

## Научная статья

УДК 620.9

DOI: 10/24412/2658-4255-2023-1-45-57



EDN: CYCZTG

## Для цитирования:

Вариводов В.Н., Ковалев Д.И., Голубев Д.В., Елфимов С.А., Жуликов С.С. Технические решения по передаче электроэнергии при высоком напряжении в арктических условиях // Российская Арктика. 2023. Том 5(1). С. 45–57 <https://doi.org/10.24412/2658-4255-2023-1-45-57>

Получена: 20.03.2023  
Принята: 06.04.2023  
Опубликована: 13.04.2023

## For citation:

Varivodov V.N., Kovalev D.I., Golubev D.V., Elfimov S.A., Zhulikov S.S. Technical solutions for the transmission of electricity at high voltage in arctic conditions// Russian Arctic, 2023; Vol 5(1): p.p. 45-57. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2658-4255-2023-1-45-57>

Работа выполнена в рамках Стратегического проекта «Распределенная и возобновляемая энергетика» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» программы стратегического академического лидерства «Приоритет 2030».



## ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ ВЫСОКОМ НАПРЯЖЕНИИ В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

В.Н. Вариводов, Д.И. Ковалев, Д.В. Голубев\*, С.А. Елфимов, С.С. Жуликов

Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Россия

E-mail: \*[golubev\\_dmitry@list.ru](mailto:golubev_dmitry@list.ru)**Аннотация**

В статье рассмотрены основные решения проблем, возникающих при передаче электроэнергии высокого напряжения в условиях Крайнего Севера. Актуальность данной темы связана с высоким стратегическим значением Арктической зоны для Российской Федерации и обеспечением национальной безопасности на период до 2035 года. В рамках данной стратегии необходима разработка и внедрение инженерно-технических решений передачи электрической мощности, обеспечивающих устойчивое функционирование инфраструктуры в экстремальных климатических условиях. Проведен анализ существующих решений передачи электроэнергии в арктической зоне. Для воздушных и кабельных линий электропередачи описаны их конструктивные особенности, условия их эксплуатации, а также особенности прокладки при экстремально низких температурах.

В рамках данной работы выдвинуты предпосылки использования газоизолированных линий, а также токопроводов с литой изоляцией. Определены основные достоинства и недостатки использования рассматриваемого оборудования.

Дальнейшее освоение и развитие арктической зоны будет диктовать более жесткие требования к применяемому оборудованию. Так, с целью снижения диэлектрических потерь при передаче электроэнергии авторами предлагается использование перспективного полимерно-газового токопровода, имеющего возможность эксплуатироваться как в воздушной, так и в водной среде. Проведен численный анализ снижения диэлектрических потерь и значений напряженности электрического поля в полимерно-газовом токопроводе, по сравнению с существующими решениями.

**Ключевые слова:** Арктическая зона, Крайний Север, передача электроэнергии, газоизолированные линии, токопровод, силовой кабель, полимерная изоляция

## TECHNICAL SOLUTIONS FOR THE TRANSMISSION OF ELECTRICITY AT HIGH VOLTAGE IN ARCTIC CONDITIONS

V.N. Varivodov, D.I. Kovalev, D.V. Golubev\*, S.A. Elfimov, S.S. Zhulikov

National Research University «MPEI», Moscow, Russia

E-mail: \*[golubev\\_dmitry@list.ru](mailto:golubev_dmitry@list.ru)**Abstract**

The article considers the main solutions to the problems that arise during the transmission of high voltage electricity in the Far North. The relevance of this topic is associated with the high strategic importance of the Arctic zone for the Russian Federation and ensuring national security for the period up to 2035. Within the framework of this strategy, it is necessary to develop and implement engineering and technical solutions for the transmission of electric power that ensure the stable functioning of the infrastructure in extreme climatic conditions. An analysis of existing solutions for the transmission of electricity in the Arctic zone was carried

out. For overhead and cable power lines, their design features, their operating conditions, as well as the features of laying at extremely low temperatures are described.

Within the framework of this work, the prerequisites for the use of gas-insulated lines, as well as conductors with cast insulation, are put forward. The main advantages and disadvantages of using the considered equipment are determined.

Further exploration and development of the Arctic zone will dictate more stringent requirements for the equipment used. So, in order to reduce dielectric losses during the transmission of electricity, the authors propose the use of a promising polymer-gas conductor, which can be operated both in air and in water. Numerical analysis of reduction of dielectric losses and values of electric field strength in a polymer-gas conductor in comparison with existing solutions has been carried out.

**Keywords:** Arctic zone, Far North, electric power transmission, gas-insulated lines, current line, power cable, polymer insulation

---

## Введение

Роль Арктической зоны в развитии Российской Федерации трудно переоценить. Эта зона обеспечивает добычу более 80% горючего природного газа и 17% нефти (включая газовый конденсат), а Северный морской путь, как транспортный коридор, имеет мировое значение для перевозки грузов, которое будет возрастать с учетом глобального потепления.<sup>1</sup>

В документе со «Стратегией развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечением национальной безопасности на период до 2035 года» важнейшими направлениями развития страны является создание и внедрение технологий, имеющих критически важное значение для освоения Арктики, а также разработка и внедрение инженерно-технических решений, обеспечивающих устойчивое функционирование инфраструктуры в условиях климатических изменений, развитие энергетической инфраструктуры, в том числе замена оборудования, предназначенного для дизельной теплогенерации, оборудованием, использующим иные виды энергетических ресурсов. Конечно, это относится и к технологиям передачи электрической энергии в условиях Крайнего Севера России.

Выбор того или иного способа передачи электроэнергии зависит от различных факторов, в том числе от типа генерации электрической энергии – например, в случае малой распределенной генерации – это могут быть одни технические решения, а при формировании электрической сети от крупных электростанций – другие.

Как отмечено в Стратегии, сегодня слишком высока доля локальной генерации электроэнергии на основе использования экономически неэффективного и экологически небезопасного дизельного топлива. Большинство населенных и промышленных пунктов Арктической зоны России обеспечиваются энергией с помощью отдельных локальных энергоузлов – как правило, дизельных установок. В зоне Российского Севера эксплуатируются более 12 тысяч дизельных электростанций (ДЭС) мощностью от 100 кВт до 3.5 МВт. Поскольку дизельное топливо нужно завозить в труднодоступные районы, то для такого электроснабжения характерна высокая себестоимость энергии. Кроме того, использование дизельного топлива ухудшает экологию этих районов [1].

На Севере России эксплуатируются всего две стационарные атомные станции – Кольская АЭС мощностью 1840 МВт (на ее долю приходится около половины суммарной мощности электростанций Мурманской области) и Билибинская АЭС на Чукотке – сегодня мощностью 36 МВт.

Для снижения расходов и экологических рисков, дизельные электростанции постепенно заменяются на возобновляемые источники энергии (например, ветра, воды и солнца), атомные станции малой мощности (как стационарные, так и мобильные), а также водородные топливные элементы. Малые атомные станции могут быть оборудованы теми же реакторами, что и атомные ледоколы. Принципиальные преимущества атомных станций – в компактной форме сырья и отходов, а также отсутствии

---

1 Указ Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645 "О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года".

выбросов продуктов сгорания. Плавающие атомные станции легко перегоняются в места, где есть потребность в электричестве и горячей воде. Они могут также служить аварийным источником теплоэлектроснабжения и в районах стихийных бедствий.

В таких арктических странах как Канада, Швеция, Норвегия, Финляндия, США (на Аляске) все более широкое применение, помимо малых гидроэлектростанций, находят солнечные электростанции. Повышение эффективности солнечных элементов и качества материалов позволило за два последних десятилетия снизить на 80% затраты на сооружение солнечных установок электроснабжения [2].

Россия обладает колоссальным суммарным потенциалом энергии ветра. Начато освоение этого потенциала - уже сейчас успешно работают ветроэлектростанции на Новой Земле, в Амдерме, на мысе Уэлен, на островах Врангеля, Шмидта, Командорах (остров Беринга).

Современные технологии также значительно повысили эффективность ветроэнергоустановок (ВЭУ). Ветроустановки, как и солнечные электростанции, особенно эффективны в небольших поселениях Севера (рисунок 1), для автономных энергопотребителей, отдаленных от централизованных систем энергоснабжения. Для них энергия ветра и солнца является одним из самых экономичных источников электричества. Ветроустановки могут располагаться и на морском шельфе.



Рисунок 1. Ветроустановки на арктическом побережье

Открытие дешевого и эффективного способа электролиза воды могло бы превратить водород в господствующий энергоноситель в недалеком будущем. Топливные водородные элементы уже сегодня применяются в легковых автомобилях, автобусах, больницах, на военных базах, предприятиях по переработке промышленных стоков. Использование малогабаритных топливных водородных элементов позволит эффективно использовать децентрализованную энергосистему Арктики, поскольку может быть сокращено расстояние между источником энергии и ее потребителем [3].

Сегодня оптимальным вариантом при использовании возобновляемых источников энергии является применение гибридных энергокомплексов, которые состоят из дизельной электростанции, к которой добавляется солнечная или ветровая станция для снижения расхода органического топлива [4].

Электрические сети в северных районах России сегодня формируются в основном на основе силовых кабелей (наземных - при формировании электрических сетей на материке и подводных - при присоединении энергетических объектов на морском шельфе) и воздушных линий электропередач (ЛЭП) переменного тока при номинальном напряжении 110/35/6/0,4 кВ, причем эксплуатация их ведется в экстремальных условиях [5-7]. Обычно расстояние от локальной электростанции до потребителя в этих зонах не превышает 40-50 км, но в отдельных случаях может достигать 100-500 км (например, ЛЭП 110 кВ Певек-Билибино длиной около 500 км). Использование переменного тока приводит к большим потерям мощности в линиях электропередачи и, следовательно, к снижению общей эффективности. Поэтому целесообразным расстоянием применения кабельных передач переменного тока на номинальное напряжение до 110 кВ является дистанция не более 100-150 км. Использование передачи переменного тока на расстояния свыше приведенного значения приводит к значительным потерям в кабелях из-за значительной реактивной составляющей полной мощности, что требует применения компенсаторов этой мощности. Как результат, при больших длинах передачи электроэнергии целесообразно, по мнению некоторых исследователей, применять высоковольтные линии постоянного тока [8-9]. Однако,

учитывая высокую стоимость преобразователей электроэнергии, такое решение следует применять только при тщательном технико-экономическом обосновании.

Природные условия в районах Арктики характеризуются [10,12]:

- штормовым периодом (сентябрь-ноябрь) с высотой волн до 6 м;
- обледенением наземных и подводных конструкций (при расположении объектов на морском шельфе), проводов (рисунок 2);
- порывистым ветром до 36 м/с;
- коротким холодным летом и продолжительным зимним периодом с экстремально низкой температурой воздуха (до минус 50-60 °С);
- тяжелыми ледовыми условиями в зимне-весенний период времени (торошение и сжатие льдов до 3 баллов, образование стационарных ледовых образований, мощные навалы льда на морские стационарные сооружения и берег и т. п.);
- значительными (до 5 м) колебаниями уровня моря;
- вечной мерзлотой грунта.



*Рисунок 2. Иллюстрация обледенения проводов воздушных ЛЭП и их повреждения*

К ЛЭП предъявляются повышенные требования в части фундаментов опор ЛЭП, стойкости к обледенению проводов, ветровым нагрузкам, а также к морозостойкости применяемых материалов (что важно и для силовых кабелей). Надежность и долговечность воздушных линий электропередачи в арктической зоне также зависят от инженерно-геологических, климатических и геокриологических условий местности их строительства. Наличие сильнопучинистых грунтов, формирование просадочных рытвин, термокарст приводят к смещению, деформации фундаментов опор линий электропередачи и к нарушению геометрического состояния конструкции опор, вследствие чего опоры падают. Воздействие ветра, гололеда, изморози и других природных явлений приводят к наиболее частым технологическим нарушениям (межфазные КЗ в результате перехлеста и обрыва проводов) в работе электросетевого комплекса. Перечисленные факторы отрицательно сказываются на функционировании электрических сетей, понижая срок эксплуатации линий электропередачи и надежность электроснабжения.

Так как расчетная температура воздуха в Арктике имеет достаточно низкое значение, то использование сталей, применяемых в других, более мягких по температурному режиму районах, невозможно, так как они теряют свою ударную вязкость при экстремально низких температурах. Все металлические конструкции, устанавливаемые в районах Крайнего Севера, должны быть выполнены из специальных сталей.

Основной отличительной особенностью грунтов района Крайнего Севера является наличие многолетнемерзлых грунтов, занимающих почти половину территории Российской Федерации. Многолетнемерзлые грунты – это такие грунты, которые находятся в мерзлом состоянии в течение ряда лет – от трех и более. Эти грунты характеризуются рядом специфических свойств: сезонным протаиванием верхнего слоя, пучинистостью (увеличением объема грунта при промерзании), просадкой грунтов при сезонных изменениях температуры. Эти особенности затрудняют установку ЛЭП в арктических районах. Для закрепления фундаментов опор линий электропередачи в многолетнемерзлых грунтах используется метод сохранения мерзлого состояния грунтов основания опоры при использовании металлических свайных фундаментов, предназначенных для установки в вечномерзлых грунтах. Для уменьшения воздействия сил пучения на фундаменты применяются следующие мероприятия: распре-

деление нагрузки между фундаментами таким образом, чтобы действующая на него сила пучения не превышала нагрузочную способность сваи на вырывание; уменьшение количества свай и увеличение глубины заглубления каждой из них. Конструктивной особенностью фундамента опор может быть уменьшение сечения его в зоне пучения и увеличение сечения в зоне анкирования – в слое многолетнемерзлого грунта [11].

В настоящее время широкое распространение для арктических районов получают стальные многогранные опоры. Основными преимуществами данных опор являются: установка на металлическую трубу, что наиболее актуально в районах с грунтами, подверженных пучению; хорошие эксплуатационные характеристики; простота конструкции; высокая скорость монтажа, что также актуально при строительстве в северных районах; уменьшение землеотвода под одну опору; транспортабельность; экономичность; долговечность.

Для борьбы с гололедом и изморосью традиционно используются два основных способа. Механический способ заключается в сбивании льда при помощи длинных шестов. Обивка осуществляется боковыми ударами, вызывающими волнообразное колебание провода. Электротермический способ представляет собой профилактический подогрев проводов электрическим током, что обеспечивает предотвращение образования льда, либо плавку электрическим током уже образовавшегося льда. При этом могут быть использованы различные технологии подогрева.

В Арктике целесообразно применение технических решений, где влияние атмосферы и низких температур сведено до минимума. Анализ технических и эксплуатационных характеристик применяемых кабелей показывает, что в случае падения температуры до минус 50°C и ниже оболочка и изоляция из традиционных поливинилхлоридных пластикутов или полиэтилена становятся жесткими и хрупкими – и в условиях низких температур происходит разрушение оболочки в результате растрескивания, что, в конечном итоге, влечет за собой выход кабеля из строя.

В настоящее время специально для арктических условий разработаны силовые кабели с полимерной изоляцией и оболочкой с применением специальных добавок. Благодаря этому их можно смонтировать при отрицательных температурах без дополнительного подогрева [13]. Принципиальная конструкция силовых кабелей с полимерной изоляцией представлена на рисунке 3.

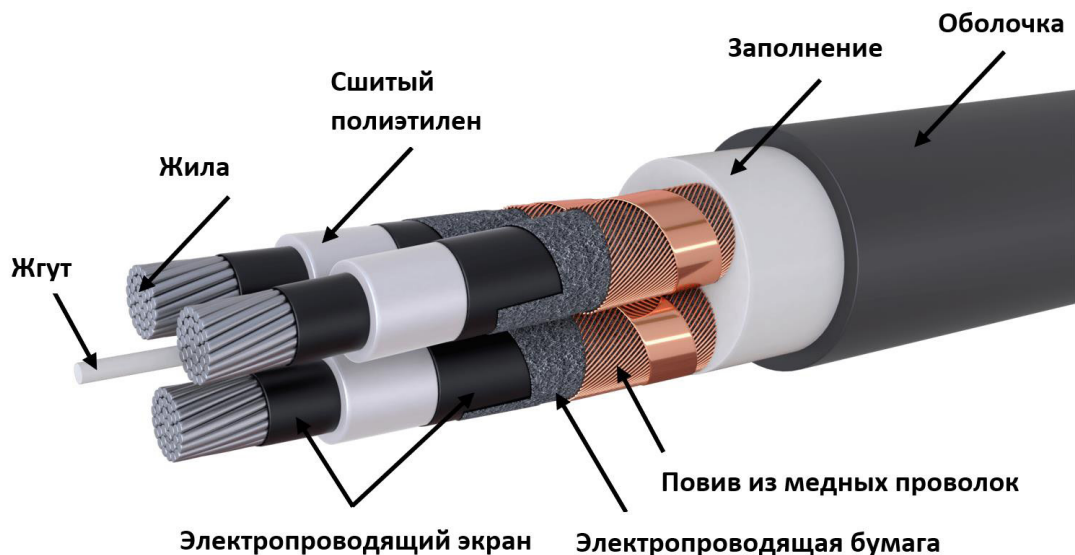


Рисунок 3. Принципиальная конструкция высоковольтных силовых полиэтиленовых кабелей трехфазного исполнения

В маркировке морозостойких кабелей обязательно должны быть буквы ХЛ или УХЛ. Согласно ГОСТ 15150 любой кабель имеет свое климатическое исполнение. Допустимые значения температур для таких исполнений кабелей представлены в Таблице 1.

В районах распространения вечномёрзлых грунтов кабели, проложенные в траншеях, могут подвергаться механическим деформациям вследствие просадки и пучения грунтов, появления трещин, замерзания воды, скопившейся в полостях вокруг кабеля, а также термокарстовых явлений и вымывания грунта при нарушении естественного покрова почвы. Пылеватые грунты, суглинки и глины, сильно насыщенные водой, не являются стабильной средой для прокладки силовых кабелей. При таких грунтах следует отказываться от прокладки кабелей в траншеях.

## Нормальные значения климатических факторов внешней среды

Исполнение изделий	Категория изделий	Значение температуры воздуха при эксплуатации, °С			
		Рабочее		Предельное рабочее	
		верхнее	нижнее	верхнее	нижнее
ХЛ	1; 1.1; 2; 2.1; 3	+40	-60	+45	-70
	3.1	+40	-10	+45	-10
	5; 5.1	+35	-10	+35	-10
УХЛ	1; 1.1; 2; 2.1; 3	+40	-60	+45	-70
	3.1	+40	-10	+45	+10
	4	+35	+1	+40	+1
	4.1	+25	+10	+40	+1
	4.2	+35	+10	+40	+1
	5; 5.1	+35	-10	+35	-10

Проблемой применения силовых кабелей также являются их повышенные диэлектрические потери из-за высокой диэлектрической проницаемости твердых диэлектриков.

Согласно ПУЭ п. 2.3.31 при сооружении кабельных линий в районах многолетней мерзлоты также следует учитывать физические явления, связанные с природой многолетней мерзлоты.<sup>2</sup>

Среди новых способов передачи электроэнергии в арктических условиях перспективными являются применение газоизолированных линий (ГИЛ) и токопроводов специальных конструкций, поскольку в них влияние окружающей атмосферы сведено до минимума. Принципиальная конструкция газоизолированных линий электропередачи приведена на рисунках 4, 5.

Возможны различные варианты исполнения газоизолированных линий передачи [14]:

- с различным профилем токоведущих шин (включая трубчатое исполнение);
- с полностью герметизированной внешней оболочкой и без герметизации;
- с газовой изоляцией воздухом или высокопрочным газом;
- с атмосферным и повышенным давлением газа внутри оболочки;
- с однофазным и трехфазным расположением шин в одной оболочке.



Рисунок 4. Конструкция газоизолированной линии передачи на напряжение 0,4-35кВ с воздушной изоляцией

Основными достоинствами конструкции ГИЛ с воздушной изоляцией по сравнению с воздушными линиями электропередачи являются высокая безопасность эксплуатации, повышенная надежность из-за снижения влияния атмосферы на характеристики изоляции (не влияют ветровые нагрузки, влага, гололед, низкие температуры), не требуются специальные фундаменты при прокладке. Габариты ГИЛ могут быть сокращены путем повышения давления воздуха. Технология прокладки ГИЛ близка к технологии прокладки газопроводов в арктических условиях, которая хорошо освоена. Воздушные ГИЛ на напряжение 0,4-35кВ могут быть использованы при номи-

<sup>2</sup> Правила устройства электроустановок (ПУЭ), Издание 7, 2002

нальных токах от 1600А до 6000А (при естественном охлаждении) и до 30000А (при искусственном охлаждении) [15]. Важным достоинством ГИЛ с воздушной изоляцией является простота и, как результат, достаточно низкая стоимость.

К недостаткам такой конструкции ГИЛ следует отнести сложности ее использования на более высокие классы напряжения (так как электрическая прочность относительно небольших воздушных промежутков оказывается недостаточна для обеспечения надежной эксплуатации). ГИЛ на более высокие классы напряжения (более 35кВ) целесообразно делать с основной изоляцией высокопрочными газами (рисунок 5).

Конструкция ГИЛ с изоляцией высокопрочными газами близка к конструкции герметизированных шинопроводов с воздушной изоляцией. Основное отличие заключается в том, что шинопроводы с изоляцией высокопрочными газами имеют в 2 - 5 раз меньшие радиальные габариты на одно и то же номинальное напряжение, и, соответственно, они работают при существенно больших напряженностях электрического поля. Как результат, влияние металлических частиц внутри объема шинопровода на электрическую прочность изоляции в этом случае существенно выше и необходимо предусматривать специальные ловушки частиц (см. рисунок 5), а резконеоднородные электрические поля должны быть исключены. В качестве основной изолирующей среды в газонаполненных шинопроводах в настоящее время применяется элегаз (шестифтористая сера) или смесь элегаза (20-30%) с азотом [16].

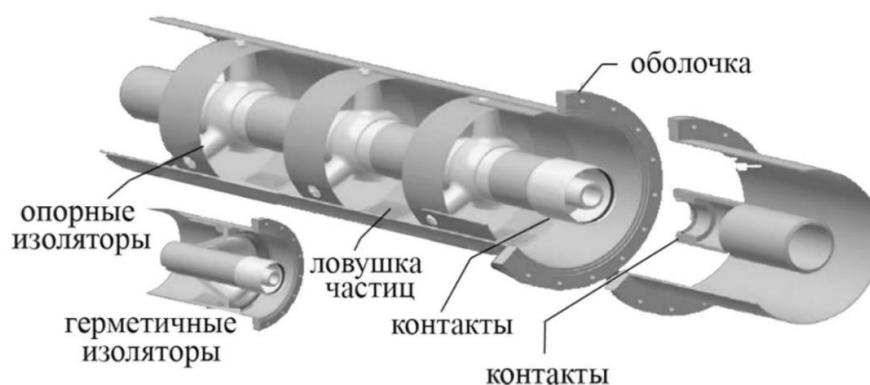
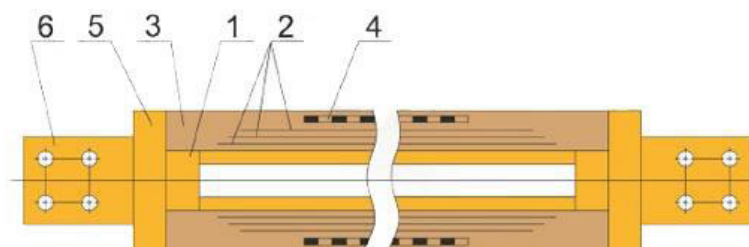


Рисунок 5. Принципиальная конструкция ГИЛ с изоляцией высокопрочными газами на номинальное напряжение 110-1150кВ

Определяющими целесообразность применения ГИЛ с изоляцией высокопрочными газами по сравнению с воздушными и кабельными ЛЭП и кабельными линиями являются такие факторы как независимость ГИЛ от влияния атмосферы, компактность в сочетании с более высокой пропускной способностью.

Альтернативой силовым кабелям для применения в северных районах являются также токопроводы с полимерной изоляцией [17]. Конструктивно токопровод представляет собой комплектное устройство, состоящее из жестких разделенных изоляционными промежутками фазных шин. Для обеспечения электрической прочности узлов соединения отдельных секций в большинстве случаев применяется комбинированная градирированная изоляция (где происходит выравнивание электрического поля с помощью конденсаторных обкладок), позволяющая выводить в воздух концы секций для их болтового соединения (рисунок 6).



- |                                   |                                 |
|-----------------------------------|---------------------------------|
| 1. Токоведущий проводник (Al; Cu) | 4. Заземляющий слой             |
| 2. Полупроводящие слои            | 5. Фланец (Al; Cu)              |
| 3. Изоляционный слой              | 6. Контактная площадка (Al; Cu) |

Рисунок 6. Принципиальная конструкция токопроводов с комбинированной градирированной изоляцией и болтовым соединением отдельных участков шин, где 1 – токоведущий проводник, 2 – полупроводящие слои, 3 – изоляционный слой, 4 – заземляющий слой, 5 – фланец, 6 – контактная площадка

В этих системах изоляции широкое применение нашла RIP (resin impregnated paper) - изоляция, которая состоит из слоев высушенной в вакууме и пропитанной эпоксидной смолой крепированной бумаги. Конденсаторные слои из полупроводящих структур или алюминиевой фольги служат для выравнивания электрического потенциала по толщине изоляции и по поверхности твердого диэлектрика в соединительных муфтах, что и означает градирование изоляции.

Недостатком таких токопроводов является то, что соединение отдельных секций выполнено в воздухе. Это ведет к увеличению радиального размера соединительных муфт, а само градирование изоляции также несколько ухудшает весогабаритные характеристики изоляции.

Такого недостатка лишены токопроводы с композиционной полимерной изоляцией без градирования и конусным соединением отдельных участков шин (рисунок 7) [18], где в местах соединения нет газовой изоляции вообще - вся изоляция является литой, что сокращает радиальные размеры самой изоляции и соединений. Все токоведущие части в подобных токопроводах имеют твердую изоляцию на основе эпоксидной смолы. Высокая электрическая прочность в месте соединения отдельных элементов без выхода в атмосферу обеспечивается высококачественным коническим соединителем с использованием специальных упругих полимерных материалов.

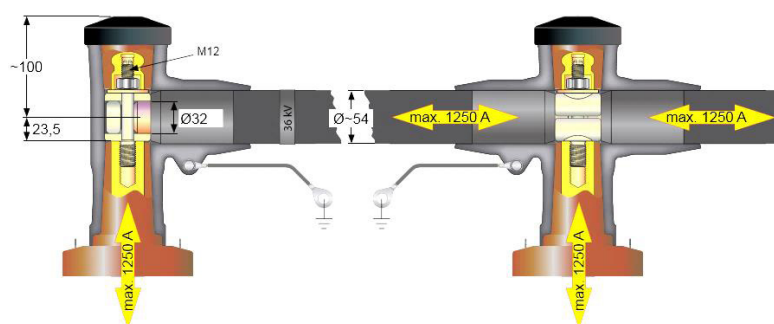


Рисунок 7. Токопроводы с композиционной литой изоляцией, конусным соединением отдельных участков шин и болтовым подключением секций и ответвлений на номинальное напряжение 35кВ

В таких соединительных устройствах корпус изготавливается, как правило, из упругого этиленпропиленового каучука и имеет конические отверстия. В эти конические отверстия вставляются жесткие эпоксидные конуса соседнего соединителя, смежных секций или другого высоковольтного оборудования. Соединение работает в условиях сжатия и, в результате, реализуется сплошная изоляция из твердого диэлектрика без газовых полостей в месте контакта соседних участков шин. Упругость каучука обеспечивает его хорошее облегание эпоксидного конуса и исключает развитие разряда в какой-либо воздушной прослойке.

Наибольшее распространение высоковольтные токопроводы с литой (как правило – эпоксидной) полимерной изоляцией получили на номинальное напряжение 6-35кВ. Номинальный ток в токопроводах может быть существенно выше, поскольку из условия необходимой гибкости кабеля основной его изоляцией являются термопласты, рабочая температура которых ниже, чем у большинства эпоксидных компаундов. Кроме того, токопроводы с литой изоляцией имеют более высокую механическую прочность, меньший возможный минимальный радиус изгиба (иногда это требуется из условия прокладки трассы), лучшую ремонтпригодность – легко заменить поврежденные секции в случае возникновения проблем, а монтаж токопроводов существенно легче.

Кабели, газоизолированные линии и токопроводы с литой изоляцией могут использоваться не только для наземной, но и подводной установки (например, для связи с оффшорными ветровыми электростанциями).

Существенным недостатком как кабелей, так и рассмотренных токопроводов являются высокие диэлектрические потери. Для снижения потерь могут быть использованы токопроводы с комбинированной полимерно-газовой изоляцией (рисунок 8), где газовая изоляция используется для снижения потерь, а полимерная изоляция для повышения электрической прочности. Электрическая прочность одного из самых прочных газов – элегаза - при атмосферном давлении составляет максимально 8,9 кВ/мм, в то время как кратковременная электрическая прочность эпоксидных компаундов находится в диапазоне 15 – 35 кВ/мм [19]. Это означает, что если брать композицию полимеров и газа, то газ следует располагать на периферии электри-



ческого поля коаксиального промежутка (рисунок 9), где напряженность электрического поля в однородной среде может быть в 2-3 раза меньше, чем, например, у внутреннего электрода в коаксиальном промежутке. Кроме того, электрическую прочность элегаза можно значительно увеличивать за счёт повышения давления газа.

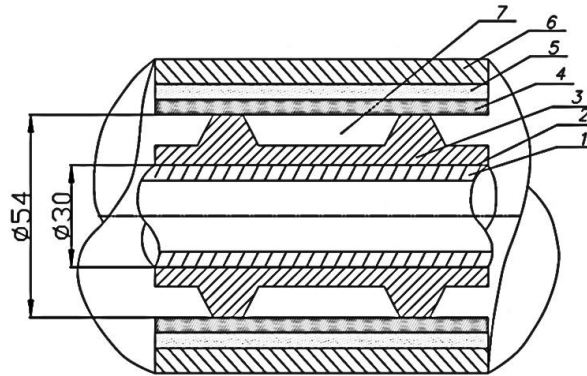


Рисунок 8. Принципиальная конструкция токопроводов с комбинированной полимерно-газовой изоляцией (1 – токоведущая жила; 2 – полупроводящий тонкий слой; 3 – эпоксидная изоляция; 4 – упругий полупроводящий цилиндр из каучука; 5 – слой дополнительной изоляции; 6 – металлическая герметичная оболочка-броня; 7 – элегаз)



Рисунок 9. Структура комбинированной полимерно-газовой изоляции (слева) и традиционной однородной изоляции (справа) в коаксиальном промежутке

Распределение напряженности электрического поля в изоляционных слоях можно рассчитать с помощью формул (1) – (3), используя методы численного моделирования:

$$\nabla \cdot J = Q_{j,v} \tag{1};$$

$$J = \sigma \cdot E + j \cdot \omega \cdot D + J_e \tag{2};$$

$$E = - \nabla \varphi \tag{3},$$

где  $J$  - плотность тока [А/м<sup>2</sup>];

$J_e$  - плотность тока внешнего источника (индуцированные токи, генерируемые в материале внешними источниками электрического поля)[А/м<sup>2</sup>];

$\sigma$  - удельная проводимость [См/м];

$Q_{j,v}$  - объемная плотность тока источника, расположенного внутри выбранного объема [А/м<sup>3</sup>] (данный параметр является необходимым при численном моделировании, используя метод конечных элементов, и в приближенном значении принимается равным 0 А/м<sup>3</sup>);

$E$  - вектор напряженности ЭП [В/м];

$D$  - вектор электрического смещения (электрическая индукция) [Кл/м<sup>2</sup>];

$\varphi$  - потенциал электрического поля [В];

$\omega$  - угловая частота [рад/с];

$j$  - мнимая единица.

На рисунке 10 представлена иллюстрация расчёта напряженности электрического поля (кривая 2) в коаксиальном промежутке с радиусом внутреннего электрода 15 мм и внешнего радиуса 30 мм при воздействии напряжения 200 кВ (что соответствует испытательному напряжению при воздействии грозового импульса оборудования на номинальное напряжение 35 кВ). Максимальная напряженность в этом случае составила около 23 кВ/мм, минимальная – примерно 5 кВ/мм, а средняя напряженность – 13,3 кВ/мм.

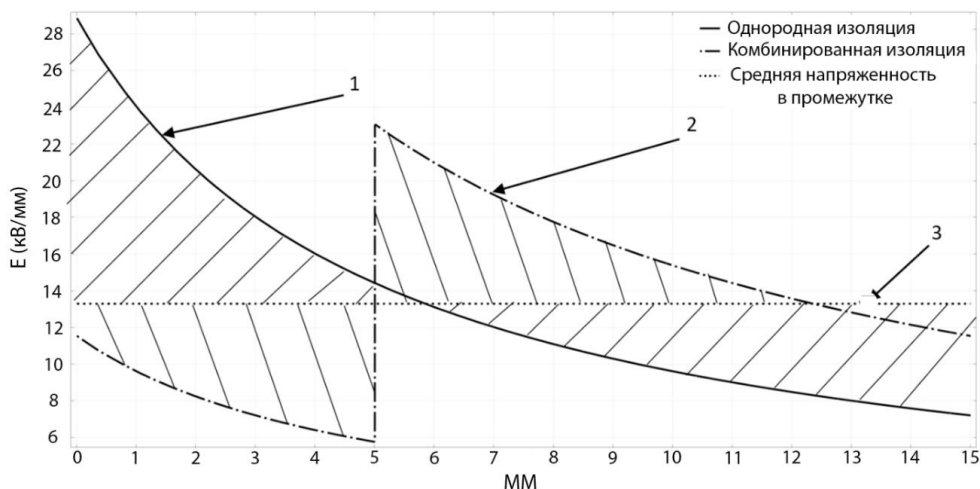


Рисунок 10. Распределение напряженности электрического поля в коаксиальном промежутке с радиусом внутреннего электрода 15 мм и внешнего электрода 30 мм с однородной изоляцией (1) и комбинированной полимерно-газовой изоляцией (2) с расположением газа на периферии электрического поля (вблизи оболочки), где (3) - средняя напряженность в промежутке

Обеспечить необходимую электрическую прочность (22 – 23 кВ/мм) в элегазе можно при абсолютном давлении около 2,4 атм. Несколько снизить напряжённость в газе, и соответственно, увеличить напряжённость поля в твёрдом диэлектрике возможно изменяя толщину твёрдого диэлектрика.

Величина диэлектрических потерь определяется по следующей формуле:

$$P_d = \omega C_x U^2 \operatorname{tg} \delta \quad (4),$$

где  $\omega$  – угловая частота, рад/с;

$C_x$  – емкость диэлектрика, Ф;

$U$  – напряжение сети, В;

$\operatorname{tg} \delta$  – тангенс угла диэлектрических потерь.

При этом тангенс угла диэлектрических потерь равен:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{1}{\omega \varepsilon_0 \varepsilon \rho_v}, \quad (5),$$

где  $\varepsilon_0$  – диэлектрическая постоянная,  $\varepsilon$  – относительная диэлектрическая проницаемость среды,  $\rho_v$  – удельное объемное сопротивление диэлектрика, Ом·м.

Емкость диэлектрика можно определить на основании его характеристик:

$$C_x = \frac{\varepsilon_0 \varepsilon S}{d}, \quad (6),$$

где  $S$  – площадь пластины коаксиального конденсатора, в виде которого интерпретируется участок линии токопровода, мм,  $d$  – расстояние между пластинами конденсатора, мм.

Из известных выражений (5), (6) можно получить соотношение для диэлектрических потерь в токопроводах с однородной изоляцией  $P_{d1}$  и потерь в токопроводах с полимерно-газовой изоляцией  $P_{d2}$ :

$$\frac{P_{d1}}{P_{d2}} = \frac{P_{d1}}{P_{d21} + P_{d22}}, \quad (7),$$

где  $P_{д1}$  – потери в однородной изоляции,  $P_{д21}$  – потери в полимерной части токопровода,  $P_{д22}$  – потери в газовой части токопровода.

$$\begin{aligned} \frac{P_{д1}}{P_{д2}} &= \frac{\omega C_x U^2 \operatorname{tg} \delta}{\omega C_\Sigma U^2 \operatorname{tg} \delta_\Sigma} = \frac{C_x \operatorname{tg} \delta}{C_\Sigma \operatorname{tg} \delta_\Sigma} = \frac{\frac{\varepsilon_0 \varepsilon_x S}{d_1} \cdot \frac{1}{\omega \varepsilon_0 \varepsilon_x \rho_{v1}}}{\frac{\varepsilon_0 \varepsilon_\Sigma S}{d_{21}} \cdot \frac{\varepsilon_0 \varepsilon_\Sigma S}{d_{22}} \cdot \frac{1}{\omega \varepsilon_0 \varepsilon_\Sigma (\rho_{v1} + \rho_{v2})}} \\ &= \frac{\frac{S}{\omega d_1 \rho_{v1}}}{\frac{\varepsilon_0 \varepsilon_\Sigma S}{d_{21} + d_{22}} \cdot \frac{1}{\omega \varepsilon_0 \varepsilon_\Sigma (\rho_{v1} + \rho_{v2})}} = \frac{(\rho_{v1} + \rho_{v2})(d_{21} + d_{22})}{d_1 \rho_{v1}} \end{aligned}$$

где  $C_\Sigma = C_1 \cdot C_2 / C_1 + C_2$  – емкость полимерного и газового слоя изоляции,  $\operatorname{tg} \delta_\Sigma$  – тангенс угла диэлектрических потерь полимерно-газовой изоляции,  $\varepsilon_x$  – диэлектрическая проницаемость однородной изоляции,  $\varepsilon_\Sigma$  – эквивалентная диэлектрическая проницаемость полимерно-газовой изоляции.

В результате получается следующая формула:

$$\frac{P_{д1}}{P_{д2}} = \frac{(\rho_{v1} + \rho_{v2})(d_{21} + d_{22})}{d_1 \rho_{v1}}, \quad (8),$$

где  $d_1$  – расстояние между пластинами для однородной изоляции,  $d_{21}$  – расстояние между пластинами для полимерной изоляции в токопроводах с полимерно-газовой изоляцией,  $d_{22}$  – расстояние между пластинами для газовой изоляции в токопроводах с полимерно-газовой изоляцией,  $\rho_{v1}$  – удельное объемное сопротивление полимерно-диэлектрика,  $\rho_{v2}$  – удельное объемное сопротивление газового диэлектрика.

В случае, когда толщина полимерной изоляции в токопроводах с полимерно-газовой изоляцией составляет  $d_{21} = 30 - 35$  мм, толщина газового промежутка составляет  $d_{22} = 10 - 15$  мм, а удельное объемное сопротивление полимерного и газового диэлектриков находятся в диапазоне  $\rho_{v1} = 10^{11} - 10^{12}$  Ом·м и  $\rho_{v2} = 10^{13}$  Ом·м, то для однородной изоляции такой же толщины  $d_1 = 40-50$  мм диэлектрические потери в токопроводах с комбинированной изоляцией уменьшатся в 10 раз. Следовательно, изменяя структуру и характеристики комбинированной полимерно-газовой изоляции можно добиться значительного снижения диэлектрических потерь при передаче электроэнергии, сохранив при этом высокие электроизоляционные характеристики.

## Выводы

1. Стратегическими направлениями развития электрических сетей в Арктической зоне Российской Федерации являются создание и внедрение технологий, а также разработка инженерно-технических решений, обеспечивающих устойчивое функционирование инфраструктуры Севера в условиях климатических изменений, в том числе самой энергетической инфраструктуры, с учетом замены оборудования, предназначенного для дизельной электро-теплогенерации, оборудованием, использующим иные виды энергетических ресурсов.

2. Для повышения надежности эксплуатации воздушных линий электропередачи в арктических условиях необходимо применять специальные технические решения в части фундаментов опор ЛЭП, а также конструкции, обладающие стойкостью к обледенению проводов, ветровым нагрузкам, воздействию экстремально низких температур – такие как использование метода сохранения мерзлого состояния грунтов основания опоры; распределение нагрузки между фундаментами таким образом, чтобы действующая на него сила морозного пучения не превышала нагрузочную способность свай на вырывание; уменьшение количества свай и увеличение глубины заглубления каждой из них; использование многогранных опор; механическое или электротермическое удаление льда и измороси с проводов и др.

3. При установке современных силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в условиях Крайнего Севера следует использовать оболочки с применением специальных добавок, исключающих разрушение этих оболочек при экстремально низких температурах, а сами кабели должны быть исполнения ХЛ или УХЛ, причем

целесообразно отказываться от прокладки кабелей в траншеях в условиях пылеватых грунтов, глин и суглинков при возможности насыщения этих грунтов водой.

4. Такие новые, но уже известные технические решения, как газоизолированные линии и токопроводы с литой полимерной изоляцией являются перспективной альтернативой применению в Арктике традиционных ЛЭП и кабелей, поскольку в них влияние окружающей атмосферы сведено до минимума.

5. Перспективным техническим решением по передаче электроэнергии на Крайнем Севере может стать применение нового типа токопроводов с комбинированной полимерно-газовой изоляцией, так как в них, как показывают проведенные расчеты, можно оптимизировать основные технико-экономические характеристики при передаче электроэнергии.

## Список литературы:

1. Агаркова С.А., Богоявленский В.И., Козьменко С.Ю. Глобальные тенденции освоения энергетических ресурсов Российской Арктики. Часть II. Мониторинг освоения арктических энергетических ресурсов // изд. Кольского научного центра РАН. Апатиты. 2019. 177 с.
2. Бердин В.Х., Кокорин А.О., Юлкин Г.М., Юлкин М.А. Возобновляемые источники энергии в изолированных населённых пунктах Российской Арктики. // Всемирный фонд дикой природы (WWF). 2017. 80 с.
3. Крутиков А.В., Смирнова О.О., Бочарова Л.К. Стратегия развития российской Арктики. Итоги и перспективы // Арктика и Север. 2020. №40. С 254-269. DOI: 10.37482/2221-2698.2020.40.254.
4. Zmieva K.A. Problems of Energy Supply in the Arctic Regions. // Russian Arctic. 2020. No. 8. P. 5-12. DOI:10.24411/2658-4255-2020-00001.
5. Nalivaychenko E., Volkov A., Tishkov S. Fuel and energy complex of the Arctic zone of Russia and its transport infrastructure. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 918. 012238. 2020. DOI:10.1088/1757-899X/918/1/012238.
6. Kirsanova N., Lenkovets O., Nikulina A. The role and future outlook for renewable energy in the Arctic zone of Russian Federation. // European Research Studies Journal. 2018. 21, 356-368. DOI: 10.35808/ersj/1262
7. Popel O., Kiseleva S., Morgunova M., Gabderahmanova T., Tarasenko A. The use of renewable energy sources for power supply to consumers in the Arctic zone of the Russian Federation. // Arctic: Ecology and Economy. 2015. 1(17), 64-69.
8. Кабельная продукция в арктических условиях // 22.04.2019, URL: <http://www.zavodkama.ru/news/primenenie-kabelnoj-produkczii-v-arkticheskix-usloviyax> (дата обращения: 10.02.2023).
9. Карпов А.С., Ярошевич В.В., Фастий Г.П. Воздушные линии электропередачи в условиях Арктики, Труды Кольского научного центра РАН. 6(1). 2019.
10. Зарубин А.С. Особенности проектирования и строительства линий электропередач в условиях Крайнего Севера, VIII Всероссийская конференция «Молодёжь и наука», Секция «Энергетика». 2012.
11. Лобанов А.В., Левчук В.О., Кузнецов Р.Г. Применение морозостойких кабелей в арктических условиях. <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/2106/>. 2014.
12. Саунаваара Ю. Арктические подводные коммуникационные кабели и региональное развитие северных территорий // Арктика и Север. 2018. № 32. С. 63-81. DOI 10.17238/issn2221-2698.2018.32.63. EDN YLBIGD.
13. Middleton A., Bjorn R. Geopolitics of Subsea Cables in the Arctic, 2022.
14. Koch H Gas Insulated Lines (GIL), 2019 10.1007/978-3-319-49574-3\_27.
15. Pleşa I., Notingher P.V., Schlögl S., Sumereder. C., Muhr. M. Properties of Polymer Composites Used in High-Voltage Applications. Polymers 2016, 8, 173. <https://doi.org/10.3390/polym8050173>.
16. Вариводов В.Н., Ковалев Д.И., Голубев Д.В., Воронкова Е.М. Технические решения по снижению диэлектрических потерь электроэнергии в токопроводах при ее передаче от офшорных ветровых электростанций // Электрические станции. 2023. №1. С 42-49. DOI: 10.34831/EP.2023.1098.1.007.
17. Sun J. Development Status of High Voltage Insulation Technology. Journal of Physics: Conference Series. 2020, 1549. 052001. 10.1088/1742-6596/1549/5/052001.
18. Varivodov V.N., Kovalev D.I., Timofeev A.M., Krupenin N.V. Application of shielded solid insulation for the complete switchgears at high voltage, Modern Power Systems (MPS), 2017 International Conference, IEEE Publisher, 6-9 June 2017, Cluj-Napoca, Romania.

**References:**

1. Agarkova S.A., Bogoyavlenskij V.I., Koz'menko S.YU. Global'nye tendencii osvoeniya energeticheskikh resursov Rossijskoj Arktiki. CHast' II. Monitoring osvoeniya arkticheskikh energeticheskikh resursov // izd. Kol'skogo nauchnogo centra RAN. Apatity, 2019, 177 p. (In Russ.).
2. Berdin V.H., Kokorin A.O., YUlkin G.M., YUlkin M.A. Vozobnovlyaemye istochniki energii v izolirovannyh naselyonnyh punktah Rossijskoj Arktiki. // Vsemirnyj fond dikoj prirody (WWF), 2017. 80 p. (In Russ.).
3. Krutikov A.V., Smirnova O.O., Bocharova L.K. Strategiya razvitiya rossijskoj Arktiki. Itogi i perspektivy // Arktika i Sever, 2020, no. 40, pp. 254-269. DOI: 10.37482/2221-2698.2020.40.254. (In Russ.).
4. Zmieva K.A. Problems of Energy Supply in the Arctic Regions. // Russian Arctic. 2020. No. 8. Pp. 5-12. DOI:10.24411/2658-4255-2020-00001. (In Russ.).
5. Nalivaychenko. E., Volkov A., Tishkov. S. Fuel and energy complex of the Arctic zone of Russia and its transport infrastructure. // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 918. 012238. 2020. DOI:10.1088/1757-899X/918/1/012238. (In Russ.).
6. Kirsanova N., Lenkovets O., Nikulina A. The role and future outlook for renewable energy in the Arctic zone of Russian Federation. // European Research Studies Journal. 2018, 21, 356-368. DOI: 10.35808/ersj/1262
7. Popel O., Kiseleva S., Morgunova M., Gabderahmanova T., Tarasenko A. The use of renewable energy sources for power supply to consumers in the Arctic zone of the Russian Federation. // Arctic: Ecology and Economy, 2015, 1(17), 64-69.
8. Kabel'naya produkciya v arkticheskikh usloviyah // 22.04.2019, URL: <http://www.zavodkama.ru/news/primenenie-kabelnoj-produkczii-v-arkticheskix-usloviyah> (date of the application: 10.02.2023). (In Russ.).
9. Karpov A.S., YArOshevich V.V., Fastij G.P., Vozdushnye linii elektroperedachi v usloviyah Arktiki, Trudy Kol'skogo nauchnogo centra RAN, 6(1), 2019. (In Russ.).
10. Zarubin A.S. Osobennosti proektirovaniya i stroitel'stva linij elektroperedach v usloviyah Krajnego Severa, VIII Vserossijskaya konferenciya «Molodyozh' i nauka», Sekciya «Energetika», 2012. (In Russ.).
11. Lobanov A.V., Levchuk V.O., Kuznecov R.G. Primenenie morozostojkikh kabelej v arkticheskikh usloviyah. <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/2106/>, 2014. (In Russ.).
12. Saunavaara YU. Arkticheskie podvodnye kommunikacionnye kabeli i regional'noe razvitie severnyh territorij // Arktika i Sever. 2018, no. 32, pp. 63-81. DOI 10.17238/issn2221-2698.2018.32.63. EDN YLBIGD. (In Russ.).
13. Middleton A., Bjorn R. Geopolitics of Subsea Cables in the Arctic. 2022.
14. Koch H Gas Insulated Lines (GIL), 2019 10.1007/978-3-319-49574-3\_27.
15. Pleşa I., Noţingher P.V., Schlögl S., Sumereder. C., Muhr. M. Properties of Polymer Composites Used in High-Voltage Applications. Polymers 2016, 8, 173. <https://doi.org/10.3390/polym8050173>.
16. Varivodov V.N., Kovalev D.I., Golubev D.V., Voronkova E.M. Tekhnicheskie resheniya po snizheniyu dielektricheskikh poter' elektroenergii v tokoprovodah pri ee peredache ot ofshornyh vetrovyh elektrostancij // Elektricheskie stancii, 2023, no. 1, pp. 42-49. DOI: 10.34831/EP.2023.1098.1.007. (In Russ.).
17. Sun J. Development Status of High Voltage Insulation Technology. Journal of Physics: Conference Series. 2020, 1549. 052001. 10.1088/1742-6596/1549/5/052001.
18. Varivodov V.N., Kovalev D.I., Timofeev A.M., Krupenin N.V. Application of shielded solid insulation for the complete switchgears at high voltage, Modern Power Systems (MPS), 2017 International Conference, IEEE Publisher, 6-9 June 2017, Cluj-Napoca, Romania.