를 들어 1년, 20년 된 시스템을 시간에 따라 변하는 K-G 기후대로 어떻게 분류 전환할 것인가이다. 현재의 연구는 이런 지역적인 스트레스 요인의 변화를 고려하고 있지 않다. K-G 기후대는 잘 정의되어 있지만, 이들은 다른 기본데이터 그리고/혹은 절차에 의해 평가된다. 다른 기본데이터 또는 평가절차는 다른 맵으로 이어지는데, 예를 들어, 동독은 Kottke[215]의 지도에서 Cfb 기후이지만, Peel[182]지도에는 Dfb 기후이다. 독일에서는 많은 시스템이 설치되는데, 이 사례는 사용하고 있는 K-G 기후대 맵에 따라 많은 시스템이 다르게 분류됨을 보여준다. 다양한 연구에서 사용되는 기후대 그룹조차도 다른 방식으로 정의된다 [100][204][214]. 예를 들어, Jordan은 덥고 습한 (Af, Am, As, Aw, Cwa, Cfa), 사막 (BWh, BWk), 중간 (Cfb, Csa, Csb, BSh, BSk), 눈 (Dfa, Dfb, Dfc, ET) 카테고리를 사용하고, Hu는 적도 (Am), 매우 건조 (BSh, BSk, BWh), 온대성 (Cfa, Csa, Csb)과 추운 (Dfa, Dfb)을 사용하고, Kontges는 덥고 습한 (A), 덥고 건조한 (B), 중간 (C), 춥고 눈 (D&E)을 사용한다. 향후에는 연구들 간에 서로 비교가 가능하도록 기후대에 대해서는 하나의 통일된 분류 시스템에 합의를 이루어야 할 것이다. 또한 K-G 기후대로 분류하면 온도와 습도 외의 다른 스트레스 요인들은 고려하고 있지 않다. 따라서 모듈에 보다 특징적인 스트레스 요인을 설명하는 분류 인자들을 추가하는 것이 도움이 될 것이다.

기후대와 무관하게 일부 결정질실리콘 모듈 불량은, 태양광시스템이 불량의 영향을 받거나 매우 자주 발생하는 경우에는 높은 출력손실로 두드러진다. 이는 PID 영향, 바이패스 다이오드의 불량, 셀 균열 그리고 봉지재 소재 변색의 순이다.

이런 현저한 불량은 PID, 바이패스 다이오드 그리고 봉지재 소재에 대한 시험과 관련하여 기존의 IEC 61215 규격에서는 적절한 항목을 찾을 수 없기 때문이다. 현재 이러한 불량유형 시험 규격들의 대부분은 개발 중이지만 IEC 61215의 현재 개정판에는 포함되어 있지 않다.

따라서 태양광시스템 설계자는 사용된 모듈에 대해 승인된 IEC 61215 시험뿐만 아니라 PID(IEC/TS 62804), 바이패스 다이오드 시험(IEC 62979, IEC/TS 62916)과 새로운 IEC 61215 : 2016에 있는 자외선 열화에 관한 추가시험을 확인하는 것이 좋다. 새로운 IEC 61215 : 2016의 자외선 열화 시험 결과는 합격/불합격 기준이 아니므로 자외선 시험에 대한 언급내용을 확인하려면 시험 보고서를 봐야한다.

모듈불량 외에도 태양광 성능에 가장 큰 영향을 미치는 불량은 특수 지역에서 일어나는 결정질실리콘과 박막모듈의 오염이다. 모듈출력에 대한 오염 영향이 아닌 경우는 그 발생이 K-G 기후대와 관련이 있다. 그러나 K-G 시스템은 오염의 영향을 받는 여러 위치를 효과적으로 구분할 수는 없다. 어떤 스트레스 요인들을 가진 지역이 오염의 영향을 더 많이 받는지에 대한 정의를 보여주는 사례를 다음에서 소개하고자 한다.

4.2 지리 정보 시스템을 통한 모듈의 기후 스트레스 분류

특정 위치에 있는 태양광시스템의 투자자라면, 선택한 위치가 시스템의 신뢰성에 추가위험을 제공할지 여부에 대한 의문이 생길 수 있다. 따라서 투자자에게 투자결정에 대한 근거를 제공하기 위해 지역적 스트레스 요인을 평가할 수 있는 분류 시스템을 갖추는 것이 필요하다. 여기서는 지역 스트레스 요인에 대한 분류 시스템의 적용 가능성에 대해 설명하고자 한다.

4.2.1 K-G 기후대 또는 새로운 분류 시스템을 사용한 지역별 부하 분류

기후 분류를 사용하는 것은 지역별로 설치된 모듈의 스트레스 인자 상태를 평가하는 한 가지 방법이다. 1884년부터 사용된 K-G 시스템[217]은 모듈에 대한 스트레스 분류의 일반적인 접근방식을 잘 보여 주지만 태양광 스트레스의 분류를 목적으로 광범위하게 연구되지는 않았기 때문에 활용 시에 모순된 결과들이 도출된다(그림 65 참조).

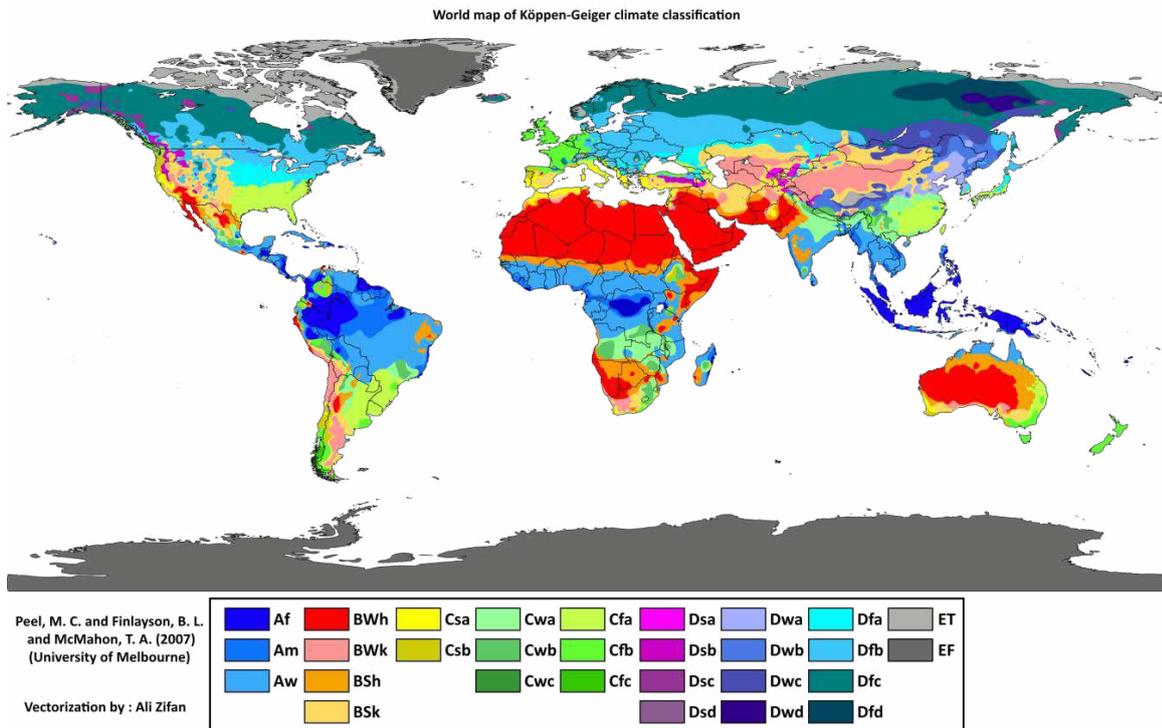


그림 65: Köppen-Geiger 기후 분류 시스템.

K-G에서의 기후조건이 커버하는 것은 온도와 습도 스트레스 관련(그림 66 참조)인데, 이는 태양광 열화연구에 중요한 스트레스 요인을 모두 포함하지는 못하고 있다. 모듈열화를 일으키는 환경 스트레스 인자들은 자외선 조사, 오염, 온도 사이클링 그리고 습도 등인데 이들은 모듈 분류에 반드시 포함되어야 한다. 또한 K-G 분류에 의하면 데이터의 시간적 해상도(연 평균과 월 평균)가 낮다. 따라서 최대, 최소값을 결정하여 모듈에 대한 환경 관련 스트레스를 분류하는 것이 필요하고 그리고 이들 값 사이의 변동 빈도도 필요할 수 있다.

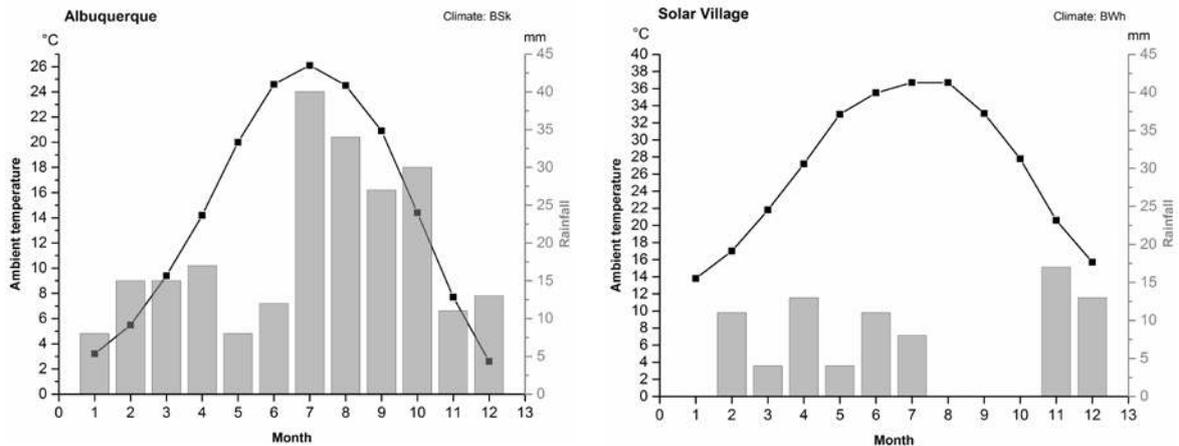


그림 66: Koppen-Geiger 기후특성에 따라 하나의 기후 그룹 내에 있는 기후조건 사이의 변화를 보여주는 두 위치에 대한 Meteororm 데이터세트[218]를 토대로 한 기후 다이어그램.

경험에 따르면 태양광 구성요소에 대한 스트레스는 기후대에 따라 다르지만 오늘날까지 다른 응용 분야에서 사용되는 프로그램 중에, K-G와 같은 1차 접근방식을 넘어서는, 태양광 기술에 대해 전 세계적으로 사용가능하고 지리적으로 명시적인 스트레스 분류 시스템은 없다. 투자위험과 운영 및 유지 보수비용을 줄이기 위해서는 태양광시스템의 소재와 구성요소를 지역 환경조건에 맞게 특별히 조정할 필요가 있다. 스트레스 분류 시스템의 목표는 지표면의 모든 위치에 대한 개별 스트레스 상태를 확인하는 데 도움을 주고자 하는 것이다. 일련의 환경 관련 위험인자 세트들을 얻기 위해서는, 통합된 지리적 분석을 통해 옥외 시험시설의 사이트 고유정보를 글로벌 수준에서 추정할 수 있다. 영향을 미치는 파라미터들의 공간적 및 시간적 다양성이 높기 때문에, 예를 들면 지리정보시스템(GIS)의 사용이 모델링의 기본도구로 적합할 수 있다. Slamova와 Herrmann 등은 중동 및 북아프리카(MENA) 지역의 유약 소재들에 대한 오염 가능성 매핑 그리고 위성에서의 자외선 조사 데이터를 지상 기반 측정과 비교하는 검증작업을 통해 해안지역의 부식성 분석에 착수하였다[207][219][220].

스트레스 분류 시스템은 산업계(제조업체, 투자자, 대출 기관과 프로젝트 개발자)의 의사결정에 필요한 지원도구 역할을 하고 그리고 태양광발전시스템이 더 높은 신뢰도를 얻을 수 있도록 지식과 서비스를 개선하는 데 도움이 된다. 태양광시스템의 성능저하와 소재 열화와 관련하여 각 인자에 대해 글로벌 분류체계를 별도로 제공할 수 있다. 디지털 데이터 항목들은 개별 스트레스 인자들에 대한 정량적 설명과 질적 분류를 나타낸다.

4.2.2 MENA 지역의 오염에 적용되는 스트레스 인자 매핑

아래에서는 스트레스 요인 매핑의 개념을 MENA 지역의 오염위험 분류의 사례와 함께 설명하고자 한다.

돌 표면에 공기 중 먼지와 기타 무기 및 유기입자가 축적되어 오염이 유발되면 광학적 손실이 발생하고 유리의 투과율이 감소하여 태양광시스템의 수율이 떨어진다.

여러 경험적 연구에서는 노출시간 또는 유약 재료 위에 있는 먼지 양을 태양광 모듈과 태양열 집열기의 측정된 성능과 연관시켜 이 현상을 조사하였다(예 : [221] 또는 [222] 참조). 모든 연구결과에 의하면 오염율이 증가함에 따라 효율이 감소(최대 30 % 이상)한다. 또한 잦은 먼지폭풍에 노출되면 기계적 마모로 인해 모듈의 표면이 손상을 받고 열화된다. 자연오염 가능성은 먼지 배출, 수송과 먼지의 퇴적 프로세스와 밀접한 관련이 있다. 개별 환경과 기상조건에 따라 지구적 규모에서 공간과 계절적 변동이 높게 예상된다. 지구적 오염위험에 대한 GIS 기반 모델링은, 주요 오염요인의 영향을 고려하여 공간적으로 분산된 데이터의 수집과 처리를 위한 기술을 통합하여 수행된 것이다[207]. MENA 지역의 토양오염 위험에 대한 정성적 정보의 스트레스 분류 지도(그림 67)는 사막지역과 사막지역이 아닌 대초원과 중간 기후를 가진 조사 지역의 경계에 있는 지역 사이의 명확한 차이를 보여준다. 그러나 사막지역 내에서도 상당한 차이가 있다. 사하라 남서부, 나일강 지역, 아라비아 반도 남부 및 이란 일부 지역에 높은 오염위험이 내포되어 있다. 대조적으로, 아프리카 대륙의 나일강 동쪽 지역과 아라비아 반도 서부의 아시르 산맥 및 이란의 높은 고도 지역은 오염위험이 현저히 낮다. 제시된 사례에서 오염위험은 기후와 주변상태를 활용하여 계산한 공기 중의 먼지부하와 관련이 있다. 모듈의 다른 표면특성이나 특정 속성은 포함되지 않았으므로 정성적 값으로 간주되어야 한다.

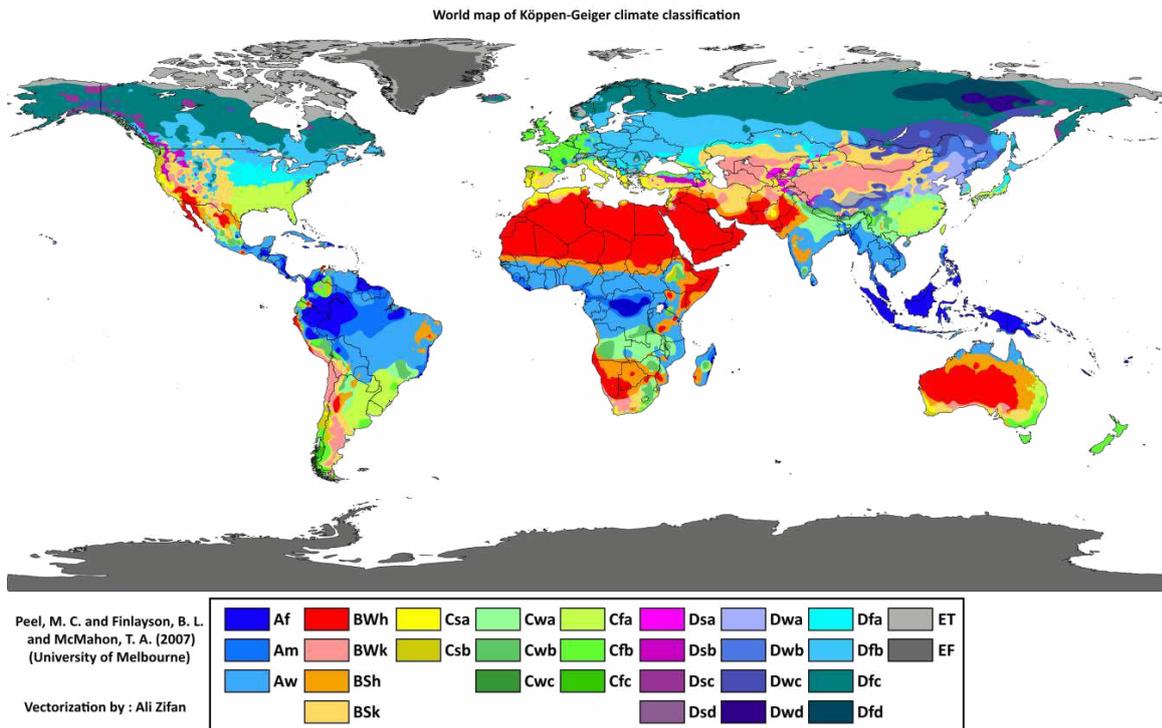


그림 67: 위성 데이터와 과거 지상 기상측정에 기반한 중동 및 북아프리카(MENA 지역)의 질적 오염위험에 대한 GIS 기반지도 [223].

4.3 지역별 부하에 따른 시험방법 해석

모듈은 매우 다양한 특성의 환경과 전기적 스트레스 인자들과 부하를 견뎌야 하는데, 그 인자들은 소재의 화학적 열화를 일으키는 자외선 조사와 열적 부하로부터 바람, 눈 그리고 온도 사이클링과 온도구배와 같은 기계적 부하 등이다. 여기서는 지역별 부하와 상태에 적합한 시험방법을 설계할 때 고려해야 할 주요 영향인자들과 가장 중요한 주제에 대해 설명하고자 한다. 또한 시험 시퀀스와 프로토콜을 정의하는데 필요한 일반적인 접근방식을 보여주고 그리고 적응 시험의 예를 보여주고자 한다. 하지만 이런 시험들에 대한 완전한 기술이나 혹은 다른 기후용으로 정의된 시험 시퀀스를 제공할 수는 없다.

4.3.1 신뢰성 시험을 위한 시험방법의 일반 요구사항

주어진 부하 하에서 모듈의 내구성을 조사하기 위해 실험실에서 부하를 시뮬레이션하는 방법을 사용할 수 있다. 이런 시험에서는 다른 시료들과의 비교 목적으로 부하수준을 정하는데, 예를 들어 85°C와 85% 상대습도는 잘 알려진 IEC 61215 고온고습 시험에 사용하는 조건으로 결과의 비교는 가능하지만, 실제 동작조건 또는 실제 환경 스트레스 조건 하에서 관찰되는 열화모드, 메커니즘 그리고 받게 되는 영향과는 직접적인 상관관계가 없다. 그리고 이런 시험은 실제 설치조건 하에서 모듈의 서비스수명과 관련된 정보를 제공하지는 않는다. 노출조건은 모듈 유형마다 다른 다양한 소재에 영향을 미치기 때문에 일반적으로 표준화된 시험으로는 가능하지 않다. 그리고 서로 다른 반응 동역학을 가진 열화 프로세스(메커니즘과 경로)가 활성화됨에 따라 외부 스트레스 인자들로부터 받은 영향이 서로 다르게 나타난다[155].

모듈에 대한 실제 응력과 부하는 시스템 유형과 설치 그리고 4.2 절에서 언급한 바와 같이 지역별로 큰 차이가 나는 기후조건에 따라 달라진다. 따라서 지역별 부하 조건을 반영할 수 있는 시험방법은 의미 있는 결과를 도출하는데 매우 중요하다.

가속 노화(accelerated aging) 시험을 실제적이고 신속하게 설계하려면, 옥외노출과 가속 노화 시험조건에 의해 유도된 특정 열화 메커니즘과 관찰된 반응을 비교하고 그 상호연관성을 찾아내는 것이 필수적이다[224]. 실제 풍화와 가속시험의 상관관계를 분석하기 위해서는 출력측정, 전계발광 이미지와 라만 분광법을 동원하는 포괄적인 열화 분석이 수행되어야 한다.

시험방법(노출조건과 평가절차 모두 포함)과/혹은 시험순서를 현지 여건에 맞춰 개발할 때, 처음부터 어떤 스트레스 인자들과 부하를 포함시키거나 혹은 가장 중요한 것으로 선택할 것인지를 결정하는 것이 중요하다. 왜냐하면, 일반적으로 발생하는 모든 부하의 조합은, 설명될 수 없거나 특정 부하와 상호관계가 없는 열화 메커니즘들간의 수많은 상호작용으로 이어지고 그리고 시험장비 각각에 대해 요구조건이 높아지는 등의 매우 복잡한 상황으로 연결되기 때문이다. 만약 실내와 옥외 스트레스 인자들과 스트레스 수준 사이의 특정효과에 대한 동력학이 알려져 있지 않다면, 옥외조건과 비교하여 옥내시험으로 가능한 가속화가 역시 제한될 수밖에 없다. 서비스수명 시험을 개발하는 절차는 Saunders[225]가 문헌에 기술하였는데, 아니면 태양열 활용 분야에서의 소재의 특정사례를 참조할 수도 있다[226].

시험의 복잡성을 줄일 수 있는 한 가지 방법은 기능성 시험과 안정성 시험을 분리하는 것이다. 예를 들어 오염효과를 줄이기 위한 목적으로 행하는 바깥 표면이나 코팅을 시험하기 위해서는 Klimm 등이 기술한 것과 같은 오염시험 세트로 기능성을 시험할 수 있다[166]. 접촉각이나 광학적 특성 같은 표면 특성들의 측정에는, 손쉽게 사용이 가능한 분석적인 평가방법과 함께 자외선 시험 혹은 고온고습 시험과 같은 표준적인 풍화 노출시험을 사용할 수 있다. 이런 시험들은 달라진 부하조건 하에서 표면의 민감도를 분석하는데 사용할 수 있는데, 이는 신뢰성에 대한 이해도를 높여준다.

4.3.2 PID 부하

옥외 노출조건 대비 옥내에서 환경 챔버를 사용한 가속수명 시험에서의 전하이동율(charge transfer rate)의 비를 사용하여 모듈수명을 외삽 추정하는 방식이 여러 연구자들에 의해 수행되었다[227]-[229]. 이를 확장하여, 다양한 기후대에서의 이동된 전하량(coulomb)의 크기를 모델링하고 예측하면 기후 스트레스에 대한 상대적 계량분석결과를 제공할 수 있고 그리고 다양한 기후대에서 PID에 대한 내구성 시험의 이해도를 높일 수 있다.

모듈에서 접지로 이동된 전하량(또는 누설전류 I_{leak})은 PID 연구에서 흔히 모니터하는 것으로, 환경이 표면, 유리, 봉지재와 설치가대의 전도도에 미치는 영향을 나타내는 지표로 사용된다. 현재는, 일부 모듈로의 전류이동 경로가 다른 경로보다 더 해로울 수 있기 때문에 누설전류가 성능저하의 보편적인 지표가 아니라는 데 동의하고 있다[230]-[232]. 게다가 일부 모듈에서 볼 수 있는 PID 복구 프로세스는 열화를 유발하는 전하량 이동이 진행될 수 있음을 의미하며, 따뜻하고 건조하여 PID 스트레스가 감소할 때만 모듈출력이 복구될 수 있다[233]. 반면에 이동된 전하량은 박막모듈에 습기가 유입될 때 일어날 수 있는 투명전도성산화물의 부식과 같은 전기화학적 열화과정의 직접적인 요인으로 간주되고[32][234], 일부 결정질실리콘 모듈에서 박리 메커니즘 인자의 하나로 여겨진다[33]. 전류 이동과 관련된 전기화학적 부식과정은 복구 가능한 것으로 고려하지 않는다.

결정질실리콘 모듈 기술과는 달리, 박막모듈의 가속시험에서의 출력열화 정도와 현장에 설치된 모듈 사이에 때때로 쿨롱 상관관계가 성공적으로 확인되었다[227]. 따라서 기상조건의 함수로 이동된 전하량을 기반으로 다양한 옥외환경에서 누설전류의 가속화를 예측할 수 있는데, 이런 방법이 현장에서의 PID 추정에 제안되었다[235]. 그러나 박막모듈에는 시스템전압 스트레스로 인해 일어날 수 있는 여러 가지 열화 메커니즘이 있다. 따라서 모듈 셀 회로로부터 접지로 이동된 전하량을 보편적으로 사용하고 이를 시스템전압 스트레스로 인한 모듈출력 열화와 관련시키는 것은 한계가 있을 수 있는데, 이는 일부 메커니즘에서는 가능하지만 다른 메커니즘에서는 그렇지 않을 수 있다.

전하량 이동 방법은, (A) 옥내에서 주어진 불량기준에 대해 이동된 전하량을 결정하고 측정(혹은 가능한 경우 날씨 데이터를 기반으로 예측), (B) 옥외 환경에서 특정 모듈이 누설하는 단위 시간당 전하량을 측정하고, 그런 다음 A/B로 옥외 환경에서 불량까지의 예상되는 시간을 결정한다. 이 방법에서는 챔버 내에서 이동된 전하량이 자연환경에서 이동된 전하량과 동일한 모듈출력 손상을 유발한다고 가정하는데, 일부 모듈유형에 대해 옥내와 옥외설치 모듈을 비교하여 출력손실과 이동된 전하량 사이에 상관관계가 있음을 보여준다[227]. 그러나 다른 경우에는 이 방법이 현장에서 일어날 수 있는 선팅에 의한(옥외 노출조건의 시간적 변화로 인해) PID의 복구 가능성으로 인해 한 가지 모듈 유형에 대해서는 열화율을 과대평가하는 것으로 밝혀졌다. 게다가 모듈에 습기가 침투했느냐에 따라 PID 열화율이 달라질 수 있다. 4개의 모듈유형에 대해 옥내와 옥외 현장에서 이동된 전하량을 비교해 보면, 이 방법은 현장에서 처음으로 불량을 나타낸 모듈유형을 올바르게 확인하는 것으로 나타났다[228].

모듈이 이슬이나 비에 젖으면 전류이동이 크게 증가할 수 있다. 모듈이 젖었을 때와 건조할 때를 구별하는 알고리즘이 필요하다. 이런 구분을 통해 모듈온도와 기상조건의 함수로, 모듈과 접지 사이의 전류이동에 대한 예측 모델을 얻기 위해 각 모듈상태에 대해 회귀분석을 적용할 수 있다. 그리고 옥내시험(모듈 위에서의 수분응축 또는 비 응축 상태 모두 고려)에서는 문제의 모듈유형에 대한 전류 이동 속도 방정식을 얻을 수 있다[236].

모듈이 주어진 환경에서 젖었는지를 판단하는 지표로 사용할 수 있는 여러 가지 방법이 있는데, 이는 전류이동의 성질을 결정한다: (1) 습윤 센서 (ohms)는, 깎지형(interdigitated) 표면저항기의 전기저항 판독 값이 더 낮아지면 더 습하다는 것을 나타낸다; (2) 모듈 표면 상대습도(SRH), 주변 상대습도와 온도를 사용하여 이슬점을 계산하는데, 이것이 모듈온도로 전달된다; (3) 시간에 대한 모듈 SRH의 미분으로, 모듈이 건조되고 가열될 때 변곡을 나타낸다; (4) 모듈 온도와 이슬점 온도의 차이, 비와 결로 후에 모듈에 잔류 응축수가 존재할 가능성을 나타내는 지표이다; 그리고 (5) 전도 버킷형(tipping bucket) 우량계 데이터. 모듈의 응축 및 비 응축 습도 상태를 판단하는데 이러한 계량분석결과를 함께 사용하면 개별적으로 더 정확하게 상태를 모델링할 수 있다..

미국 플로리다의 시스템전압 스트레스 하에서 박막모듈의 활성 셀 회로에서 접지로 이동된 전류를 그림 68의 기상 데이터와 관련하여 볼 수 있다. 참고로, 10 % 상대습도에서 옥내시험에서 얻은 전류이동 곡선과 수조(습식 누설전류 시험)에서 얻은 곡선이 중첩되어 있다. 이를 이용하여, 온도, 수분과 시스템전압과 관련된 상대적인 PID 스트레스를 추정하는데 사용 가능한 전하량 이동의 모드와 속도를 예측하는 기능을 개발할 수 있고, 그리고 이를 다른 기후에 적용할 수 있다.

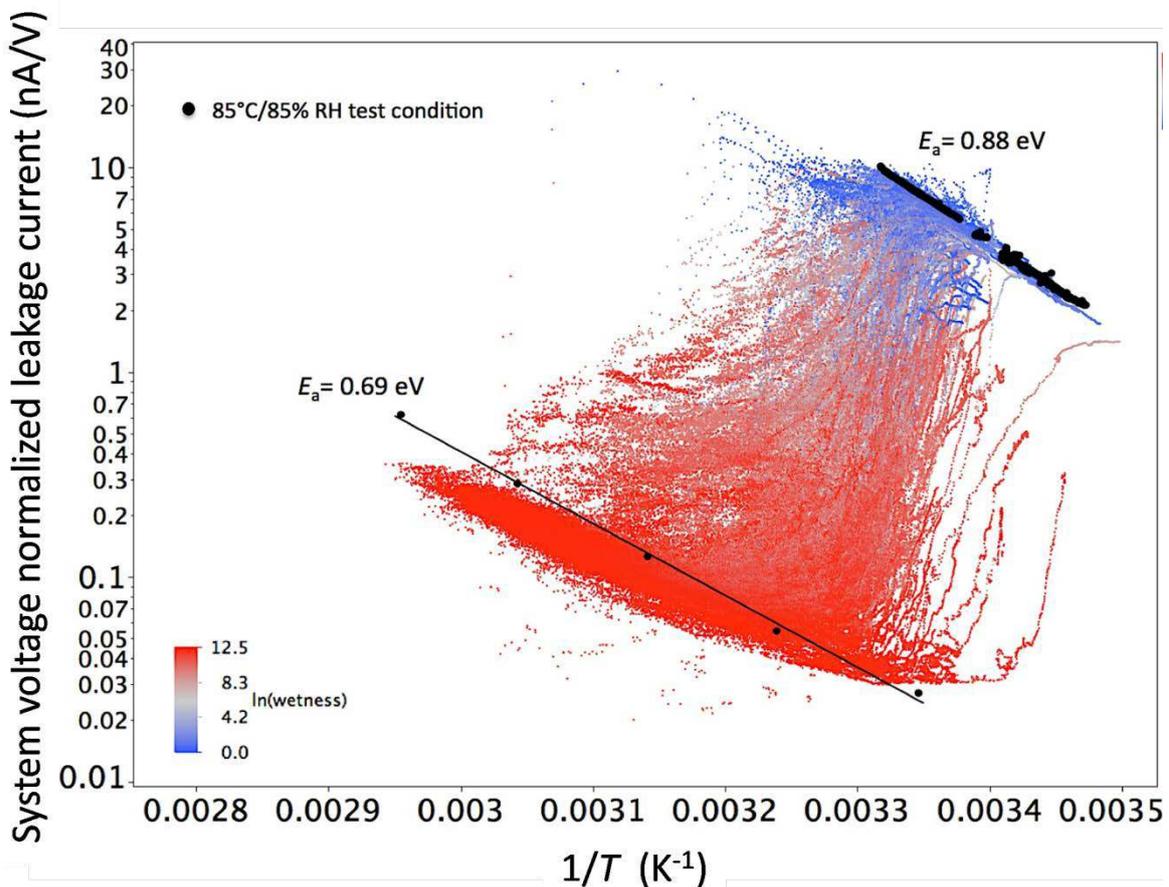


그림 68: 미국 플로리다에서 에지 클립으로 고정된 모듈에 대해 약 6개월 동안의 시스템전압 정규화 전류 그래프(습윤 센서에 의해 파란색은 젖은 것을, 빨간색은 건조한 것을 나타냄). 건식 챔버 (10 % RH, 아래 5개 포인트), 습식 누설전류 시험(위 데이터)과 자매 모듈에서 수행된 85°C, 85 % RH 챔버 시험조건의 결과는 검은색으로 중첩되어 있다.

그림 68의 박막모듈 데이터에 맞는 선형회귀 모델을 수행하였는데, 모듈온도 T와 상대습도 RH[237][238]에서 전류의 지수함수를 고려할 때 전류이동에 대한 결과 모델 방정식은 I_{leak}/V

에 대해 대략 10배 정도의 정확도를 제공한다. 플로리다 데이터를 기반으로 박막모듈에 대해 결정된 시스템전압 정규화된 누설전류에 대한 예측모델 함수는 다음과 같다:

$$\frac{I_{leak}}{V_{Morning\ dew,rain}} = 6.43 \cdot 10^{15} \text{ nA/V} e^{\frac{-1.41 \cdot 10^{-19} \text{ J}}{kT}}, \quad (34)$$

$$\frac{I_{leak}}{V_{Morning\ no\ dew}} = 3.59 \cdot 10^8 \text{ nA/V} e^{\frac{-1.41 \cdot 10^{-19} \text{ J}}{kT}} e^{\frac{0.08 \cdot SRH}{\%}}, \quad (35)$$

$$\frac{I_{leak}}{V_{Afternoon}} = 1.19 \cdot 10^9 \text{ nA/V} e^{G \cdot 0.0012 \text{ m}^2/\text{W}} e^{\frac{-1.138 \cdot 10^{-19} \text{ J}}{kT}} e^{\frac{0.089 \cdot SRH}{\%}}, \quad (36)$$

여기서 G는 글로벌 수평면 조사강도 (단위: W/m²), SRH는 모듈 표면 상대습도(%)이고, 다른 변수들은 통상적인 의미를 갖는다.

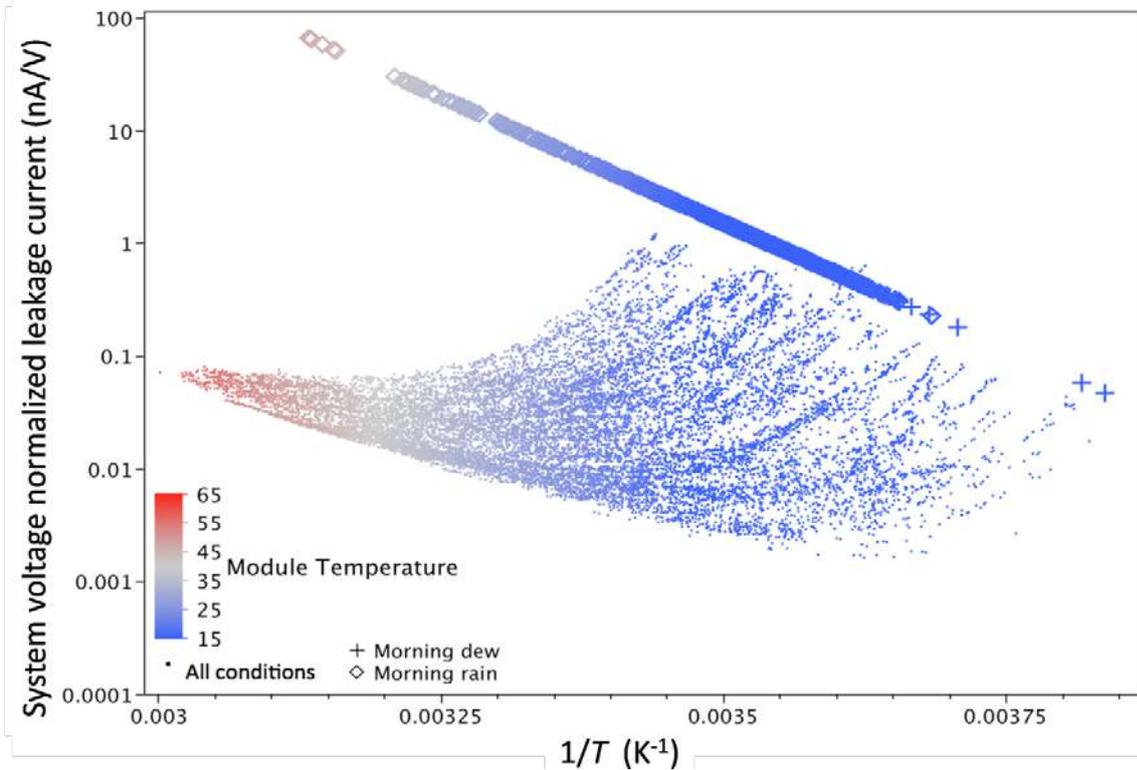


그림 69: 콜로라도에 있는 모듈로부터 계산된 전류이동, 모듈이 젖었을 때 Arrhenius 관계를 보여주는 전류이동과 습도가 응축되지 않을 때 플로리다 데이터로부터 파생된 회귀함수의 결과를 보여준다.

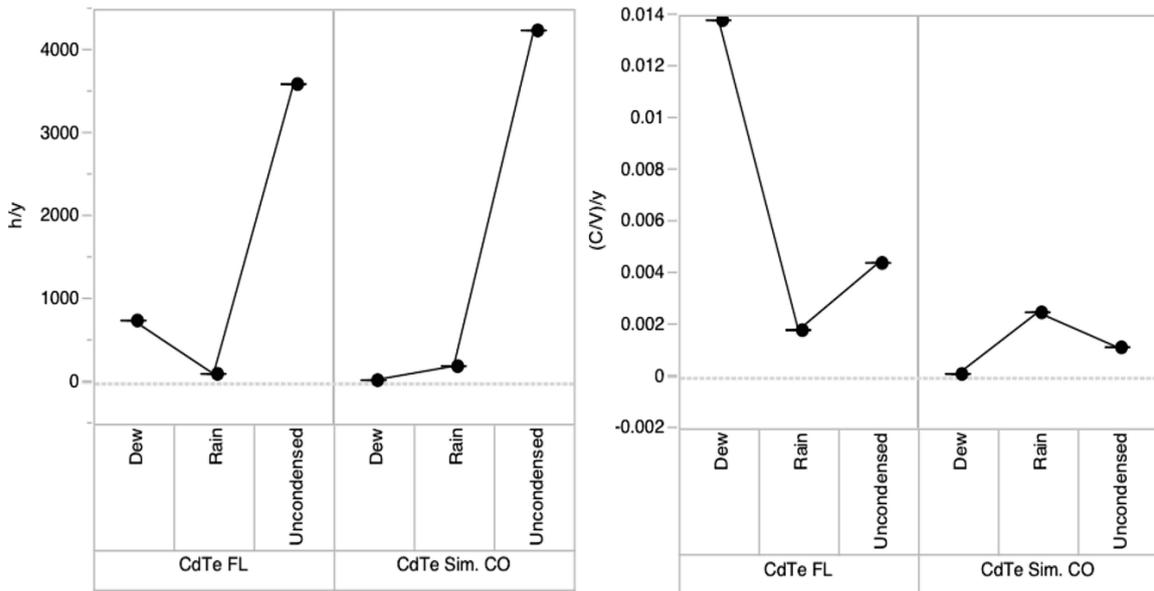


그림 70: (a) 각 표면 상태에서의 시간, (b), 플로리다에서 측정된 그리고 콜로라도에서 시뮬레이션된 CdTe 모듈에서 이동된 전하.

플로리다에서의 전류이동과 모듈상태 사이에 결정된 관계식 중 방정식 (34)는 아침 이슬 혹은 비가 와서 모듈이 젖었을 때 사용될 수 있는 것으로 단순히 Arrhenius 함수를 따른다. 방정식 (35)는 오전에 응축이 건조되었을 경우, 방정식 (36)은 오후에 적용된다.

이들 방정식들은 콜로라도의 모듈온도와 현장 기상데이터를 반영한 것으로, 그림 69는 콜로라도에서 1년 동안 이동된 전하량을 예측한 것이다. 플로리다(그림 68)와 콜로라도(그림 69)의 전류이동 데이터를 요약하면, 콜로라도에서 이동된 총 전하량은 더 낮아 플로리다의 약 19%로 계산된 것으로 나타났는데, 그림 70에서와 같이 최저한의 아침이슬과 더 낮은 습도와 주로 연관된 것으로 보인다.

조사해야 할 몇 가지 변수에는 모듈장착 기울기의 영향이 포함된다. 플로리다에 설치된 모듈의 경우와 마찬가지로 수평설치에서는 표면의 수분 보유시간이 더 길어질 수 있다. 오염은 또한 표면 전도도에 영향을 미칠 수 있는데, 이는 추가적인 독립 파라미터로 시간의 함수에 따라 달라질 수 있다[239]. 모델링 방법에 대한 추가시험, 검증과 개발은 보다 향상된 예측을 가능하게 할 것으로 예상된다.

4.4 기후와 부하 적응 시험

모듈은 지역별 운영상황에 따라 다양한 환경과 전기적 스트레스 인자들 그리고 부하를 견뎌야한다. 몇 가지 사례를 통해 보여 주듯이 이런 부하들은 모듈 기술별로 특정 지역조건에 따라 크게 달라진다. 여기서 특히 중요한 것은 소재의 열화와 모듈 자체의 열화에 대한 스트레스 요인들의 특정한 조합이다.

특정 부하 조건들은 실험실에서 시뮬레이션하여 가속시험에 전달할 수 있지만, 모듈에 대한 부하의 영향은 모듈 구성에 사용되는 특정 소재들에 따라 크게 달라지므로 실제 동작시의 노출 조건과 가속시험 노출조건 역시 특정 모듈 설계에 따라 달라진다. 이는 모듈별로 표준화 가속 수명시험을 개발할 수 있는 가능성이 매우 제한적이라는 것을 보여주는데, 유리/백시트 구조를 가진 대부분의 결정질실리콘 모듈과 같이 매우 비슷하게 보이는 모듈유형들조차도 소재 사용에서 변화가 클 수 있다. 다른 기술이나 혹은 모듈 설계 간의 상호비교가 필요한 경우 그 가능성이 훨씬 더 제한된다.

확립된 시험(노출조건과 평가절차)은 모듈유형별 취약점, 혹은 다양한 부하나 스트레스 요인들의 조합에 대한 민감도를 나타내는 매우 유용한 결과를 제공하지만, 정의된 수명에 대해서는 답을 제공할 수 없다는 점을 알아야 한다.

소위 PID 효과나 오염부하로 인한 성능저하를 유발하는 잠재적인 부하와 같은 단일의 추가 부하들에 대한 모듈의 민감도를 확인하고 그리고 가능하면 정량화할 수 있는 여러 시험들이 개발되어야 한다. 이 시험은 모듈유형별 민감도를 나타내지만, 결과가 특정 사이트에서의 모듈 유형의 실제 거동을 예측하는데 사용될 경우에는 매우 유의해야한다. 이것은 예를 들어, 오염효과가 지역별 토양유형, 기후조건과 모듈설계, 특히 모듈유형의 표면특성에 따라 달라지는 것과 같이 결과적으로 사이트별로 그리고 모듈유형에 따라 달라지기 때문이다.

결론

결정질실리콘 모듈은 연 평균 0.8-0.9%에서 0.5-0.6%의 중간정도의 열화율을 나타낸다[204]. 이종계면(Hetero-interface) 기술과 미세 결정질실리콘 기술은 연간 약 1%의 성능 열화를 나타내고, 박막기술은 결정질실리콘과 유사하지만 기술별로 다양한 연구에 따라 다른 제품들과 열화율의 차이가 크다. 열화율에 대한 보고서는 제대로 동작하지 않는 시스템에 초점을 맞추는 경향이 있어 실제 태양광시스템의 대부분은 열화율이 더 낮을 것으로 예상된다. 여기서는 모듈의 성능열화를 유발하는 명확한 불량들에 초점을 둔다.

문헌 검토에 의하면 대부분의 경우 모듈 소재 간의 상호작용이 모듈열화의 주요 원인이다. 일반적으로 모듈 불량모드는 그 주요 구동력과 핵심인자들이 문헌에 잘 기술되어 있다. 대부분의 열화모드는 EVA의 분해 부산물인 산소, 수증기와 초산의 가용성에 따라 달라지기 때문에 봉지재와 백시트 필름의 올바른 조합이 도움이 될 수 있다. 따라서 사용한 특정 봉지재와 백시트 필름의 투과특성은 모듈의 신뢰성에서 핵심 요인이다. 예를 들어, PID 열화를 방지하거나 감소시키기 위해서는 수증기 투과율(WVTR)이 낮고 체적 비저항이 높은 봉지재 필름을 선택적 투과성을 나타내는 백시트 필름과 결합하는 것이 바람직한데, 여기서 선택적 투과성은 수증기 투과에 대해서는 높은 저항성 그리고 초산 투과에는 낮은 저항성을 의미한다.

모듈소재와 구성요소의 올바른 선택 외에도 모듈 라미네이션 프로세스가 장기적인 신뢰성에 영향을 미칠 수 있다. 여기서 가교가 잘되지 않은 EVA 봉지재와 너무 긴 라미네이션 시간도 문제인데, 이는 열화의 가속 또는 박리 증가로 이어질 수 있다.

특정 모듈불량의 성능열화를 예측하는 것은 여전히 어려운 과제이다. PID 혹은 실버 핑거전극 부식과 같은 일부 불량유형의 경우 체험적 수준에서 예측 정확도가 매우 높은 모델이 개발 중에 있다. 즉, 특정 모듈에 대한 최종 소재구성을 알고 있는 경우, 모듈 시험 데이터에서 특정 모듈에 대한 출력 열화율을 예측할 수 있다. 모델링을 통해 PID로 인한 출력저하는 적용된 전압과 매우 선형적인 관계를 나타낸다는 것을 알 수 있다. 따라서 최대 1500 V의 높은 시스템전압을 갖는 태양광시스템은 이 불량모드를 특별히 관리해야 한다. 셀 균열에 의한 불량의 경우, 이 불량으로 인한 최대 출력손실을 추정하기 위해 몇 가지 평가를 수행할 수 있지만 지역 부하에 대한 의존성을 고려하여 출력손실을 계산하는 모델은 아직 없다. 셀 균열은 버스바가 더 많은 모듈에는 덜 해롭지만 충전율이 더 높은 모듈에는 더 해롭다. 다른 불량유형(예 : EVA 갈변과 박리)의 경우, 불량의 기본 메커니즘은 이해를 하고 있지만 현재 사용할 수 있는 모델은 없다. 먼지와 생물학적 오염은 실제로 모듈불량은 아니지만 여전히 현장에서 심각한 출력저하와 생산량 손실을 유발한다. 이는 전 세계 태양광시스템의 출력손실을 일으키는 매우 중요한 원인 중 하나이다. 여기서는 이런 불량유형과 관련하여 특정한 위치에서 오염의 영향을 정량화하는데 대한 배경설명과 측정방법을 제공하였다.

다양한 불량유형의 관련성을 확인하기 위해 모듈불량 조사와 함께 현장에서 육안으로 모듈상태를 조사한다. PID는 설치현장에서 가장 자주 발견되는 모듈의 불량이고, 영향을 받은 모듈의 경우 매우 높은 연간 15%의 평균 열화율을 나타낸다. 태양광 커뮤니티는 현장에서 더 이상의 모듈불량을 피하기 위해 PID 시험절차를 IEC 61215에 포함시키기 위한 추가적인 노력을 기울여야 한다. 셀 균열도 일반적인 문제인 것으로 밝혀졌지만 이러한 유형의 불량은 모듈출력에 큰 피해를 주지는 않는다(연 3% 미만). 그러나 춥고 눈이 내리는 기후대 (Koppen-Geiger 분류의 D&E)에서는 셀 균열이 더 뚜렷한 영향을 미치는 것으로 보인다. 여기서는 상대적으로 더 높은 연간 약 7%의 열화율을 보인다. 따라서 적설량이 많고 0°C 미만이 장기간인 지역에서는 셀 균열에 더 강한 저항성을 가진 모듈을 선택해야 한다.

모듈의 성능에 상대적으로 큰 영향을 미치는 것이 바이패스 다이오드 결함으로 인한 불량이다. 3개의 바이패스 다이오드가 있는 가장 일반적인 모듈의 경우에, 이미 하나의 선트된 바이패스 다이오드가 모듈의 출력생산을 1/3이나 줄이는데, 이는 매우 혼다다. 이 불량은 잘못된 사양과 바이패스 다이오드 선택 또는 고전압 상황으로 인해 발생할 수 있다. 개방회로 불량모드로 바뀌는 바이패스 다이오드는 모듈에 그들이 지면 수율 손실을 일으키고 열점(hot spot)을 야기하고 화재 발생위험을 높일 수도 있다. 그러나 음영이 없으면 이런 모듈은 출력손실이 없다. 설문조사에서는 이 불량에서 매우 넓은 범위의 출력손실 정도가 발견되었다. 바이패스 다이오드 불량의 경우에도 IEC 61215에 더 적절한 시험이 추가되어야 한다.

오래 기간 사용하여 노후되어(wear-out) 못쓰게 되는 가장 중요한 불량 중 하나는 봉지재의 갈변과, 특히 박막모듈의 경우 모듈박리이다. 봉지재 갈변은 모듈이 노후하여 못쓰게 되는 단계와 관련이 있다. 그 이유는 해당 모듈의 열화율이 통상적으로 연간 약 1%이기 때문이다. 이것이 공칭 서비스 수명 동안 모듈이 생산할 수 있는 에너지의 양을 결정한다. 이 불량은 노후성이기 때문에 설계 적격성과 형식승인 시험(the design qualification and type approval test)으로는 예방할 수 없으므로 봉지재 갈변을 평가하기 위해서는 별도로 하나의 시험을 수행하는 것이 좋다. IEC 61345는 자외선 노출에 대한 시험절차를 설명한 것인데, 이 규격은 이미 오래되어 가까운 시일 내에 철회될 것이지만 아직 그 대체 규격이 없다. 현재 IEC 61215에서 사용되는 자외선 열화절차는 이전 규격에 비해 약간 강화되었지만, 합격/불합격(pass/fail) 기준은 여전히 누락되었다. 그러나 라미네이트의 갈변에 대한 시험보고서의 언급은 시험한 모듈의 갈변이 빠르게 일어나고 있다는 첫 번째 힌트가 될 수 있다. IEC 62788에는 소재시험용으로 정의된 새로운 절차가 있지만 이는 모듈의 갈변 저항성 평가에는 도움이 되지 않는다. 따라서 봉지재 소재의 가장 중요한 노후성 불량인 갈변을 평가할 수 있는 새로운 방법의 강구에 많은 노력이 있어야 한다.

우리는 다른 기후대에서의 불량발생이나 열화에 대한 명확한 그림을 찾지 못했다. 오염과 기후대의 명확한 상관관계조차도 발견되지 않았다. 따라서 지역별 스트레스 인자들(먼지, 자외선, 일사량, 바람 등)과 스트레스 수준에 대한 추가적인 새로운 분류가 필요하다. K-G 분류는 다른 지역의 농업과 식물 성장용으로 개발되었기 때문에 태양광시스템에 중요한 영향을 미치는 모든 특정 요소를 고려하지 못하고 있다. 더 많은 태양광시스템이 다양한 기후대에서 동작함에 따라 K-G 기후대와 불량모드 간에 더 강한 상관관계가 발생할 수 있다. 실험실 기반의 시험과 옥외에서의 실제 모듈성능과 불량 간의 상관관계를 설정하려는 새로운 노력과 다양한 기후대에서의 시스템 연구가 결합되면 모듈 성능저하와 불량에 중요한 역할을 하는 새로운 스트레스 요인을 확인하는데 큰 도움이 될 것이다.

참고문헌

- [1] M. Köntges, S. Kurtz, C. 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, 2014.
- [2] A. W. Czanderna and F. J. Pern, "Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 43, no. 2, pp. 101–181, Sep. 1996.
- [3] A. Schneider, J. I. Fidalgo, R. M. Martínez, A. Halm, J. Rabanal-Arabach, and R. Harney, "Material Developments Allowing for New Applications, Increased Long Term Stability and Minimized Cell to Module Power Losses," in *Proc. 31st EUPVSEC*, 2015, pp. 153–156.
- [4] I. Fidalgo, R. Merino, and B. Pérez, "Lamination Cycle Time Optimization Using New POE Encapsulants," in *Proc. 32th EUPVSEC*, 2016, pp. 183–186.
- [5] F. Pern, "Factors that affect the EVA encapsulant discoloration rate upon accelerated exposure," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 41–42, pp. 587–615, Jun. 1996.
- [6] F. J. Pern, "Ethylene-vinyl acetate (EVA) encapsulants for photovoltaic modules: degradation and discoloration mechanisms and formulation modifications for improved photostability," *Angew. Makromol. Chemie*, vol. 252, no. 1, pp. 195–216, Dec. 1997.
- [7] A. Morlier, S. Klotz, S. Sczuka, I. Kunze, I. Schaumann, S. Blankemeyer, M. Siegert, T. Döring, T. Alshuth, U. Giese, M. Denz, and M. Köntges, "Influence of the curing state of ethylene-vinyl acetate on photovoltaic modules aging," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 2832–2837.
- [8] C. Peike, L. Purschke, K.-A. Weiss, M. Kohl, and M. Kempe, "Towards the origin of photochemical EVA discoloration," in *Proc. IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference*, 2013, pp. 1579–1584.
- [9] I. Hintersteiner, L. Sternbauer, S. Beissmann, W. Buchberger, and G. Wallner, "Determination of stabilizers in polymeric materials used as encapsulants in photovoltaic modules," *Polym. Test.*, vol. 33, pp. 172–178, 2014.
- [10] N. S. Allen, M. Edge, M. Rodriguez, C. M. Liauw, and E. Fontan, "Aspects of the thermal oxidation, yellowing and stabilisation of ethylene vinyl acetate copolymer," *Polym. Degrad. Stab.*, vol. 71, no. 1, pp. 1–14, Jan. 2000.
- [11] B.-Å. Sultan and E. Sörvik, "Thermal degradation of EVA and EBA—A comparison. I. Volatile decomposition products," *J. Appl. Polym. Sci.*, vol. 43, no. 9, pp. 1737–1745, Nov. 1991.
- [12] P. Klemchuk, M. Ezrin, G. Lavigne, W. Holley, J. Galica, and S. Agro, "Investigation of the degradation and stabilization of EVA-based encapsulant in field-aged solar energy modules," *Polym. Degrad. Stab.*, vol. 55, no. 3, pp. 347–365, Mar. 1997.
- [13] N. S. Allen, M. Edge, M. Rodriguez, C. M. Liauw, and E. Fontan, "Aspects of the thermal oxidation of ethylene vinyl acetate copolymer," *Polym. Degrad. Stab.*, vol. 68, no. 3, pp. 363–371, May 2000.
- [14] M. Rodríguez-Vázquez, C. M. Liauw, N. S. Allen, M. Edge, and E. Fontan, "Degradation and stabilisation of poly(ethylene-stat-vinyl acetate): 1 – Spectroscopic and rheological

- examination of thermal and thermo-oxidative degradation mechanisms," *Polym. Degrad. Stab.*, vol. 91, no. 1, pp. 154–164, Jan. 2006.
- [15] M. D. Kempe, G. J. Jorgensen, K. M. Terwilliger, T. J. McMahon, C. E. Kennedy, and T. T. Borek, "Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 91, no. 4, pp. 315–329, Feb. 2007.
- [16] C. Peike, P. Hülsmann, M. Blüml, P. Schmid, K.-A. Weiß, and M. Köhl, "Impact of Permeation Properties and Backsheet-Encapsulant Interactions on the Reliability of PV Modules," *ISRN Renew. Energy*, vol. 2012, pp. 1–5, 2012.
- [17] U. Weber, R. Eiden, C. Strubel, T. Soegding, M. Heiss, P. Zachmann, K. Nattermann, H. Engelmann, A. Dethlefsen, and N. Lenck, "Acetic acid production, migration and corrosion effects in ethylene-vinyl-acetate-(EVA) based PV modules.," in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 2992–2995.
- [18] J. Kapur, A. Bennett, J. Norwood, B. Hamzavytehrany, and I. Kueppenbender, "Tailoring Ionomer Encapsulants as a low cost solution to potential induced degradation," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 476–479.
- [19] S. C. Pop, R. Schulze, X. Wang, B. Yuan, J. Kapur, K. Stika, C. Westphal, H. Antoniadis, and A. Meisel, "Ionomer-based PID-resistant encapsulant for PV modules," in *Proc. 29th EUPVSEC*, 2014, pp. 152–157.
- [20] A.-J. Steiner, W. Krumlacher, H. Muckenhuber, M. Plank, K. Sundl, and E. Ziegler, "New Thermoplastic, Non-Curing Encapsulation Material for PV Module Applications," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 2816–2819.
- [21] F. Rummens, "Long Term Accelerated Weathering Tests on 'Coupons' to Develop New Classes of Backsheets," in *Proc. 31st EUPVSEC*, 2015, pp. 2478–2481.
- [22] G. Stollwerck, W. Schoeppel, A. Graichen, and C. Jaeger, "Polyolefin Backsheet and New Encapsulant Suppress Cell Degradation in the Module," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3318–3320.
- [23] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic Degradation Rates-an Analytical Review," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, Jan. 2013.
- [24] J. F. Rabek, *Photodegradation of Polymers*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1996.
- [25] K. Thaworn, P. Buahom, and S. Areerat, "Effects of Organic Peroxides on the Curing Behavior of EVA Encapsulant Resin," *Open J. Polym. Chem.*, vol. 2, no. 2, pp. 77–85, 2012.
- [26] J. Kovářová, J. Rotschová, O. Brede, and M. Burgers, "The effect of transformation products of the antioxidant BHT on the initial stages of thermo- and photo-oxidation of LDPE," *Can. J. Chem.*, vol. 73, no. 11, pp. 1862–1868, Nov. 1995.
- [27] J. L. Hodgson and M. L. Coote, "Clarifying the Mechanism of the Denisov Cycle: How do Hindered Amine Light Stabilizers Protect Polymer Coatings from Photo-oxidative Degradation?," *Macromolecules*, vol. 43, no. 10, pp. 4573–4583, May 2010.
- [28] P. Bortolus, N. Camaioni, L. Flamigni, F. Minto, S. Monti, and A. Faucitano, "Photostabilization mechanisms of hindered amine light stabilizers: interaction of singlet and triplet anthracene with piperidine model compounds," *J. Photochem. Photobiol. A*

Chem., vol. 68, no. 2, pp. 239–246, Sep. 1992.

- [29] M. P. Murray, L. S. Bruckman, and R. H. French, “Photodegradation in a stress and response framework: poly(methyl methacrylate) for solar mirrors and lens,” *J. Photonics Energy*, vol. 2, no. 1, p. 22004, Nov. 2012.
- [30] 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,” *Curr. Opin. Solid State Mater. Sci.*, vol. 19, no. 4, pp. 212–226, Aug. 2015.
- [31] L. S. Bruckman, N. R. Wheeler, J. Ma, E. Wang, C. K. Wang, I. Chou, Jiayang Sun, and R. H. French, “Statistical and Domain Analytics Applied to PV Module Lifetime and Degradation Science,” *IEEE Access*, vol. 1, pp. 384–403, 2013.
- [32] G. R. Mon, L. Wen, R. G. J. Ross, and D. Adent, “Effects of Temperature and Moisture on Module Leakage Current,” in *Proc. 18th IEEE Photovoltaic Spec. Conf.*, 1985, pp. 1179–1185.
- [33] J. H. Wohlgemuth, P. Hacke, N. Bosco, D. C. Miller, M. D. Kempe, and S. R. Kurtz, “Assessing the causes of encapsulant delamination in PV modules,” in *Proc. IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2016, pp. 0248–0254.
- [34] M. Kempe, “Modeling of rates of moisture ingress into photovoltaic modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no. 16, pp. 2720–2738, Oct. 2006.
- [35] J. Wohlgemuth, T. Silverman, D. C. Miller, P. McNutt, M. Kempe, and M. Deceglie, “Evaluation of PV module field performance,” in *Proc. IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–7.
- [36] Schulze, S.-H. Pander, M. Dietrich, and M. S. Ebert, “Encapsulation polymers – a key issue in module reliability,” *Photovoltaics Int.*, vol. 11, pp. 118–126, 2011.
- [37] L. Felton, “Low-Cost Manufacturing of High-Efficiency, High-Reliability String Ribbon Si PV Modules, NREL/SR-520-45902,” 2009. [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45902.pdf>. [Accessed: 24-Mar-2017].
- [38] L. Heng-Yu, R. Théron, G. Röder, T. Turlings, Y. Luo, R. Lange, F.M., C. Ballif, and L.-E. Perret-Aebi, “Insights into the encapsulation process of photovoltaic modules: GC-MS analysis on the curing step of Poly (ethylene-co-vinyl acetate) (EVA) encapsulant,” *Polym. Polym. Compos.*, vol. 20, no. 8, pp. 665–672, 2012.
- [39] H. Li, L. Yun, C. Ballif, and L.-E. Perret-Aebi, “Modeling of voids evolution in the encapsulation process of photovoltaic modules,” *Polym. Polym. Compos.*, vol. 23, no. 6, pp. 375–388, 2015.
- [40] C. R. Cording, “Optimizing photovoltaic module glass reliability,” in *Proc. SPIE 7048, Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems*, 2008, p. 70480J.
- [41] H.-Y. Li, L.-E. Perret-Aebi, R. Théron, C. Ballif, Y. Luo, and R. F. M. Lange, “Optical transmission as a fast and non-destructive tool for determination of ethylene-co-vinyl acetate curing state in photovoltaic modules,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 21, no. 2, pp. 187–194, Mar. 2013.
- [42] U. Eitner, M. Pander, S. Kajari-Schröder, M. Köntges, and H. Altenbach, “Thermomechanics of PV modules including the viscoelasticity of EVA,” in *Proc. 26th EUPVSEC*, 2011, pp. 3267–3269.

- [43] H.-Y. Li, L.-E. Perret-Aebi, V. Chapuis, C. Ballif, and Y. Luo, "The effect of cooling press on the encapsulation properties of crystalline photovoltaic modules: residual stress and adhesion," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 23, no. 2, pp. 160–169, Feb. 2015.
- [44] H.-Y. Li, Y. Luo, C. Ballif, and L.-E. Perret-Aebi, "Effect of Cooling Press on the Optical Transmission Through Photovoltaic Encapsulants," *Polym. Plast. Technol. Eng.*, vol. 54, no. 4, pp. 416–424, Mar. 2015.
- [45] D. C. Miller, M. D. Kempe, S. H. Glick, and S. R. Kurtz, "Creep in photovoltaic modules: Examining the stability of polymeric materials and components," in *Proc. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, pp. 262–268.
- [46] M. D. Kempe, D. C. Miller, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, J. M. Moseley, Q. Shah, G. Tamizhmani, K. Sakurai, M. Inoue, T. Doi, and A. Masuda, "Testing Protocol for Module Encapsulant Creep," in *Proc. NREL-PVMRW*, 2012.
- [47] M. D. Kempe, D. C. Miller, J. H. Wohlgemuth, S. R. Kurtz, J. M. Moseley, D. L. Nobles, K. M. Stika, Y. Brun, S. L. Samuels, Q. A. Shah, G. Tamizhmani, K. Sakurai, M. Inoue, T. Doi, A. Masuda, and C. E. Vanderpan, "Multi angle laser light scattering evaluation of field exposed thermoplastic photovoltaic encapsulant materials," *Energy Sci. Eng.*, vol. 4, no. 1, pp. 40–51, Jan. 2016.
- [48] C. Hirschl, L. Neumaier, W. Mühleisen, M. DeBiasio, G. Oreski, A. Rauschenbach, G. C. Eder, B. S. Chernev, and M. Kraft, "Post-Crosslinking in Photovoltaic Modules under Different Conditions," in *Proc. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference (2014)*, 2014, pp. 3133–3137.
- [49] G. Oreski, A. Rauschenbach, C. Hirschl, M. Kraft, G. C. Eder, and G. Pinter, "Crosslinking and post-crosslinking of ethylene vinyl acetate in photovoltaic modules," *J. Appl. Polym. Sci.*, vol. 134, no. 23, Jun. 2017.
- [50] A. Morlier, S. Klotz, S. Sczuka, I. Kunze, I. Schaumann, S. Blankemeyer, M. Siegert, T. Döring, T. Alshuth, U. Giese, M. Denz, and M. Köntges, "Influence of the Curing State of Ethylene-Vinyl Acetate on Photovoltaic Modules Aging," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 2832–2837.
- [51] F. J. Pern and S. H. Glick, "Thermal processing of EVA encapsulants and effects of formulation additives [for solar cells]," in *Proc. 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1996, pp. 1251–1254.
- [52] S. Jonai, K. Hara, Y. Tsutsui, H. Nakahama, and A. Masuda, "Relationship between crosslinking conditions of ethylene vinyl acetate and potential induced degradation for crystalline silicon photovoltaic modules," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 54, no. 8S1, p. 08KG01, Aug. 2015.
- [53] K. Agroui, G. Collins, G. Oreski, M. Böhning, A. H. Arab, and D. Ouadjaout, "Effect of crosslinking on EVA-based encapsulant properties during photovoltaic module fabrication process," *Rev. Energies Renouv.*, vol. 18, no. 2, pp. 303–314, 2015.
- [54] G.-H. Kang, H.-B. Kim, T.-H. Jung, Y. Ju, S.-W. Ko, and H. Song, "Prediction of the Potential Induced Degradation of Photovoltaic Modules Based on the Leakage Current Flowing Through Glass Laminated With Ethylene-Vinyl Acetate," *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 137, no. 4, p. 41001, Aug. 2015.
- [55] F. D. Novoa, D. C. Miller, and R. H. Dauskardt, "Adhesion and debonding kinetics of

- photovoltaic encapsulation in moist environments," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 24, no. 2, pp. 183–194, Feb. 2016.
- [56] J. M. Kuitche, G. Tamizh-Mani, and R. Pan, "Failure modes effects and criticality analysis (FMECA) approach to the crystalline silicon photovoltaic module reliability assessment," in *Proc. SPIE 8112:19*, 2011, p. 81120L.
- [57] K. Matsuda, T. Watanabe, K. Sakaguchi, M. Yoshikawa, T. Doi, and A. Masuda, "Microscopic Degradation Mechanisms in Silicon Photovoltaic Module under Long-Term Environmental Exposure," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 51, p. 10NF07, Oct. 2012.
- [58] A. Jentsch, K.-J. Eichhorn, and B. Voit, "Influence of typical stabilizers on the aging behavior of EVA foils for photovoltaic applications during artificial UV-weathering," *Polym. Test.*, vol. 44, pp. 242–247, Jul. 2015.
- [59] N. G. Dhere, N. S. Shiradkar, and E. Schneller, "Device for detailed analysis of leakage current paths in photovoltaic modules under high voltage bias," *Appl. Phys. Lett.*, vol. 104, no. 11, p. 112103, Mar. 2014.
- [60] H. Li, "Open the Black Box: Understanding the Encapsulation Process of Photovoltaic Modules," École polytechnique fédérale de Lausanne, Switzerland, 2013.
- [61] M. Knausz, G. Oreski, M. Schmidt, P. Guttman, K. Berger, Y. Voronko, G. Eder, T. Koch, and G. Pinter, "Thermal expansion behavior of solar cell encapsulation materials," *Polym. Test.*, vol. 44, pp. 160–167, Jul. 2015.
- [62] T. Kajisa, H. Miyauchi, K. Mizuhara, K. Hayashi, T. Tokimitsu, M. Inoue, K. Hara, and A. Masuda, "Novel lighter weight crystalline silicon photovoltaic module using acrylic-film as a cover sheet," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 53, no. 9, p. 92302, Sep. 2014.
- [63] E. VANDYK, J. CHAMEL, and A. GXASHEKA, "Investigation of delamination in an edge-defined film-fed growth photovoltaic module," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 88, no. 4, pp. 403–411, Sep. 2005.
- [64] C. Liciotti, M. Cardinali, and J. D. L. Antolin, "Temperature dependence of encapsulant volumetric resistivity and influence on potential induced degradation of c-Si modules," in *Proc. 29th EUPVSEC*, 2014, pp. 3093–3099.
- [65] M. C. López-Escalante, L. J. Caballero, F. Martín, M. Gabás, A. Cuevas, and J. R. Ramos-Barrado, "Polyolefin as PID-resistant encapsulant material in PV modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 144, pp. 691–699, Jan. 2016.
- [66] J. T. W. C. Reid, S.A. Ferrigan, J.I. Martinez, "Contribution of PV Encapsulant Composition to Reduction of Potential Induced Degradation (PID) of Crystalline Silicon PV Cells," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3340–3346.
- [67] J. Berghold, S. Koch, B. Frohmann, P. Hacke, and P. Grunow, "Properties of encapsulation materials and their relevance for recent field failures," in *Proc. IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2014, pp. 1987–1992.
- [68] M. Kempe, "Overview of scientific issues involved in selection of polymers for PV applications," in *Proc. 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 000085–000090.
- [69] S. Hoffmann and M. Koehl, "Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 22, no. 2, pp. 173–179, Feb. 2014.

- [70] S. Pingel, O. Frank, M. Winkler, S. Daryan, T. Geipel, H. Hoehne, and J. Berghold, "Potential Induced Degradation of solar cells and panels," in *Proc. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2010, pp. 2817–2822.
- [71] C. Taubitz, M. Schütze, and M. B. Koentopp, "Towards a Kinetic model for Potential induced shunting," in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 3172–3176.
- [72] S. Meyer, S. Timmel, M. Gläser, U. Braun, V. Wachtendorf, and C. Hagendorf, "Polymer foil additives trigger the formation of snail trails in photovoltaic modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 130, pp. 64–70, Nov. 2014.
- [73] S. Meyer, S. Timmel, S. Richter, M. Werner, M. Gläser, S. Swatek, U. Braun, and C. Hagendorf, "Silver nanoparticles cause snail trails in photovoltaic modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 121, pp. 171–175, Feb. 2014.
- [74] N. Kim, K.-J. Hwang, D. Kim, J. H. Lee, S. Jeong, and D. H. Jeong, "Analysis and reproduction of snail trails on silver grid lines in crystalline silicon photovoltaic modules," *Sol. Energy*, vol. 124, pp. 153–162, Feb. 2016.
- [75] N. C. Park, J. S. Jeong, B. J. Kang, and D. H. Kim, "The effect of encapsulant discoloration and delamination on the electrical characteristics of photovoltaic module," *Microelectron. Reliab.*, vol. 53, no. 9–11, pp. 1818–1822, Sep. 2013.
- [76] T. H. Kim, N. C. Park, and D. H. Kim, "The effect of moisture on the degradation mechanism of multi-crystalline silicon photovoltaic module," *Microelectron. Reliab.*, vol. 53, no. 9–11, pp. 1823–1827, 2013.
- [77] K. Lin, Y.-H. Lee, W.-Y. Huang, G. Chen, Y.-W. Kuo, L.-K. Wang, and S.-Y. Yang, "Detection of soldering induced damages on crystalline silicon solar modules fabricated by hot-air soldering method," *Renew. Energy*, vol. 83, pp. 749–758, Nov. 2015.
- [78] C. Dechthummarong, B. Wiengmoon, D. Chenvidhya, C. Jivacate, and K. Kirtikara, "Physical deterioration of encapsulation and electrical insulation properties of PV modules after long-term operation in Thailand," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, no. 9, pp. 1437–1440, Sep. 2010.
- [79] B. Ketola and A. Norris, "The Role of Encapsulant Moisture Permeability in the Durability of Solar Photovoltaic Modules," in *Proc. 25th Photovoltaic Solar Energy Conference/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2010, pp. 4098–4102.
- [80] T. Swonke and U. Hoyer, "Diffusion of Moisture and Impact of UV Irradiance in Photovoltaic Encapsulants," in *Proc. 24th EUPVSEC*, 2009, pp. 3373–3376.
- [81] W. J. Gambogi, "Comparative Performance of Backsheets for Photovoltaic Modules," in *Proc. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition/5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2010, pp. 4079–4083.
- [82] P. Hülsmann, D. Philipp, and M. Köhl, "Measuring temperature-dependent water vapor and gas permeation through high barrier films," *Rev. Sci. Instrum.*, vol. 80, no. 11, p. 113901, 2009.
- [83] I. Duerr, J. Bierbaum, J. Metzger, J. Richter, and D. Philipp, "Silver Grid Finger Corrosion on Snail Track affected PV Modules – Investigation on Degradation Products and Mechanisms," *Energy Procedia*, vol. 98, pp. 74–85, 2016.
- [84] C. Peike, S. Hoffmann, P. Hülsmann, B. Thaidigsmann, K. A. Weiß, M. Koehl, and P. Bentz,

- “Origin of damp-heat induced cell degradation,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 116, pp. 49–54, Sep. 2013.
- [85] A. Richter, “Schadensbilder nach Wareneingang und im Reklamationsfall,” in *Proc. 8. Workshop “Photovoltaik-Modultechnik” TÜV Rheinland*, 2011.
- [86] G. Jorgensen, K. Terwilliger, J. Delcueto, S. Glick, M. Kempe, J. Pankow, F. Pern, and T. McMahon, “Moisture transport, adhesion, and corrosion protection of PV module packaging materials,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, no. 16, pp. 2739–2775, Oct. 2006.
- [87] M. D. Kempe, “Ultraviolet light test and evaluation methods for encapsulants of photovoltaic modules,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 94, no. 2, pp. 246–253, Feb. 2010.
- [88] M. Paggi, S. Kajari-Schroder, and U. Eitner, “Thermomechanical deformations in photovoltaic laminates,” *J. Strain Anal. Eng. Des.*, vol. 46, no. 8, pp. 772–782, Nov. 2011.
- [89] M. Paggi and A. Sabora, “An Accurate Thermoviscoelastic Rheological Model for Ethylene Vinyl Acetate Based on Fractional Calculus,” *Int. J. Photoenergy*, vol. 2015, pp. 1–7, 2015.
- [90] G. Oreski and G. Pinter, “Comparative Study of the Temperature Dependent Delamination Behavior of Four Solar Cell Encapsulants to Glass and Backsheet-Laminate,” in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2011, pp. 3305–3309.
- [91] A. A. Dameron, M. O. Reese, T. J. Moricone, and M. D. Kempe, “Understanding moisture ingress and packaging requirements for photovoltaic modules,” *Photovoltaics Int.*, vol. 5, no. August 2010, pp. 121–130, 2010.
- [92] M. Van Iseghem, A. Plotton, J.-F. Penneau, N. Chatagnon, D. Binesti, K. Radouane, and P.-G. Therond, “Failure modes after damp heat tests on PV modules,” in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 3546–3548.
- [93] F. D. Novoa, D. C. Miller, and R. H. Dauskardt, “Environmental mechanisms of debonding in photovoltaic backsheets,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 120, pp. 87–93, Jan. 2014.
- [94] T. Friesen, “WP5 Deliverable 5.2 - Lifetime degradation mechanisms,” 2015. [Online]. Available: http://www.perfplus.eu/frontend/files/userfiles/files/308991_PerfPlus_Deliverable5_2_20150316_compressed.pdf. [Accessed: 24-Mar-2017].
- [95] W. Herrmann and N. Bogdanski, “Outdoor weathering of PV modules - Effects of various climates and comparison with accelerated laboratory testing,” in *Proc. 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 002305–002311.
- [96] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, and J. Wirth, “Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 7, pp. 1638–1646, Jul. 2011.
- [97] J. H. Wohlgemuth, M. D. Kempe, and D. C. Miller, “Discoloration of PV encapsulants,” in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2013 IEEE 39th*, 2013, pp. 3260–3265.
- [98] G. Oreski and K. Möller, “Qualification of polymeric components for use in PV modules,” in *Proc. SPIE - The International Society for Optical Engineering 8112:10*, 2011, p. 81120B–81120B14.
- [99] A. Fell and K. R. McIntosh, “Determining the generation profile for silicon solar cells from

- lumped optical parameters,” in *Proc. IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–5.
- [100] M. Köntges, S. Altmann, T. Heimberg, U. Jahn, and K. A. Berger, “Mean Degradation Rates in PV Systems for Various Kinds of PV Module Failures,” in *Proc. 32nd EUPVSEC*, 2016, pp. 1435–1443.
- [101] K. Morita, T. Inoue, H. Kato, I. Tsuda, and Y. Hishikawa, “Degradation factor analysis of crystalline-Si PV modules through long-term field exposure test,” in *Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on*, 2003, vol. 2, pp. 1948–1951.
- [102] D. Chianese, A. Realini, N. Cereghetti, S. Rezzonio, E. Burà, and A. Bernasconi, “Analysis of weathered c-Si PV modules,” in *Proc. 3rd World Conference On Photovoltaic Energy Conversion*, 2003, pp. 2922–2926.
- [103] C. E. Chamberlin, M. A. Rocheleau, M. W. Marshall, A. M. Reis, N. T. Coleman, and P. A. Lehman, “Comparison of PV module performance before and after 11 and 20 years of field exposure,” in *Proc. 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2011, pp. 000101–000105.
- [104] D. Berman, S. Biryukov, and D. Faiman, “EVA laminate browning after 5 years in a grid-connected, mirror-assisted, photovoltaic system in the Negev desert: effect on module efficiency,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 36, no. 4, pp. 421–432, Apr. 1995.
- [105] R. H. French and H. V. Tran, “Immersion Lithography: Photomask and Wafer-Level Materials,” *Annu. Rev. Mater. Res.*, vol. 39, no. 1, pp. 93–126, Aug. 2009.
- [106] P. Sánchez-Friera, M. Piliouguine, J. Peláez, J. Carretero, and M. Sidrach de Cardona, “Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 19, no. 6, pp. 658–666, Sep. 2011.
- [107] S. V. Janakeeraman, J. Singh, J. Kuitche, J. K. Mallineni, and G. TamizhMani, “A statistical analysis on the cell parameters responsible for power degradation of fielded pv modules in a hot-dry climate,” in *Proc. IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2014, pp. 3234–3238.
- [108] A. Sinha, O. S. Sastry, and R. Gupta, “Detection and characterisation of delamination in PV modules by active infrared thermography,” *Nondestruct. Test. Eval.*, vol. 31, no. 1, pp. 1–16, Jan. 2016.
- [109] Y. Voronko, G. Eder, M. Weiss, M. Knausz, G. Oreski, T. Koch, K. Berger, and P. Leoben, “Long Term Performance of PV Modules: System Optimization through the Application of Innovative Non-Destructive Characterization Methods,” in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 3530–3535.
- [110] J. H. Wohlgemuth, D. W. Cunningham, A. M. Nguyen, and J. Miller, “LONG TERM RELIABILITY OF PV MODULES,” in *Proc. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2005, pp. 1942–1946.
- [111] F. J. Pern and G. J. Jorgensen, “Enhanced adhesion of EVA laminates to primed glass substrates subjected to damp heat exposure,” in *Proc. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, 2005, pp. 495–498.
- [112] D. Wu, J. Zhu, T. R. Betts, and R. Gottschalg, “Degradation of interfacial adhesion strength within photovoltaic mini-modules during damp-heat exposure,” *Prog. Photovoltaics Res.*

Appl., vol. 22, no. 7, pp. 796–809, Jul. 2014.

- [113] R. Meitzner and S.-H. Schulze, “Method for determination of parameters for moisture simulations in photovoltaic modules and laminated glass,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 144, pp. 23–28, Jan. 2016.
- [114] N. Park, C. Han, and D. Kim, “Effect of moisture condensation on long-term reliability of crystalline silicon photovoltaic modules,” *Microelectron. Reliab.*, vol. 53, no. 12, pp. 1922–1926, Dec. 2013.
- [115] T. Carlsson, J. Halme, P. Lund, and P. Konttinen, “Moisture sensor at glass/polymer interface for monitoring of photovoltaic module encapsulants,” *Sensors Actuators A Phys.*, vol. 125, no. 2, pp. 281–287, Jan. 2006.
- [116] S. Rashtchi, P. D. Ruiz, R. Wildman, and I. Ashcroft, “Measurement of moisture content in photovoltaic panel encapsulants using spectroscopic optical coherence tomography: a feasibility study,” in *Proc. SPIE 8472 Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems V*, 2012, p. 847200.
- [117] 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,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, no. 4, pp. 1131–1137, Apr. 2011.
- [118] M. Paggi, I. Berardone, A. Infuso, and M. Corrado, “Fatigue degradation and electric recovery in Silicon solar cells embedded in photovoltaic modules,” *Sci. Rep.*, vol. 4, Mar. 2014.
- [119] I. Berardone, M. Corrado, and M. Paggi, “A Generalized Electric Model for Mono and Polycrystalline Silicon in the Presence of Cracks and Random Defects,” *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 22–29, 2014.
- [120] J. Kasewieter, F. Haase, and M. Kontges, “Model of Cracked Solar Cell Metallization Leading to Permanent Module Power Loss,” *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, no. 1, pp. 28–33, Jan. 2016.
- [121] S. Dongaonkar and M. A. Alam, “Geometrical design of thin film photovoltaic modules for improved shade tolerance and performance,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 23, no. 2, pp. 170–181, Feb. 2015.
- [122] J. I. van Mülken, U. A. Yusufoglu, A. Safiei, H. Windgassen, R. Khandelwal, T. M. Pletzer, and H. Kurz, “Impact of Micro-Cracks on the Degradation of Solar Cell Performance Based On Two-Diode Model Parameters,” *Energy Procedia*, vol. 27, pp. 167–172, 2012.
- [123] S. Spataru, P. Hacke, and D. Sera, “In-situ measurement of of power loss for crystalline silicon modules undergoing thermal cycling and mechanical load stress testing,” in *Proc. Workshop on Crystalline Silicon Solar Cells and Modules: Materials and Processes*, 2015.
- [124] D. L. King, M. A. Quintana, J. A. Kratochvil, D. E. Ellibee, and B. R. Hansen, “Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 8, no. 2, pp. 241–256, Mar. 2000.
- [125] P. Hacke and D. L. Meier, “Analysis of fill factor losses using current-voltage curves obtained under dark and illuminated conditions,” in *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002.*, 2002, pp. 462–464.
- [126] S. Bowden and A. Rohatgi, “Rapid accurate determination of series resistance and fill factor losses in industrial silicon solar cells,” in *Proc. 17th EUPVSEC*, 2001, pp. 1802–1806.

- [127] V. Naumann, T. Geppert, S. Großer, D. Wichmann, H.-J. Krokoszinski, M. Werner, and C. Hagendorf, "Potential-induced Degradation at Interdigitated Back Contact Solar Cells," *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 498–503, 2014.
- [128] A. Halm, A. Schneider, V. D. Mihailetchi, L. J. Koduvelikulathu, L. M. Popescu, G. Galbiati, H. Chu, and R. Kopecek, "Potential-induced Degradation for Encapsulated n-type IBC Solar Cells with Front Floating Emitter," *Energy Procedia*, vol. 77, pp. 356–363, Aug. 2015.
- [129] R. Swanson, M. Cudzinovic, D. DeCeuster, V. Desai, J. Jörn, N. Kaminar, W. Mulligan, L. Rodrigues-Barbarosa, D. Rose, D. Smith, A. Terao, and K. Wilson, "The Surface Polarization Effect in High-Efficiency Silicon Solar Cells," in *Proc. 15th International Photovoltaic Science and Engineering Conference*, 2005, pp. 410–413.
- [130] D. Lausch, V. Naumann, A. Graff, A. Hähnel, O. Breitenstein, C. Hagendorf, and J. Bagdahn, "Sodium Outdiffusion from Stacking Faults as Root Cause for the Recovery Process of Potential-induced Degradation (PID)," *Energy Procedia*, vol. 55, pp. 486–493, 2014.
- [131] S. Pingel, S. Janke, and O. Frank, "Recovery methods for modules affected by potential induced degradation (PID)," in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 3379–3383.
- [132] C. H. V. Naumann, K. Ilse, "On the Discrepancy between Leakage Current and Potential Induced Degradation of Crystalline Silicon Modules," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3405–3410.
- [133] J. Hattendorf, R. Loew, W.-M. Gnehr, L. Wulff, M. C. Koekten, D. Koshncharov, A. Blauaermel, and J. A. Esquivel, "PID in monocrystalline silicon based modules: an acceleration model," in *Proc. 27th EUPVSEC*, 2012, pp. 3405–3410.
- [134] M. Z. J. Hattendorf, W.-M. Gnehr, R. Loew, T. Roth, D. Koshncharov, "PID and temperature-driven regeneration: a realistic simulation," in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3303–3308.
- [135] C. Taubitz, M. Schütze, M. Kröber, and M. B. Koentopp, "PID: model calculations and correlation between laboratory tests and outdoor occurrence," in *Proc. 29th EUPVSEC*, 2014, pp. 2490–2494.
- [136] P. Hacke, S. Spataru, K. Terwilliger, G. Perrin, S. Glick, S. Kurtz, and J. Wohlgemuth, "Accelerated Testing and Modeling of Potential-Induced Degradation as a Function of Temperature and Relative Humidity," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 5, no. 6, pp. 1549–1553, Nov. 2015.
- [137] P. Hacke, S. Spataru, S. Johnston, K. Terwilliger, K. VanSant, M. Kempe, J. Wohlgemuth, S. Kurtz, A. Olsson, and M. Propst, "Elucidating PID Degradation Mechanisms and In Situ Dark I–V Monitoring for Modeling Degradation Rate in CdTe Thin-Film Modules," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 6, no. 6, pp. 1635–1640, Nov. 2016.
- [138] E. Annigoni, M. Jankovec, F. Galliano, H. Y. Li, L.-E. Perret-Aebi, M. Topič, F. Sculati-Meillaud, A. Virtuani, and C. Ballif, "Modeling potential-induced degradation (PID) in crystalline silicon solar cells: from accelerated-aging laboratory testing to outdoor prediction," in *Proc. 32nd EUPVSEC*, 2016, pp. 1558–1563.
- [139] N. A. Olsson, M. C. Richardson, and J. Hevelone, "Thin film PID field failures and root cause determination," in *Proc. IEEE 40th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) Volume 2*, 2014, pp. 1–4.
- [140] V. Fjallstrom, P. M. P. Salome, A. Hultqvist, M. Edoff, T. Jarmar, B. G. Aitken, K. Zhang, K.

- Fuller, and C. K. Williams, "Potential-Induced Degradation of $\text{CuIn}_{(1-x)}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ Thin Film Solar Cells," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 3, no. 3, pp. 1090–1094, Jul. 2013.
- [141] S. Yamaguchi, S. Jonai, K. Hara, H. Komaki, Y. Shimizu-Kamikawa, H. Shibata, S. Niki, Y. Kawakami, and A. Masuda, "Potential-induced degradation of $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ photovoltaic modules," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 54, no. 8S1, p. 08KC13, Aug. 2015.
- [142] G. Mathiak, N. Bogdanski, and F. Reil, "Potential-induced degradation (PID): Field monitoring data evaluation and climatic chamber tests with field modules," in *Proc. 32nd EUPVSEC*, 2016, pp. 1898–1900.
- [143] G. R. Mon, J. Orehtsky, R. G. Ross, and G. Whitla, "Predicting Electrochemical Corrosion in Terrestrial Photovoltaic Modules," in *Proc. 17th IEEE Photovoltaic Spec. Conf.*, 1984, pp. 682–692.
- [144] T. Shioda, "Acetic acid production rate in EVA encapsulant and its influence on performance of PV modules," in *Proc. 2nd Atlas/NIST PV Materials Durability Workshop*, 2013.
- [145] A. Masuda, N. Uchiyama, and Y. Hara, "Degradation by acetic acid for crystalline Si photovoltaic modules," *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 54, no. 4S, p. 04DR04, Apr. 2015.
- [146] A. Kraft, L. Labusch, T. Ensslen, I. Durr, J. Bartsch, M. Glatthaar, S. Glunz, and H. Reinecke, "Investigation of Acetic Acid Corrosion Impact on Printed Solar Cell Contacts," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 5, no. 3, pp. 736–743, May 2015.
- [147] D. Chenvidhya, K. Kirtikara, and C. Jivacate, "PV module dynamic impedance and its voltage and frequency dependencies," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 86, no. 2, pp. 243–251, Mar. 2005.
- [148] C. Ballif, D. M. Huljić, G. Willeke, and A. Hessler-Wyser, "Silver thick-film contacts on highly doped n-type silicon emitters: Structural and electronic properties of the interface," *Appl. Phys. Lett.*, vol. 82, no. 12, p. 1878, 2003.
- [149] Z. G. Li, L. Liang, A. S. Ionkin, B. M. Fish, M. E. Lewittes, L. K. Cheng, and K. R. Mikeska, "Microstructural comparison of silicon solar cells' front-side Ag contact and the evolution of current conduction mechanisms," *J. Appl. Phys.*, vol. 110, no. 7, p. 74304, 2011.
- [150] H. Morita, M. Miyashita, and A. Masuda, "Moisture ingress rate and route into c-Si PV modules," in *Proc. Photovoltaic Module Reliability Workshop 2014*, 2014, p. 601.
- [151] N. C. Park, W. W. Oh, and D. H. Kim, "Effect of Temperature and Humidity on the Degradation Rate of Multicrystalline Silicon Photovoltaic Module," *Int. J. Photoenergy*, vol. 2013, pp. 1–9, 2013.
- [152] J. Zhu, M. Koehl, S. Hoffmann, K. A. Berger, S. Zamini, I. Bennett, E. Gerritsen, P. Malbranche, P. Pugliatti, A. Di Stefano, F. Aleo, D. Bertani, F. Paletta, F. Roca, G. Graditi, M. Pellegrino, O. Zubillaga, F. J. C. Iranzo, A. Pozza, T. Sample, and R. Gottschalg, "Changes of solar cell parameters during damp-heat exposure," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 24, no. 10, pp. 1346–1358, Oct. 2016.
- [153] M. Koehl, M. Heck, and S. Wiesmeier, "Modelling of conditions for accelerated lifetime testing of Humidity impact on PV-modules based on monitoring of climatic data," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 99, pp. 282–291, Apr. 2012.
- [154] M. D. Kempe and J. H. Wohlgemuth, "Evaluation of temperature and humidity on PV

- module component degradation,” in *Proc. IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2013, pp. 0120–0125.
- [155] P. Hülsmann and K.-A. Weiss, “Simulation of water ingress into PV-modules: IEC-testing versus outdoor exposure,” *Sol. Energy*, vol. 115, pp. 347–353, May 2015.
- [156] S. Suzuki, T. Tanahashi, T. Doi, and A. Masuda, “Acceleration of degradation by highly accelerated stress test and air-included highly accelerated stress test in crystalline silicon photovoltaic modules,” *Jpn. J. Appl. Phys.*, vol. 55, no. 2, p. 22302, Feb. 2016.
- [157] 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,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 23, no. 11, pp. 1501–1515, Nov. 2015.
- [158] K. Whitfield, A. Salomon, S. Yang, and I. Suez, “Damp heat versus field reliability for crystalline silicon,” in *Proc. 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2012, pp. 001864–001870.
- [159] M. A. Shirakawa, R. Zilles, A. Mocelin, C. C. Gaylarde, A. Gorbushina, G. Heidrich, M. C. Giudice, G. M. B. Del Negro, and V. M. John, “Microbial colonization affects the efficiency of photovoltaic panels in a tropical environment,” *J. Environ. Manage.*, vol. 157, pp. 160–167, Jul. 2015.
- [160] J. Tanesab, D. Parlevliet, J. Whale, T. Urmee, and T. Pryor, “The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone,” *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 147–157, Oct. 2015.
- [161] E. S. Kumar, D. B. Sarkar, and D. K. Behera, “Soiling and Dust Impact on the Efficiency and the Maximum Power Point in the Photovoltaic Modules,” *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 2, no. 2, pp. 1–5, 2013.
- [162] DEWA, “Soiling effect of PV modules,” 2016. [Online]. Available: <https://www.dewa.gov.ae/en/about-dewa/news-and-media/press-and-news/latest-news/2016/04/dewa-organises-soiling>. [Accessed: 17-Mar-2017].
- [163] “PV Quality Assurance Task Force (PVQAT), Task Group 12 ‘Soiling and Dust.’” [Online]. Available: <http://www.pvqat.org/project-status/task-group-12.html>. [Accessed: 16-Dec-2016].
- [164] S. C. S. Costa, A. S. A. C. Diniz, and L. L. Kazmerski, “Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: Literature review update for 2012–2015,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 63, pp. 33–61, Sep. 2016.
- [165] W. Herrmann, “Time evolution of PV soiling loss at test locations in different climates,” in *Workshop on “Soiling Effect on PV Modules,”* 2016.
- [166] E. Klimm, L. Ost, B. Spiegelhalter, and K.-A. Weiss, “Tests of functional coatings on glass adapted to extreme - arid and maritime - climatic conditions for solar energy systems,” in *Proc. IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–5.
- [167] E. Klimm, T. Lorenz, and K.-A. Weiss, “Can anti-soiling coating on solar glass influence the degree of performance loss over time of PV module drastically,” in *Proc. 28th EUPVSEC*, 2013, pp. 3099–3102.
- [168] “Photovoltaic (PV) module performance testing and energy rating – Spectral responsivity, incidence angle and module operating temperature measurements.” IEC 61853-2:2016,

2016.

- [169] "IEC 61215:2006, Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval." .
- [170] Z. A. Darwish, H. A. Kazem, K. Sopian, M. A. Al-Goul, and H. Alawadhi, "Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 735–744, Jan. 2015.
- [171] R. Appels, B. Lefevre, B. Herteleer, H. Goverde, A. Beerten, R. Paesen, K. De Medts, J. Driesen, and J. Poortmans, "Effect of soiling on photovoltaic modules," *Sol. Energy*, vol. 96, pp. 283–291, Oct. 2013.
- [172] S. Noack-Schönmann, O. Spagin, K.-P. Gründer, M. Breithaupt, A. Günter, B. Muschik, and A. A. Gorbushina, "Sub-aerial biofilms as blockers of solar radiation: spectral properties as tools to characterise material-relevant microbial growth," *Int. Biodeterior. Biodegradation*, vol. 86, pp. 286–293, Jan. 2014.
- [173] H. Berberoglu, L. Pilon, and A. Melis, "Radiation characteristics of *Chlamydomonas reinhardtii* CC125 and its truncated chlorophyll antenna transformants *tla1*, *tlaX* and *tla1-CW+*," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 22, pp. 6467–6483, Nov. 2008.
- [174] E. Lee, R.-L. Heng, and L. Pilon, "Spectral optical properties of selected photosynthetic microalgae producing biofuels," *J. Quant. Spectrosc. Radiat. Transf.*, vol. 114, pp. 122–135, Jan. 2013.
- [175] N. R. Moheimani, "Long-term outdoor growth and lipid productivity of *Tetraselmis suecica*, *Dunaliella tertiolecta* and *Chlorella* sp (Chlorophyta) in bag photobioreactors," *J. Appl. Phycol.*, vol. 25, no. 1, pp. 167–176, Feb. 2013.
- [176] A. Sayyah, M. N. Horenstein, and M. K. Mazumder, "Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels," *Sol. Energy*, vol. 107, pp. 576–604, Sep. 2014.
- [177] D. K. Prasad and M. Snow, "Examples of successful architectural integration of PV: Australia," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 12, no. 6, pp. 477–483, Sep. 2004.
- [178] R. Hammond, D. Srinivasan, A. Harris, K. Whitfield, and J. Wohlgemuth, "Effects of soiling on PV module and radiometer performance," in *Proc. Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1997, pp. 1121–1124.
- [179] J. Solórzano and M. A. Egido, "Automatic fault diagnosis in PV systems with distributed MPPT," *Energy Convers. Manag.*, vol. 76, pp. 925–934, Dec. 2013.
- [180] R. R. Hernandez, S. B. Easter, M. L. Murphy-Mariscal, F. T. Maestre, M. Tavassoli, E. B. Allen, C. W. Barrows, J. Belnap, R. Ochoa-Hueso, S. Ravi, and M. F. Allen, "Environmental impacts of utility-scale solar energy," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 766–779, Jan. 2014.
- [181] L. A. Lamont and L. El Chaar, "Enhancement of a stand-alone photovoltaic system's performance: Reduction of soft and hard shading," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 4, pp. 1306–1310, Apr. 2011.
- [182] M. C. Peel, B. L. Finlayson, and T. A. McMahon, "Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification," *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, vol. 11, no. 5, pp. 1633–1644, Oct. 2007.
- [183] I. Kaizuka, R. Kurihara, H. Matsukawa, G. Masson, S. Nowak, S. Orlandi, and M. Brunisholz, "Trends 2014 in photovoltaic applications," IEA PVPS, 2014.

- [184] R. Dubey, S. Chattopadhyay, V. Kuthanazhi, J. John, C. Solanki, A. Kottantharayil, B. Arora, K. Narasimhan, V. Kuber, and J. Vasi, "All-India India Survey of Photovoltaic Module Degradation : 2013," Mumbai, India, 2013.
- [185] S. Djordjevic, D. Parlevliet, and P. Jennings, "Detectable faults on recently installed solar modules in Western Australia," *Renew. Energy*, vol. 67, pp. 215–221, Jul. 2014.
- [186] C. E. Packard, J. H. Wohlgemuth, and S. R. Kurtz, "Development of a visual inspection data collection tool for evaluation of fielded PV module condition," 2012.
- [187] A. Jacobson, D. Kammen, R. Duke, and M. Hankins, "Field performance measurements of amorphous silicon photovoltaic modules in Kenya," *Sol. Conf.*, pp. 95–100, 2000.
- [188] A. B. Maish, C. Atcitty, S. Hester, D. Greenberg, D. Osborn, D. Collier, and M. Brine, "Photovoltaic system reliability," in *Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference* -, 1997, pp. 1049–1054.
- [189] K. Stokes and J. Bigger, "Reliability, cost, and performance of PV-powered water pumping systems: a survey for electric utilities," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 8, no. 3, pp. 506–512, 1993.
- [190] K. Kato, "PVResQ!: a research activity on reliability of PV systems from an user's viewpoint in Japan," in *Proc. SPIE 8112, Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems IV*, 2011, p. 81120K–81120K–9.
- [191] A. Skoczek, T. Sample, and E. D. Dunlop, "The results of performance measurements of field-aged crystalline silicon photovoltaic modules," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 17, no. 4, pp. 227–240, Jun. 2009.
- [192] R. J. van der Plas and M. Hankins, "Solar electricity in Africa: a reality," *Energy Policy*, vol. 26, no. 4, pp. 295–305, Mar. 1998.
- [193] S. Kumar, S. C. Bhattacharya, and M. Augustus Leon, "A Survey on PV Systems and Accessories in Asia," in *World Renewable Energy Congress VI*, Brighton, UK: Elsevier, 2000, pp. 860–863.
- [194] E. D. Dunlop, D. Halton, and H. A. Ossenbrink, "20 years of life and more: where is the end of life of a PV module?," in *Proc. Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005.*, pp. 1593–1596.
- [195] L. M. Fraas and L. D. Partain, *Solar cells and their applications*, 2nd ed. Wiley, 2010.
- [196] A. Zaman, D. Parlevliet, M. Calais, S. Djordjevic, S. Pulsford, and R. Passey, "PV System Reliability – Preliminary Findings from the PV Module and System Fault Reporting Website," in *Proc. Asia Pacific Solar Research Conference*, 2014.
- [197] H. Laukamp, K. Kiefer, R. Kaiser, H. Schmidt, and H. Becker, "Reliability Issues in PV Systems - Experience and Improvements," in *Proc. 2nd World Solar Electric Buildings Conference*, pp. 88–94.
- [198] H. Laukamp, T. Schoen, and D. Ruoss, "Reliability Study of Grid Connected PV Systems, Field Experience and Recommended Design Practice," Paris, France, 2002.
- [199] Z. Scheftalovich, "Solar power survey results," 2015. [Online]. Available: <http://www.choice.com.au/reviews-and-tests/household/energy-and-water/solar/solar-power-pv-system-survey-results.aspx>. [Accessed: 20-Feb-2017].

- [200] A. Realini, E. Burà, N. Cereghetti, D. Chianese, and S. Rezzonico, "Mean time before failure of photovoltaic modules (MTBF-PVm)," Annual Report 2002-Swiss Federal Office of Energy, Canobbio, Switzerland, 2002.
- [201] "160815__PV-failure_survey_blank.xlsm," *160815 PV-failure survey blank*, 2016. [Online]. Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=344>. [Accessed: 23-Feb-2017].
- [202] "160815 Explanation PV-failure survey.pdf," *Explanation of the PV-system-survey-sheet*, 2016. [Online]. Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=344>. [Accessed: 23-Feb-2017].
- [203] B. Burger, K. Kiefer, C. Kost, S. Nold, S. Philipps, R. Preu, J. Rentsch, T. Schlegl, G. Stryi-Hipp, G. Willeke, H. Wirth, I. Brucker, A. Häberle, and W. Warmuth, "Photovoltaics Report," Freiburg, Germany, 2016.
- [204] D. C. Jordan, S. R. Kurtz, K. VanSant, and J. Newmiller, "Compendium of photovoltaic degradation rates," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 24, no. 7, pp. 978–989, Jul. 2016.
- [205] J. Berghold, S. Koch, S. Pingel, S. Janke, A. Ukar, P. Grunow, and T. Shioda, "PID: from material properties to outdoor performance and quality control counter measures," in *Proc. SOPHIA Workshop 2016*, 2015, p. 95630A.
- [206] BP, "BP Statistical Review of World Energy June 2016," *Excel workbook*, 2016. [Online]. Available: <http://www.bp.com/content/dam/bp/excel/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-workbook.xlsx>.
- [207] J. Herrmann, K. Slamova, R. Glaser, and M. Köhl, "Modeling the Soiling of Glazing Materials in Arid Regions with Geographic Information Systems (GIS)," *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 715–720, 2014.
- [208] "150121 Documentation of module condition." [Online]. Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=344>. [Accessed: 07-Nov-2016].
- [209] M. Kottek, J. Grieser, C. Beck, B. Rudolf, and F. Rubel, "World Map of the Köppen-Geiger climate classification updated," *Meteorol. Zeitschrift*, vol. 15, no. 3, pp. 259–263, Jul. 2006.
- [210] M. Streib, "Bilder aus meiner Arbeit als Sachverständiger." [Online]. Available: <http://www.gutachten.streib.de/bilder/index.html>. [Accessed: 16-Dec-2016].
- [211] R. Mayfield, "Common Residential PV System Code Violations," *Solar Professional*, , Issue 3.1, 2010. [Online]. Available: http://images.google.de/imgres?imgurl=http%3A%2F%2Fsolarprofessional.com%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Farticles%2Fimages%2F8_AluminumLug.jpg&imgrefurl=http%3A%2F%2Fsolarprofessional.com%2Farticles%2Fdesign-installation%2Fcommon-residential-pv-system-code-vi. [Accessed: 20-Apr-2017].
- [212] S. Chattopadhyay, R. Dubey, V. Kuthanazhi, J. J. John, C. S. Solanki, A. Kottantharayil, B. M. Arora, K. L. Narasimhan, V. Kuber, J. Vasi, A. Kumar, and O. S. Sastry, "Visual Degradation in Field-Aged Crystalline Silicon PV Modules in India and Correlation With Electrical Degradation," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 4, no. 6, pp. 1470–1476, Nov. 2014.
- [213] Y. Hu, V. Y. Gunapati, P. Zhao, D. Gordon, N. R. Wheeler, M. A. Hossain, T. J. Peshek, L. S. Bruckman, G.-Q. Zhang, and R. H. French, "A Nonrelational Data Warehouse for the Analysis of Field and Laboratory Data From Multiple Heterogeneous Photovoltaic Test Sites," *IEEE J. Photovoltaics*, vol. 7, no. 1, pp. 230–236, Jan. 2017.

- [214] Y. Hu, "Temporal Change in the Power Production of Real-world Photovoltaic Systems Under Diverse Climatic Conditions," Western Reserve University, 2017.
- [215] "World Map of the Köppen-Geiger climate classification updated," *Meteorol. Zeitschrift*, vol. 15, no. 3, pp. 259–263, Jul. 2006.
- [216] F. Rubel and M. Kottek, "Observed and projected climate shifts 1901-2100 depicted by world maps of the Köppen-Geiger climate classification," *Meteorol. Zeitschrift*, vol. 19, no. 2, pp. 135–141, Apr. 2010.
- [217] 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," *Meteorol. Zeitschrift*, vol. 20, no. 3, pp. 351–360, Jun. 2011.
- [218] Meteonorm, "Meteonorm Features." [Online]. Available: <http://www.meteonorm.com/en/features%0A>. [Accessed: 01-Feb-2016].
- [219] K. Slamova, "Mapping atmospheric corrosion in coastal regions: methods and results," *J. Photonics Energy*, vol. 2, no. 1, p. 22003, Jun. 2012.
- [220] K. Slamova, J. Wirth, C. Schill, and M. Koehl, "Ultraviolet radiation as a stress factor for the PV-modules - Global approach," in *Proc. IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2013, pp. 1594–1599.
- [221] A. Ndiaye, C. M. F. Kébé, P. A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, and V. Sambou, "Impact of dust on the photovoltaic (PV) modules characteristics after an exposition year in Sahelian environment: The case of Senegal," *Int. J. Phys. Sci.*, vol. 8, no. 21, pp. 1166–1173, 2013.
- [222] C. Schill, S. Brachmann, and M. Koehl, "Impact of soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules," *Sol. Energy*, vol. 112, pp. 259–262, Feb. 2015.
- [223] K. Slamova, C. Schill, J. Herrmann, P. Datta, and C. Wang Chih, "Global Stress Classification System for Materials Used in Solar Energy Applications," in *Living Planet Symposium, ESA-SP Volume 740*, 2016, p. 178.
- [224] C. Peike, S. Hoffmann, I. Dürr, M. Köhl, and K.-A. Weiß, "PV Module Degradation in the Field and in the Lab - How Does It Fit Together?," in *Proc. 29th EUPVSEC*, 2014, pp. 3110–3114.
- [225] S. C. Saunders, *Reliability, Life Testing and the Prediction of Service Lives*. New York, NY: Springer New York, 2007.
- [226] M. Köhl, B. Carlson, G. J. Jorgensen, and A. . Czaderna, *Performance and Durability Assessment Optical Material for Solar Thermal Systems*. Elsevier, 2004.
- [227] P. Lechner, "PID Failure of c-Si and Thin-Film Modules and Possible Correlation with Leakage Currents," in *Proc. NREL PV Module Reliability Workshop*, 2013.
- [228] P. Hacke, K. Terwilliger, S. H. Glick, G. Perrin, J. Wohlgemuth, S. Kurtz, K. Showalter, J. Sherwin, E. Schneller, S. Barkaszi, and R. Smith, "Survey of potential-induced degradation in thin-film modules," *J. Photonics Energy*, vol. 5, no. 1, p. 53083, Dec. 2015.
- [229] T. Berghold and J. Weber, "Potential-induced degradation of thin-film modules: Prediction of outdoor behavior," *Photovoltaics Int.*, vol. 27, 20151.
- [230] N. Shiradkar, E. Schneller, and N. G. Dhere, "Finite element analysis based model to study the electric field distribution and leakage current in PV modules under high voltage bias,"

in *Proc. SPIE 8825*, 2013, p. 88250G.

- [231] P. Borowski and F. Karg, "PID-Free CIGS Thin Film Modules," in *Proc. 29th EUPVSEC*, 2014, pp. 2356–2362.
- [232] P. Manz, V. Wesselak, S. Voswinckel, B. Trautmann, E. Fokuhl, and C. Schmidt, "Leakage current pathways and magnitudes in correlation to PID of CIGS thin film modules," in *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2014, pp. 3194–2199.
- [233] P. Hacke, R. Smith, K. Terwilliger, G. Perrin, B. Sekulic, and S. Kurtz, "Development of an IEC test for crystalline silicon modules to qualify their resistance to system voltage stress," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 22, no. 7, pp. 775–783, Jul. 2014.
- [234] K. W. Jansen and A. E. Delahoy, "A laboratory technique for the evaluation of electrochemical transparent conductive oxide delamination from glass substrates," *Thin Solid Films*, vol. 423, no. 2, pp. 153–160, Jan. 2003.
- [235] T. Weber, J. Berghold, F. Heilmann, M. Roericht, S. Krauter, and P. Grunow, "Test Sequence Development for Evaluation of Potential Induced Degradation on Thin-Film Modules," in *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2013, pp. 3324–3331.
- [236] P. Hacke, R. Smith, S. Kurtz, D. Jordan, and J. Wohlgemuth, "Modeling current transfer from PV modules based on meteorological data," in *Proc. IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 2016, pp. 1083–1089.
- [237] P. Hacke, M. Kempe, K. Terwilliger, S. Glick, N. Call, S. Johnston, S. Kurtz, I. Bennett, and M. Kloos, "Characterization of multicrystalline silicon modules with system bias voltage applied in damp heat," in *Proc. 25th EUPVSEC/ 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 2010, pp. 3760–3765.
- [238] J. A. del Cueto and T. J. McMahon, "Analysis of leakage currents in photovoltaic modules under high-voltage bias in the field," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 10, no. 1, pp. 15–28, Jan. 2002.
- [239] P. Hacke, P. Burton, A. Hendrickson, S. Spataru, S. Glick, and K. Terwilliger, "Effects of photovoltaic module soiling on glass surface resistance and potential-induced degradation," in *Proc. IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2015, pp. 1–4.

부록 A: 영어-한글 용어 비교

acceleration factor	가속 계수
acceleration test	가속시험
acetic acid permeation rate (AATR)	초산 침투율
acid	산
aging	노화, 에이징
amorphous	비정질
angle of incidence (AOI)	입사각
annealing	열처리
antireflection	반사방지
anti-soiling	오염 방지
auto-oxidation	자동 산화
balance of system (BOS)	주변장치
bio film	생물막
browning	갈변
busbar	버스바
charge transfer	전하이동
coactivator	공활성체
crack opening	균열(크랙)열림
creep	연면, 크리프
crosslinking	가교
crystallinity	결정도
daily soiling loss factor (DSLFF)	일간오염 손실인자
damp heat	고온고습
dark	암상태
debond	탈결합
defect	결함
deformation	변형
degradation	열화
degradation rate	열화율
delamination	박리
depletion region	공핍영역
design qualification	설계적격성
detect	탐지하다
dose	선량
dust soiling	먼지오염
edge seal	가장자리 실링
electroluminescence (EL)	전계발광
energy rating	에너지 등급

external quantum efficiency	외부 양자효율
failure	불량
fault	결함
fill factor	충진율
finite element analysis	유한 요소 분석
forward	순방향
FTIR	푸리에 변환 적외 분광분석
gridline	그리드선 (라인)
haze	헤이즈
heliostats	헬리오스타트
hindered amine light stabilizer (HALS)	억제된 아민 광안정제
hot spot	열점
humidity freeze	습도 동결
hydrothermal	열수
hygrothermal	습열
ideality factor	이상계수
infrared (IR) light	적외선
interconnect	상호연결부
irradiance	조사강도
I-V curve	전류-전압 곡선
junction box (JB)	정선 박스
laminate	라미네이트
lamination	라미네이션
leak current	누설전류
metallization	금속 전극
mismatch	미스매치, 불일치
moderate climate	중간 기후
modulus of rupture	파괴계수
moisture	수분, 습기
open-circuit voltage	개방전압
pass/fail	합격/불합격
passivation	부동태화
peeling force	박리력, 벗겨내는 힘
photochemical	광화학
photo-excitable	광여기성
polarity	극성
polarization	분극화
potential induced degradation (PID)	퍼텐셜 유도 열화
pottant	봉지재
potting	포팅

power law	멱법칙
power loss	출력손실
pre-exponential	사전 지수
quenching	담금질
recovery	복구, 회복
regeneration	재생, 복구
reverse	역방향
scanning acoustic microscopy (SAM)	주사음파현미경
service life	서비스 수명
shear stress	전단 응력
short-circuit current	단락전류
sigmoid	S 자 모양
silane	실란
silver acetate	아세트산은
silver carbonate	탄산은
snail tracks (trails)	달팽이자국
softening	연화
spectral response	분광응답
stacking fault	적층결함
standard test condition (STC)	표준시험조건
swimming	측면으로의 움직임
temperate	온대성
thermal cycling	온도 사이클
thermography	서모그래피, 열화상장치
type approval	형식승인
usage period	사용기간
visual inspection	육안검사
void	공동
warped	뒤틀어진
water vapor transmission rate (WVTR)	수증기 통과율
wavy	물결 모양
wear-out	노후성, 마모된
weathered	풍화된
wetness	습윤
yellowing	황변

한글 번역 문의 : khdb52@gmail.com

For further information about the IEA Photovoltaic Power Systems Programme and Task 13 publications, please visit www.iea-pvps.org.



ISBN 978-3-906042-54-1



9 783906 042541 >