

# 해상풍력단지 J-tube 내부 해저 케이블의 온도 변동이 절연 성능에 미치는 영향

이승원 , 최진욱, 권익수, 임진석, 박병배, 김해종

한국전기연구원 전력케이블연구센터

## Effect of Temperature Variations on Insulation Performance of Submarine Cables in the J-Tube of Offshore Wind Farms

Seung-Won Lee, Jin-Wook Choe, Ik-Su Kwon, Jin-Seok Lim, Byung-Bae Park, and Hae-Jong Kim

Power Cable Research Center, Korea Electrotechnology Research Institute, Changwon 51543, Korea

(Received March 28, 2025; Revised April 4, 2025; Accepted April 7, 2025)

**Abstract:** With the expansion of offshore wind farms, research on power cables for delivering electricity from offshore to onshore has become increasingly important. In offshore wind farms, submarine cables are introduced and secured to the platform through J-tube conduits. During this process, the cables are exposed to three distinct thermal profiles: high temperatures in the upper section, temperature fluctuations due to water level changes in the middle section, and low temperatures in the seabed region. This study investigates the impact of thermal variations on the insulation performance of submarine cables. To analyze this effect, accelerated aging tests were conducted on both insulation specimens and actual cables. Additionally, dielectric breakdown tests were performed to quantitatively assess insulation degradation. Experimental results revealed that the insulation performance of the specimens exposed to periodic temperature fluctuations due to water level changes deteriorated by up to 7.5%. Based on these findings, the vulnerable sections of submarine cables in offshore wind farms were identified. Furthermore, this study emphasizes the necessity for monitoring and protective measures to mitigate insulation degradation in these critical regions.

**Keywords:** Offshore wind farm, Cable, J-tube, Aging, Dielectric breakdown

### 1. 서론

해상풍력단지의 확산과 함께 전력을 육상으로 송전하기 위한 전력 케이블의 연구가 활발히 진행되고 있다. 해상풍력단지의 해저 케이블은 J-tube 내부 관을 통해 플랫폼에

✉ Seung-Won Lee; 815lsw@keri.re.kr

Copyright ©2025 KIEEME. All rights reserved.  
This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

인입 및 고정되며, 이 과정에서 다양한 환경적 요인에 노출된다 [1-3]. 특히, J-tube 내부는 온도 변화가 발생하는 특징적인 환경을 형성하며, 상부 영역에서는 공기층에 의해 고온이 유지, 중간 영역에서는 수위 변화에 따라 주기적인 온도 변동이 발생하며, 하부 영역에서는 해저의 저온 환경에 노출된다 [4,5]. 이러한 온도 변동은 케이블 절연체의 장기적인 신뢰성 및 절연 성능에 영향을 미칠 가능성이 높다.

기존 연구에서는 케이블의 절연 열화 원인으로 염수 환경, 전압 스트레스, 기계적 응력 등을 주로 다루어 왔다

[6,7]. 그러나, J-tube 내부의 온도 변동이 절연 내력 저하에 미치는 영향에 대한 연구는 상대적으로 부족한 실정이다. J-tube 내부는 외부 해수와 단절되어 있어 공기가 갇혀 있는 상부 영역에서는 온도가 상승할 가능성이 있으며, 중간 영역에서는 수위 변동에 따라 주기적인 온도 변화가 발생한다. 이러한 환경적 요인은 절연체의 반복적인 수축 및 팽창을 유발하여 미세 균열 형성 및 절연 내력 감소의 원인이 될 수 있다 [8].

본 연구에서는 J-tube 내부의 온도 변동이 해저 케이블 절연체의 성능에 미치는 영향을 분석하기 위해, 시편 및 실제 케이블을 대상으로 열화 시험을 수행하였다. 또한, 절연 성능 저하를 정량적으로 평가하기 위해 절연파괴 시험을 진행하여 절연 내력 저하의 원인을 분석하였다. 실험 결과를 바탕으로 J-tube 내부의 절연 취약 구간을 식별하고, 향후 효과적인 모니터링 및 보호 대책의 필요성을 제안하고자 한다.

## 2. 이론적 배경

### 2.1 해상풍력단지 해저케이블

해상풍력단지용 해저케이블의 구성은 그림 1과 같다. 해상 풍력발전기에서 생성된 전력은 내부망(array cable)을 통해 해상 변전소로 전송되며, 이 전력은 다시 외부망(export cable)을 통해 육상 변전소로 송전된다. 이때, 내부망 및 외부망 케이블은 해상풍력단지의 하부 구조물에 설치된 J-tube 관을 통해 고정된다.

J-tube는 해상 구조물과 케이블 간의 연결을 보호하는 역할을 하며, 해양 환경에서의 외부 충격, 해류, 부식 등으

로부터 케이블을 보호하는 기능을 수행한다.

### 2.2 케이블의 열화 원인

CIGRE TB 636에 의하면, 케이블의 열화에 영향을 미치는 스트레스는 열, 전기 및 환경적 요인으로 구분된다 [9]. 열적 스트레스는 케이블 운전에 따른 부하로 인해 발생하며, 전기적 스트레스는 케이블에 인가되는 전압에 해당한다. 환경적 요인으로는 포설 환경, 예를 들어 수분 침투, 침식, 부식 등이 있다. 해상풍력단지의 J-tube 내부에 설치된 해저케이블은 수위의 상승 및 하강, 공기 층 및 해저 환경으로 인해 서로 다른 온도 프로파일을 가지며, 이에 따라 상이한 열적 스트레스를 받는다. 이러한 온도의 상승 및 하강은 절연체의 팽창 및 수축을 유발하고, 절연체의 분자사슬을 끊어 절연 내력을 저하시킴으로써 케이블의 주요 열화 원인으로 작용할 수 있다.

### 2.3 기존 연구의 한계

그림 2와 같이, J-tube 내부는 수위의 변화, 공기층 및 해수에 노출된 구간 등으로 인해 비균일한 열환경이 형성되며, 이로 인해 케이블 절연체는 상이한 온도 프로파일을 겪게 된다. 이러한 온도 분포는 절연체의 반복적인 팽창 및 수축을 유발하여 분자 구조의 변형과 절연 특성 저하로 이어질 수 있다. 그림에도 불구하고, J-tube 내부 해저케이블이 겪는 비정상적 온도 프로파일이 절연체 열화에 미치는 영향을 정량적으로 분석한 연구는 매우 부족한 실정이다. 이에 본 연구에서는 이러한 현상을 주요한 한계점으로 인식하고, 절연성능 저하에 미치는 영향을 분석하였다.

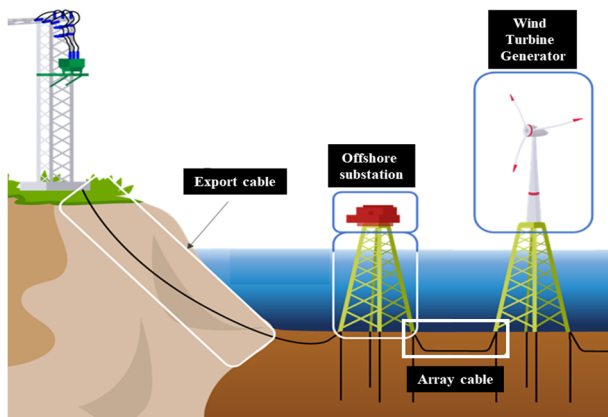


Fig. 1. Submarine cables in offshore wind farms.

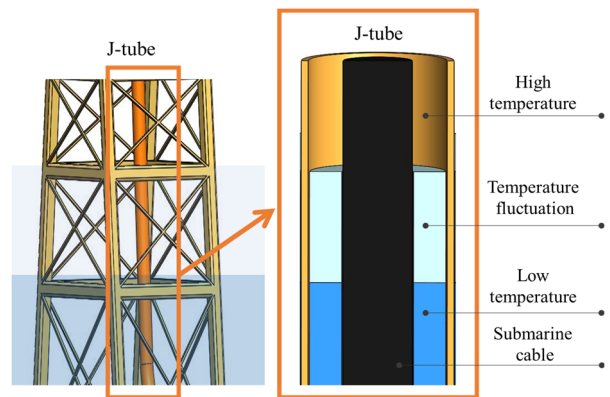


Fig. 2. Temperature of cables in the J-tub.

### 3. 연구 방법

#### 3.1 시험샘플

케이블 열화시험은 두 종류의 시편을 대상으로 수행되었으며, 그림 3 및 4와 같다. 사용된 시편은 66 kV dry type 해저케이블과 22.9 kV CNCV 케이블이다. 열적 열화시험은 오븐을 활용하여 66 kV dry type 해저케이블의 절연체를 대상으로 수행되었으며, 일정 온도 유지와 온도 상승·하강을 반복하는 주기적 부하 조건을 부여하였다. 또한, J-tube 내부에서 발생할 수 있는 온도 불균일 현상을 모사하기 위해 22.9 kV CNCV 케이블을 대상으로 온도 및 전기적 스트레스를 동시에 인가하였으며, 수위의 상승·하강을 구현함으로써 고온 영역, 온도 변동 영역, 저온 영역을 포함하는 복합 환경 조건을 조성하였다.

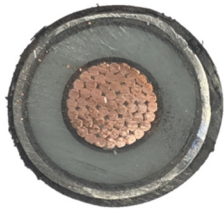

	66 kV dry type cable	22.9 kV CNCV cable
Figure of test samples		
Insulation	XLPE, Thickness: 11 mm	XLPE, Thickness: 6.6 mm
Aging conditions	Thermal aging test	Thermal and electrical combined aging test
	Constant Cycle of Rising and falling	High temperature Temperature fluctuation Low temperature
Evaluation method	AC dielectric breakdown strength	

Fig. 3. Test samples for aging tests.

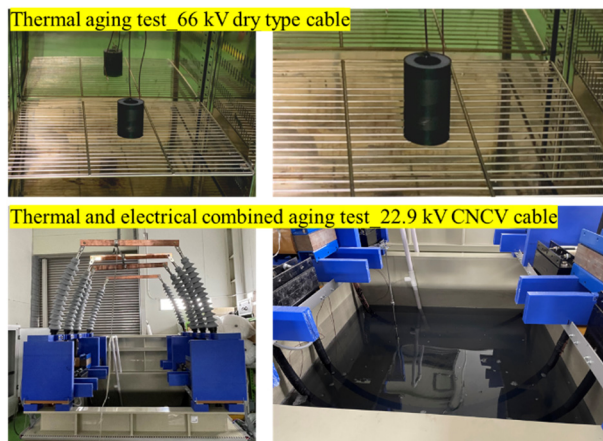


Fig. 4. Aging test of test cables.

#### 3.2 열화 조건

케이블의 온도 불균형이 절연 성능에 미치는 영향을 평가하기 위해, 열적 열화시험과 복합 열화시험을 각각 수행하였으며, 시험은 표 1에 제시된 7가지 조건에서 진행되었다.

IEC 60840에서는 케이블의 주기 부하시험 시 가열 온도 90°C 이상에서 20주기의 시험을 권장하고 있다. 본 연구는 이를 참고하되, 보다 가혹한 열화 조건을 구현하기 위해 최대 온도를 95°C, 최저 온도를 25°C로 설정하고 주기 수를 최대 60까지 확대하였다. 66 kV dry type 케이블 절연체는 95°C 고정 조건과 25~95°C 사이의 온도 상승·하강이 반복되는 주기 조건에서 최대 410시간 동안 열화시험을 수행하였다. 이는 IEC 60840의 주기 부하시험 조건(8시간 가열/16시간 휴식)을 기준으로 약 50주기의 누적 가열 시간에 해당하며, 절연 특성의 변화를 단기간에 가속하여 관찰하기 위한 설정이다. 22.9 kV CNCV 케이블은 전압과 열적 스트레스를 동시에 인가하면서, 95°C 고정, 55~25°C 변동, 25°C 고정의 세 가지 조건에서 총 60주기 시험을 진행하였다.

#### 3.3 절연 특성 측정

열화된 케이블 절연체의 절연 성능을 평가하기 위해 AC 전압 하에서 절연 파괴 강도 시험을 수행하였으며, 해당 시험은 IEC 60243 및 ASTM D149 기준을 준수하여 진행되

Table 1. Aging conditions according to cable type.

No.	Stress	Aging conditions	
1		Unaged	
2	Thermal (66 kV dry type cable)	Constant	95°C, 410 hours
3		Temperature variation	810 cycles (1 cycle = 5 hours On at 95 °C, 5 hours Off at 25°C)
4		Unaged	
5	Thermal and electrical (22.9 kV CNCV cable)	High temperature with 39.6 kV	95°C for 60 cycles (1 cycle = 8 hours On, 16 hours Off)
6		Temperature variation with 39.6 kV	two times over 8 hours with 25°C and 55°C for 60 cycles
7	Low temperature with 39.6 kV	Constant	25°C, 60 cycles

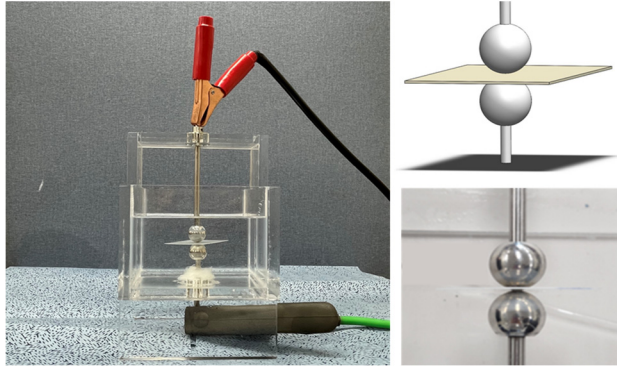


Fig. 5. Measurement of AC breakdown strength.

었다 [10,11]. 시험 중 시험 샘플 표면에서의 방전을 방지하기 위해 실리콘 오일 속에 전극을 담근 상태에서 시험을 수행하였다. 파괴 시험에는 직경 20 Φ의 구대구 전극을 사용하였다. 그림 5는 절연체의 절연파괴강도 측정 사진을 나타낸다.

#### 4. 실험 결과

##### 4.1 열적 열화에 따른 절연 특성 평가

그림 6은 열적 열화시험에 따른 66 kV dry type 케이블의 열화 조건 별 절연파괴강도를 나타낸다.

검정색은 열화 전 절연체의 절연 파괴 강도를 나타내며, 와이블 특성 모수 값은 129.9 kV/mm이다. 파란색은 95°C에서 410시간 동안 일정한 온도를 유지한 절연체의 절연 파괴 강도로, 128.8 kV/mm의 값을 나타낸다. 빨간색은 95°C와 25°C 사이의 온도 상승 및 하강을 반복하는 주기 부하 시험 결과로, 절연 파괴 강도는 122.3 kV/mm로 측정되었다.

##### 4.2 복합 열화에 따른 절연 특성 평가

그림 7은 39.6 kV의 전압을 인가하고 유도 전류를 흘리며 수위를 상승 및 하강시켜 60주기 동안 케이블에 복합적인 스트레스를 가한 22.9 kV CNCV 케이블의 열화 조건별 절연 파괴 강도를 나타낸다.

검정색은 열화 전 절연체의 절연 파괴 강도를 나타내며, 와이블 특성 모수 값은 124.1 kV/mm이다. 파란색은 95°C에서 일정한 온도를 유지한 절연체의 절연 파괴 강도로, 122.7 kV/mm의 값을 나타낸다. 분홍색은 25°C에서 일정

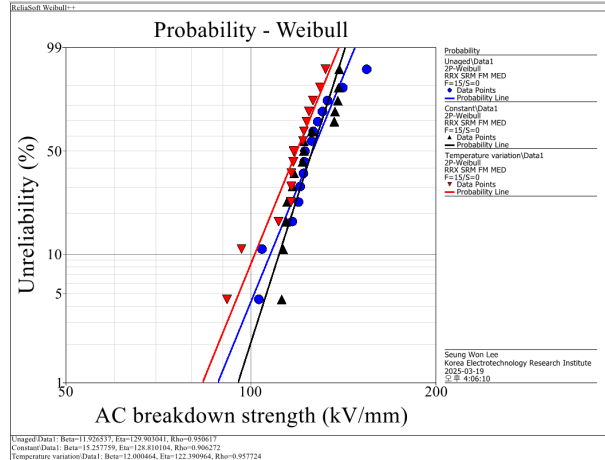


Fig. 6. AC breakdown strength of 66 kV dry type cable insulation after the thermal aging test.

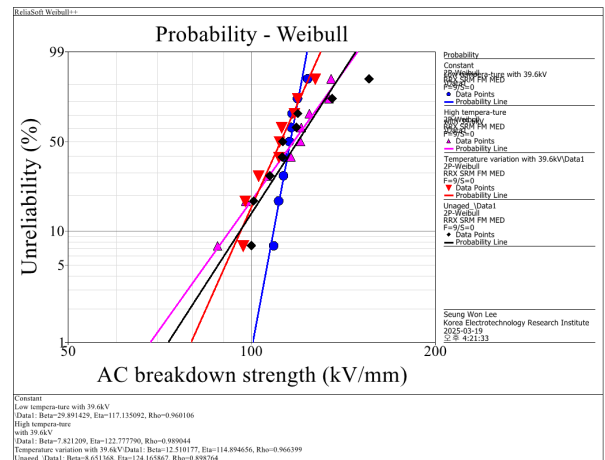


Fig. 7. AC breakdown strength of 22.9 kV CNCV cable insulation after the combined aging test.

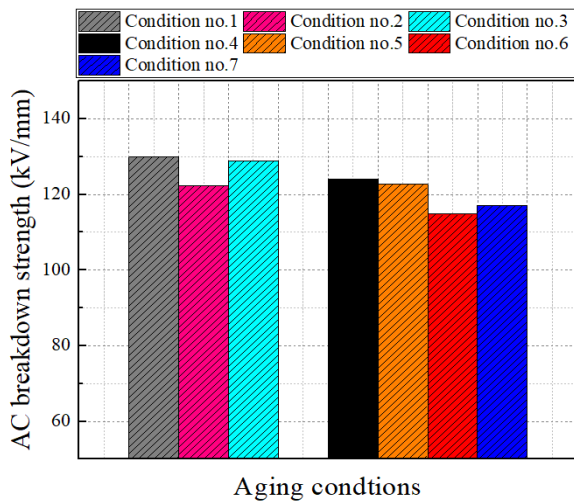
한 온도를 유지한 절연체의 절연 파괴 강도로, 117.1 kV/mm로 나타낸다. 빨간색은 55°C와 25°C 사이의 온도 상승 및 하강을 1주기에 2회 반복하여 수행한 시험 결과이며, 절연 파괴 강도는 114.8 kV/mm로 측정되었다.

##### 4.3 온도 변동에 따른 절연 특성 분석

표 2는 열화시험에 따른 열화 조건별 절연 파괴 강도를 나타낸다. 66 kV dry type 케이블을 대상으로 수행한 열적 열화시험에서도, 온도 상승 및 하강에 의해 온도 불균형이 초래된 2번 조건에서 열화 전 대비 절연 성능이 5.9% 저하되었음이 확인되었다. 또한, 22.9 kV CNCV 케이블을

**Table 2.** Performance degradation after aging.

No.	Aging conditions	Eta (kV/mm)	Degradation (%)	
1	Thermal (66 kV dry type cable)	Unaged	129.9	-
2		Variation (25~95°C)	122.3	5.9
3		Constant (95°C)	128.8	0.9
4	Thermal and electrical (22.9 kV CNCV cable)	Unaged	124.1	-
5		High (95°C)	122.7	1.2
6		Variation (25°C-55°C-25°C-55°C)	114.8	7.5
7		Constant (25°C)	117.1	5.7



**Fig. 8.** AC breakdown strength of cable insulation by aging conditions.

대상으로 한 복합 열화시험에서도, 온도 상승 및 하강에 따른 불균형이 발생한 6번 조건에서 절연 성능이 7.5%로 가장 낮게 나타났다. 그림 8은 7가지 열화 조건별 AC 절연 파괴 강도를 나타낸다.

이러한 결과를 바탕으로, 절연체는 온도 상승 및 하강이 반복되는 주기적 부하 조건에서 절연 성능이 더욱 저하됨을 알 수 있었으며, 이러한 온도 구배가 발생하는 해상풍력단지 J-tube 내부 해저케이블 중 조수간만의 차가 발생하는 구간은 우선적으로 감시 및 감독이 필요함을 시사한다.

## 5. 논의

본 연구에서는 해상풍력단지 J-tube 내부 환경을 모사하여, 온도 변동이 케이블 절연체의 절연 성능에 미치는 영향을 분석하였다.

실험 결과, 일정한 고온 조건(95°C)에서 절연체의 성능 저하는 상대적으로 미미하였으나, 온도 상승과 하강이 반복되는 주기 부하 조건에서는 절연 파괴 강도의 현저한 감소가 관찰되었다. 특히, 66 kV dry type 케이블의 경우, 열화 전 대비 5.9%의 절연 성능 저하가 발생하였고, 22.9 kV CNCV 케이블에서는 최대 7.5%까지 절연 강도가 감소하였다.

이러한 결과는 주기적인 온도 변동이 절연체 내부의 열적 팽창 및 수축을 반복적으로 유도하여, 미세 균열 형성 및 전기적 취약점 발생 가능성을 증가시킨다는 점을 시사한다. 특히, 해상풍력단지의 J-tube 내부는 공기층과 수위 변동으로 인해 상이한 온도 구배가 형성되므로, 이러한 주기적인 온도 변화가 집중적으로 발생할 가능성이 크다.

## 6. 결론

본 연구에서는 해상풍력단지 J-tube 내부에서 발생할 수 있는 온도 변동이 해저케이블 절연체의 절연 성능에 미치는 영향을 실험적으로 분석하였다. 66 kV dry type 및 22.9 kV CNCV 케이블을 대상으로 열적 열화 및 복합 열화시험을 수행한 결과, 주기적인 온도 변화가 절연 파괴 강도의 저하를 유발하는 주요 요인임을 확인하였다.

- 특히, 온도 상승 및 하강을 반복하는 조건에서 최대 7.5%의 성능 저하가 발생하여, 열적 사이클로 인한 반복 응력이 절연체에 미치는 영향을 정량적으로 규명하였다.
- 해당 논문의 결과는 해상풍력단지의 J-tube 내부 중 수위 변화에 따른 온도 변동 구간에서 절연 열화가 집중적으로 발생할 수 있음을 시사하며, 해당 구간에 대한 모니터링 및 보호 대책이 필수적임을 제안한다.

향후 연구에서는 실제 운전 조건에 가까운 실시간 온도 및 전압 인가 기반의 장기 열화 모델링과, 이를 활용한 수명 예측 및 조기 경보 시스템 개발이 필요할 것으로 판단된다.

## ORCID

Seung-Won Lee

<https://orcid.org/0000-0002-7711-1732>

## 감사의 글

이 논문은 2025년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구임 (20213000000020, 해상풍력단지 해저 전력망 구축을 위한 핵심기자재 및 평가 기술 개발).

## REFERENCES

- [1] DNV GL, *RECOMMENDED PRACTICE DNVGL-RP-0360 Subsea Power Cables in Shallow Water*, **2016**, Edition March.
- [2] DNV GL, *RECOMMENDED PRACTICE DNV-RP-J301 Subsea Power Cables in Shallow Water Renewable Energy Applications*, **2016**, Edition February.
- [3] M. Lerch, M. De-Prada-Gil, and C. Molins, *Int. J. Elec. Power Energy Syst.*, **131**, 107128 (2021).  
doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107128>
- [4] R. D. Chippendale, J. A. Pilgrim, K. F. Goddard, and P. Cangy, *IEEE Trans. Power Del.*, **32**, 1721 (2017).  
doi: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2634021>
- [5] L. You, J. Wang, G. Liu, H. Ma, and M. Zheng, *Energies*, **11**, 532 (2018).  
doi: <https://doi.org/10.3390/en11030532>
- [6] Z. Liu, Z. Gao, J. Hao, C. Liu, H. Li, and X. Dai, *Proc. IEEE Electr. Insul. Conf. (IEEE, Calgary, Canada, 2019)* p. 250.  
doi: <https://doi.org/10.1109/EIC.2019.8795023>
- [7] R.S.A. Afia, E. Mustafa, and Z. Á. Tamus, *Proc. 2021 IEEE Int. Conf. Workshop Óbuda Electr. Power Eng. (CANDO-EPE) (IEEE, Budapest, Hungary, 2021)* p. 1.  
doi: <https://doi.org/10.1109/CANDO-EPE53162.2021.9667755>
- [8] S. Li, Y. Ke, L. Xie, Z. Zhao, X. Huang, Y. Wang, and Z. Wang, *e-Polymers*, **23**, 8089 (2023).  
doi: <https://doi.org/10.1515/epoly-2022-8089>
- [9] CIGRE Working Group D1.23, *Diagnostics and Accelerated Life Endurance Testing of Polymeric Materials for HVDC Application*, **2015** (CIGRE, Brochure).
- [10] ASTM, *Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage and Dielectric Strength of Solid Electrical Insulating Materials at Commercial Power Frequencies*, ASTM D149-20, 2020.
- [11] IEC, *Electric Strength of Insulating Materials – Test Methods – Part 1: Tests at Power Frequencies*, IEC 60243-1, 2013.