

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уфимский государственный авиационный технический университет»

На правах рукописи

**ЕЛИЗАРЬЕВ Артем Юрьевич**

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ  
ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ  
В УСЛОВИЯХ ГОЛОЛЕДНЫХ НАГРУЗОК**

05.14.02 Электрические станции и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор  
Исмагилов Флюр Рашитович

УФА – 2017

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. Анализ комплексов по борьбе с гололедообразованием на воздушных линиях электропередачи .....	18
1.1. Состав комплексов по борьбе с гололедообразованием на воздушных линиях электропередачи .....	18
1.2. Районирование территории РБ по толщине стенки гололеда .....	20
1.3. Методы удаления гололеда с проводов ВЛ.....	22
1.4. Методы мониторинга гололеда на проводах ВЛ .....	38
1.5. Постановка задач исследования .....	44
Выводы .....	44
ГЛАВА 2. Разработка систем, входящих в состав комплекса по борьбе с гололедом .....	46
2.1. Исследования по районированию территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов .....	46
2.2. Разработка системы плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный.....	63
2.3. Моделирование схемы плавки наложением постоянного тока.....	68
Выводы и результаты.....	73
ГЛАВА 3. Экспериментальные исследования системы плавки гололеда без отключения потребителей.....	75
3.1. Описание экспериментальной установки .....	75
3.2. Результаты экспериментальных исследований системы плавки гололеда без отключения потребителей .....	76
Выводы и результаты.....	79

ГЛАВА 4. Разработка систем контроля гололедной нагрузки на провода ВЛ.....	80
4.1. Разработка системы контроля гололедно-ветровых нагрузок на провода и грозозащитные тросы ВЛ.....	80
4.2. Разработка комплексной системы контроля гололедно-ветровых нагрузок на ВЛ.....	96
Выводы и результаты.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	104
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	106
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	107
Приложение А Многолетняя статистика отключений ВЛ 35–110 кВ ООО «Башкирэнерго».....	118
Приложение Б Многолетняя статистика наблюдений пляски на ВЛ 6-500 кВ ООО «Башкирэнерго».....	122
Приложение В Экономические показатели внедрения системы плавки гололеда без отключения потребителей .....	124
Приложение Г Места установки СКГН на проводах ВЛ 35–110 кВ ООО «Башкирэнерго».....	129
Приложение Д Руководство по настройке и эксплуатации системы контроля гололедно-ветровых нагрузок .....	134
Приложение Е Оценка экономического эффекта проекта реализации комплексной системы мониторинга гололедообразования.....	172
Приложение Ж Документы об использовании результатов работы.....	176

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы

Значительная доля устойчивых отключений воздушных линий электропередачи (ВЛ) вызваны климатическими воздействиями: грозowymi перенапряжениями, ветровыми и гололедными нагрузками, наводнениями и пр., при этом гололедные, ветровые нагрузки и их совместные действия являются причинами наиболее тяжелых последствий от технологических нарушений на ВЛ.

Гололедно-изморозевые отложения (ГИО) на проводах являются одной из основных внешних механических нагрузок, оказывающей существенное воздействие на воздушные линии (ВЛ), следовательно, влияющей на их технико-экономические показатели. Так, в зависимости от толщины стенки гололеда стоимость строительства и эксплуатации ВЛЭП может различаться в несколько раз. С другой стороны, недоучет нагрузок приводит к снижению надежности ВЛ в ходе ее эксплуатации, что неизбежно вызывает перебои и срывы в их функционировании и, как следствие, увеличение затрат на ремонт и восстановительные работы [28, 40].

В последние годы на разных территориях Российской Федерации, а также за рубежом [90] происходило значительное количество аварий в электрических сетях, вызванные воздействием интенсивных гололедно-ветровых нагрузок и ледяных дождей.

Вот краткий перечень основных масштабных аварийных происшествий. 16–18 ноября 2013 г. в Ленинградской области обесточены дома 33 тыс. жителей, в Тверской, Архангельской областях, Карелии обесточено 76 районов. 25–27 ноября 2013 г. в регионах Центрального федерального округа (Московская, Костромская, Смоленская, Тверская обл.) нарушено энергоснабжение более 100 тыс. жителей, в Дальневосточном федеральном округе (о. Сахалин, Приморский край, Еврейская автономная область) – 28,5 тыс. жителей. 2–5 декабря 2013 г. на Алтае, в Кемеровской, Новосибирской областях, Красноярском крае, Хакасии остались без энергоснабжения более 25 тыс. жителей. 13–15 декабря

2013 г. из-за ледяных дождей нарушено энергоснабжение 50 населенных пунктов в Ленинградской области, 500 населенных пунктов в Тверской области, 600 населенных пунктов в Ярославской области, в Архангельской области без электроэнергии остались 40 тыс. жителей. 21–24 января 2014 г. из-за ледяных дождей лишились энергоснабжения 150 тыс. жителей Краснодарского, Ставропольского краев и Адыгеи. 25–27 апреля 2014 г. оказалось нарушено энергоснабжение из-за обледенения и обрывов проводов ВЛ в Свердловской области (30 тыс. жителей) и в Челябинской области (16 тыс. жителей).

16–18 ноября 2013 г. в Финляндии, Швеции и Норвегии было нарушено энергоснабжение более 180 тыс. домов. В США 17–19 ноября и 22–23 ноября 2013 г. в нескольких штатах Западного побережья нарушено энергоснабжение более 400 тыс. жителей. В канун рождественских праздников 23–34 декабря 2013 г. в Канаде из-за ледяных дождей обесточено 500 тыс. жителей, в США – 400 тыс. жителей, погибло 7 человек. 12–14 февраля 2014 г. из-за ледяных дождей и мокрых снегопадов в десятках штатов США обесточено 1,2 млн жителей, погибло 25 человек. 15–16 февраля 2014 г. во Франции из-за урагана «Ула» остались без энергоснабжения более 100 тыс. домов [19, 38, 85].

В настоящее время обледенение проводов можно разделить на четыре группы:

1 группа – обледенения, возникающие в результате сублимации водяного пара. К ним относятся иней и кристаллическая изморозь.

2 группа – обледенения, возникающие в результате осаждения и замерзания переохлажденной воды. К ним относятся зернистая изморозь и гололед.

3 группа – обледенения, возникающие в результате отложения и замерзания мокрого снега.

4 группа – сложное отложение гололеда: несколько слоев изморози и гололеда [31, 62].

К аварийным ситуациям на ВЛЭП также приводят различные виды колебаний проводов. Наиболее распространенными являются вибрация и пляска проводов (далее – пляска).

Пляска – один из наиболее аварийноопасных видов колебаний проводов воздушных линий, вызывается ветром при наличии гололеда на проводе [60, 77]. Имеется информация о случаях, когда ВЛ подвергалась пляски проводов и без наличия гололедных отложений, например, под воздействием косых ветров, направленных под острым углом к проводам ВЛ, при сильных ливневых дождях и т.д. Вместе с тем наиболее часто встречающейся и опасной по своим последствиям является пляска проводов с односторонним гололедом или изморозью при скорости ветра до 90 км/ч и амплитудой до значений равных стреле провеса провода. Поэтому снижение интенсивности пляски до безопасного значения и ее устранение является в настоящее время одной из наиболее актуальных проблем при эксплуатации ВЛ [90].

Пляска проводов на линиях электропередач (ЛЭП) впервые была отмечена за рубежом (США, 1914 г.), привлекла внимание инженеров и ученых в 1928–30 гг. В СССР пляска проводов на ЛЭП впервые была отмечена в 1934 г. на одной из линий 110 кВ Мосэнерго; в 1937 г. в высоковольтных сетях Мосэнерго наблюдалась массовая пляска проводов одновременно на 26 линиях 110, 35 и 6 кВ, вызвавшая многочисленные отключения. В последующие годы пляска наблюдалась во многих энергосистемах и неоднократно служила причиной аварий и нарушений работы ЛЭП. На воздушных линиях 220–500 кВ с расщепленными проводами в фазе уже в процессе их сооружения и в первые годы эксплуатации была отмечена особая подверженность пляске расщепленной фазы, состоящей из двух и трех проводов. На таких линиях пляска проводов возникала особенно часто и интенсивно, при этом вертикальные перемещения проводов достигали 8–12 м, вызывая замыкания между фазами и грозозащитным тросом; на линиях 500 кВ известны случаи забрасывания фазы на грозозащитный трос.

На территории Российской Федерации из-за интенсивной пляски проводов происходили массовые отключения на линиях всех классов напряжений 6–500 кВ [34, 78].

Основные теоретические положения и гипотезы, объясняющие физическую сущность пляски проводов ЛЭП, были выдвинуты и разработаны в Советском

Союзе институтами ВНИИЭ (Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики), ВНИИЖТ (Всесоюзный научно-исследовательский институт железнодорожного транспорта), академией им. Н. Е. Жуковского, ОРГРЭС (Всесоюзный трест по организации и рационализации районных электрических станций и сетей) и другими научно-исследовательскими и проектными институтами. В основу теории пляски проводов были положены результаты испытаний элементов проводов марки М-95 длиной 1 метр (ВНИИЭ), М-120, троса С-70 длиной 0,75 м (ВНИИЖТ) и обтекателей различной формы в аэродинамической трубе (академия им. Жуковского).

Аналогичные испытания и теоретические исследования были проведены в Канаде в 1932 г. Ден-Гартогом [94] и в Великобритании в 1947 г. Термквистером и Бекером [99].

Проблема пляски проводов и защиты линий от ее опасных последствий является одним из важнейших вопросов эксплуатации, проектирования и строительства воздушных линий электропередач.

Эти вопросы начиная с 1954 г. находят отражение в ПУЭ в разделе «Расположение проводов и тросов и расстояние между ними» [58], а также в «Методических указаниях по районированию территории энергосистем и трасс ВЛ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов» [44], выпущенных в 1993 г.

Согласно п. 2.5.16 ПУЭ-7 плавка гололеда (ПГ) предусматривается на проводах и тросах ВЛ, эксплуатируемых в районах с величиной стенки гололедообразования более 25 мм, в районах с частыми гололедообразованиями при сильном ветре и в районах с частой и интенсивной пляской проводов [58].

Также для борьбы с пляской проводов перспективным является применение инновационных композитных проводов, повивы проволок которых выполнены из алюминий-циркониевых и других сплавов. Номенклатура зарубежных и отечественных композитных проводов разнообразна и насчитывает более двух десятков модификаций. Эти провода по сравнению с традиционными обладают рядом преимуществ: большей пропускной способностью по передаваемой

мощности, меньшей стрелой провеса и более высокими показателями рабочей температуры (высокотемпературные провода) [39].

На ВЛ с предусмотренной плавкой гололеда должен быть обеспечен мониторинг гололедообразования, при этом рекомендуется применять сигнализаторы начала гололедообразования и контрольные устройства окончания плавки [58].

Существует достаточно большое количество комплексов ПГ, определяемых схемой сети, свойствами нагрузки потребителей электрической энергии, возможностью вывода в ремонт линий и прочими факторами. При всем при этом с учетом статистических данных аварийных событий в электрических сетях актуальной проблемой, ограничивающей надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей электрической энергии, является отсутствие на практике оптимального комплекса по борьбе с гололедом, включающего в себя системы мониторинга и плавки гололеда.

**Идея работы** заключается в разработке перспективных технических решений по обеспечению качественного и надежного электроснабжения потребителей во время гололедообразования на проводах ВЛ.

#### **Степень разработанности темы**

Значительный вклад в изучение проблемы борьбы с гололедными явлениями на проводах ВЛ внесли такие ученые и специалисты, как Бургсдорф В.В., Гузаиров М.Б., Рудакова Р.М., Вавилова И.В., Левченко И.И., Минуллин Р.Г. и др.

Развитию теории и практики средств борьбы с гололедом на ВЛ уделяли внимание Бучинский В.Е., Руднева А.В., Максимов В.А., Крылов С.В., Коган Ф.Л., Минуллин Р.Г., Аскарлов Р.Р., Каверина Р.С., Балыбердин Л.Л., Никитина Л.Г., Никонец Л.А., Хрущ П.Р., Сацук Е.И., Ловецкая Е.Н., Савваитов Д.С., Васин В.П., Шкапцов В.А., Пустыльников Л.Д., Морошкин Ю.В., Скопинцев В.А., Цхяев А.Д., Федоров Ю.Г., Нубарьян А.В., Dr. Masoud Farzaneh, Pierre Admirat, William A. Chisholm.

Большинство работ в данной области относятся к методам борьбы с гололедом посредством плавки. При этом на время проведения плавки

производится вывод ВЛ из работы, что может привести к перерывам электроснабжения потребителей. На сегодняшний день процессы плавки гололеда без отключения потребителей недостаточно изучены.

В области мониторинга за гололедообразованием на ВЛ имеются лишь исследования, посвященные определению массы гололеда на отдельных участках, и не рассматриваются вопросы контроля гололедообразования в объеме энергосистемы.

Поэтому необходимо проведение полноценного комплексного исследования, посвященного изучению процессов плавки гололеда без отключения потребителей и разработке системы мониторинга с контролем гололедообразования по энергосистеме в целом, что и определяет актуальность темы диссертационной работы.

**Цель работы:** разработка электротехнических систем, направленных на повышение качества и надежности электроснабжения потребителей в условиях воздействия гололедно-ветровых нагрузок, их апробация, анализ эффективности и внедрения в электроэнергетических системах.

Для достижения поставленной цели решены следующие **задачи.**

1. Исследования по районированию территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.
2. Разработка систем плавки гололеда без отключения потребителей с расчетом экономической эффективности внедрения.
3. Имитационное и экспериментальное исследование систем плавки гололеда без отключения потребителей.
4. Разработка, исследование и опытное испытание автоматизированной системы мониторинга гололедно-ветровых нагрузок на проводах и грозозащитных тросах действующих ВЛ с расчетом экономической эффективности внедрения.

**Научная новизна:**

1. Анализ аварийных отключений ВЛ в сетях 35–220 кВ ООО «Башкирэнерго» и разработанные карты районирования Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски

проводов с учетом измененных климатических нагрузок, позволяющие разрабатывать компоненты комплексов по борьбе с гололедом для повышения надежности воздушных линий с учетом актуальных климатических нагрузок.

2. Схема соединения оборудования распределительных устройств (РУ) подстанций (ПС) и ВЛЭП в составе системы плавки гололеда посредством наложения постоянного тока на переменный, позволяющая плавить гололед без отключения потребителей. Данная схема исключает протекание постоянного тока плавки гололеда через силовые трансформаторы во время проведения плавки, а также позволяет увеличить зону охвата плавки гололеда, увеличить надежность работы энергосистем в режимах гололедно-ветровых воздействий и снизить риск ошибки оперативного персонала.

3. Результаты численных экспериментов, выполненных на разработанной компьютерной имитационной модели предложенной схемы соединения оборудования РУ ПС и ВЛЭП. На основании проведенного экспериментального исследования доказана адекватность разработанной модели.

4. Система контроля гололедно-ветровых нагрузок, позволяющая повысить оперативность контроля гололедно-ветровых нагрузок на проводах и грозозащитных тросах ВЛ, качество принимаемых оперативным персоналом решений и уменьшить число ошибок при управлении режимом работы энергосистемы на основании данных, полученных от системы, снизить затраты на обслуживание и капитальный ремонт энергетического оборудования.

5. Комплексная система контроля гололедообразования на воздушных линиях электропередачи, включающая взаимодополняющие локационные и весовые системы контроля гололедной нагрузки, повышающая достоверность измерения и передачи значений гололедных и ветровых нагрузок. Предложена карта расстановки локационных систем в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ. В рамках комплексной системы контроля гололедообразования предложен метод организации опроса СКГН по сигналу о начале гололедообразования, полученному от локационного

зондирования, позволяющий увеличить надежность функционирования системы и снизить капитальные вложения за счет уменьшения энергопотребления.

**Теоретическая значимость работы** заключается в развитии методологии плавки и мониторинга гололедообразования.

**Практическая значимость работы:**

1. Карта районирования территории РБ по толщине стенки гололеда, карта районирования территории РБ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов для применения комплексов борьбы с гололедом в соответствии с существующими климатическими нагрузками.

2. Системы плавки гололеда без отключения потребителя посредством наложения постоянного тока на переменный для бесперебойного электроснабжения потребителей во время плавки гололеда.

3. Компьютерная имитационная модель, позволяющая выполнять моделирование работы системы плавки гололеда.

4. Система мониторинга за гололедообразованием на проводах ВЛ, позволяющая своевременно проводить мероприятия по повышению надежности электроснабжения потребителей во время гололедообразования. Карта-схема расстановки локационных систем в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ.

**Личный вклад автора**

Анализ аварийных отключений, составление достоверной базы данных эксплуатации ВЛ на территории Республики Башкортостан, разработка карт климатического районирования территории Республики Башкортостан. Постановка задач, разработка теоретических и методических положений, математических методов, проведение исследований, анализ и обобщение результатов при разработке и исследовании системы плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный. Разработка системы мониторинга гололедообразования, определение пунктов установки системы мониторинга, обобщение результатов эксплуатации системы мониторинга, разработка комплексной системы мониторинга и карты-схемы установки данных систем.

## **Методология диссертационного исследования**

Методологической и теоретической основой диссертационного исследования послужили научные работы отечественных и зарубежных ученых в области исследования гололедообразования и методов борьбы с ним.

## **Методы диссертационного исследования**

Для решения задач и достижения поставленной цели исследования методов борьбы с гололедом использованы аналитические методы, теория дифференциального и интегрального исчисления, математическое моделирование с применением пакета Matlab с встроенными модулями Simulink и Simpowersys.

Обработка данных компьютерного моделирования, результатов измерений и экспериментов, производилась в пакете Matlab.

Теоретические положения и выводы подтверждены результатами экспериментальных исследований и измерений на экспериментальном стенде и действующем электротехническом оборудовании. Исследования проводились на кафедре электромеханики УГАТУ и действующем оборудовании ООО «Башкирэнерго».

## **Положения, выносимые на защиту:**

1. Карта районирования территории РБ по толщине стенки гололеда.
2. Карта районирования территории РБ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.
3. Система плавки гололеда без отключения потребителей посредством наложения постоянного тока на переменный.
4. Компьютерная имитационная модель, позволяющая проводить моделирование работы системы плавки гололеда.
5. Результаты моделирования и экспериментальных исследований системы плавки гололеда.
6. Системы мониторинга гололедообразования на проводах ВЛ и рекомендации по их внедрению.

### **Степень достоверности результатов**

Достоверность полученных результатов обеспечивается корректным использованием математического аппарата, подтверждается их совпадением с экспериментальными данными, а также результатами опыта эксплуатации внедренных устройств в электрических сетях.

### **Апробация результатов работы**

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на VII Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи-2016» (Казань, 2016 г.), международной научно-практической конференции «Вопросы надежности работы систем электроснабжения в условиях гололедно-ветровых нагрузок» (Уфа, 2016 г.), международной научно-практической конференции «Гололедно-ветровые явления на ВЛ» (Уфа, 2014 г.), всероссийской научно-практической конференции «Гололедно-ветровые явления на ВЛ – пути решения» (Уфа, 2012 г.), международной научно-практической конференции «Energy Quest» (Екатеринбург, 2014 г.), II международной научно-практической конференции «Современные проблемы науки и образования в техническом вузе» (Стерлитамак, 2015 г.), IV слете молодых энергетиков Башкортостана (Уфа, 2010 г.), а также на заседаниях технического совета ООО «Башкирэнерго».

Работа отмечена тремя дипломами первой степени и дипломом за лучшее выступление.

### **Публикации:**

Содержание диссертационной работы нашло отражение в 15 работах, в числе которых 3 статьи в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ, статья в издании, индексируемом в базе данных SCOPUS, патент на полезную модель.

### **Статьи в журналах и изданиях, рекомендуемых ВАК**

1. Минуллин, Р.Г. Обнаружение локационным зондированием гололеда на воздушных линиях электропередачи Республики Башкортостан [Текст] / Р.Г. Минуллин, Р.Р. Аскарлов, В.А. Касимов, М.Р. Яруллин, А.Ю. Елизарьев,

О.Е. Семенов, А.И. Салимгареев // Энергетика Татарстана. – 2014. – № 3–4 (35–36). – С. 42–45.

2. Система контроля гололедно-ветровых нагрузок [Текст]: пат. 107412 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16 / Ф.Р. Исмагилов, С.В. Зайцев, А.Ю. Елизарьев; заявитель и патентообладатель Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т. – № 2011106852/07; заявл. 22.02.2011; опубл. 10.08.2011, Бюл. № 22. – 2 с.

3. Елизарьев, А.Ю. Плавка гололеда на воздушных линиях электропередачи без отключения потребителей [Текст] / А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев // Вестник УГАТУ. – Т. 19, № 4 (70). – 2015. – С. 59–65.

4. Bayramov, I.Y. Range of activities by “Bashkirenergo” LLC to improve the reliability of overhead power lines during heavy icing / I.Y. Bayramov, A.Y. Elizariev, A.R. Valeev // WIT Trans. Ecol. Environ. Vol. 190 Volume 1. – 2014. – P. 591–598.

5. Елизарьев, А.Ю. Совершенствование системы контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи [Текст] / А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев, Г.А. Громова // Вестник УГАТУ. – Т. 20, № 1 (71). – 2016. – С. 136–142.

#### **В прочих изданиях**

6. Громова, Г.А. Комплексная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи [Текст] / Г.А. Громова, А.Ю. Елизарьев, В.Е. Громов // Электроэнергетика глазами молодежи–2016: мат. VII междунар. науч.-техн. конф. В 3 т. Т. 3. – Казань: КГЭУ, 2016. – С. 202–206.

7. Громова, Г.А. Разработка новых подходов к контролю гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи [Текст] / Г.А. Громова, А.Ю. Елизарьев // Вопросы надежности работы систем электроснабжения в условиях гололедно-ветровых нагрузок: мат. междунар. науч.-практ. конф. – Уфа: РИК УГАТУ, 2016. – С. 82–95.

8. Елизарьев, А.Ю. Система плавки гололеда на воздушных линиях электропередачи наложением постоянного тока на переменный [Текст] / А.Ю. Елизарьев, Г.А. Шарафиева // Современные проблемы науки и образования в техническом вузе. Ч. 1. – Уфа: УГАТУ, 2015. – С. 132–137.

9. Елизарьев, А.Ю. Технико-экономическая оценка системы плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный без отключения потребителей [Текст] / А.Ю. Елизарьев, Г.А. Шарафиева // Молодежный Вестник УГАТУ: ежемесячный науч. журнал. – 2015. – Т. 13. – № 1 – С. 13–18.

10. Елизарьев, А.Ю. Вопросы гололедообразования на территории РБ [Текст] / А.Ю. Елизарьев, А.И. Семендяев // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. науч. сб. – Уфа: УГАТУ, 2014. – С. 7–10.

11. Елизарьев, А.Ю. Оптимизация использования финансовых средств за счет применения современной элементной базы для управления и контроля состояния энергетического оборудования [Текст] / А.Ю. Елизарьев, С.В. Зайцев // IV Слет молодых энергетиков Башкортостана: сб. докладов молодежной науч.-техн. конф. – Уфа: Скиф. – 2010. – 586 с.

12. Исмагилов, Ф.Р. Региональная карта расчетных районов территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда [Текст] / Ф.Р. Исмагилов, В.А. Максимов, Т.Ю. Волкова, А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. науч. сб. – Уфа: УГАТУ, 2011. – С. 7–13.

13. Волкова, Т.Ю. Районирование территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов [Текст] / Т.Ю. Волкова, А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев, В.А. Максимов // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. научн. сб. – Уфа: УГАТУ. – 2012. – С. 43–47.

14. Шевелев, Ю.П. Комплекс работ, проводимых в ООО «Башкирские распределительные электрические сети», и мероприятий по повышению надежности работы ВЛ в время интенсивного гололедного образования [Текст] / Ю.П. Шевелев, И.Ю. Байрамов, А.Ю. Елизарьев // Гололедно-ветровые явления на ВЛ – пути решения: сб. мат-лов Всеросс. науч.-практ. конф. – Уфа УГАТУ, 2012. – С. 25–29.

15. Максимов, В.А. Противогололедные композитные провода линий электропередачи [Текст] / В.А. Максимов, А.Ю. Елизарьев // Современные проблемы науки и образования в техническом вузе. Ч. 1. – Уфа: УГАТУ, 2015. – С. 183–189.

### **Структура и объем диссертации:**

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 100 наименований, семи приложений. Общий объем работы составляет 184 страницы, в том числе 117 страниц основного текста, 80 рисунков, 36 таблиц.

В первой главе представлены состав комплексов по борьбе с гололедообразованием на ВЛЭП и карта районирования территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда (2006 г.). Проанализированы системы удаления гололеда с проводов ВЛ. Указаны преимущества и недостатки каждого метода плавки. При этом наиболее эффективным методом борьбы с гололедом является плавка переменным или постоянным током, имеющая существенный недостаток – необходимость отключения потребителя на время ПГ.

С учетом необходимости обеспечения непрерывного электроснабжения потребителей, в том числе и в гололедоопасный период, представлен анализ существующих режимов плавки гололеда без отключения потребителей.

Представлен анализ современных разработок систем мониторинга гололедообразования на проводах ВЛ.

Представлено сравнение стоимости одних суток мониторинга бригадой электромонтеров и автоматизированной системой мониторинга.

Сформулированы задачи исследования и выводы.

Во второй главе представлены результаты исследований по районированию территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов. В ходе исследования выявлено, что мягкие климатические условия в зимнее время являются причиной обильного гололедообразования на ЛЭП Республики Башкортостан, что подтверждает многолетняя статистика аварийных отключений ВЛ 35–220 кВ ООО «Башкирэнерго». В результате исследования были разработаны карты районирования Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.

Разработана система плавки гололеда без отключения потребителей посредством наложения постоянного тока на переменный. Разработаны структурные схемы электрической сети, позволяющие проводить плавку гололеда наложением постоянного тока на переменный. Выполнено имитационное моделирование с целью исследования режима работы ВЛ при одновременном протекании переменного тока по трем фазам (токи нагрузки) и постоянного тока по одной фазе (тока плавки).

Сформулированы выводы.

Третья глава посвящена экспериментальным исследованиям системы плавки гололеда без отключения потребителей. Экспериментальные исследования проводились на стенде по исследованию воздушных линий электропередачи. Представлены экономические показатели внедрения разработанной системы плавки гололеда без отключения потребителей.

Сформулированы выводы.

Четвертая глава посвящена разработке комплексной системы мониторинга ВЛ электропередачи в осенне-зимний период (ОЗП) для предотвращения гололедных аварий. С использованием новейшей элементной базы и учетом опыта эксплуатации (как положительных, так и отрицательных аспектов) существующих постов мониторинга различных производителей разработана автоматизированная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на проводах и грозозащитных тросах ВЛЭП. Проведены опытные исследования на действующей воздушной линии электропередачи. На основании полученных в ходе опытного исследования данных разработаны новые технические решения по созданию комплексной системы контроля гололедно-ветровых нагрузок.

Представлены экономические показатели внедрения комплексной системы мониторинга.

Сформулированы выводы и заключение.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ КОМПЛЕКСОВ ПО БОРЬБЕ С ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЕМ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

## 1.1. Состав комплексов по борьбе с гололедообразованием на воздушных линиях электропередачи

Проведенные теоретические исследования, подтвержденные экспериментами на физических моделях, а затем на действующих ВЛ, позволили сделать вывод о составе наиболее эффективных комплексов по борьбе с гололедом на проводах [91]:

1. Разработка и дальнейшая актуализация карт районирования территории по толщине стенки гололеда.

2. Разработка и дальнейшая актуализация карт районирования территории по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.

3. Внедрение активных и пассивных методов борьбы с гололедообразованием.

4. Внедрение активных и пассивных методов ограничения пляски проводов.

5. Внедрение автоматизированных систем наблюдения за гололедообразованием.

6. Развитие и обучение персонала.

Основным техническим мероприятием по борьбе с гололедом является плавка гололеда переменным и постоянным током, при этом обязательное требование – достоверное районирование территории по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов [55].

Эффективность плавки достигается только при наличии достоверных данных о характере и количестве гололедообразования, а также точных данных о метеоусловиях на трассе линии [58]. Структурная схема сбора, прохождения и оперативного использования информации о гололедообразовании и метеоусловиях приведена на рисунке 1.1.

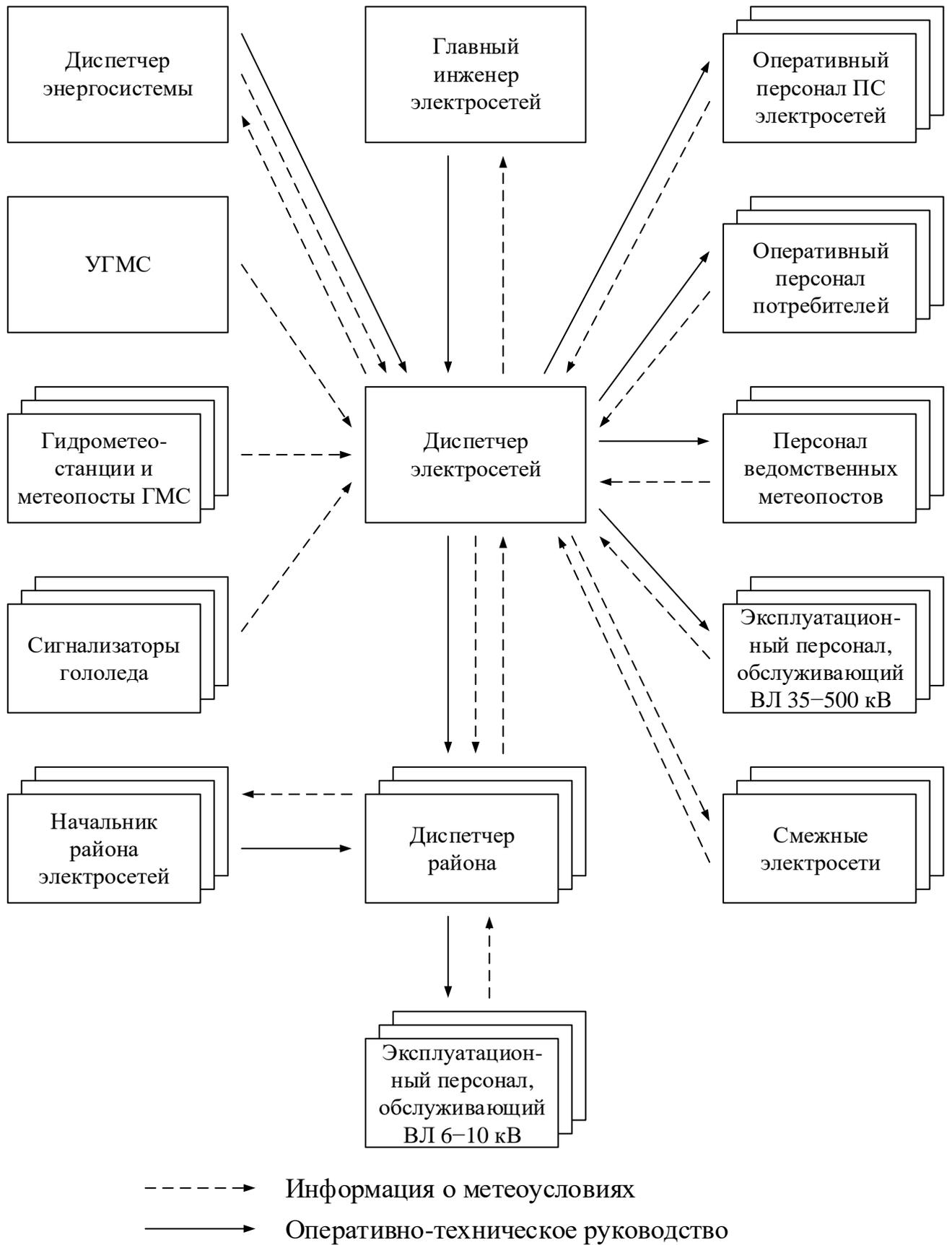


Рисунок 1.1 – Структурная схема сбора, прохождения и оперативного использования информации о гололедообразовании и метеоусловиях

Оперативно получить эти данные позволяют установленные на ВЛ комплекты автоматизированных систем контроля за гололедообразованием (рисунок 1.2).

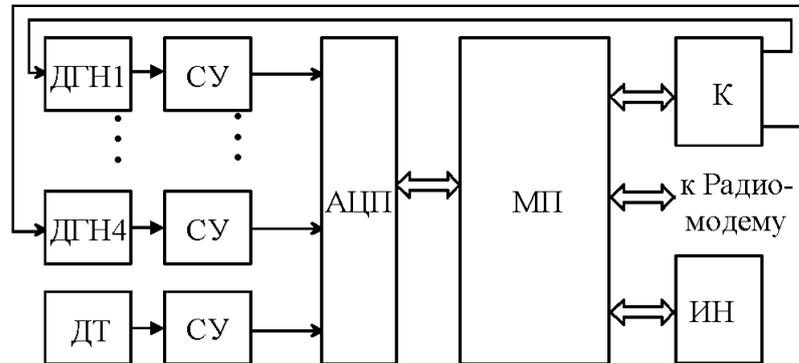


Рисунок 1.2 – Функциональная схема автоматизированной системы контроля за гололедообразованием: МП – микропроцессор, ДТ – датчик температуры, СУ – согласующее устройство, ИН – интерфейсный блок, АЦП – аналогово-цифровой преобразователь, К – коммутатор, ДГН – датчик гололедной нагрузки

Для повышения надежности работы электрических сетей во время гололедообразования необходимо разработать новые компоненты вышеперечисленного комплекса с целью улучшить систему плавки гололеда, обеспечить своевременную передачу информации с участков ВЛ и увеличить зоны покрытия плавков.

С учетом подверженности воздушных линий электропередач Республики Башкортостан интенсивному гололедообразованию объектом исследования в работе стали электрические сети Республики Башкортостан, находящиеся на балансе ООО «Башкирэнерго».

## 1.2. Районирование территории РБ по толщине стенки гололеда

При расчете воздушных линий электропередачи и их элементов необходимо учитывать климатические параметры, в том числе толщину стенки гололеда. Определение расчетных климатических условий по гололеду производится на

основе карт климатического районирования территории Российской Федерации, при необходимости параметры должны уточняться по региональным картам [58].

Карта районирования территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда была разработана в 2006 г. [10].

Разработка карты районирования по толщине стенки гололеда на территории Республики Башкортостан с повторяемостью 1 раз в 25 лет (рисунок 1.3) проводилась по решению научного совета ОАО «Башкирэнерго» в соответствии с приказом РАО «ЕЭС России» № 218 от 18.04.2002 г. «Об итогах заседания НТС «Повышение устойчивости ВЛ в условиях экстремальных снего-гололедных и ветровых нагрузок».

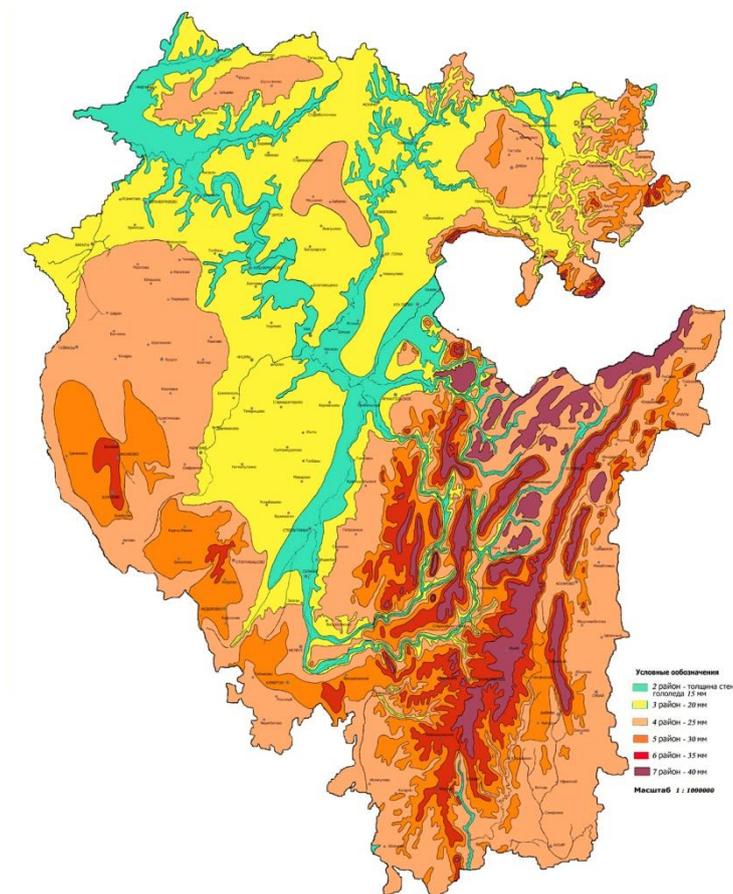


Рисунок 1.3 – Карта районирования территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда (2006 г.)

При уточнении карты гололедного районирования Республики Башкортостан в 2006 г. за базу принималась региональная карта по гололеду, выполненная в 1989 г. Уральским управлением гидрометеослужбы по научной методике ВНИИЭ

с повторяемостью 1 раз в 25 лет по данным гидрометеостанций (ГМС). Климатические нагрузки определяются по данным наблюдений гидрометеостанций с учетом влияния рельефа и орографии местности, микроклиматических особенностей и опыта эксплуатации ВЛ.

Региональная карта Башкортостана по гололеду, уточненная по данным эксплуатации ВЛ, как регламентировано ПУЭ и методикой ВНИИЭ, соответствует общей карте гололедного районирования РФ, приведенной в ПУЭ-7.

По мере накопления опыта эксплуатации ВЛ должно периодически производиться уточнение гололедного районирования тех или иных зон территории путем обработки данных эксплуатации ВЛ и репрезентативных ГМС по приведенным научным методикам [58].

### **1.3. Методы удаления гололеда с проводов ВЛ**

Основной способ своевременного устранения наледи с воздушных линий – плавка гололеда при протекании по проводам повышенного тока.

Для нагрева проводов используется переменный и постоянный ток. Плавка переменным током не несет значительных затрат, так как проводится посредством подключения к существующей электрической сети, но возможна при относительно незначительной протяженности проплавляемых проводов воздушных линий. Для линий значительной протяженности и большим сечением проводов плавка гололеда постоянным током имеет преимущество. Для линий напряжением 220 кВ и выше мощность источника плавки постоянным током составляет около 20 % от требуемой мощности при плавке переменным током. Однако требуется выпрямительная установка (ВУ), которая имеет значительную стоимость.

Ежегодно в сетях ООО «Башкирэнерго» проводится порядка 185 плавок гололеда. На текущий момент разработано и функционирует 327 схем плавки гололеда в сетях 35–110 кВ, 214 схем – в сетях 6–10 кВ. Применяются 3 установки постоянного тока для плавки, за последние годы установлено 25 закорачивающих разъединителей плавки гололеда.

### 1.3.1. Схемы плавки переменным током

В электрических сетях напряжением до 110 кВ с сечением проводов до 300 мм<sup>2</sup>, как правило, применяется плавка гололеда переменным током. При протяженности проплавливаемых линий в интервале от 10 до 25 км напряжение источника питания составляет 6 кВ, от 15 до 40 км – 10 кВ, от 50 до 125 км – 35 кВ и от 150–200 км – 110 кВ [21,62].

Принципиальная схема плавки включает [21]:

- схему источника питания (ИП), в которую входят: коммутационная аппаратура, необходимая для сборки схемы плавки, устройства релейной защиты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, устройства контроля, управления и диагностики выпрямительной установки;
- схему соединения проводов линий.

В зависимости от схем ИП и схем соединения ВЛ плавка переменным током может производиться нижеперечисленными способами [21, 62, 67, 76]:

- изменения нагрузок между линиями электрической сети посредством изменения схем и электрических режимов для повышения тока линии, до требуемого значения, фазные провода которой подлежат обогреву;
- короткого замыкания, при этом проплавливаемая линия с одного конца закорачивается, а с другого подключается источник питания, с напряжением и мощностью, достаточными для обеспечения необходимого тока плавки;
- наложения токов при помощи специально монтируемого вольтодобавочного трансформатора. Вольтодобавочный трансформатор (ВДТ) с обогреваемой линией создает контур протекания дополнительного тока, накладываемого на рабочий ток;
- встречного включения фаз, в данном случае провода на разных концах ВЛ подключаются к различным фазам источников питания.

Наиболее широкое применение получил метод короткого замыкания. Данный метод может быть выполнен различными схемными вариантами, отличающимися способами искусственного короткого замыкания: однофазное, двухфазное и трехфазное (рисунки 1.4, 1.5) [21, 62]. Выбор метода плавки зависит от параметров линии и режима плавки.

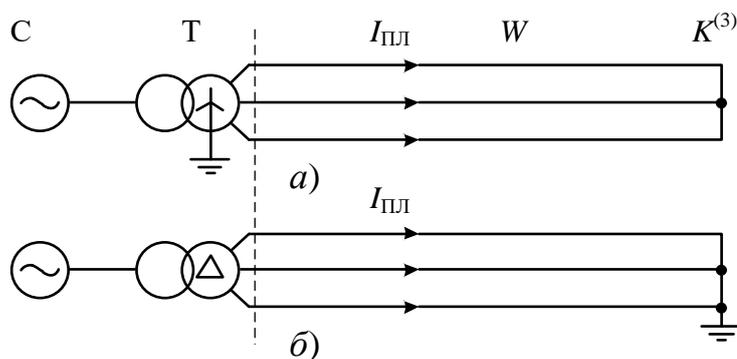


Рисунок 1.4 – Схемы плавки гололеда способом 3-фазного КЗ:  
*a* – с глухозаземленной нейтралью, *б* – с изолированной нейтралью;  
 С – энергосистема, Т – трансформатор, W – обогреваемая линия,  
 $I_{\text{ПЛ}}$  – ток плавки,  $K^{(3)}$  – точка трехфазного короткого замыкания

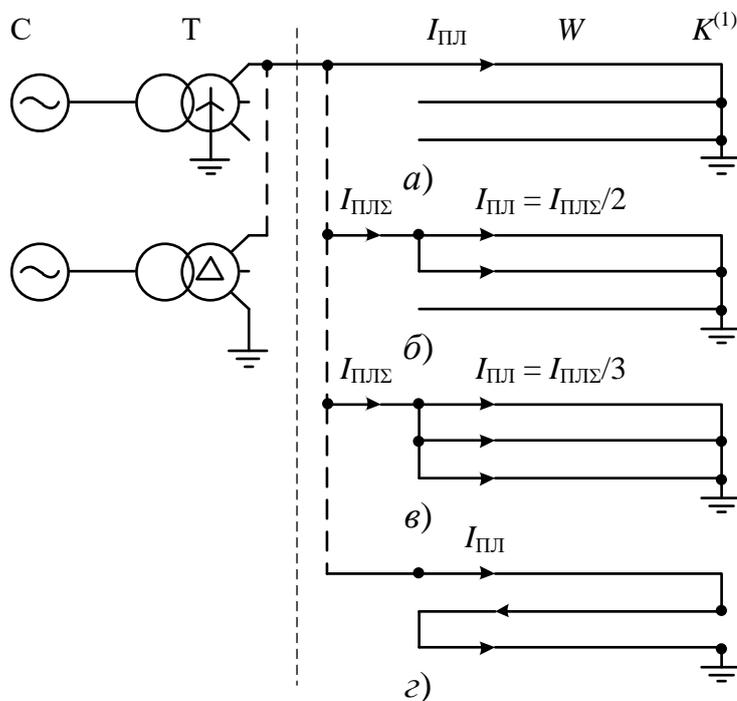


Рисунок 1.5 – Схемы плавки гололеда способом 1-фазного КЗ:  
*a* – «1 фаза–земля», *б* – «2 фазы–земля», *в* – «3 фазы–земля», *г* – «змейка»;  
 Т – трансформатор, С – энергосистема, W – обогреваемая линия,  $I_{\text{ПЛ}}$  – ток плавки,  
 $I_{\text{ПЛ}\Sigma}$  – ток источника питания,  $K^{(1)}$  – точка однофазного короткого замыкания

Во время плавки линия отключена. Плавка возможна и при рабочем и при пониженном напряжении ВЛ. Преимущества плавки способом короткого замыкания – простота и, как следствие, минимум оперативных переключений.

Метод не требует значительных временных затрат на сборку и разборку схемы плавки. Для установки заземлений или закорачивания фаз при сборке схемы рекомендуется применять стационарные разъединители и короткозамыкатели.

Участвующие в плавке оборудование и аппаратура должны проходить по условию необходимых для плавки допустимых перегрузок. В схемах с плавкой гололеда на параллельно соединенных фазах, в каждой фазе протекает ток  $I_{\text{ПЛ}}$ , в связи с чем коммутационные аппараты установки плавки гололеда (УПГ) должны быть рассчитаны на суммарный ток ИП  $I_{\text{ПЛ}\Sigma} = I_{\text{ПЛ}}/k_T$ ,  $k_T = 1/2$  для схемы «две фазы–земля»,  $k_T = 1/3$  для схемы «три фазы – земля».

Плавка гололеда посредством перераспределения нагрузок более целесообразна для профилактического прогрева проводов линии при сохранении проплавляемой ВЛ в работе.

Основные недостатки плавки гололеда с помощью переменного тока.

1. Высокие потери электроэнергии во время плавки переменным током (в 5–20 раз больше, чем постоянным).
2. Применение переменного тока жестко ограничивает диапазон подбора греющего тока. Отсутствие регулирования тока плавки.
3. Необходимость отключения линии на время плавки.
4. Для линий напряжением от 220 кВ и более сечением проводов от 240 мм<sup>2</sup> и выше реактивное сопротивление линии много больше активного сопротивления. Для осуществления плавки гололеда посредством переменного тока на этих линиях требуемая полная мощность ИП значительно возрастает за счет реактивной мощности, которая не влияет на нагрев проводов [2].

### **1.3.2. Схемы плавки постоянным током**

Для плавки гололеда на линиях с проводами значительных сечений и большой протяженностью преимущественно применяется постоянный ток. Мощность ИП постоянного тока (выпрямительной установки) для линий напряжением 220 кВ и выше составляет около 10–20 % от мощности, требуемой при плавке гололеда переменным током. На практике применяются УПГ с ВУ типа

ВУКН-1200-14000, ВУПГ-14/1200(1400), В-ТПЕД-1,6к-14к, В-ТПШ-1,35к-8к, В-ТПШД-1,2к-14к [20] для плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий напряжением 330–500 кВ [8]. Схема ВУПГ, ВУКН и В-ТПШД – трехфазная мостовая, а В-ТПЕД – однофазная и необходимо использование трех выпрямителей для сборки трехфазного преобразователя. В состав УПГ постоянным током также входят:

- преобразовательный трансформатор или автотрансформатор с РПН районной ПС;
- коммутационная аппаратура;
- токоограничивающие реакторы;
- аппаратура релейной защиты, определения места повреждения линии, диагностики ВЛ, использующая специальные измерительные трансформаторы тока.

ОАО «Электровыпрямитель» производит управляемые выпрямители для плавки гололеда серии В-ТПШ и неуправляемые выпрямители серии В-ТПШД внутренней и наружной установки [11].

Выпрямительные мосты В-ТПШД применяются для плавки гололеда посредством постоянного тока (рисунок 1.6) [12]. ВУ могут изготавливаться на ток 5400 А с компоновкой из трех фазных модулей.



Рисунок 1.6 – Выпрямитель В-ТПШД

Выпрямитель В-ТПП-1,35к-8к-01-УХЛ4 (рисунок 1.7) [14] предназначен для питания постоянным стабилизированным током проводов и тросов линий электропередач при проведении плавки гололеда. Активное сопротивление контура плавки от 1 до 10 Ом. Индуктивность контура плавки – до 30 мГн.



Рисунок 1.7 – Выпрямитель В-ТПП-1,35к-8к-01-УХЛ4

Выпрямители В-ТППД и В-ТПП аттестованы по регламенту ОАО «ФСК ЕЭС» и рекомендованы для применения на объектах ОАО «ФСК ЕЭС».

ЗАО «Саранский опытный завод» производит установки для плавки гололеда постоянным током на воздушных линиях электропередачи серии ВУКН [80].

ОАО «НИИПТ» предлагает ряд управляемых выпрямителей ВУПГ (рисунок 1.8) [84].

Наиболее универсальным вариантом установки является ВУПГ-14/1200. Он обеспечивает требуемый ток плавки для проводов ВЛ напряжением 110 - 220 кВ в

районах с умеренным гололедообразованием [37]. Управляемый выпрямитель ВУПГ-14/1200 аттестован в ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС», соответствует всем необходимым требованиям и рекомендован для эксплуатации на объектах ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «ФСК ЕЭС».



Рисунок 1.8 – Выпрямитель ВУПГ

Управляемые выпрямители ВУПГ имеют следующие преимущества:

- регулирование тока плавки, в том числе и по сигналам от систем мониторинга за гололедом;
- плавный пуск и отключение установки, что позволяет избежать перенапряжений и облегчить работу коммутационных аппаратов;
- система управления, регулирования, защиты и автоматики выполнена на микропроцессорной базе и позволяет согласовывать пуск и отключение, а также регулирование тока по информации, поступающей от систем мониторинга за гололедообразованием;
- связь с автоматизированными системами управления ТП верхнего уровня по последовательным портам RS-485 и Ethernet;
- исполнение силовой преобразовательной части в контейнере с принудительной замкнутой системой охлаждения, что позволяет легко устанавливать выпрямитель на открытой части ПС;

– наличие внутри контейнера встроенных измерительных трансформаторов, что позволяет снизить требования к открытому и комплектному распределительному устройству подстанции;

– контейнерное исполнение является корпусом и тарой управляемого выпрямителя, что позволяет транспортировать ВУПГ любым транспортом [20].

Технические характеристики выпрямительных установок представлены в таблице 1.1 [13, 80, 84].

Таблица 1.1 – Характеристики выпрямительных установок

Установка плавки	Номинальное входное напряжение, кВ	Номинальная частота сети, Гц	Число фаз	Номинальный выпрямленный ток, А	Номинальное выпрямленное напряжение, кВ
ВУКН-1200-8000	6	50	3	1200	8
ВУКН-1200-14000	10	50	3	1200	14
ВУКН-1600-14000	10	50	3	1600	14
В-ТПЕД-1,6к-14к	10	50	1	1600	14
В-ТПП-1,35к-8к	6,3	50	3	100–1350	0,5–8
В-ТППД-1,2к-14к	10	50	3	1200	14
В-ТППД-1,6к-14к	10	50	3	1600	14
В-ТППД-1,8к-14к	10	50	3	1800	14
ВУПГ-10/1000	10	50	3	100–1000	10
ВУПГ-14/1200	10	50	3	100–1200	14
ВУПГ-14/1400	10	50	3	200–1400	14
ВУПГ-50/1200	35	50	3	100–1200	50

Изменение тока плавки производится выбором напряжения и количества ВУ, схемы плавки, соединения проводов ВЛ, регулированием питающего трансформатора с РПН, и в схемах плавки с использованием «земли» – изменением сопротивления заземления [42, 62].

В настоящее время в основном применяются схемы «фаза– фаза» (рисунок 1.9, *а*) и «фаза–две фазы» (рисунок 1.9, *б*).

Расширить радиус обслуживания УПГ можно за счет плавки гололеда линий, отходящих от смежных подстанций, путем установки на смежных распределительных подстанциях переключающих пунктов (рисунок 1.10) [21, 43].

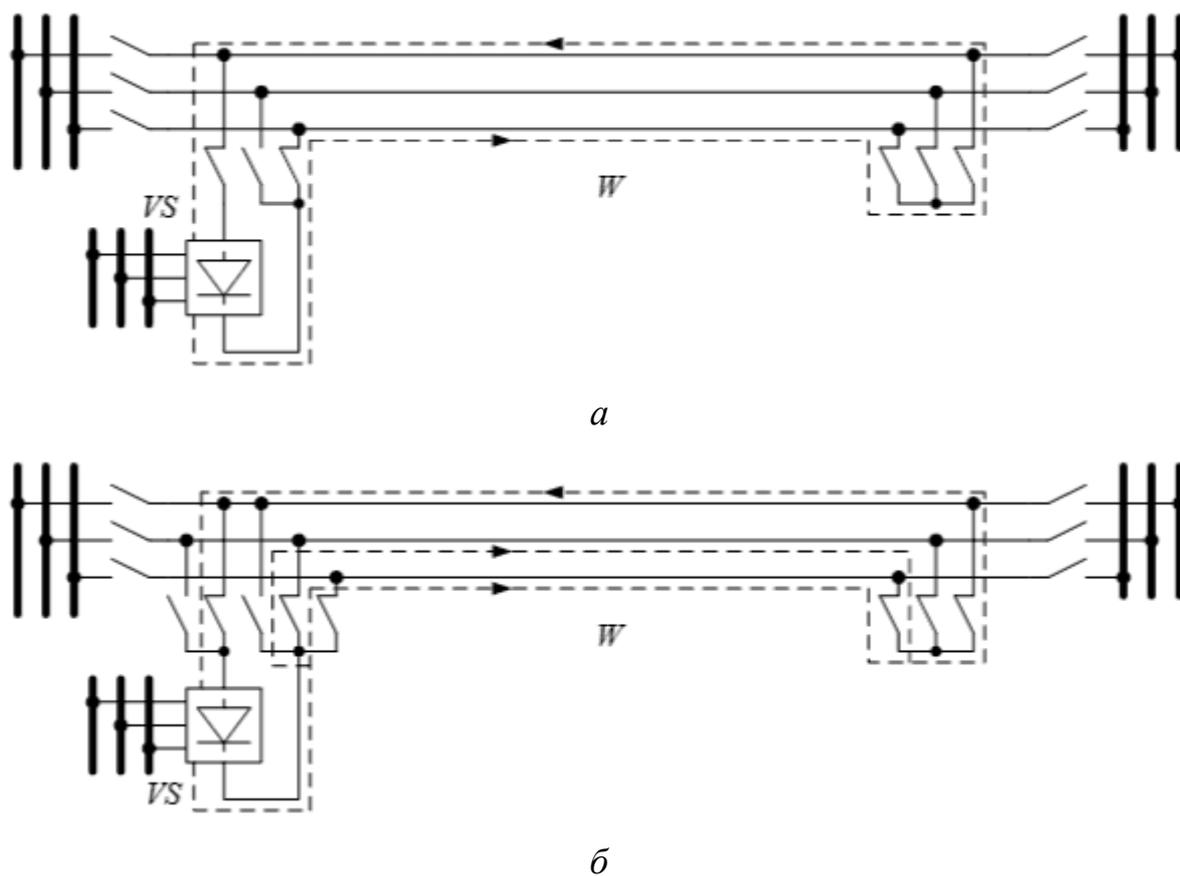


Рисунок 1.9 – Схемы плавки гололеда выпрямительной установкой:  
*а* – «фаза–фаза», *б* – «фаза–две фазы»

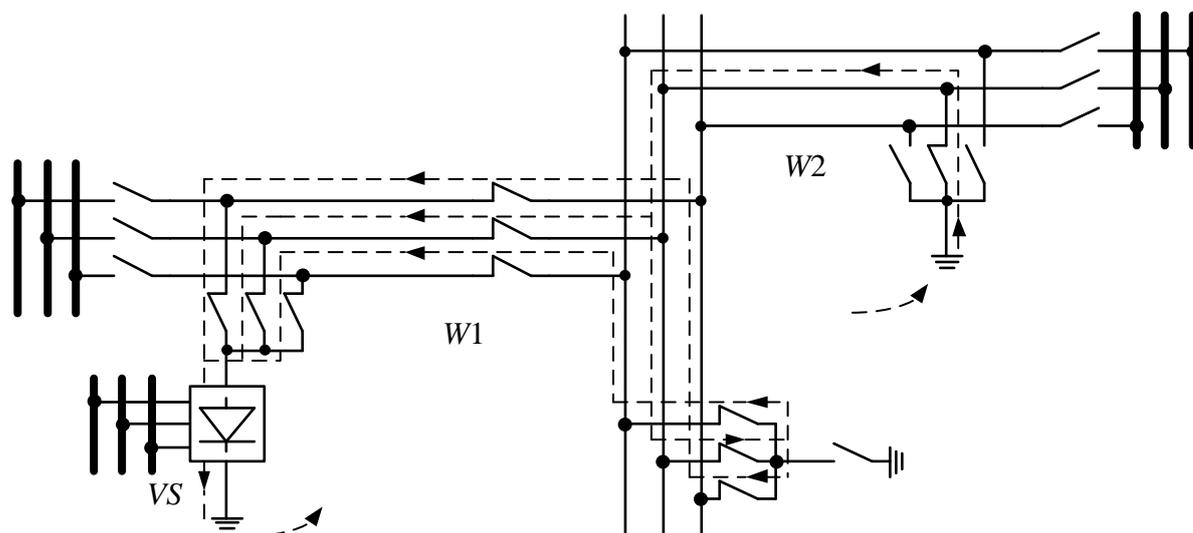


Рисунок 1.10 – Схема плавки гололеда на смежных ВЛ

Недостатком рассмотренных выше схем плавки гололеда является необходимость отключения ВЛ перед и во время проведения плавки. При этом

питание потребителей прекращается. Данное обстоятельство недопустимо при электроснабжении потребителей I категории. Также это предполагает ограниченный режим электропередачи, что нежелательно для потребителей электроэнергии и, в свою очередь, ведет к убыткам от недопоставленной энергии.

### **1.3.3. Прочие методы удаления гололеда с проводов ВЛ**

#### *Плавка токами высокой частоты*

Известен способ удаления гололеда за счет нагрева проводов токами высокой частоты (ВЧ). Основное заявленное преимущество данного метода заключается в том, что благодаря наличию поверхностного эффекта можно повысить температуру только поверхности провода для плавки ГИО и так снизить необходимую для плавки силу тока и напряжение источника питания [32, 33, 72, 90, 98, 100].

В целом этот способ оказался неконкурентоспособным в сравнении с другими способами плавки, так как провода ВЛ, состоящие из отдельных проволочек, имеют воздушные зазоры и требуют больших мощностей источников ВЧ. Опыты на проводах малой длины показали возможность использования: отложение разрыхлялось и опадало с проводов [62].

#### *Скалывание льда различными устройствами, перемещающимися по проводу*

Устройства для скалывания льда содержат различные ударные или режущие механизмы, перемещающиеся вдоль провода за счет различных типов приводов [62]:

- различные скребки, пластины с зубьями, протягиваемые вдоль провода;
- самодвижущиеся или передвигаемые вручную машины с молотками-ударниками;
- устройства для приложения к гололедной муфте изгибающих и режущих усилий;
- устройства с ледорезами, автономно перемещающиеся по проводам (тележки, каретки и т. д).

Существуют управляемые роботы на линиях электропередачи, например, LineScout [96] и LineROVer [95] разработки Hydro Quebec, Канада, позволяющие как удалять гололед механическим способом, так и проводить мониторинг состояния проводов ЛЭП в труднодоступных местах. Такие роботы многофункциональны, поэтому дорогостоящи, и требуют управления оператором.

Разработаны также специальные автомобили-парогенераторы [97], позволяющие удалять гололед не только с проводов, но также и с опор ВЛ и другого электротехнического оборудования.

*Сброс отложения за счет встряхивания провода*

Источниками механических возмущений [62] могут являться:

– непосредственные удары по проводам, например, билами или шестами, закрепленными на вращающемся барабане; по зажиму, например, молотком (молоток приводится в действие автоматически при появлении гололедной нагрузки) [3, 93];

– удары по проводу или другие импульсные воздействия за счет энергии магнитного поля, запасенной емкостях или индуктивностях ;

– токи КЗ либо периодические импульсы тока в расщепленных фазах, создающие электродинамические силы на провода [73];

– термокомпенсаторы с эффектом памяти формы. При необходимости удаления отложения по команде от системы мониторинга за гололедообразованием включается короткозамыкатель или выключатель. При протекании токов короткого замыкания термокомпенсатор нагревается, восстанавливает заданную форму и встряхивает провод;

– собственные колебания проводов при превышении массы провода критической величины.

Разработки направлены на совершенствование источников для обеспечения механического воздействия на провод [9, 36, 81, 92].

Данные методы удаления гололеда, а также методы снижения количества гололедообразования (противогололедные смазки, специальные конструкции

провода) не показали существенного эффекта и не получили промышленного распространения.

Для обеспечения непрерывности электроснабжения в гололедоопасный период рекомендуется применять способы плавки без отключения потребителей: перераспределением нагрузки между ВЛ, током нагрузки профилактического подогрева, наложением переменного или постоянного тока на ток нагрузки.

#### **1.3.4. Схемы плавки наложением токов**

Плавка гололеда наложением переменных токов не применяется широко в электрических сетях, так как нельзя заранее, не зная режимов энергетической системы, рассчитать ток плавки и определить схемно-режимные мероприятия для его получения. Способ наложения вследствие режимных или схемных ограничений не всегда может обеспечить достаточный ток для плавки гололеда. Применение данного способа рекомендуется для подогрева линии в гололедоопасный период путем создания профилактического тока обогрева ВЛ.

Токи обогрева линий меньше токов плавки, их величина должна быть достаточна для нагрева провода лишь до температуры чуть выше точки замерзания, и для этого применяются следующие способы перераспределения нагрузки между линиями:

- отключение параллельных линий;
- увеличение мощности и количества включенных генераторов на ЭС;
- увеличение мощности нагрузки ПС;
- изменение напряжений на разных концах ВЛ за счет РПН трансформаторов, при этом за счет разности напряжений возникает уравнивающий ток, а результирующий ток определяется наложением тока нагрузки и уравнивающего тока;
- размыкания кольцевых схем сети.

Наиболее простым способом нагрева проводов ВЛ для исключения образования гололеда при непрерывном электроснабжении потребителей является протекание по ЛЭП достаточного тока нагрузки. Для снижения требуемых токов

профилактического подогрева температура поверхности провода принимается минимальной из положительных  $+1\text{ }^{\circ}\text{C}$  [62].

Для плавки гололедных отложений без отключения потребителей могут быть применены схемы, когда на ток нагрузки ВЛ накладывается добавочный ток от внешнего источника таким образом, что совместное термическое действие обоих токов было достаточным для удаления гололеда с провода. Для создания этого добавочного тока необходимо организовать замкнутый контур, включающий проплавляемую линию, как это показано на рисунке 1.11, где добавочный ток протекает по пути: трансформатор Т2 – фаза ЛЭП 35 кВ – «земля» – трансформатор.

Для создания контура протекания добавочных токов могут применяться параллельные линии или кольцевые участки сети (рисунок 1.12) [42]. В контур включается источник ЭДС (например, ВДТ), чтобы увеличить ток до требуемого значения. ВДТ, имеющие соответствующий уровень изоляции, позволяют регулировать величину ЭДС и достичь расчетного режима плавки.

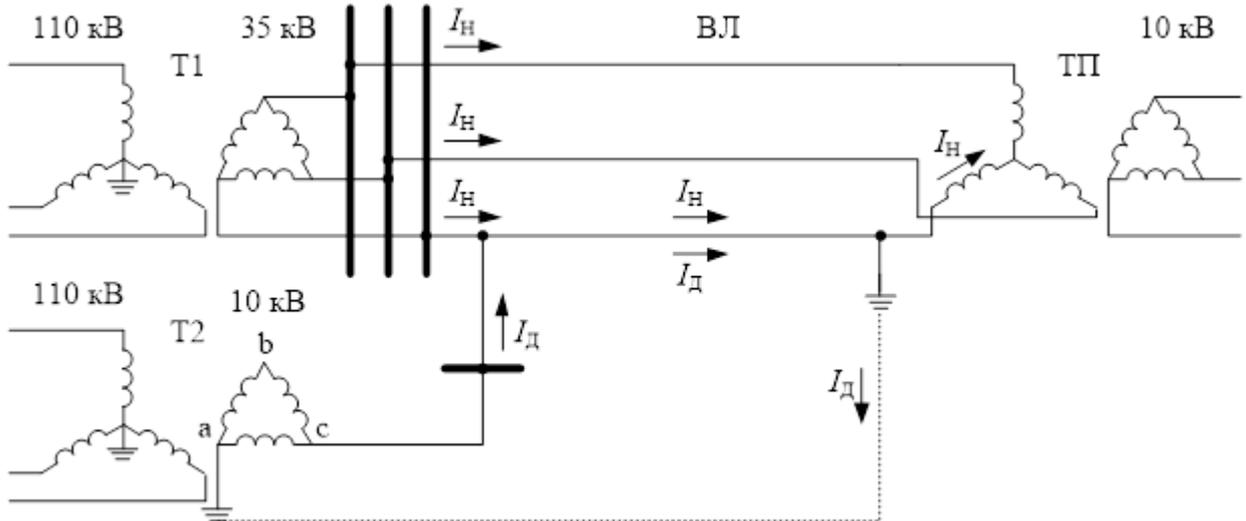


Рисунок 1.11 – Схема плавки гололеда методом наложения:

$I_H$  – ток нагрузки,  $I_D$  – дополнительный ток

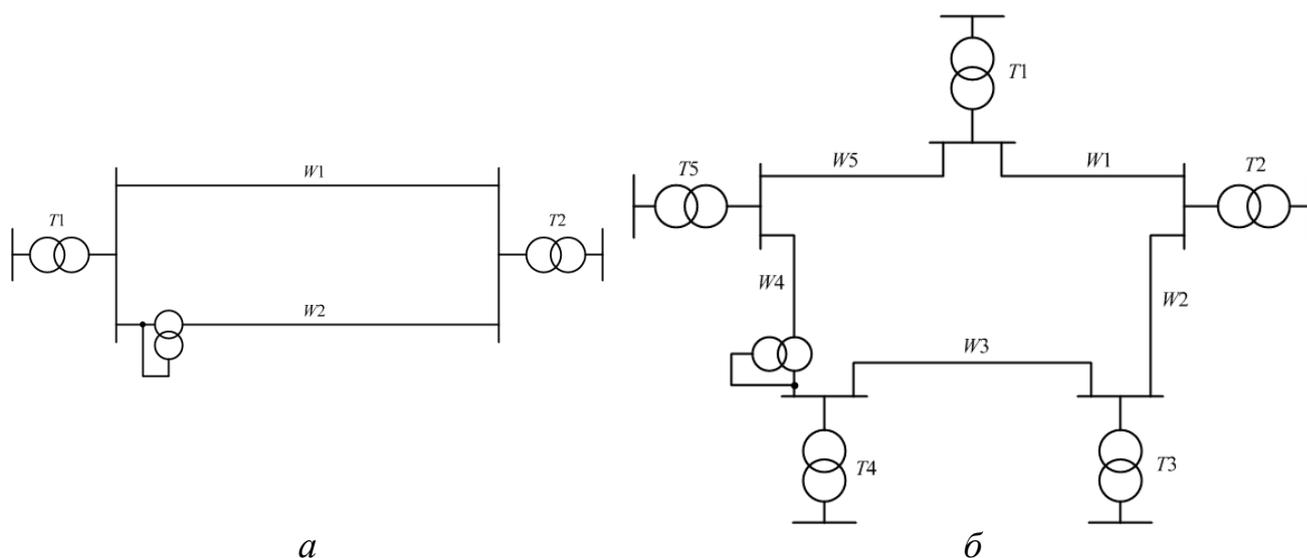


Рисунок 1.12 – Подключение вольтодобавочного трансформатора:

*a* – на параллельных линиях; *б* – на кольцевом участке сети

Ток в дополнительном контуре определится приближенно как

$$I = \frac{U_{\text{доп}}}{Z_{\text{ПЗ}} + Z_{\text{ТР}}},$$

где  $Z_{\text{ТР}}$  – сопротивление трансформатора;  $Z_{\text{ПЗ}}$  – сопротивление цепи «земля–провод». Суммарный ток проплавляемого провода:  $I_{\text{ПЛ}} = I_{\text{Д}} + I_{\text{Н}}$ .

Точность расчетов во многом зависит от учета токов, ответвляющихся в неосновные контуры.

Экспериментальная проверка данного метода показала соответствие расчетных и реальных токов.

По причине того, что дополнительные токи протекают по одному фазному проводу возникает несимметрия напряжений, которая возрастает при увеличении добавочного тока по сравнению с фазными токами нагрузки. Несимметрия напряжений приводит к изменению фазных токов нагрузки: в непроплавляемых фазах он возрастает, а в проплавляемых – снижается.

Несимметрия напряжений, сложные схемы плавки, использование земли в качестве обратного провода привело к тому, что применение данных схем на практике крайне затруднительно [62].

Плавка гололеда методом наложения пофазно может быть применена только в электрических сетях с изолированной нейтралью (рисунок 1.13).

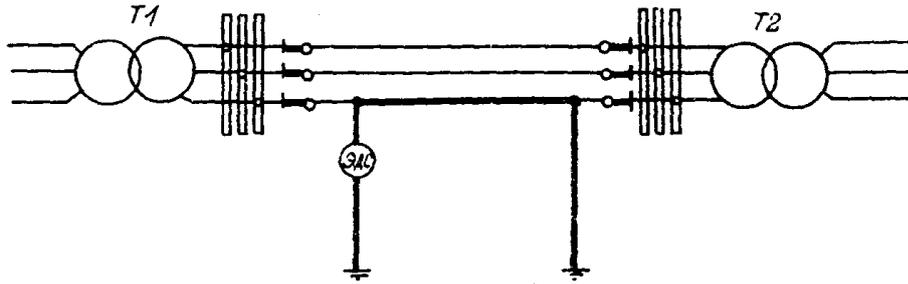


Рисунок 1.13 – Схема плавки гололеда методом наложения пофазно

Ток наложения определяется по выражению

$$i = \frac{\dot{U}_Д}{\dot{Z}_К},$$

где  $\dot{Z}_К$  – сопротивление контура плавки, Ом;  $\dot{U}_Д$  – напряжение, созданное дополнительным источником ЭДС, кВ.

Ток наложения и ток нагрузки линии складываются по принципу суперпозиции токов.

Известен пофазный метод плавки гололеда постоянным током без полного отключения линии [79].

Устройство, представленное на рисунке 1.14 включает в себя однофазный преобразователь 1 с тиристорами и обратными диодами (2, 3, 4, 5), конденсаторная батарея 6 включена к выводам постоянного напряжения преобразователя.

Питание преобразователя производится от дополнительного трансформатора 7 через коммутационные аппараты 8–14 в зависимости от проплавляемой в настоящее время фазы воздушной линии.

При включении устройства отключаются коммутационные аппараты проплавляемой фазы (к примеру, для фазы А – 15 и 18). ЛЭП при этом работает в двухфазном режиме электропередачи. После этого включаются разъединители 8, 11, 12 и 21.

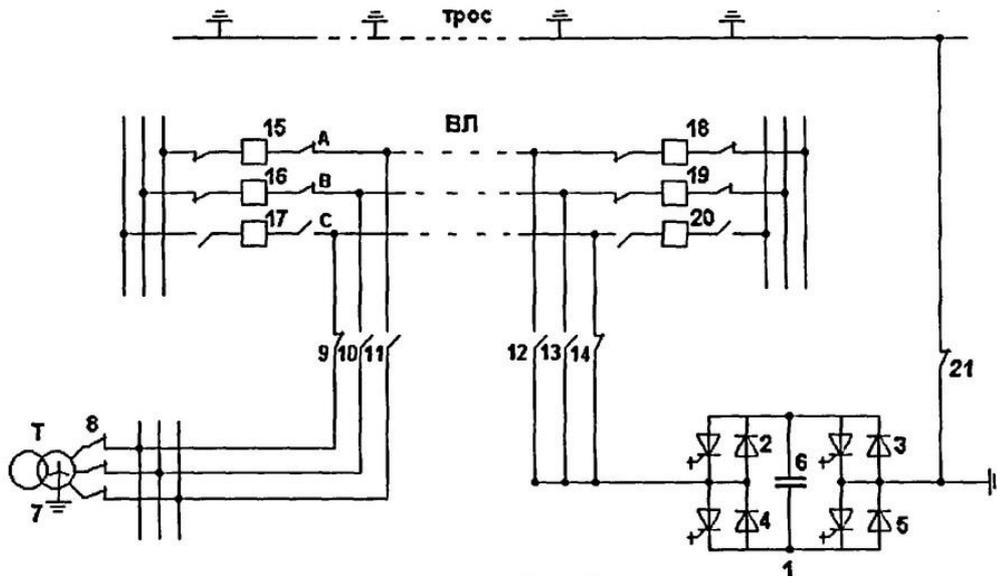


Рисунок 1.14 – Схема плавки гололеда постоянным током  
без полного отключения линии

Переменный ток трехфазного трансформатора 7 через включенные разъединители 8, 11, 12 подается на первый вход преобразователя, второй вход преобразователя замыкается на заземленную нейтраль (на «землю»).

Уровень данного тока регулируется временем включения тиристорov преобразователя. Этот ток создает ток нулевой последовательности в линии электропередачи и наводит ток в грозозащитном тросе, тем самым обеспечивая плавку гололеда на проводе, и на тросе [4].

Для плавки на остальных фазах выполняются следующие переключения.

Ток преобразователя уменьшают до нулевого значения, размыкают разъединители 11 и 12 и включают коммутационные аппараты 15 и 18. Схемы плавки остальных фаз собираются аналогичным образом.

В этом способе плавки уровень изоляции преобразователя должен соответствовать уровню напряжения линии.

Основным недостатком данного метода является пофазное отключение проводов линии и работа линии в двухфазном режиме.

#### 1.4. Методы мониторинга гололеда на проводах ВЛ

Надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей возможно лишь при внедрении эффективных мероприятий по мониторингу ВЛ электропередачи в ОЗП для предотвращения гололедных аварий.

Мониторинг гололедообразования бригадой электромонтеров непосредственно на участках ВЛ имеет следующие недостатки [24, 87, 88]:

- отсутствие оперативного мониторинга гололедно-ветровой ситуации на линии;
- сложность достоверной и точной оценки параметров ГИО, по причине глазомерного определения;
- невозможность реализации при наличии плохой видимости;
- в осенне-зимний период зачастую отсутствует возможность доступа ко всей трассе ВЛ по причине короткого светового дня и бездорожья;
- отсутствие возможности прогноза начала плавки, а, следовательно, и времени организационных мероприятий на отключение линии;
- значительные операционные расходы электросетевого предприятия.

Рассмотрим вопрос стоимости одних суток мониторинга бригадой электромонтеров. Результаты расчетов представлены в таблице 1.2.

Из приведенных расчетов следует, что в период интенсивного гололедообразования расходы электросетевых предприятий достигают сотен тысяч рублей, при этом эксплуатационный персонал по обслуживанию высоковольтных линий со специализированной техникой полностью отвлечен от плановых работ. Это не позволяет оперативно реагировать на другие нештатные ситуации.

Решением данной проблемы стало внедрение систем дистанционного автоматизированного мониторинга воздушных линий (СТГН, АИСКГН и т.п.) [5, 35, 70, 87].

Таблица 1.2 – Финансовые затраты при наблюдении за гололедообразованием на одном участке ВЛ бригадой электромонтеров за сутки

№	Наименование работ	Ед. изм.	Кол-во	Трудо-затраты, ч/ч	Стоимость, руб.	
					Ед.	Всего
1. Трудозатраты						
1	Мастер		1	24	134	3216
2	Э/монтер 5 разряда		1	24	116	2784
3	Э/монтер 4 разряда		2	24	104	4992
4	Э/монтер 3 разряда		2	24	92	4416
Итого по первому разделу				96		15408
2. Транспорт						
1	Урал 4320 (вахта)	маш·час	24		446	10704
2	Снегоход «Буран	маш·час	24		189	4536
Итого по второму разделу						15240
ИТОГО						30648

В настоящий момент известны следующие системы мониторинга.

Известен способ определения гололедных и ветровых нагрузок [75], путем измерения силы натяжения провода линии ЛЭП посредством магнитоупругих датчиков силы, которые установлены в гирляндах изоляторов. На основе показаний датчиков формируется управляющий сигнал, после чего осуществляется регистрация значения выходного сопротивления передающего устройства посредством преобразователя, например, варистора. Напряжение на варисторе изменяется пропорционально изменению напряжения на выходе датчика силы и, следовательно, пропорционально суммарной гололедной нагрузке на проводе линии ЛЭП. Далее происходит преобразование выходного сопротивления передающего устройства в зависимости от величины гололедной нагрузки в соответствующее значение аналогового сигнала постоянного тока посредством устройства обработки сигнала. Полученный аналоговый сигнал преобразуют в цифровой сигнал посредством цифро-аналогового преобразователя и передают в

диспетчерский пункт с последующим выводом на АРМ диспетчера. Недостатками данного способа являются низкий уровень информативности и скорости передачи данных.

Также известно устройство телеизмерения гололедно-ветровых нагрузок на проводах ЛЭП, с использованием концевых линейных заградителей и систем присоединения. Данное устройство состоит из двух генераторов синусоидальных сигналов близких по частоте. В устройстве также имеется два полосовых фильтра, настроенных на соответствующие частоты, подключенные ко второй системе присоединения. В потенциально гололедоопасных районах устанавливается датчик гололедно-ветровых нагрузок посредством механического присоединения к траверсе опоры ЛЭП и к проводу с использованием плунжера – с другой стороны. Плунжер в свою очередь соединяется с управляемым элементом фильтра присоединения. Входные каналы двух амплитудных детекторов соединяются с выходом соответствующего полосового фильтра. Выходные каналы амплитудных детекторов подключаются к соответствующим входам устройства дифференциального сравнения [82].

Недостатками представленного устройства являются сложность и громоздкость конструкции, низкая скорость передачи данных.

Существует также система передачи сигналов по ЛЭП для обнаружения отложений гололеда на проводах, включающая в себя блок управления передачей информации в виде высокочастотного генератора, подключенного посредством фильтра присоединения. В состав системы также входит конденсатор связи с фазным проводом ЛЭП, подключенный к блокам измерения. Из других компонентов системы можно выделить блок управления приемом, в состав которого входит блок сигнализации, соединенный посредством фильтра присоединения, а также конденсатор связи с фазным проводом ЛЭП. Конденсатор связи используется в целях получения данных о гололедных нагрузках в распределенной системе. Задачей блока управления передачей информации является формирование сигнала, отражающего интенсивность процесса гололедообразования в виде дискретных высокочастотных колебаний на выходе

генератора. На входном канале блока управления передачей информации установлен блок прогнозирования. В качестве первичного сигнала блок прогнозирования использует параметры метеорологических датчиков, с целью формирования длительности высокочастотных дискретных сигналов. Сигналы поступают через конденсатор связи и фильтр присоединения на блоки измерения и распределенный датчик посредством амплитудной модуляции величины гололедных отложений. Измерительные блоки подключают к сигнализаторам предельных нагрузок, и используются с целью определения предельно допустимой нагрузки в блоке управления приемом посредством измерения величины изменения амплитуды высокочастотного сигнала, модулируемого на пассивных элементах системы. Время начала гололедообразования и предельная гололедная нагрузка определяются по временным параметрам. Полученные временные значения в дальнейшем используются для определения количественных значений скорости нарастания гололеда [69].

Недостатком рассмотренной выше системы является невысокая надежность и отсутствие возможности оперативного контроля гололедно-ветровых нагрузок на ЛЭП.

В связи с описанными выше недостатками устройств в последнее время электросетевые предприятия активно внедряют системы мониторинга, которые позволяют в режиме реального времени контролировать процесс гололедообразования.

На сегодняшний день широко распространены системы мониторинга гололеда с применением тензометрических весовых датчиков.

В таблице 1.3 представлены сравнительные характеристики существующих дистанционных систем мониторинга, активно внедряемых в электросетевых компаниях России: автоматизированной информационной системы контроля гололедной нагрузки (АИСКГН) ООО «СпецКБП и СА», г. Невинномысск [1], системы телеметрии гололедно-ветровых нагрузок (СТГН) ООО «НТЦ Инструмент-микро», г. Энгельс [71].

Таблица 1.3 – Сравнительные характеристики основных систем мониторинга

	СпецКБП и СА	НТЦ Инструмент-микро
<b>Функциональные характеристики</b>		
Механическая нагрузка на проводах всех фаз и ГЗТ	+	+
Скорость и направление ветра	+	+
Температура воздуха	+	+
Специализированное программное обеспечение	+	+
Необходимость установки дополнительного сервера	+	Не требуется
Необходимость установки дополнительного рабочего места	+	+
Формирование информационных и аварийных сигналов	+	+
Хранение информации	+	+
<b>Финансовые затраты, тыс. руб.</b>		
Монтажные и пусконаладочные работы	58	50
Транспортные расходы	5,9	5
Командировочные расходы	26	25
Стоимость одного комплекта	900	650
Итого	989,9	730

Недостатком описанных выше систем является:

1. Учитывая, что посты устанавливаются точно в наиболее подверженных ГИО пролетах [49, 87] для обеспечения достаточного уровня наблюдаемости линии необходимо установить около пяти постов на 100 км линии;

2. Отображение и обработка полученной телеметрической информации осуществляется с применением специализированного программного обеспечения (ПО), требующего организацию еще одного рабочего места. Алгоритм передачи информации представлен на рисунке 1.15.

3. Значительная стоимость.

**Структурная схема.**

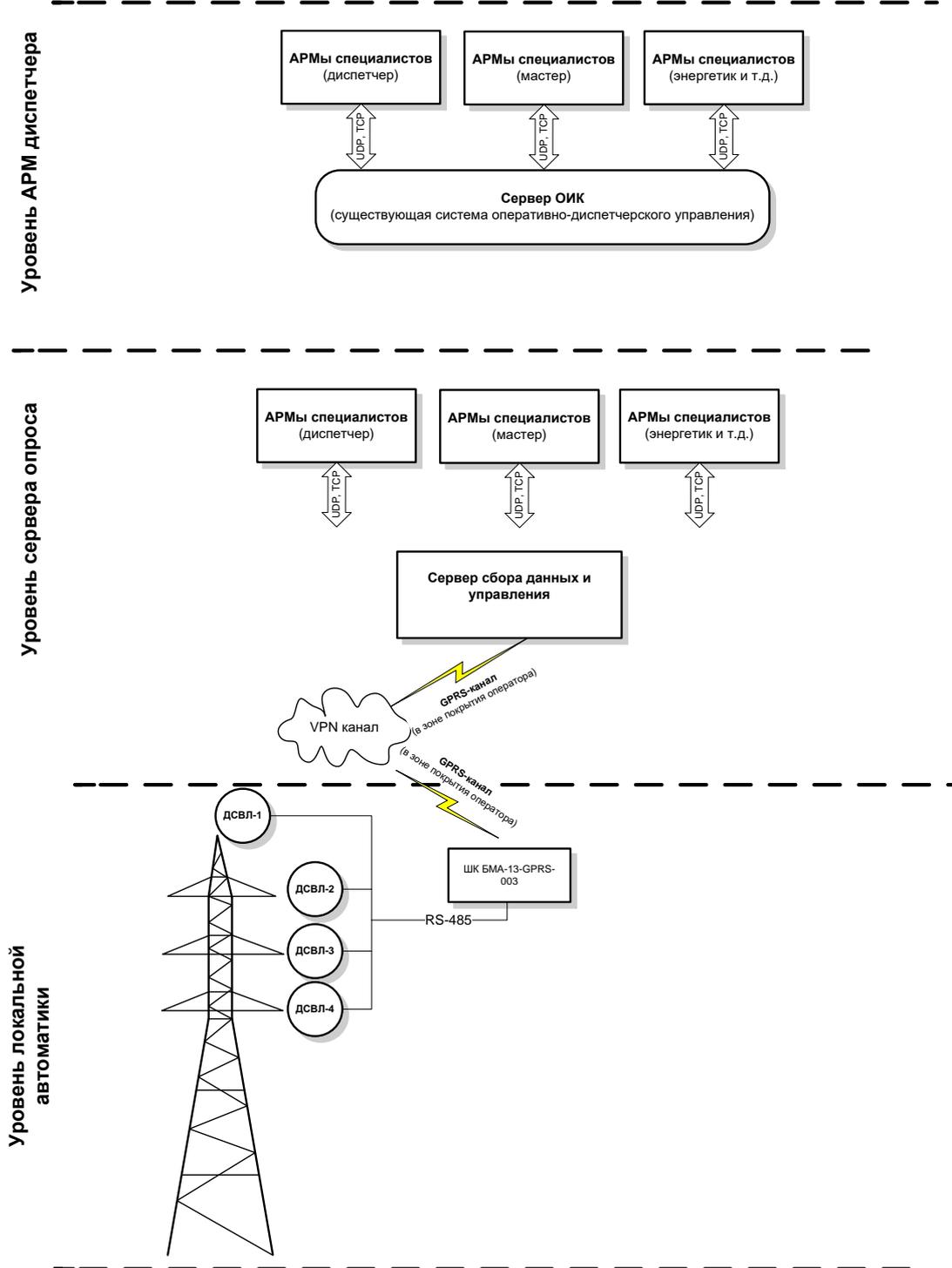


Рисунок 1.15 – Структурная схема передачи информации АИСКГН

### 1.5. Постановка задач исследования

1. Исследовать климатические нагрузки, влияющие на надежность воздушных линий электропередач, для районирования территории РБ по толщине стенки гололеда и частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.
2. Разработать систему плавки гололеда без отключения потребителей.
3. Выполнить имитационное и экспериментальное исследования систем плавки гололеда без отключения потребителей.
4. Разработать автоматизированную систему мониторинга контроля гололедно-ветровых нагрузок на проводах и грозозащитных тросах ВЛ.
5. Исследовать разработанную систему мониторинга на действующей воздушной линии электропередачи.

### Выводы

Предложен состав наиболее эффективных комплексов по борьбе с гололедообразованием на проводах ВЛ, основными элементами которых являются системы мониторинга и плавка гололеда.

Нагрев проводов может производиться при помощи как переменного, так и постоянного тока. Плавка гололеда переменным током не влечет за собой значительных капитальных расходов, так как источником питания выступает существующая электрическая сеть, но ее применение ограничено длиной проплавливаемых линий, токами и напряжениями.

Для линий с проводами значительных сечений и большой протяженности преимущество имеет плавка гололеда постоянным током. Мощность ИП при этом составляет для линий напряжением от 220 кВ и выше от 10 до 20 % от требуемой мощности при переменном токе, при этом требуется установка ВУ, которая имеет значительную стоимость. На практике применяются установки плавки гололеда типа В-ТПЕД, ВУКН, В-ТППД, состоящие из выпрямительных мостов, для

осуществления плавок гололеда на проводах и тросах линий напряжением 330–500 кВ.

Недостатком рассмотренных выше схем плавок гололеда является необходимость отключения линии на время проведения плавок. Это может приводить к прекращению электроснабжения потребителей, что недопустимо по оперативному режиму энергосистемы или для потребителей электрической энергии I категории. Также это предполагает ограниченный режим электропередачи, что нежелательно для потребителей электроэнергии и, в свою очередь, ведет к убыткам от недопоставленной энергии.

Для обеспечения бесперебойности электроснабжения в осенне-зимний период рекомендуется применять методы и способы плавки гололеда без отключения потребителей: методами наложения внешнего переменного тока на рабочий ток линии и перераспределения нагрузок, протеканием тока профилактического обогрева линии.

Однако, учитывая тот факт, что нельзя со сто процентной уверенностью заранее определить ток плавки, который зависит от режима работы энергосистемы, и необходимые при этом организационно-технические мероприятия, данные методы не получили широкого распространения на практике.

Представлен анализ существующих систем мониторинга за гололедообразованием на ВЛ. Недостатками проанализированных систем являются: необходимость установки значительного количества постов на ВЛ, применение специализированного ПО с организацией дополнительного рабочего места, значительная стоимость одного комплекта мониторинга.

## **ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА СИСТЕМ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ КОМПЛЕКСА ПО БОРЬБЕ С ГОЛОЛЕДОМ**

### **2.1. Исследования по районированию территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов**

#### **2.1.1. Исследования по районированию территории РБ по толщине стенки гололеда**

Метеорологические и синоптические условия гололедообразования рассмотрены в работах [6, 7, 15, 53, 56, 90].

Многолетняя статистика аварийных отключений ВЛ 35-110 кВ ООО «Башкирэнерго» (приложение А) и исследования авторов [25, 62] показывают, что средняя длительность гололедоопасного периода в Республике Башкортостан составляет 133 дня. К районам, наиболее часто подверженным гололедно-ветровым воздействиям, относятся районы, граничные с Оренбургской и Челябинской областями, а также Республикой Татарстан (Белебеевские, Белорецкие, Сибайские, Кумертауские электрические сети) [54]. Но наметившаяся тенденция изменения климата указывает на сдвигение районов, подверженных гололеду, ближе к центру республики [30]. На основе многолетних данных аварийных отключений и ГИО, зафиксированных на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий ОАО «Башкирэнерго» с 1983 по 2010 год была построена карта-схема образования гололеда на ВЛ (рисунок 2.1).

Мягкие климатические условия в зимнее время являются причиной обильного гололедообразования на линиях электропередачи Республики Башкортостан [28], что подтверждает многолетняя статистика аварийных отключений ВЛ. Ежегодно в ООО «Башкирэнерго» происходят десятки аварийных отключений по причине гололедно-ветровых воздействий, что приводит к недоотпуску электрической энергии потребителям. Сводные данные аварийных отключений приведены на рисунке 2.2.

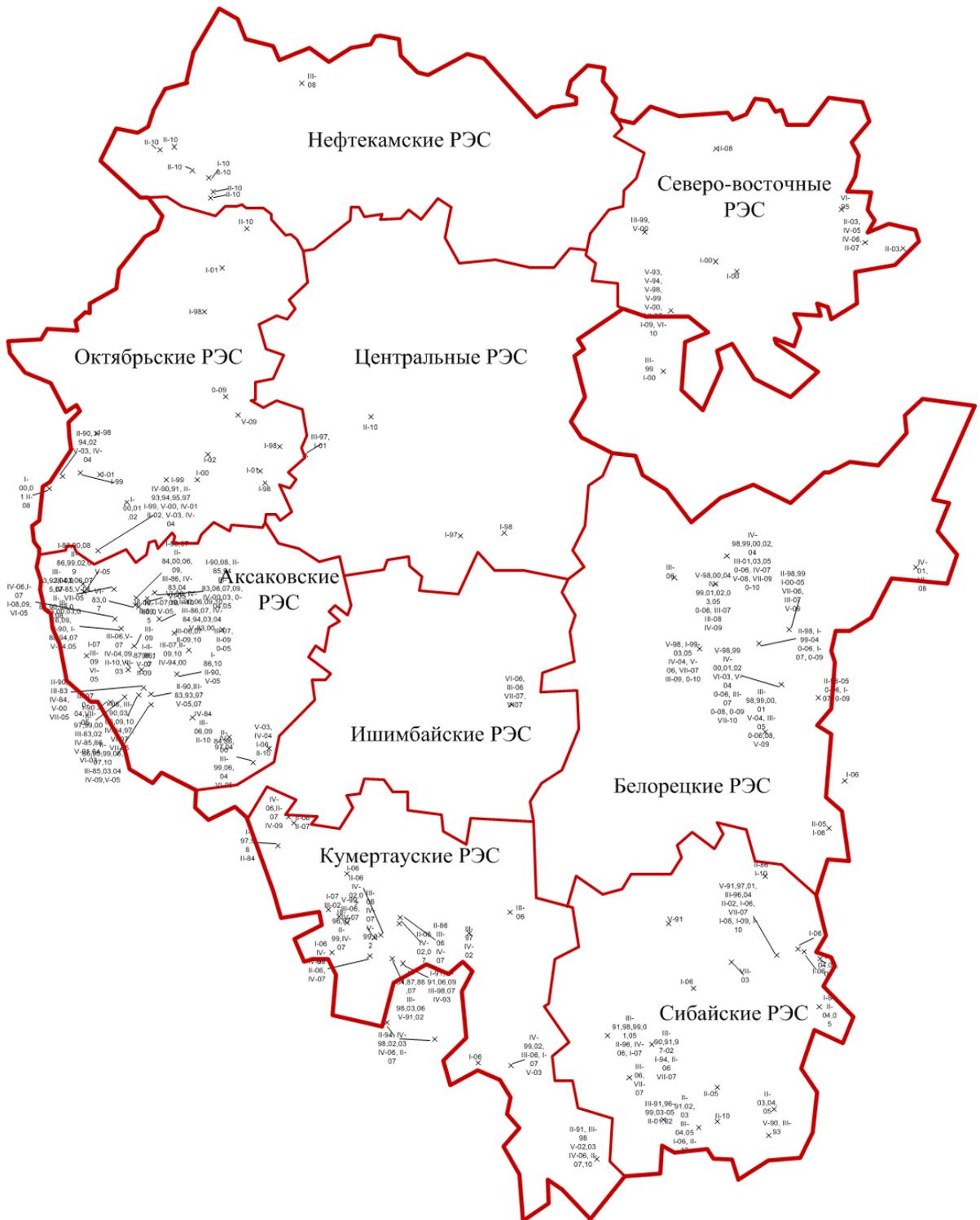


Рисунок 2.1 – Карта-схема образования гололеда на ВЛ 35-500 кВ Республики Башкортостан с 1983 по 2010 гг.

Количество аварийных отключений в основном зависит от погодных условий в течение осенне-зимнего периода и готовности электросетевого предприятия к прохождению ОЗП. Серьезных аварий с разрушением опор, обрывом линий электропередачи на территории Республики Башкортостан за последние годы не

происходило, однако прогрессирующая статистика гололедных отключений указывает на недостаточность применяемых электросетевыми компаниями методов борьбы с гололедом.

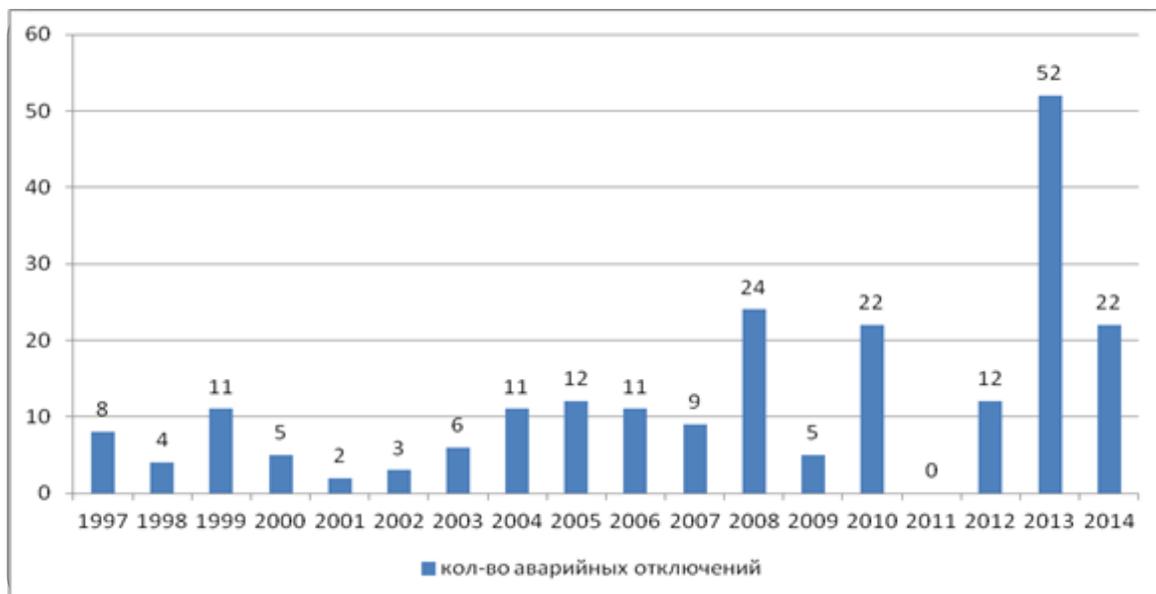


Рисунок 2.2 – Динамика аварийных отключений ВЛ 35-110 кВ

ООО «Башкирэнерго» по причине гололедно-ветровых воздействий

Учитывая вышеизложенное, электросетевым компаниям необходимо применять в своей работе системы борьбы с гололедом, позволяющие минимизировать последствия гололедно-ветровых воздействий на энергетическое оборудование, а также обеспечивающие бесперебойное электроснабжение потребителей [63, 65].

При проектировании и эксплуатации ВЛ в условиях гололедных нагрузок определение расчетных климатических условий является ответственным этапом, от которого во многом зависят такие свойства и характеристики линий, как стоимость строительства, аварийность при эксплуатации, надежность, живучесть и др. [46].

Определение при проектировании расчетно-климатических условий по гололеду должно проводиться по картам районирования по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов [52, 58]. Карты составляются [41, 45] с использованием многолетних результатов

наблюдений на метеопостах за скоростью ветра и характеристиками. Определение расчетно-климатических районов по пляске проводов должно производиться по картам климатического районирования [58], с использованием многолетних наблюдений на метеостанциях за скоростью ветра, также опыта эксплуатации ВЛ.

При определении максимальных приведенных величин ГИО на ВЛ и гололедных станках ГМС с учетом одинаковости их абсолютных отметок местности и типа рельефа используются предельные законы распределений.

В [66] рекомендовано применять для построения региональных карт первый предельный закон распределения по Гумбелю вида

$$F(b) = e^{-e^{-\alpha(b-\beta)}},$$

где  $b$  – приведенная толщина стенки гололеда, мм;

$\alpha, \beta$  – параметры распределения.

Приведенные толщины стенок гололеда  $b$ , которые составляют ряд наблюдений на ВЛ и гололедных станках ГМС, ранжируют в возрастающем порядке по следующему выражению

$$F(b) = \frac{m}{n+1},$$

где  $m$  – порядковый номер элемента ряда;

$n$  – общее количество элементов в ряду .

Далее составляется таблица интегральных повторяемостей в %.

На графике интегральных повторяемостей по оси ординат откладывались значения толщины стенок гололеда  $b$ , мм, а по оси абсцисс – соответствующие обеспеченности, %. Верхняя шкала оси абсцисс рассчитана для параметра распределения  $A = 10$ , средняя – для  $A = 1000$ , а нижняя – для первого предельного закона распределения по Гумбелю.

Если функция на графике не спрямлялась и имела изгиб выпуклостью вверх, для повышения точности определения  $b$  в работе использовалась функция двухэкспоненциального трехпараметрического распределения следующего вида:

$$F(b) = e^{-Ae^{-\left(\frac{b}{\beta}\right)^{-\gamma}}},$$

где  $A, \beta, \gamma$  – параметры распределения.

С указанных графиков снимались обеспеченности с 25-летней повторяемостью, вероятность:

$$P = 1 - \frac{1}{T} = 1 - \frac{1}{25} = 0,96,$$

где  $T$  – повторяемость расчетных нагрузок, равная 25 годам.

Результат исследований выявил несоответствие утвержденной в 2006 г. карты районирования по толщине стенки гололеда существующим климатическим нагрузкам. Требуется внести следующие изменения:

- в Бельской низменности районы вокруг Уфы снизить с III на II район климатических условий (РКУ);
- в западной части Уфимского плато (бассейн р. Уфы) районы по гололеду снизить с III на II РКУ;
- в восточной части Уфимского плато V РКУ снизить до IV района;
- на Прибельской равнине в бассейне реки Бирь снизить с IV РКУ на III;
- установить V район по гололеду на северо-восточных отрогах Бугульминско-Белебеевской возвышенности (между реками Чермасан и База),
- увеличить V район по гололеду на севере Бугульминско-Белебеевской возвышенности (между реками Ик и Усень);
- на Бугульмино-Белебеевской возвышенности повысить с V на VI РКУ районы восточнее Аксаково и западнее Шкапово;
- на востоке возвышенности Общего Сырта повысить район по гололеду с IV на V РКУ;
- на западе Зилаирского плато район повысить с IV на V РКУ;
- в Зауралье поймы рек Урал, Кизил, Худолаз, Таналык, Сакмара снизить с IV на III РКУ.

Карта районирования территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда, актуализированная с учетом многолетних наблюдений на метеопостах за скоростью ветра и характеристиками ГИО, а также опыта эксплуатации воздушных линий в 1983–2010 гг., представлена на рисунке 2.3.

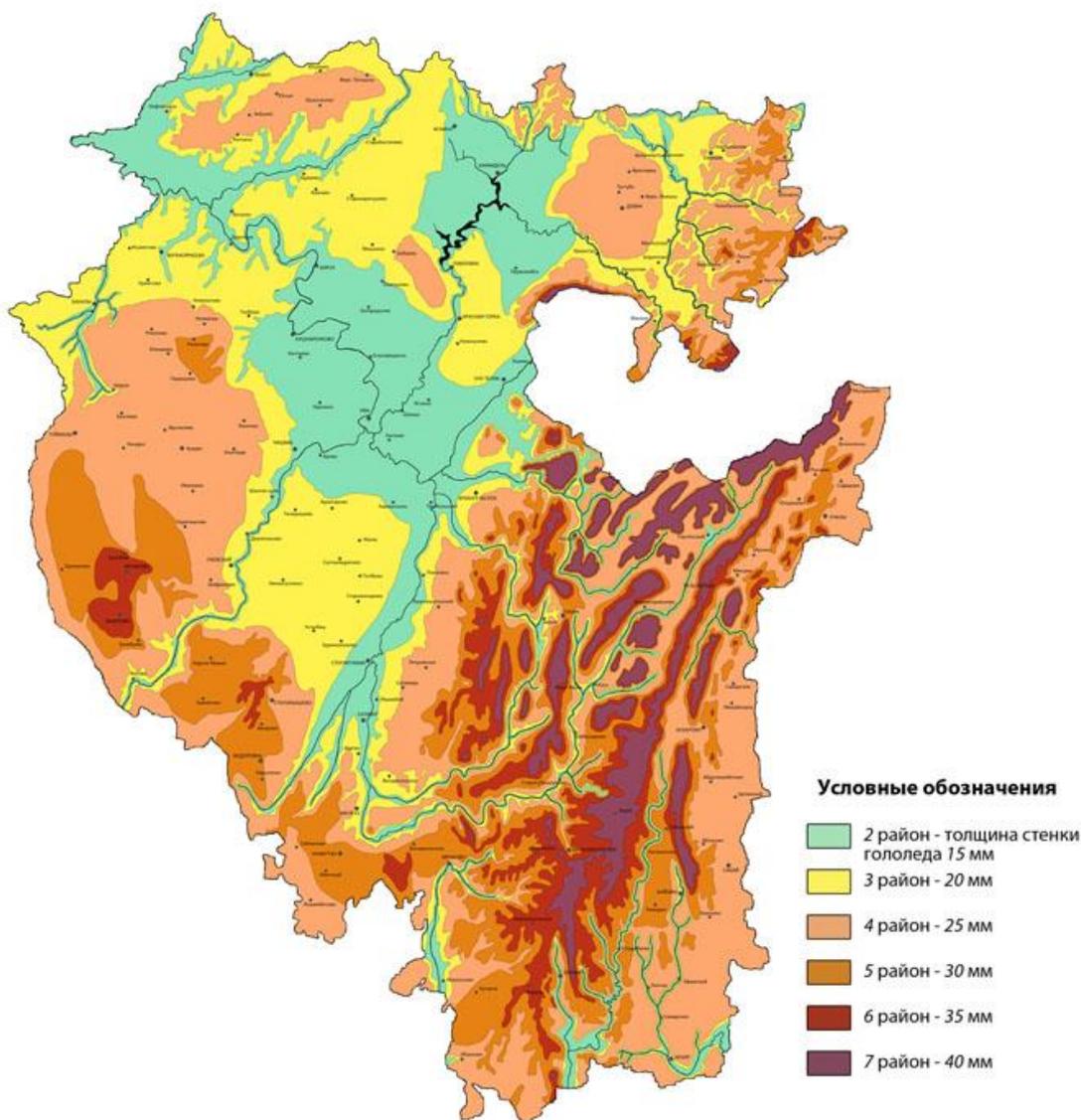


Рисунок 2.3 – Карта районирования территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда (2011 г.)

### 2.1.2. Карта районирования по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов

По частоте повторяемости и интенсивности пляски территория РФ делится на 2 района: район с частотой повторяемости не более 1 раза в 5 лет – район с умеренной пляской проводов; район с частой и интенсивной пляской проводов с частотой повторяемости более 1 раза в 5 лет [58].

Региональная карта расчетных районов по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов Республики Башкортостан была составлена для определения расчетных условий по пляске проводов и для разработки мероприятий

по повышению надежности воздушных линий [29]. Карта разрабатывалась по утвержденным на текущий момент методикам с учетом требований нормативно-технической документации [44]. В основу разработки карты районирования были положены данные эксплуатации электросетевых предприятий по пляске проводов за период с 1955 по 2010 гг. (рисунок 2.4, приложение Б).

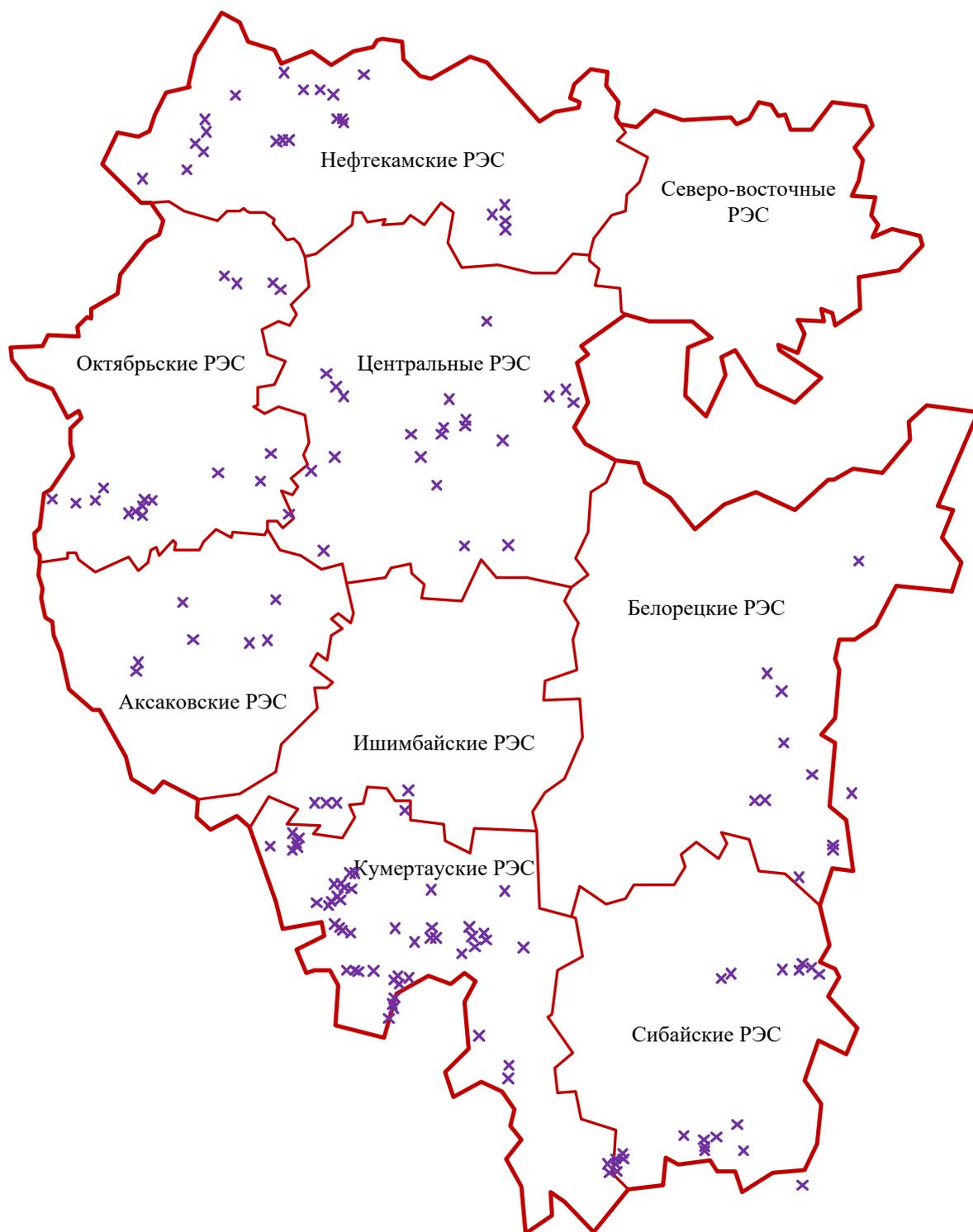


Рисунок 2.4 – Карта-схема наблюдений пляски проводов на ВЛ 6–500 кВ Республики Башкортостан в 1955–2010 гг.

Несовершенство существующих на текущий момент систем мониторинга пляски проводов, и недостаток объективных данных о пляске указывают с большой долей вероятности на необходимость проверки электросетевых районов, в которых пляска проводов не была зафиксирована обслуживающим персоналом предприятий, выявления факторов, наиболее существенно влияющих на частоту повторяемости пляски и ее интенсивность и определяемых при помощи экспертной оценки.

При обработке данных наблюдений учитывалось влияние микроклиматических особенностей на скорость ветра, интенсивность пляски проводов и характер гололедообразования: природных условий (крупных водоемов, рельефа местности, высоты над уровнем моря), существующих и проектируемых искусственных сооружений.

Обобщенный фактор опасности пляски [44] количественно определяется как произведение факторов пляски

$$R = \prod_1^5 R_i,$$

где  $R$  – обобщенный фактор опасности пляски;

$R_i$  – частные факторы опасности пляски.

*Фактор ветровой активности  $R_1$*

Данный фактор идентифицируется продолжительностью воздействия ветров скоростью от 6 до 20 м/с, направленных под углом к ВЛ от  $-45^\circ$  до  $+45^\circ$  в течение всего гололедного сезона (среднемесячное значение).

Ветровой поток является движущей силой, вызывающей пляску. Интенсивность пляски зависит от направления и скорости ветра. Пляска наблюдается в довольно широком диапазоне направлений ветра: от  $30^\circ$  до  $90^\circ$  к направлению линии. Однако наиболее интенсивная пляска обычно бывает при ветрах под углом  $45-90^\circ$  к линии. В отдельных, сравнительно редких случаях пляска наблюдается при ветре под углом  $15-30^\circ$  к линии.

При малых скоростях ветра, до 5 м/с, энергия ветра недостаточна, чтобы возбудить пляску. Обычно пляска возникает при скорости ветра порядка 8 м/с и

более. При уменьшении скорости ветра до 4–6 м/с возникшая ранее пляска может продолжаться, однако с меньшей интенсивностью. При таких скоростях ветра амплитуды пляски, как правило, не достигают опасных значений.

В интервале скорости ветра от 5 до 16 м/с амплитуды пляски возрастают с увеличением скорости ветра.

При очень больших скоростях ветра, порядка 20–25 м/с и более, пляска не наблюдается. Это может быть объяснено увеличением турбулентности и порывистости ветра из-за трения о земную поверхность, а также изменением характера обтекания им покрытого гололедом провода и связанным с этим изменением его аэродинамических характеристик. Скорость ветра и температура воздуха при пляске имеют немаловажное значение, в частности, с точки зрения осуществления плавки гололеда. При скорости ветра порядка 10 м/с и более и температуре около  $-10^{\circ}\text{C}$  и ниже практическое осуществление плавки гололеда становится затруднительным. Как правило, при интенсивной пляске скорости ветра составляют 8–16 м/с. Что касается температуры воздуха, то в преобладающем большинстве случаев (75 %) она находится в пределах от 0 до  $-5^{\circ}\text{C}$ , однако примерно в 20 % случаев она опускается ниже  $-10^{\circ}\text{C}$ .

Значения коэффициентов фактора ветровой активности  $R_1$  приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Фактор ветровой активности [44]

Суммарная продолжительность ветров (среднемесячное значение за гололедный период), час, при скорости от 6 до 20 м/с, направлении к оси ВЛ – от $-45^{\circ}$ до $+45^{\circ}$	Значение
50	0,5
100	0,75
200	1,00
300	1,25
500 и более	1,5

#### *Фактор гололедной опасности $R_2$*

Данный фактор зависит от числа дней в году с возможностью отложений мокрого снега, гололеда, изморози или их смеси на проводах ВЛ.

В преобладающем большинстве случаев пляска наблюдается при небольших и средних односторонних гололедных отложениях, с наибольшей толщиной в радиальном направлении от 2–3 мм до величины порядка одного диаметра провода. На линиях с расщепленной фазой в большинстве случаев пляска наблюдается также при наибольшей толщине ГИО от 0,2 до 0,75 диаметра провода. Возможность возникновения и развития пляски определяется наличием подъемной силы, стимулирующей пляску, величина которой определяется не только размерами, но главным образом формой (аэродинамическим профилем) и ориентацией гололедного отложения относительно воздушного потока. Поэтому эти факторы имеют исключительно важные значения.

Наличие ГИО на проводе далеко не всегда, даже при соответствующих направлении и скорости ветра, приводит к пляске. Пляска возникает лишь при некоторых формах, иногда даже незначительных по размеру, отложений и наиболее благоприятной для данной формы ориентации отложения относительно воздушного потока. В некоторых случаях с нарастанием гололеда и изменением его формы возникшая интенсивная пляска проводов прекращалась.

Значения коэффициентов фактора гололедной опасности  $R_2$  приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Фактор гололедной опасности [44]

Число дней с гололедными отложениями на проводах (среднее за год)	Значения
Менее 10	1
20	2
30	3
40	4
50	5
60 и более	10

### *Топографический фактор $R_3$*

Данный фактор учитывает влияние на пляску рельефа местности трассы ВЛ, наличие лесных насаждений, а также зданий и сооружений.

Влияние рельефа местности и естественного покрова на подверженность линии пляске проводов следует рассматривать в двух аспектах.

Во-первых, характер рельефа и абсолютная высота местности над уровнем моря имеют решающее значение в отношении подверженности трассы гололедным образованиям. С этой точки зрения наиболее подвержены гололеду открытые возвышенности, где вследствие больших высот и отсутствия препятствий для гололедонесущего потока создаются наиболее благоприятные условия для отложения гололеда на проводах. Наоборот, участки трассы, расположенные на пониженных отметках, в особенности, если они защищены от гололедонесущего потока окружающим рельефом (прохождение трассы вдоль долины или под защитой возвышенности), менее подвержены гололеду. Также менее подвержены гололеду линии, проходящие по просекам в лесных массивах.

Во-вторых, характер рельефа сказывается на возбуждающей пляску воздушном потоке. На открытой ровной местности и отлогих склонах линии в большей степени подвержены возбуждающим пляску ветрам, нежели в лощинах и участках, защищенных от ветра возвышенностями или местными насаждениями. Таким образом, анализируя влияние рельефа, можно заключить, что в местностях, где наблюдаются гололеды, пляска наиболее вероятна на участках линий, проходящих по открытым возвышенным местам. Прохождение линий по слабопересеченной местности не препятствует возникновению пляски.

В некоторых случаях условия пересеченного рельефа, наличие впадин, склонов, насыпей и т.п. может влиять на воздушный поток, способствуя проявлению интенсивной пляски в отдельных пролетах. В других случаях, наоборот, пересеченный рельеф и экранирование линий возвышенностями, лесными насаждениями и всякого рода сооружениями со стороны гололедонесущего потока и возбуждающего пляску ветра препятствует развитию пляски.

На участках линий, проходящих в лесных массивах или по долине, где влияние местного массива или пониженных по сравнению с окружающей местностью отметок способствует меньшей вероятности образования гололеда на проводах и меньшей подверженности поперечным ветрам, пляска маловероятна, а при достаточной защищенности – невозможна.

Значения коэффициентов топографического фактора  $R_3$  приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Топографический фактор [44]

Топографические особенности	Значения
Территория населенного пункта с высокими зданиями и сооружениями, лесной массив, трасса вдоль горной долины, высокогорные районы	0,5
Пересеченная местность, редкий низкорослый лес, невысокая (сельская) застройка	0,75
Отдельные деревья, строения, кустарник	1,0
Ровная открытая местность	1,5
Ровная открытая местность, вершины холмов со снежным покровом более 3 мес. в году, парящий в зимнее время пруд-охладитель	2,0

#### *Конструктивный фактор $R_4$*

Фактор учитывает закручивание проводов, длины пролетов, геометрию расположения и типы крепления проводов на опорах.

Закручивание провода под действием веса одностороннего отложения гололеда оказывает существенное влияние на возможность пляски и характер колебательного движения. По мере нарастания гололеда и закручивания проводов гололедное отложение принимает более округлую, а, следовательно, более аэродинамическую форму. Кроме того, аэродинамические характеристики провода по длине пролета становятся различными и возникает эффект мешающего влияния. Поэтому по мере нарастания гололеда интенсивность пляски ослабевает, а при больших гололедных отложениях пляска проводов не наблюдается. При небольших и средних размерах отложений, когда эффект закручивания сказывается только в средней части пролета, отсутствие подъемной силы в средней части пролета затрудняет возникновение пляски с одной полуволной в пролете и стимулирует пляску с двумя полуволнами в пролете.

Было отмечено, что поступательное перемещение проводов при пляске сопровождается периодическими крутильными колебаниями. Периодические повороты провода вокруг своей оси приводят к периодическому изменению угла

атаки, что может способствовать увеличению действующих на провод аэродинамических сил и развитию пляски.

Значения коэффициентов конструктивного фактора  $R_4$  приведены в таблице 2.4 в зависимости от расстояния между проводами соседних фаз по прямой  $b$ , м, к стреле провеса  $f$ , м.

Таблица 2.4 – Конструктивный фактор [44]

Отношение $b/f$	Значения
анкерная опора	
2 и более	0,5
1	0,75
0,5 и менее	1,00
промежуточная опора	
2 и более	0,5
1	1,0
0,5 и менее	1,5

#### *Фактор влияния расщепления фаз $R_5$*

Данный фактор учитывает рост опасности пляски с увеличением числа проводов расщепленной фазы.

На линиях 330–500 кВ с расщепленной фазой распорки, жестко соединяющие между собой провода расщепленной фазы, препятствуют их закручиванию. Поэтому оптимальная для возникновения пляски односторонняя форма отложения гололеда на проводах расщепленной фазы сохраняется почти одинаковой на всей длине пролета. Это способствует возникновению пляски с одной полуволной в пролете, при которой наблюдается наибольшее вертикальное перемещение проводов.

Значения коэффициентов расщепления фазы  $R_5$  приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Фактор расщепления фаз [44]

Количество проводов расщепленной фазы	Значения
1	1,0
2	1,2
3	1,4
4	1,6
5	1,8
8	2,0

Степень опасности пляски для проектируемых, сооружаемых или существующих ВЛ определяется на основе оценочной шкалы в зависимости от значения обобщенного фактора опасности пляски. Значения обобщенного фактора располагаются в диапазоне от 0,125 до 90. Данные значения обобщенного фактора опасности  $R$  и оценка степеней опасности пляски приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Обобщенный фактор опасности пляски [44]

Обобщенный фактор опасности пляски $R$	Степень опасности пляски	Район пляски
менее 1	отсутствует	район с умеренной пляской проводов
1,1–3	мала	
3,1–10	реальна	
10,1–50	высока	район с частой и интенсивной пляской проводов
50,1–90	опасность тяжелых аварий	

Если значение фактора  $R$  более 10, требуется запланировать ряд мероприятий по внесению изменений в конструктив ВЛ либо по внедрению дополнительных устройств необходимых для защиты от пляски, если превышает 50 – вышеперечисленные мероприятия требуется исполнять незамедлительно.

Для автоматизации процесса оценки степени опасности пляски разработана компьютерная программа расчета (рисунок 2.5). Результаты расчетов воздушных линий 6–500 кВ Республики Башкортостан сведены в таблицу 2.7.

Ввести данные

Наименование линии ВЛ 110 кВ Бекетово - НСТЭЦ I, II ц

Суммарная продолжительность действия ветров, ч.

50     100     200     300     500 и более

Число дней с гололедом

менее 10     20     30     40     50     60 и более

Топография

Город с высокой застройкой, лесной массив, трасса вдоль горной долины, высокогорные районы

Пересеченная местность, редкий или низкорослый лес, невысокая (сельская) застройка

Отдельные деревья, строения, кустарник

Ровная открытая местность

Ровная открытая местность, вершины холмов со снежным покровом более 3 мес. в году, парящий в зимнее время пруд-охладитель

Отношение расстояния между проводами соседних фаз по прямой к стреле провеса

Анкерная опора     Промежуточная опора

2 и более     1     0,5 и менее

Число проводов в фазе

1     2     3     4     5     8

46           

Рисунок 2.5 – Программа расчета фактора опасности пляски

Применив методику «Экспертная оценка фактора опасности пляски проводов ВЛ» [44], можно сделать вывод, что на рассмотренных воздушных линиях возможна умеренная пляска проводов.

В соответствии с данными эксплуатации и экспертной оценки, а также с учетом влияния климатических факторов была построена карта районирования территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов ВЛ, представленная на рисунке 2.6. Совместное применение в работе опытных данных (наблюдений за пляской проводов, аварийных отключений вследствие пляски) с проверочными расчетами повышает достоверность районирования территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.

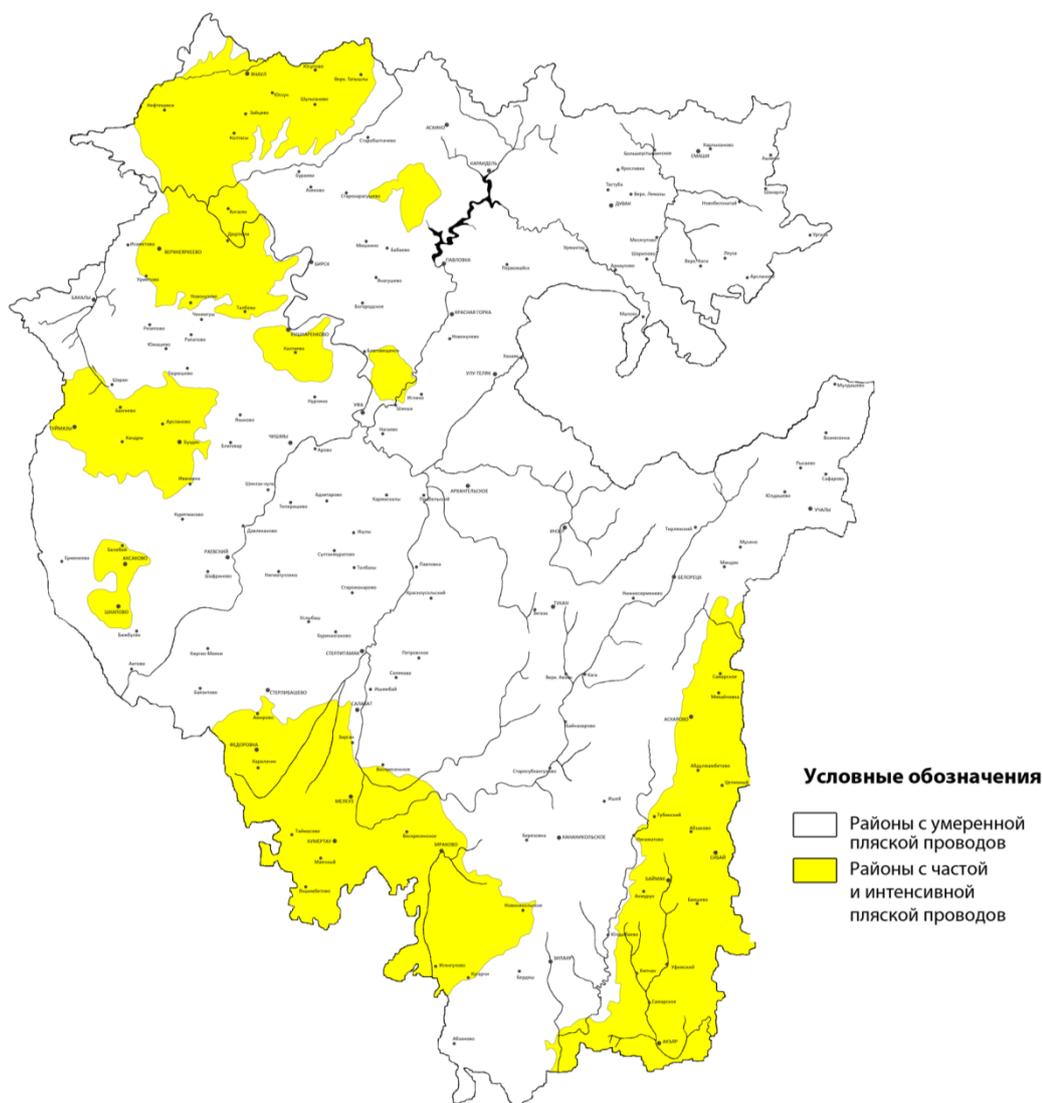


Рисунок 2.6 – Карта районирования территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов (2011 г.)

Таблица 2.7 – Степень опасности пляски проводов воздушных линий классом напряжения 35–110 кВ Республики

Башкортостан

№	Наименование линии	Суммарная продолжительность ветров (среднемесячное значение за гололедный период), час, при скорости от 6 до 20 м/с, направлении к оси ВЛ – от –45° до +45°	Число дней с гололедными отложениями на проводах (среднее за год)	Топографические особенности	Отношение $b/f$	Количество проводов расщепленной фазы	Опасность пляски
1	2	3	4	5	6	7	8
	<b>Белорецкие РЭС</b>						
1	ВЛ 110 кВ Белорецк–Комбинат-1 ц	менее 50	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
2	ВЛ 110 кВ Белорецк–Комбинат-2 ц	менее 50	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
3	ВЛ 110 кВ Белорецк–Тукан	менее 50	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
4	ВЛ 110 кВ Белорецк–Маяк	менее 50	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
5	ВЛ 110 кВ Н. Абзаково–Белорецк	менее 50	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
6	ВЛ 110 кВ Бердагулово–Пихта	менее 50	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
7	ВЛ 110 кВ Белорецк–Тукан, отпайка на Авзян	менее 50	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
	<b>Северо-восточные РЭС</b>						
1	ВЛ 110 кВ Ургала–Белокатай	50–100	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
2	ВЛ 35 кВ Первогорская–Бурлы	50–100	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
3	ВЛ 35 кВ Сажино–Б. Ока	50–100	60 и более	II	2 и более	1	отсутствует
4	ВЛ 110 кВ Златоуст–Ургала	50–100	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует
5	ВЛ 35 кВ Месягутово–Мещегарово	50–100	60 и более	III	2 и более	1	мала
6	ВЛ 35 кВ Дуван–Калмаш	50–100	60 и более	I	2 и более	1	отсутствует

Продолжение таблицы 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
	<b>Центральные РЭС</b>						
1	ВЛ 110 кВ Нурлино–Благовар	менее 50	менее 10	III	2 и более	1	мала
2	ВЛ 35 кВ Прибельск–Архангельская	менее 50	менее 10	II	2 и более	1	отсутствует
3	ВЛ 110 кВ Бирск–Тюльди-1, 2 ц	менее 50	менее 10	III	2 и более	1	мала
4	ВЛ 110 кВ Бекетово–Карламан-т-1, 2 ц	менее 50	менее 10	III	2 и более	1	мала
5	ВЛ 110 кВ Карламан–Приуралье-т	менее 50	менее 10	II	2 и более	1	отсутствует
6	ВЛ 110 кВ Дема–Раевка «з»	менее 50	менее 10	III	2 и более	1	мала
7	ВЛ 110 кВ Дема–Чишмы-т «кр»	менее 50	менее 10	III	2 и более	1	мала
8	ВЛ 110 кВ Уфа–Южная–Шакша-р	менее 50	менее 10	III	2 и более	1	мала
	<b>Ишимбайские РЭС</b>						
1	ВЛ 500 кВ Смеловская–Бекетово	50–100	20–30	I	2 и более	1	отсутствует
2	ВЛ 35 кВ Карагушево–Яшерганово	50–100	20–30	III	2 и более	1	мала
3	ВЛ 110 кВ ЮПП–Янгискаин-1, 2 ц	50–100	20–30	III	2 и более	1	мала
4	ВЛ 110 кВ Оптика–Карагушево-1, 2 ц	50–100	20–30	III	2 и более	1	мала
5	ВЛ 110 кВ Бекетово–НСТЭЦ-1, 2 ц	50–100	20–30	III	2 и более	1	мала

I – город с высокой застройкой, лес, горная долина, высокогорье;

II – редкий лес, невысокая застройка, пересеченная местность;

III – ровная открытая местность

Анализ статистических данных указал на необходимость актуализации разработанных карт районирования с целью оптимизации технических решений по повышению надежности электроснабжения потребителей и экономических затрат на строительство и содержание электрических сетей.

На основании разработанных карт районирования возможно определение расчетных условий по гололеду для определения комплексов и систем по борьбе с гололедом, их качественных и количественных характеристик и режимов работы.

## **2.2. Разработка системы плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный**

Наиболее перспективным методом плавки гололеда без отключения потребителей является метод, при котором на рабочий ток накладывается постоянный ток [19, 83]. Этот метод может быть осуществлен на параллельных ВЛЭП и в сетях на ВЛ, замкнутых в кольцо.

Предложенная схема плавки путем наложения на рабочий ток постоянного тока имеет следующие преимущества по сравнению с другими схемами плавки:

1) плавка гололеда реализовывается одновременно на всех воздушных линиях, замкнутых в кольцо и обеих параллельных линиях, что имеет существенное значение при снего-ветровых явлениях, ледяных дождях, массовых гололедах, масштабных плясках проводов, когда отключения возможны на всех ВЛ района;

2) при проведении плавки потребители не отключаются, ВЛ остается под нагрузкой, таким образом организация и проведение плавки гололеда не ограничивается электрическим режимом потребителя;

3) снижается объем переключений, выполняемых оперативным персоналом;

4) увеличивается результативность плавки на протяженных линиях электропередачи с применением вариантов: «провод–2 провода», «6 проводов» и др.;

5) при проведении плавки «земля» в качестве обратного провода не используется, что позволяет снизить мощность выпрямительной установки, при этом требования к термической и коррозионной стойкости контуров заземлений, к электробезопасности по уровням шагового напряжения и напряжения прикосновения остаются на стандартном уровне.

Уровень напряжения выпрямительной установки плавки должен быть рассчитан на уровень напряжения воздушной линии. В схеме плавки гололеда должны быть предусмотрены заградительные конденсаторы для предотвращения протекания постоянного тока плавки через трансформаторы, а также реакторы для защиты ВУ от протекания переменного тока.

Для проверки плавки методом наложения постоянного тока на рабочий переменный необходимо: разработать схемы включения установки плавки в кольцевые и параллельные линии, структурные схемы подстанций и провести компьютерное моделирование и экспериментальное исследование установки.

В предложенной структурной схеме плавки гололеда обеспечивается протекание постоянного тока плавки по кольцевым либо параллельным линиям, при этом трансформаторы изолированы от протекания постоянного тока (рисунок 2.7) [22].

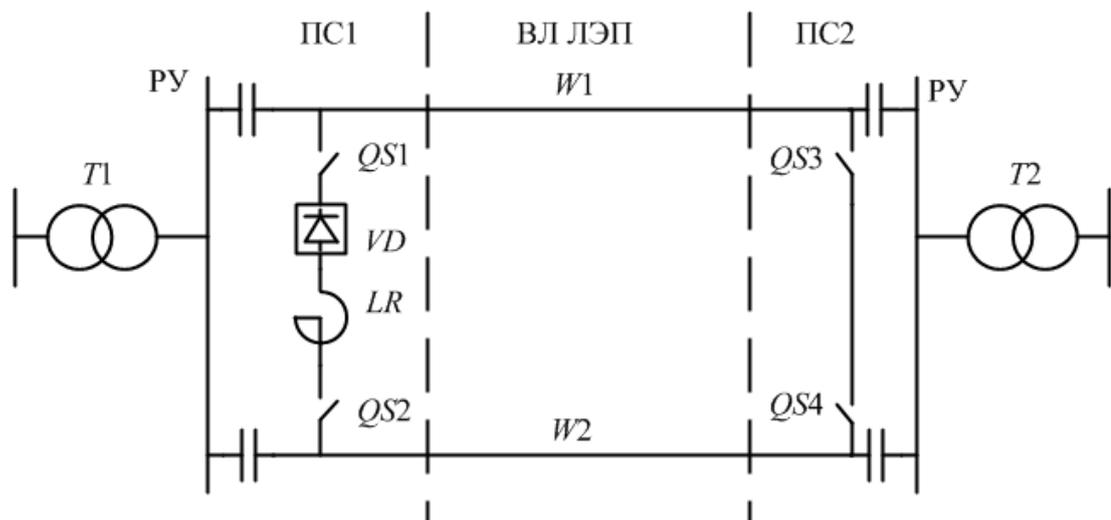


Рисунок 2.7 – Структурная схема плавки на параллельных линиях:

PC1 – подстанция с установленной ВУ плавки  $VD$ ,

$C1-C4$  – разделительные конденсаторы,  $LR$  – заградительный реактор,

$T1-T2$  – трансформаторы,  $W1-W2$  – параллельные линии

При схеме РУ трансформаторной подстанции «Рабочие системы шин с обходной» постоянный ток плавки протекает по обходной системе шин  $AO$ , последовательно с линейными разъединителями  $QS3$ ,  $QS4$  устанавливаются конденсаторы  $C$  (рисунок 2.8,  $a$ ), при этом обходные разъединители  $QS1$ ,  $QS2$  замкнуты, обходной выключатель  $QO$  разомкнут. Нормальная схема соединений распределительного устройства восстанавливается после завершения плавки гололеда. Для сохранения нормального режима работы сети в гололедобезопасный период конденсаторы шунтируются разъединителями.

На подстанции с ВУ для плавки обходная система сборных шин секционируется (рисунок 2.8,  $b$ ) [22]. К разным секциям обходной системы сборных шин подключаются разные полюса ВУ. Обходные разъединители включаются так, что линии, включенные в контур плавки (кольцевые или параллельные линии), подключаются к разным полюсам ВУ.

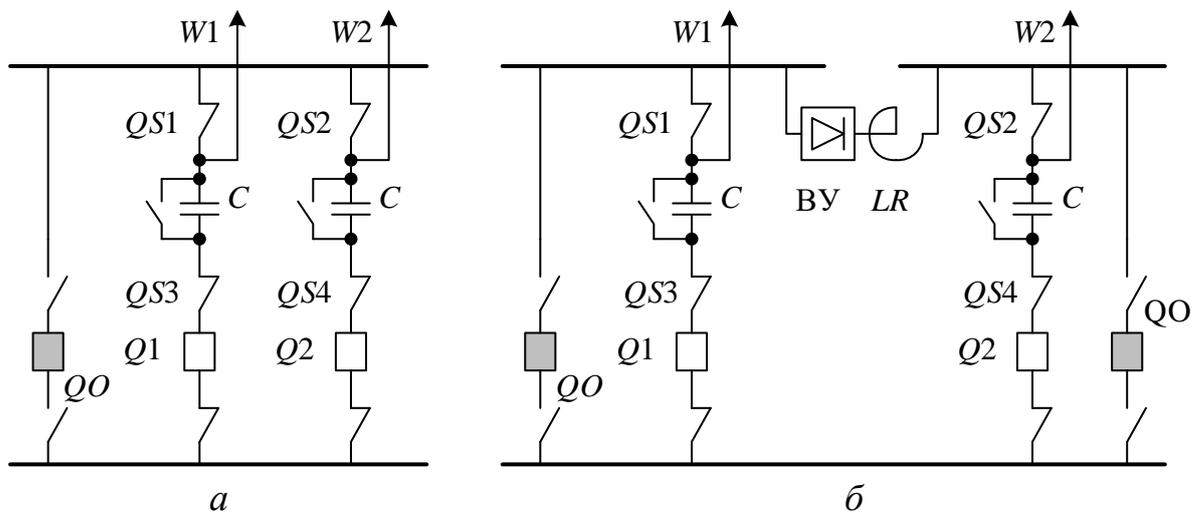


Рисунок 2.8 – Схемы РУ подстанций:

$a$  – понизительной ПС;  $b$  – питающей ПС

По режиму сети заградительные конденсаторы позволяют осуществлять продольную компенсацию реактивной мощности и выбираются по расчету электрического режима сети.

Реакторы  $LR$  для ограничения тока для каждой ПС выбираются на основании расчетов токов короткого замыкания в зависимости от схем плавки гололеда.

На подстанциях с ВУ, не имеющих обходной системы шин, для плавки необходимо предусмотреть две рабочие системы шин (рисунок 2.9). Разъединители устанавливаются и включаются так, что проплавляемые линии подключаются к разным полюсам ВУ.

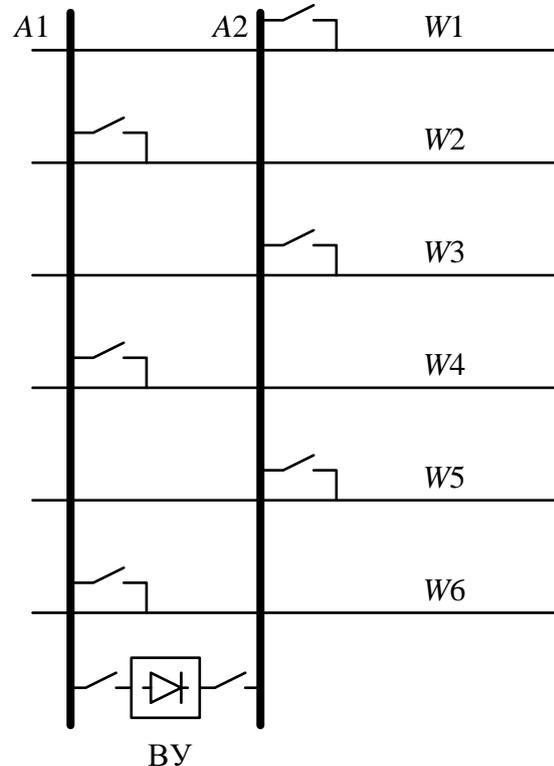


Рисунок 2.9 – Схема РУ с установкой плавки гололеда:

W1–W6 – воздушные линии, A1, A2 – шины плавки,

ВУ – выпрямительная установка

Воздушные линии подключаются к шинам плавки ШП1, ШП2 по расчетной схеме плавки.

Время плавки и ток по схеме наложения токов зависят от схемы электрической сети и рассчитываются по известным методикам.

Взаимосвязь величины тока и длительности плавки определяется формулой, полученной на основе теоретических и экспериментальных исследований:

$$I^2 R_0 t = \frac{t}{\frac{\lg \frac{D}{d}}{0,008 + 1,61\rho + 5,87\rho^3} + \frac{1}{0,12D + 1,1\sqrt{vD}}} \Delta T + 10,23\rho db +$$

$$+ \frac{\rho \cdot 10^{-2}}{\lg \frac{D}{d}} \left( D^2 - d^2 \left( 4,6 \lg \frac{D}{d} + 1 \right) \right) \Delta T + (0,25m_{\text{АЛ}} + 0,13m_{\text{СТ}})(\Delta T + 3).$$

где  $I$  – ток плавки, А;

$R_0$  – сопротивление 1 м провода при 0 °С;

$t$  – длительность плавки, час;

$b$  – толщина стенки отложения (по РКУ), см;

$d$  – диаметр провода, см;

$D$  – диаметр гололедного отложения, см;

$\rho$  – плотность гололеда, г/см<sup>3</sup>;

$v$  – скорость ветра, м/с;

$m_{\text{АЛ}}$  – масса алюминиевой части провода, кг/м;

$m_{\text{СТ}}$  – масса стальной части провода, кг/м;

$3$  – положительная температура, до которой должен быть нагрет провод, прежде чем начнется плавка отложения, °С;

$\Delta T$  – разность температур провода и воздуха, °С.

Для наиболее вероятных сочетаний метеоусловий плавка гололеда обеспечивает очистку проводов ВЛ от гололеда за время, не превышающее 30 мин.

Токи плавки при этом рассчитываются по наихудшим сочетаниям метеоусловий.

Для условий Республики Башкортостан наиболее вероятными сочетаниями метеоусловий и плотности отложения являются:

– гололед:  $\rho = 0,75$  г/см<sup>3</sup>,  $v = 7$  м/с,  $\Delta T = -1$  °С;

– зернистая изморозь и сложные отложения:  $\rho = 0,3$  г/см<sup>3</sup>,  $v = 5$  м/с,  $\Delta T = -5$  °С.

### 2.3. Моделирование схемы плавки наложением постоянного тока

Моделирование предложенной схемы плавки гололеда наложением постоянного тока без отключения потребителей проводилось по схеме с контуром плавки на параллельных ЛЭП [22, 26].

Целью моделирования было исследовать электрический режим работы воздушных линий электропередачи при протекании переменного тока нагрузки по всем трем фазам и постоянного тока плавки по одной фазе. Модель, имитирующая две параллельные воздушные линии электропередачи, строится по схеме (рисунок 2.7).

Модель исследовалась в пакете MATLAB Simulink [57]. Компьютерная модель на рисунке 2.10, *а* представлена без системы плавки, на рисунке 2.10, *б* – с системой плавки.

Для построения схемы плавки гололеда на одной фазе на подстанции с выпрямительной установкой (на питающей подстанции) были добавлены заградительные конденсаторы в линиях и реактор в цепи ВУ для фильтрации постоянного тока, на трансформаторной (понижительной) подстанции добавлены заградительные конденсаторы и переключки между линиями для создания цепи протекания тока плавки (рисунок 2.10, *б*). Данные переключки не вносят изменений в режим работы электрической сети, так как обе ВЛ работают на одну систему шин подстанции.

Измерение трехфазных токов и напряжений производится при помощи блоков *Three-Phase V-I Measurement* (блоки М1–М6). Для измерения действующих значений тока и напряжения были добавлены блоки *RMS*.

Воздушная линия электропередачи представляется П-образной схемой замещения – блоки *Three-Phase PI Section Line*. В качестве источника питания 10 кВ используется блок *Three-Phase Source*, в качестве нагрузки 10 кВ – *Three-Phase Parallel RLC Load*, также в схему добавлены два трансформатора 110/10 кВ, представленные блоками *Three-Phase Transformer (Two Windings)*. В качестве источника постоянного тока 14 кВ применяется блок *DC Voltage Source* [57].

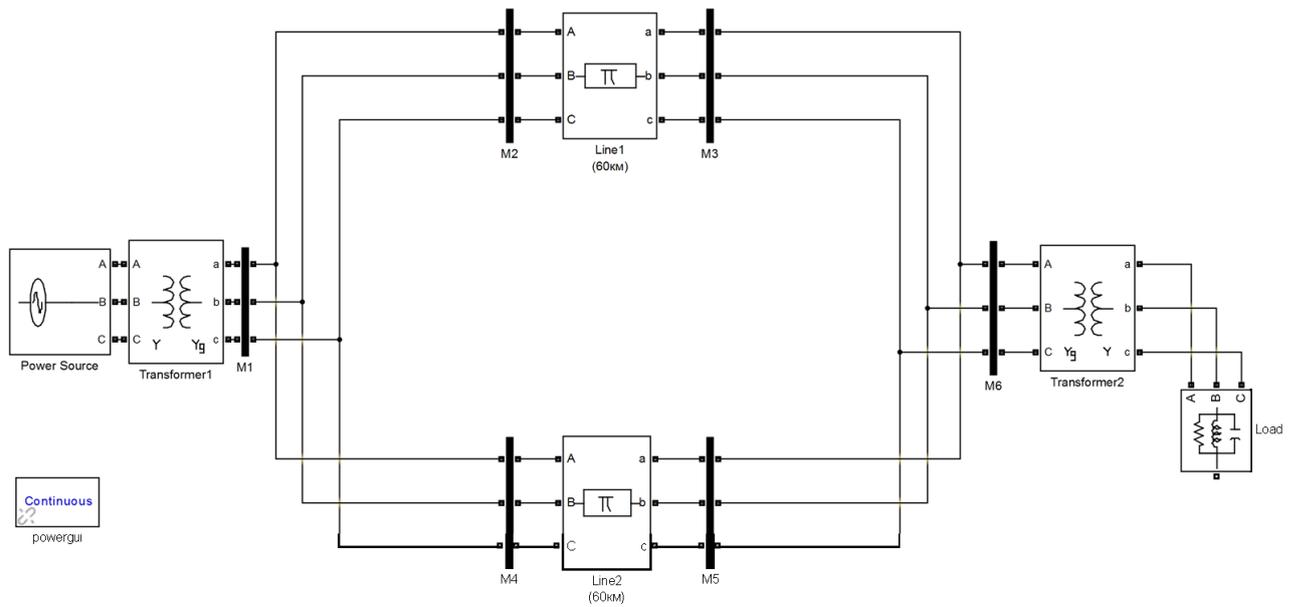
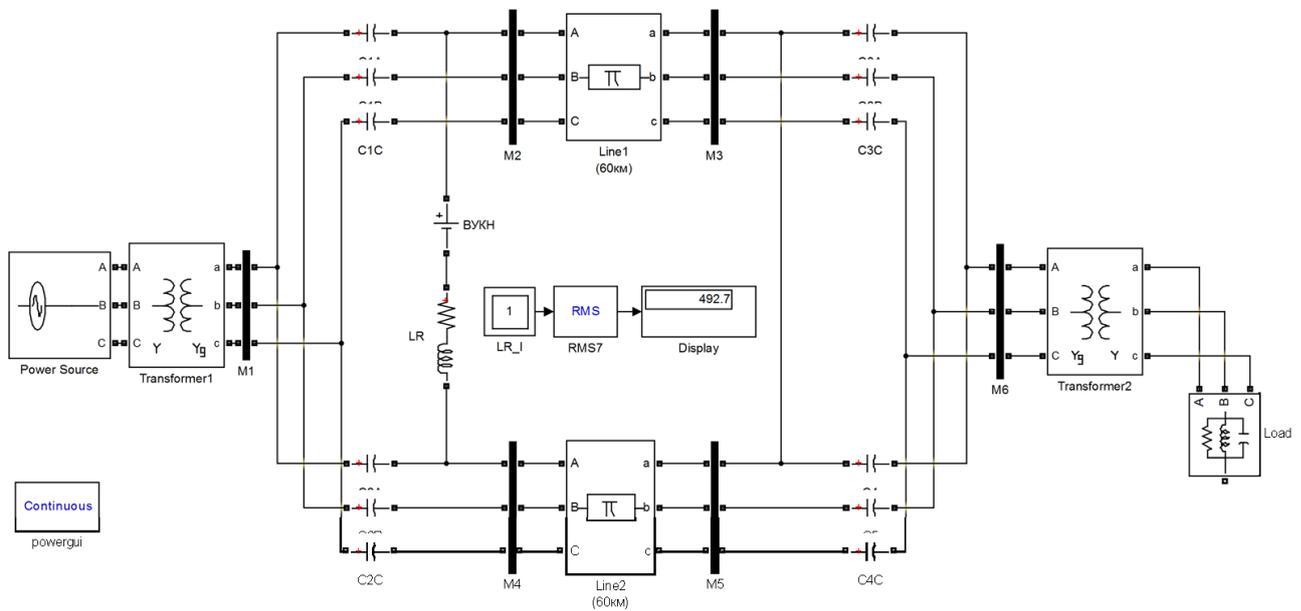
*a**б*

Рисунок 2.10 – Модель MATLAB:

*a* – без схемы плавки, *б* – с системой плавки

На рисунках 2.11, 2.12 представлены осциллограммы токов и напряжений для схем с плавкой и без плавки в точках: на питающей и понизительной подстанциях, в начале и в конце линий. Действующие значения токов в различных точках схемы приведены в таблице 2.8. Результирующий ток проплавляемой фазы

$$I_{\text{ПЛ}} = \sqrt{I_{\text{ПЕР}}^2 + I_{\text{ПОСТ}}^2}$$

Таблица 2.8 – Значения токов схемы

Фаза	Ток $I$ , А			
	Питающая ПС	Начало ВЛ 1	Конец ВЛ 1	Понизительная ПС
Схема без плавки гололеда				
<i>A</i>	208	104	104,4	208,7
<i>B</i>	208	104	104,4	208,7
<i>C</i>	208	104	104,4	208,7
Схема с системой плавки гололеда (фаза <i>A</i> )				
<i>A</i>	208,5	503,6	503,7	209
<i>B</i>	208,5	104,2	104,5	209
<i>C</i>	208,5	104,2	104,5	209
ВУ	–	492,7	492,7	–
<i>A</i> (расчетный)	–	503,6	503,6	–

Токи и напряжения всех трех фаз на рисунке 2.11 составляют симметричную систему и равны другу на всех участках сети. На рисунке 2.12, б, в видно, что в линии электропередачи ток фазы *A* (желтая) вследствие наложения тока плавки увеличен на постоянную составляющую. Токи в остальных фазах ЛЭП равны друг другу. Токи и напряжения в трансформаторах (на подстанциях, рисунке 2.12, а, г) при наложении постоянного тока не изменяются и составляют симметричную систему.

Таким образом, из результатов моделирования видно, что вследствие наложения постоянного тока на переменный ток нагрузки в проплавляемой линии увеличивается результирующий ток. Заградительные конденсаторы и реактор обеспечивают протекание постоянного тока плавки только по линиям электропередачи и фильтрацию на других участках электрической сети. Режим работы трансформаторов подстанций и оборудования потребителей вследствие протекания тока плавки не изменяется. Таким образом, работы системы плавки наложением постоянного тока на переменный ток нагрузки не оказывает влияния на режим работы потребителей, обеспечивает необходимые параметры плавки и может быть реализована в электросетевых предприятиях для плавки без отключения потребителей.

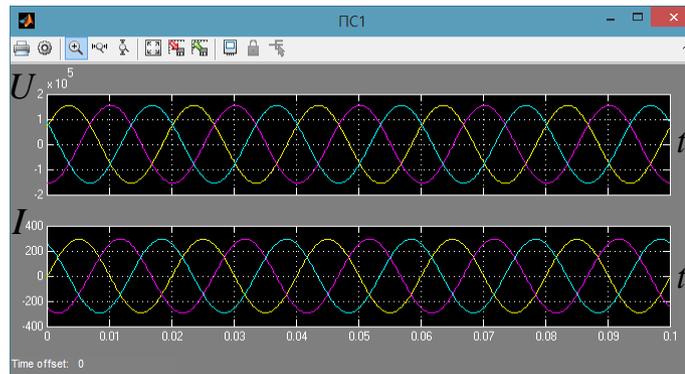
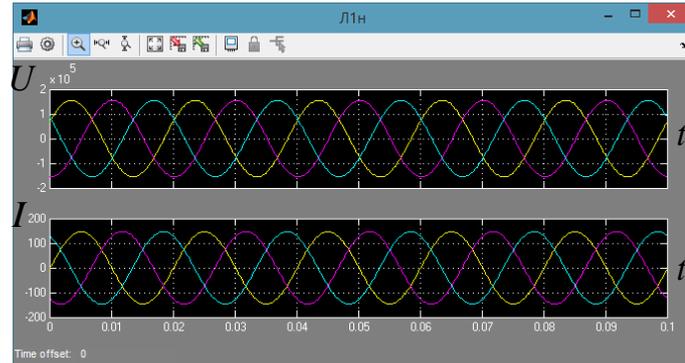
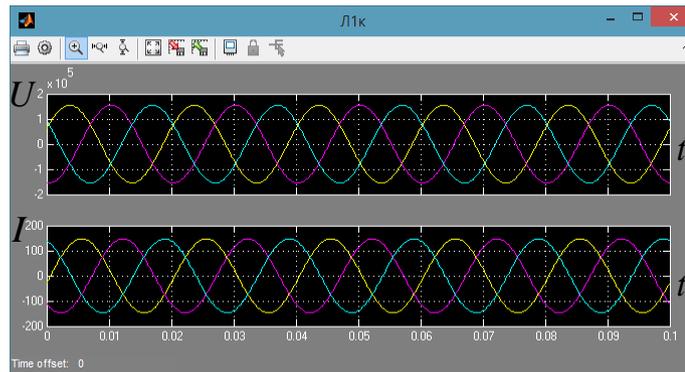
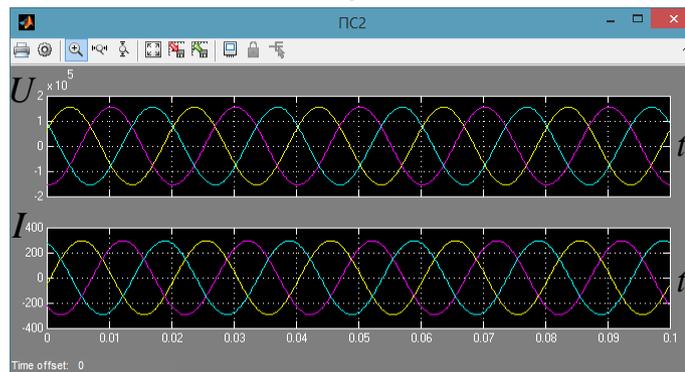
*a**б**в**г*

Рисунок 2.11 – Диаграммы токов и напряжений в схеме без плавки гололеда:

*a* – на питающей подстанции, *б* – в начале линии,

*в* – в конце линии, *г* – на трансформаторной подстанции

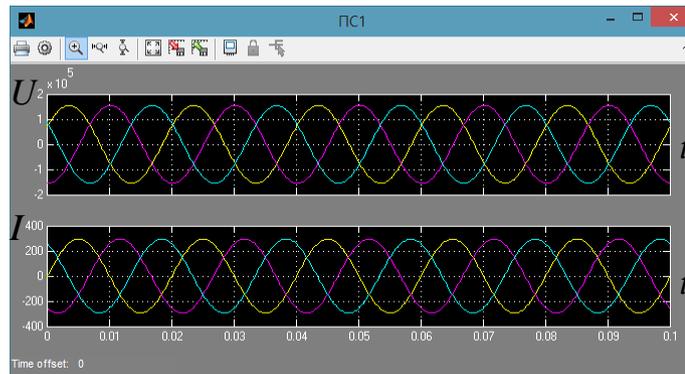
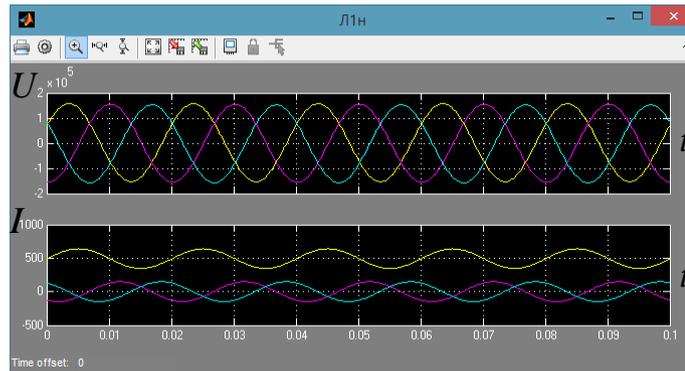
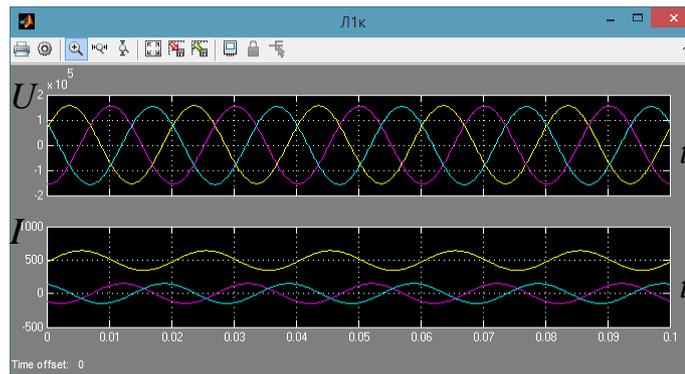
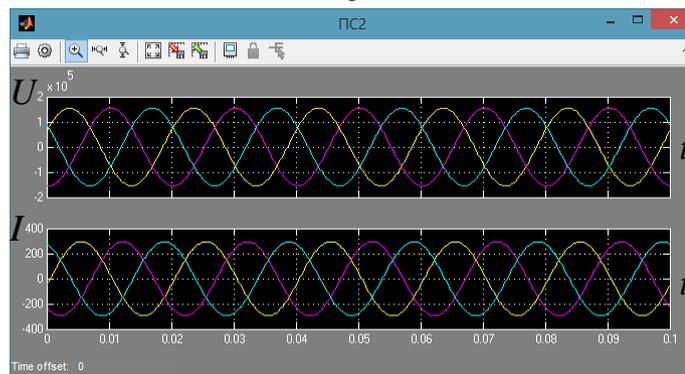
*a**б**в**г*

Рисунок 2.12 – Диаграммы токов и напряжений в схеме с плавкой гололеда:

*a* – на питающей подстанции, *б* – в начале линии,

*в* – в конце линии, *г* – на трансформаторной подстанции

## Выводы и результаты

Растущее число гололедных отключений указывает не на недостаточность применяемых электросетевыми компаниями мер по борьбе с гололедом.

По результатам исследования статистических данных аварийных отключений сделан вывод о необходимости актуализации существующей карты районирования по толщине стенки гололеда и разработки карты районирования территории РБ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов с целью оптимизации технических решений по повышению надежности электроснабжения потребителей и экономических затрат на строительство и содержание электрических сетей.

В результате проделанных исследований были внесены следующие основные изменения в карту районирования по толщине стенки гололеда:

- в Бельской низменности районы вокруг Уфы изменен с III на II РКУ;
- в западной части Уфимского плато (бассейн р. Уфы) районы по гололеду изменен с III на II РКУ;
- в восточной части Уфимского плато V РКУ изменен до IV района;
- на Прибельской равнине в бассейне реки Бирь изменен с IV РКУ на III;
- установлен V район по гололеду на северо-восточных отрогах Бугульминско-Белебеевской возвышенности (между реками Чермасан и База),
- увеличен V район по гололеду на севере Бугульминско-Белебеевской возвышенности (между реками Ик и Усень);
- на Бугульмино-Белебеевской возвышенности изменен с V на VI РКУ районы восточнее Аксаково и западнее Шкапово;
- на востоке возвышенности Общего Сырта изменен район по гололеду с IV на V РКУ;
- на западе Зилаирского плато район изменен с IV на V РКУ;
- в Зауралье поймы рек Урал, Кизил, Худолаз, Таналык, Сакмара изменен с IV на III РКУ.

Региональная карта расчетных районов по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов была разработана по утвержденным на текущий момент методикам. В основу разработки карты были положены данные эксплуатации электросетевых предприятий по пляске проводов за период с 1955 по 2010 гг. Совместное применение в работе опытных данных (наблюдений за пляской проводов, аварийных отключений вследствие пляски) с проверочными расчетами повышает достоверность районирования территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов.

На основании разработанных карт районирования возможно определение расчетных условий по гололеду для определения комплексов и систем по борьбе с гололедом, их качественных и количественных характеристик и режимов работы.

Разработанные электротехнические схемы плавки гололеда на ВЛ осуществляемой наложением постоянного тока плавки на переменный рабочий ток имеют ряд преимуществ над другими схемами плавки: плавка гололеда выполняется без отключения потребителей электрической энергии одновременно на всех параллельных и кольцующих ВЛ, при этом достигается расширение зоны плавки, снижение количества оперативных переключений, в плавке не участвует «земля».

Разработанные структурные схемы плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный проверены компьютерным моделированием. Теоретические исследования на основе моделирования подтвердили, что система плавки наложением постоянного тока на токи нагрузки без отключения потребителей обеспечивает необходимый режим работы, не влияет на режим работы потребителей и может быть реализована в электрических сетях. Для проверки адекватности разработанной модели необходимо провести экспериментальные исследования предложенной схемы соединения оборудования РУ ПС и ВЛЭП в составе системы плавки гололеда посредством наложения постоянного тока на переменный.

## ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ПЛАВКИ ГОЛОЛЕДА БЕЗ ОТКЛЮЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

### 3.1. Описание экспериментальной установки

Экспериментальные исследования системы плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный проводились в лаборатории по проведению исследований режимов работы ВЛЭП (рисунок 3.1) [22].

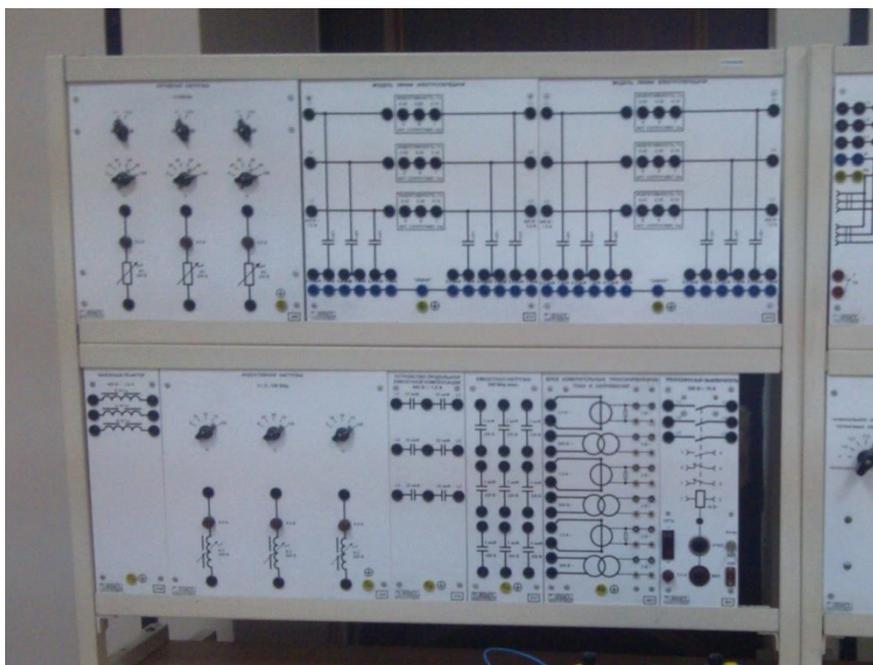


Рисунок 3.1 – Экспериментальный стенд

Экспериментальный стенд состоит из двух моделей ЛЭП, реактора, заградительных конденсаторов, нагрузки и источников питания (ИП).

На рисунке 3.2 приведена электрическая схема установки. На электрической схеме:  $C = 33$  мкФ,  $L_{\text{Л}} = 420$  мГн,  $R_{\text{Л}} = 9,4$  Ом,  $L = 140$  мГн,  $R_{\text{Н}} = 484$  Ом.

В качестве источника постоянного тока применялся независимый регулируемый ИП, питание установки осуществлялось от регулируемого автотрансформатора. Для обеспечения безопасного режима работы напряжение автотрансформатора изменялось от 0 до 220 В, ток ИП – не более 0,5 А.

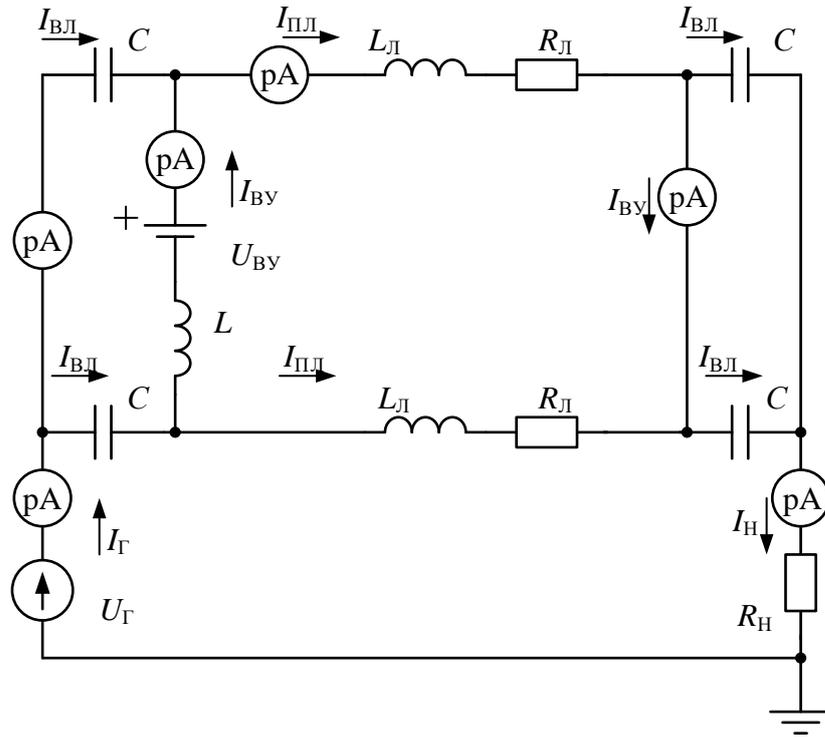


Рисунок 3.2 – Схема электрическая экспериментальной установки:

$U_{\Gamma}$ ,  $I_{\Gamma}$  – напряжение и ток источника питания,  $I_{\text{H}}$  – ток нагрузки,  $I_{\text{ВЛ}}$  – переменный ток линии,  $U_{\text{ВУ}}$ ,  $I_{\text{ВУ}}$  – напряжение и ток выпрямительной установки,  $I_{\text{ПЛ}}$  – результирующий ток плавки

### 3.2. Результаты экспериментальных исследований системы плавки гололеда без отключения потребителей

Величины токов рассчитывались по следующим выражениям.

Ток источника питания, ток нагрузки:

$$I_{\Gamma} = I_{\text{H}} = \frac{U_{\Gamma}}{Z_{\Sigma}} = \frac{220}{489,65} = 0,45 \text{ А},$$

где  $Z_{\Sigma}$  – полное сопротивление цепи,

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} &= -j \frac{X_C}{2} + j \frac{X_L}{2} + \frac{R_{\text{Л}}}{2} - j \frac{X_C}{2} = -j \frac{96,46}{2} + j \frac{131,95}{2} + \frac{9,4}{2} - j \frac{96,46}{2} = \\ &= 488,7 - j30,49 = 489,65 e^{-j3,57} \text{ Ом}, \end{aligned}$$

$$X_L = \omega L_{\text{Л}} = 100\pi \cdot 420 \cdot 10^{-3} = 131,95 \text{ Ом},$$

$$X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{100\pi \cdot 33 \cdot 10^{-6}} = 96,46 \text{ Ом.}$$

Переменный ток линии

$$I_{\text{ВЛ}} = \frac{I_{\Gamma}}{2} = \frac{0,45}{2} = 0,22 \text{ А.}$$

Постоянный ток выпрямительной установки

$$I_{\text{ВУ}} = \frac{U_{\text{ВУ}}}{R_{\Sigma}} = \frac{4}{18,8} = 0,21 \text{ А,}$$

где  $R_{\Sigma}$  – суммарное сопротивление контура плавки

$$R_{\Sigma} = R_{\text{Л}} + R_{\text{Л}} = 9,4 + 9,4 = 18,8 \text{ Ом.}$$

Результирующий ток плавки

$$I_{\text{ПЛ}} = \sqrt{I_{\text{ВЛ}}^2 + I_{\text{ВУ}}^2} = \sqrt{0,22^2 + 0,21^2} = 0,3 \text{ А.}$$

Результаты расчетов параметров схемы и экспериментальных исследований приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов

$U_{\Gamma}, \text{ В}$	$U_{\text{ВУ}}, \text{ В}$	Результаты измерений, А					Расчетные значения, А				Погр., %
		$I_{\Gamma}$	$I_{\text{ВЛ}}$	$I_{\text{ВУ}}$	$I_{\text{ПЛ}}$	$I_{\text{Н}}$	$I_{\Gamma}$	$I_{\text{ВЛ}}$	$I_{\text{ВУ}}$	$I_{\text{ПЛ}}$	
50	0	0,11	0,05	0	0,05	0,11	0,10	0,05	0	0,05	0
100		0,20	0,10	0	0,10	0,20	0,20	0,10	0	0,10	0
150		0,32	0,16	0	0,16	0,32	0,31	0,15	0	0,15	6,2
200		0,43	0,21	0	0,21	0,43	0,41	0,20	0	0,20	4,8
220		0,47	0,24	0	0,24	0,47	0,45	0,22	0	0,22	8,3
50	2	0,10	0,05	0,1	0,11	0,10	0,10	0,05	0,11	0,11	0
100		0,20	0,10	0,1	0,15	0,20	0,20	0,10	0,11	0,14	6,7
150		0,30	0,15	0,1	0,18	0,30	0,31	0,15	0,11	0,18	0
200		0,43	0,21	0,1	0,22	0,43	0,41	0,20	0,11	0,23	4,5
220		0,48	0,24	0,1	0,24	0,48	0,45	0,22	0,11	0,25	4,2
50	4	0,12	0,06	0,2	0,21	0,12	0,10	0,05	0,21	0,21	0
100		0,20	0,10	0,2	0,22	0,20	0,20	0,10	0,21	0,22	0
150		0,33	0,16	0,2	0,26	0,33	0,31	0,15	0,21	0,25	3,8
200		0,40	0,20	0,2	0,27	0,40	0,41	0,20	0,21	0,29	7,4
220		0,45	0,23	0,2	0,30	0,45	0,45	0,22	0,21	0,30	0

Результаты измерений и расчетов в графическом виде представлены на рисунке 3.3.

Из анализа результатов видно, что погрешность экспериментальных и расчетных данных не превышает 10%.

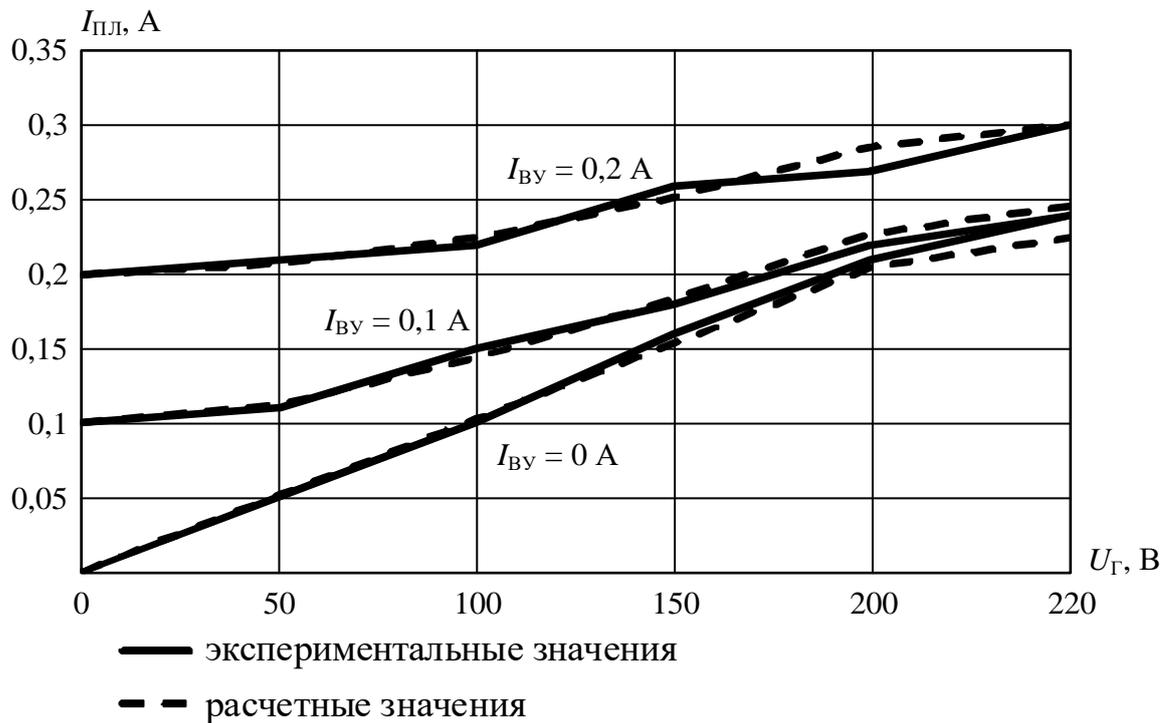


Рисунок 3.3 – Сравнение экспериментальных и расчетных данных

Результаты компьютерного моделирования и экспериментальных исследований позволяют сделать выводы, что предложенная система плавки ГИО наложением постоянного тока плавки на переменный ток нагрузки без отключения потребителей не воздействует на рабочий ток потребителя, то есть плавка гололеда производится без изменения режима работы потребителей и электроэнергетического оборудования.

Для построения предложенной системы плавки гололеда необходимо внести требуемые изменения в схемы РУ ПС, электроэнергетическое оборудование подстанций должно быть рассчитано на работу при повышенном напряжении.

Для определения возможности реализации системы плавки гололеда без отключения потребителей в действующих распределительных электрических сетях необходимо проанализировать схемы сетей, гололедную обстановку в районах, изучить установленное в электрических сетях оборудование по борьбе с гололедом.

Для определения экономической эффективности предлагаемой системы были рассчитаны экономические показатели внедрения системы плавки гололеда без отключения потребителей (приложение В). Согласно расчетам, предлагаемый проект реализации системы плавки гололеда характеризуется следующими экономическими показателями (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Основные экономические показатели проекта

Наименование	Единица измерения	Значение
Капитальные вложения	млн руб.	0,91
Длительность инвестиционной фазы	год	7
Дисконтированный срок окупаемости ( $T_{OK}$ )	год	3,17
ЧДД при ставке дисконтирования 14 %	млн руб.	0,7 > 0
Индекс доходности	–	1,1413 > 1

Таким образом, по экономическим показателям разработанная система плавки гололеда является эффективной.

### Выводы и результаты

Экспериментальные исследования подтверждают, что разработанная система плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный ток без отключения потребителей приводит к увеличению тока плавки гололеда без изменения режима работы потребителей и установленного оборудования. Ток плавки определяется наложением постоянного и переменного токов, время плавки рассчитывается исходя из метеорологических параметров и характера гололедных отложений.

По экономическим показателям проект является эффективным.

## ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ГОЛОЛЕДНОЙ НАГРУЗКИ НА ПРОВОДА ВЛ

### 4.1. Разработка системы контроля гололедно-ветровых нагрузок на провода и грозозащитные тросы ВЛ

На элементы ВЛ действуют следующие механические нагрузки: нагрузки от собственного веса и веса гололеда (направленные по вертикали) и ветровая нагрузка (направлены по горизонтали). Равномерно распределенная механическая нагрузка вдоль всего пролета называется удельной нагрузкой отнесенной к единице длины и поперечного сечения провода [64]. Единица измерения удельной нагрузки - ньютон к проводу протяженностью 1 м и сечением 1 мм<sup>2</sup>.

Удельная нагрузка от веса провода рассчитывается согласно выражению:

$$\gamma_1 = g \frac{G_0}{F} \cdot 10^{-6} \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  – ускорение свободного падения;

$G_0$  – масса провода, кг/м;

$F$  – полное сечение провода, м<sup>2</sup>.

Удельная нагрузка от веса гололеда на проводе

$$\gamma_2 = \frac{g \cdot \pi \cdot \rho \cdot b \cdot (d + b)}{F} \cdot 10^{-6}, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где  $d$  – диаметр провода, м.

$b$  – нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м, мм,

$\rho = 0,9 \text{ г/см}^3$  – плотность гололеда,

Фактические ГИО, отличающиеся значительным диапазоном плотностей (от 0,05 до 0,9 г/см<sup>3</sup>), приводятся, таким образом, к одной плотности 0,9 г/см<sup>3</sup>. Поэтому различные виды ГИО объединяются под общим названием «гололед».

При измеренном весе отложения приведенная толщина гололеда определяется наиболее точно

$$b_{\text{ПР}} = \sqrt{\frac{G \cdot 10^6}{\pi \cdot \rho \cdot l} + \frac{d^2}{4}} - \frac{d}{2}, \text{ м},$$

где  $G$  – вес провода на длине  $l$ , г,

$l$  – длина участка, с которого взвешено отложение, м.

При известных размерах и плотности отложения толщина определяется по следующей формуле

$$b_{\text{ПР}} = \sqrt{\frac{\gamma}{\rho} \cdot \frac{(D^2 - d^2)}{4} + \frac{d^2}{4}} - \frac{d}{2}, \text{ м},$$

где  $D$  – внешний диаметр отложения, м,

$\gamma$  – фактическая плотность отложения, г/см<sup>3</sup>.

Удельная расчетная нагрузка от веса провода и веса отложения

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.$$

Удельная нагрузка от ветрового давления на провод (без гололеда)

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot W \cdot C_x \cdot K_l \cdot d \cdot 10^{-6}}{F}, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где  $W$  – скоростной напор, Па;

$\alpha$  – коэффициент неравномерности давления ветра на провод по длине пролета;

$K_l$  – коэффициент влияния длины пролета;

$C_x$  – коэффициент сопротивления, характеризующий аэродинамические свойства провода, обтекаемого воздушным потоком, направленным нормально оси провода.

Удельная ветровая нагрузка при наличии гололеда

$$\gamma_5 = \frac{\alpha \cdot K_l \cdot C_x \cdot W \cdot (d + 2b) \cdot 10^{-6}}{F}, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная расчетная нагрузка от ветра и веса провода без гололеда

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная расчетная нагрузка от ветра и веса провода, покрытого гололедом

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}, \text{ Н/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Для измерения фактических ГИО используются системы мониторинга. Полученные результаты необходимы для расчета толщины стенки гололеда, тока и времени плавки.

С учетом значительных недостатков существующих разработок в части контроля за гололедно-ветровыми нагрузками было решено создать систему мониторинга гололедно-ветровых нагрузок на провода и грозозащитные тросы ВЛ (Система, СКГН) с использованием новейшей элементной базы. Исследования по районированию территории РБ по толщине стенки гололеда указывают на необходимость установки систем мониторинга за гололедно-ветровыми нагрузками на проводах ВЛ 35–110 кВ (приложение Г).

Экспериментальный комплект СКГН было решено установить до наступления ОЗП 2009/2010 на металлической опоре № 44 ВЛ 110 кВ Шкапово–Аксаково-2 Аксаковских РЭС БашРЭС-Стерлитамак ООО «БашРЭС».

Целью создания Системы является предупреждение образования гололедно-изморозевых отложений на проводах и грозозащитных тросах ВЛ, более совершенное определение места отложений, контроль динамики гололедно-ветровых нагрузок, и, как следствие, надежное функционирование ВЛ как элемента распределения электрической энергии:

- за счет контроля в режиме реального времени изменения климатических нагрузок на провода и грозозащитные тросы ВЛЭП и контроля состояния ВЛ во время проведения плавки;

- за счет использования современных аппаратных и технических решений, позволяющих повысить достоверность измерений и передачу значений гололедно-изморозевых и ветровых нагрузок;

- повышения качества принимаемых оперативным персоналом решений на основании полученных от СКГН данных и, как следствие, снижение количества неверных действий при управлении режимами работы энергосистемы;

- снижения операционных затрат на содержание (обслуживание, капитальный ремонт) энергетического оборудования.

## Основные функции Системы

К основным функциям Системы относятся:

- формирование информационных и аварийных сигналов;
- создание базы данных оперативной информации по нормальным и аварийным режимам, регистрация событий и оперативных действий персонала (статистические данные);
- прогнозирование схемно-режимных ситуаций и действий диспетчера (советчик диспетчера);
- передача телеметрической информации в оперативно-информационный комплекс верхнего уровня диспетчерского управления.

По контрольной точке (опора № 44 ВЛ 110 кВ Шкапово–Аксаково-2) в состав измеряемых технологических параметров входят измерения:

- механическая нагрузка на проводах фаз, грозозащитном тросе;
- температура наружного воздуха;
- скорость и направление ветра;
- уровень и контроль заряда батареи.

Информация, соответствующая требованиям МЭК, передается с точки контроля параметров ВЛ на сервер оперативно-информационного комплекса (ОИК) в режиме реального времени, периодически пакетами или по запросу.

Система состоит из следующих элементов [68].

1. Контролируемый пункт автоматического опроса (КПАО), который собирает данные с подключенных датчиков, контролирует технологическое оборудование и производит обмен данными с основным и резервным серверами системы телемеханики центрального диспетчерского пункта. Передача информации по GPRS-каналу осуществляется в основном в режиме онлайн, дальность передачи определяется качеством покрытия сетей GSM/UMTS.

Базовым режимом работы КПАО является опрос датчиков по интерфейсу RS 485 и последующая передача полученного пакета информации по GPRS-каналу.

В состав КПАО, размещенного на контролируемой точке, входят: тензометрические датчики; запрограммированный контроллер; оборудования для

обеспечения радиосвязи по GPRS/GSM-каналу; источник постоянного питания (12V, 140Ah); контроллер заряда аккумулятора; цифровой датчик температуры; анемометр; солнечные модули (фотоэлементы) в количестве 2 шт.

Общий вид Системы представлен на рисунке 4.1.

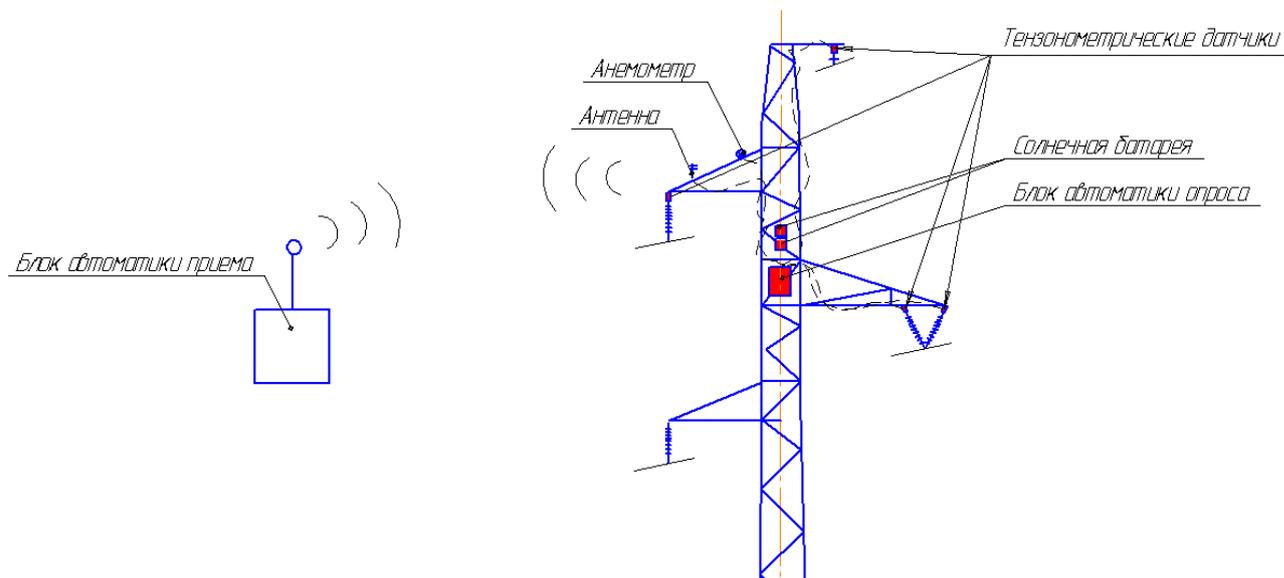


Рисунок 4.1 – Общий вид Системы

На рисунке 4.2 изображена структурная схема КПАО [68].

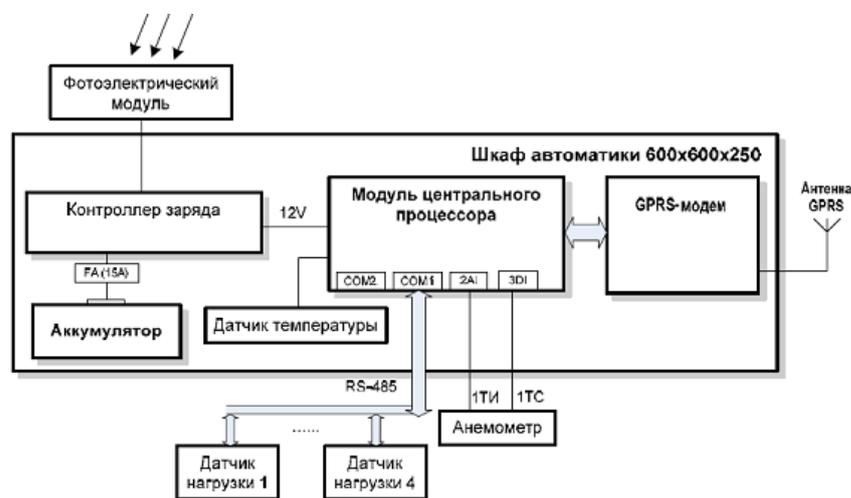


Рисунок 4.2 – Структурная схема КПАО

2. Центральный пункт автоматики приема (ЦПАП) выполняет функцию по осуществлению приема/передачи пакета информации. Имеет статический IP-адрес в распределенной сети, функционирует в круглосуточном непрерывном режиме.

ЦПАП выполняет следующие основные функции:

- формирование пакета для передачи/приема данных телеизмерений по GPRS-каналу;
- установление и поддержка связи с контроллерами КПАО;
- управление встроенным GPRS-модемом.

ЦПАП включает в себя GPRS-модем, антенну и блок питания. Схема внутренних соединений пункта автоматики приема представлена на рисунке 4.3. Внешний вид Системы показан на рисунке 4.4.

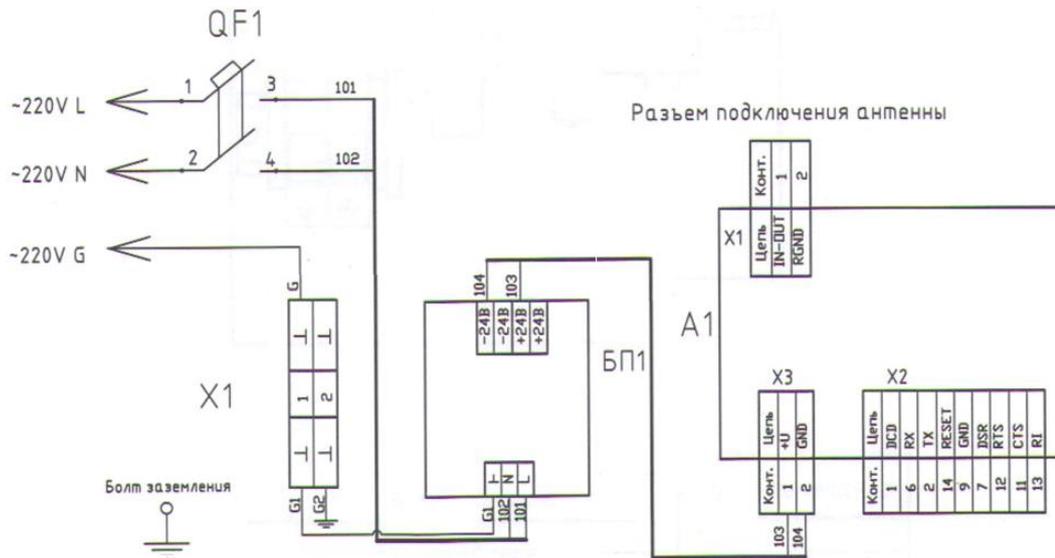


Рисунок 4.3 – Схема внутренних соединений ЦПАП:

A1 – GPRS-модем; БП1 – блок питания; X1 – клеммные колодки;

QF – выключатель автоматический



Рисунок 4.4 – Внешний вид Системы

Принцип работы созданной Системы:

КПАО выполняет опросы показаний измерительных датчиков. С цифрового датчика температуры считывается показания температуры, с анемометра – скорость и направление ветра, с датчиков нагрузки, смонтированных между первым изолятором в гирлянде и траверсой, – значения веса провода. Измеренные параметры передаются с КПАО в ЦПАП в режиме реального времени или в автономном режиме.

В автономном режиме передача данных происходит посредством сотовой связи на мобильные телефоны с помощью SMS-оповещений и/или по GPRS-каналам в режиме работы с диспетчерским терминалом (ЦПАП). Дальность действия зависит от зоны покрытия сотовой связи.

Если показание превышает заранее введенную в Систему уставку, Система сообщает об этом оперативному персоналу соответствующими визуальными и/или звуковыми сигналами. По полученной информации и характеру климатических условий оперативный персонал принимает решение о проведении необходимых организационно-технических мероприятиях по снижению воздействий гололедно-изморозевых отложений на электросетевое оборудование.

Для массовой установки в электрических сетях было разработано руководство по настройке и эксплуатации системы контроля гололедно-ветровых нагрузок (приложение Д).

Разработанная Система выполняет все описанные выше функции аналогичных устройств контроля гололедных нагрузок.

Научно-техническая новизна созданной Системы заключается в следующем [23].

1. Информация, поступающая от Системы, передается и отображается в программном комплексе ОИК «Диспетчер НТ» (стандартное программное обеспечение электросетевого предприятия) [59] без вспомогательного программного обеспечения, модемов и промежуточных серверов обработки информации на приемной стороне. Это достигается использованием

коммуникационных протоколов Modbus over TCP/IP либо IEC-870-5-104 для передачи на основной и резервный серверы ОИК «Диспетчер».

Описание алгоритма передачи информации.

Модуль мониторинга, встроенный в ОИК «Диспетчер», через заданные интервалы времени собирает данные измерений с датчиков (в данном случае веса проводов и грозозащитного троса), установленных на КПАО. Принятые текущие телеизмерения (ТИТ) сохраняются в переменных ТИТ\_изм\_д1, ТИТ\_изм\_д2, ТИТ\_изм\_д3, ТИТ\_изм\_д4. После этого производится сравнение полученных ТИТ с предупредительной уставкой (ПУ) и аварийной уставкой (АУ) соответствующего ТИТ (например, ТИТ\_изм\_д4 сравнивается с ПУ\_д4 и АУ\_д4). Аварийная сигнализация для каждого ТИТ о превышении ПУ отображается на экране рабочего места диспетчера. При превышении значения АУ выставляется сигнал для КПАО «Необходима плавка» и срабатывает аварийное оповещение.

Принятые сокращения:

ТИТ – текущее телеизмерение.

ТИТ\_изм\_д1 – текущее измеренное телеизмерение веса на грозотросе.

ТИТ\_изм\_д2 – текущее измеренное телеизмерение веса на фазе С.

ТИТ\_изм\_д3 – текущее измеренное телеизмерение веса на фазе В(1).

ТИТ\_изм\_д4 - текущее измеренное телеизмерение веса на фазе В(2).

ПУ – предупредительная уставка.

ПУ\_д1 – предупредительная уставка превышения веса для грозотроса.

ПУ\_д2 – предупредительная уставка превышения веса на фазе С.

ПУ\_д3 – предупредительная уставка превышения веса на фазе В(1).

ПУ\_д4 – предупредительная уставка превышения веса на фазе В(2).

АУ – аварийная уставка.

АУ\_д1 – аварийная уставка опасного веса для грозотроса.

АУ\_д2 – аварийная уставка опасного веса на фазе С.

АУ\_д3 – аварийная уставка опасного веса на фазе В(1).

АУ\_д4 – аварийная уставка опасного веса на фазе В(2).

На рисунке 4.5 представлена блок-схема алгоритма обработки телеизмерения.

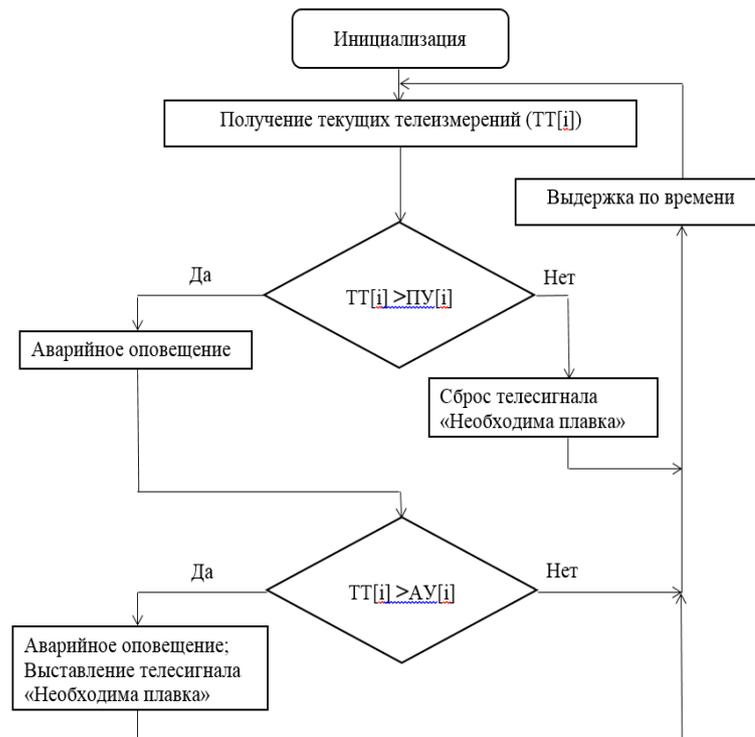


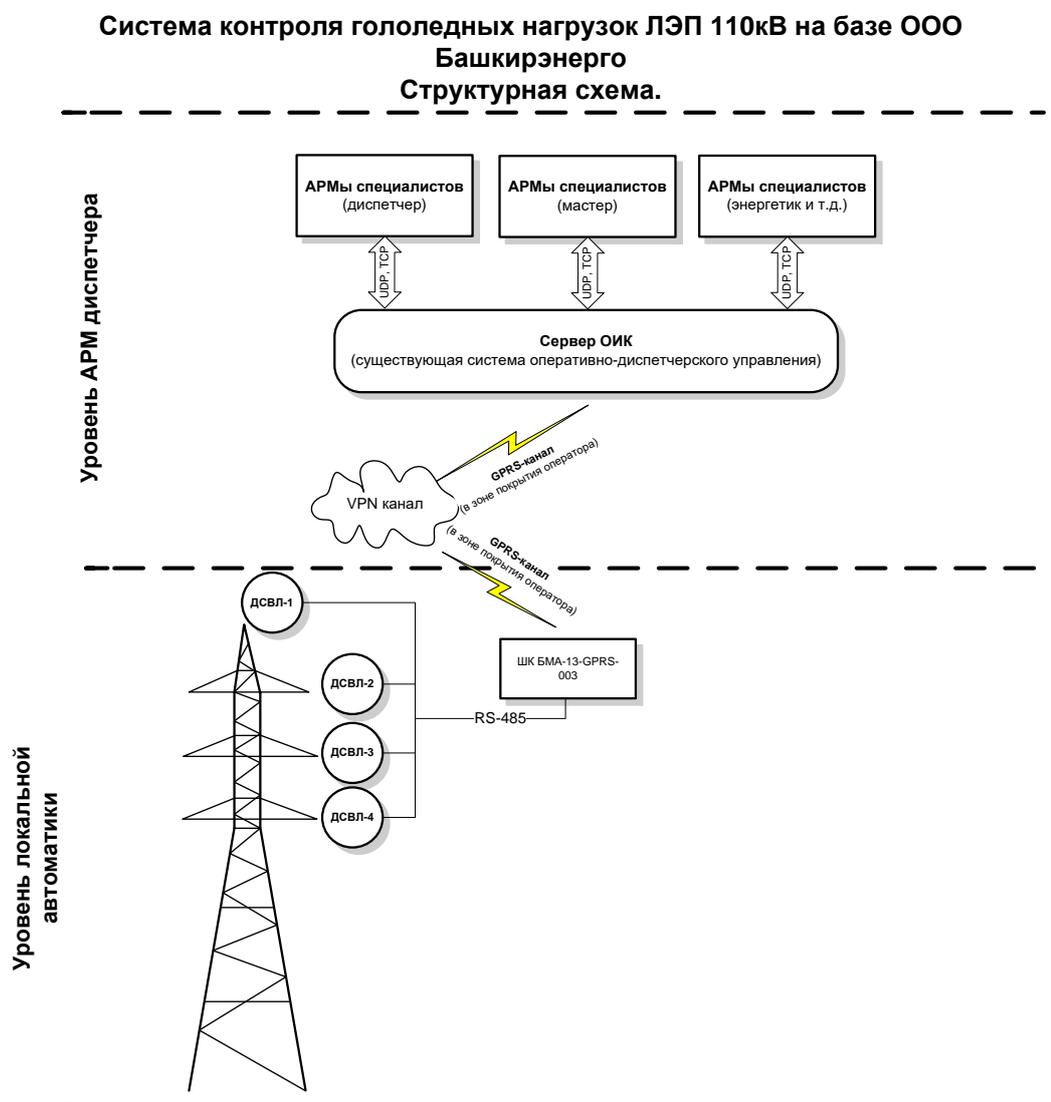
Рисунок 4.5 – Блок-схема алгоритма обработки телеизмерения

Структурная схема передачи информации в Системе представлена на рисунке 4.6. Отображение и обработка полученной телеметрической информации в оперативно-информационном комплексе ОИК «Диспетчер» освобождает электросетевую компанию от необходимости применения специализированного ПО и организации дополнительных рабочих мест для работы с данным программным обеспечением, что в масштабах энергосистемы позволит существенно сократить эксплуатационные издержки.

2. Способ определения гололедных нагрузок в Системе основан на измерении силы тяжения грозозащитного троса и проводов с помощью тензометрических датчиков, установленных на поддерживающих гирляндах изоляторов.

3. Способ определения ветровых нагрузок основан на измерении скорости и направления ветра с помощью анемометра.

4. Способ определения температуры окружающей среды основан на измерении температуры с помощью цифрового датчика температуры.



Все вышеперечисленные аспекты позволяют обеспечить высокую точность и оперативность, а также сокращение операционных и капитальных издержек в процессе контроля за гололедообразованием на проводах ВЛЭП.

КПАО смонтирован на промежуточной опоре ВЛЭП 110 кВ, в нем проводятся измерения следующих технологических параметров:

- механическая нагрузка на фазных проводах, грозозащитных тросах;
- температура окружающего воздуха;

- скорость и направление ветра;
- уровень и контроль заряда батареи.

На рисунке 4.7 представлен скриншот экрана компьютера при мониторинге.

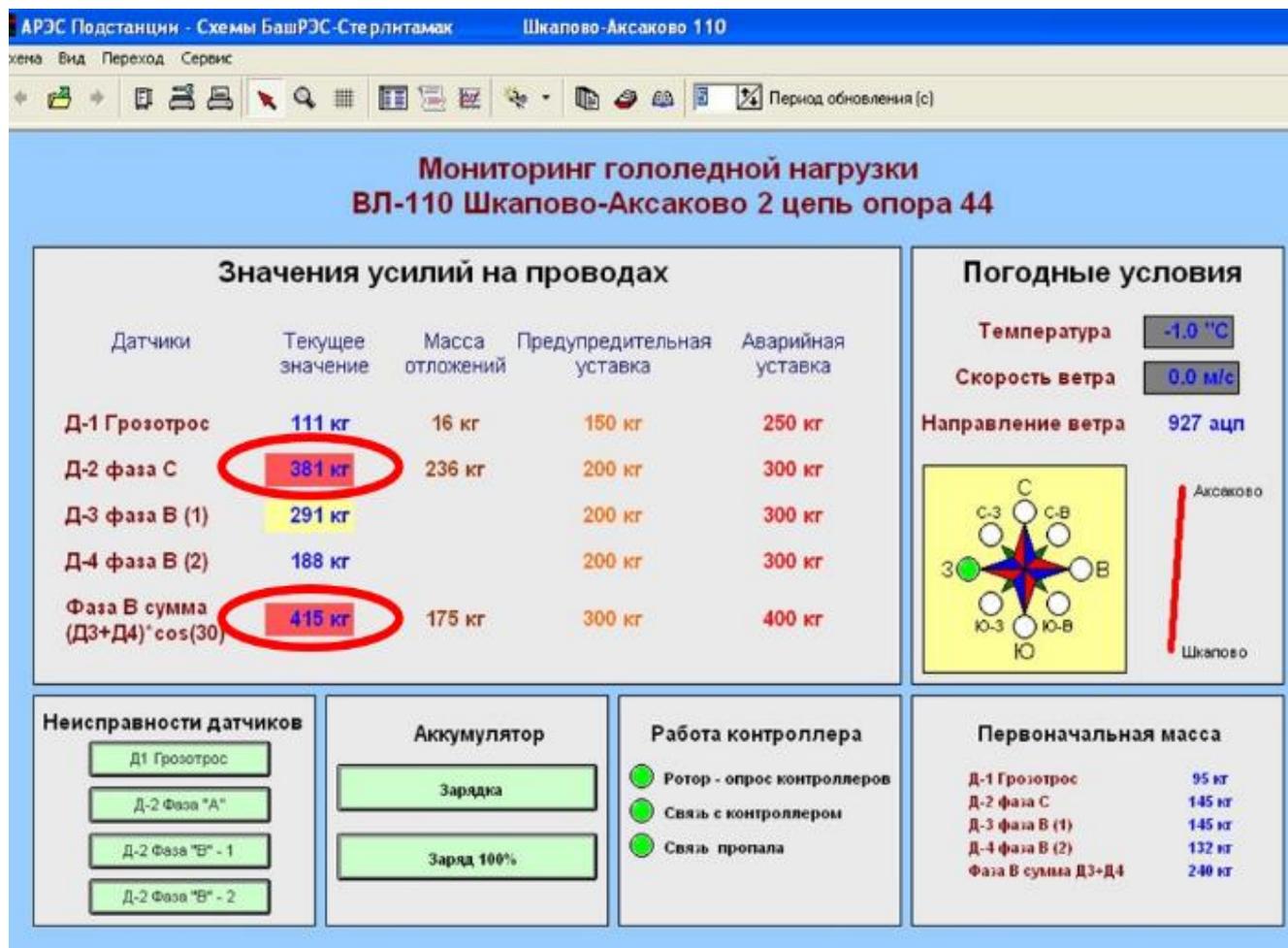


Рисунок 4.7 – Информационное окно мониторинга во время гололедной волны

После проведения всех необходимых испытаний 13 ноября 2009 г. Система была успешно смонтирована на энергообъектах ООО «Башкирэнерго». Первый же гололед, возникший в декабре 2009 г., подтвердил работоспособность Системы, по показаниям которой только в первые дни гололедного сезона успешно была выполнена плавка гололеда на всех фазных проводах и две – на грозозащитном тросе. На рисунке 4.8 представлена динамика нарастания гололеда и результаты его плавки.



Рисунок 4.8 – Динамика нарастания гололеда и его плавка

Опыт эксплуатации показал, что недостатком системы является ограниченность зоны мониторинга, так как система устанавливается в определенном пролете ВЛ [51]. Также слабым звеном системы является ее электропитание [86].

В последнее время в электрических сетях для обнаружения гололедообразования на уровне пилотных зон внедряется метод локационного зондирования воздушных линий электропередачи [50], позволяющий наблюдать за процессом гололедообразования на ВЛ и более детально описанный в [48]. Воздушные линии, проходящие по территории Бугульминско-Белебеевской возвышенности, подвержены интенсивному образованию гололеда особенно часто. В связи с чем в марте 2013 г на ПС «Шкапово» (Белебеевские электрические сети ООО «Башкирэнерго») была смонтирована система мониторинга гололеда (СМГ) на проводах отходящих ВЛ 110 кВ. При этом контроль ведется по трем 3 линиям: «Шкапово–Чегодаево», «Шкапово–Аксаково» и «Шкапово–Ашкадар».

В связи с тем, что на ВЛ «Шкапово–Чегодаево» и «Шкапово–Аксаково» функционируют весовые системы контроля гололедной нагрузки (тензометрические датчики), результаты мониторинга указанных линий вызывают

особый интерес для их исследования. Совместное применение метода локационного зондирования и систем весовых датчиков позволяет выполнить проверку результатов измерений системы локационного зондирования гололеда, соотнеся ее результаты измерения (динамика импульса) к действительной массе гололеда на проводах.

Далее более подробно представлена методика распознавания рефлектограмм ВЛ с учетом их особенностей и характеристик. При локационном методе мониторинга ВЛ [49, 74] информацию о текущем состоянии линии определяют по импульсам, отраженным от неоднородностей ее волнового сопротивления (отпайка, конец/начало ВЛ, и др.) (рисунок 4.9). По причине диэлектрических свойств гололеда, при его образовании на проводах происходит снижение скорости распространения локационных сигналов. Также, возникают дополнительные затухания локационных сигналов по причине поглощения энергии импульса в слое гололеда. По значению увеличения запаздывания импульса и уменьшения затухания при прохождении локационных сигналов по ВЧ тракту ЛЭП определяется количество гололедно-изморозевых отложений на проводе.

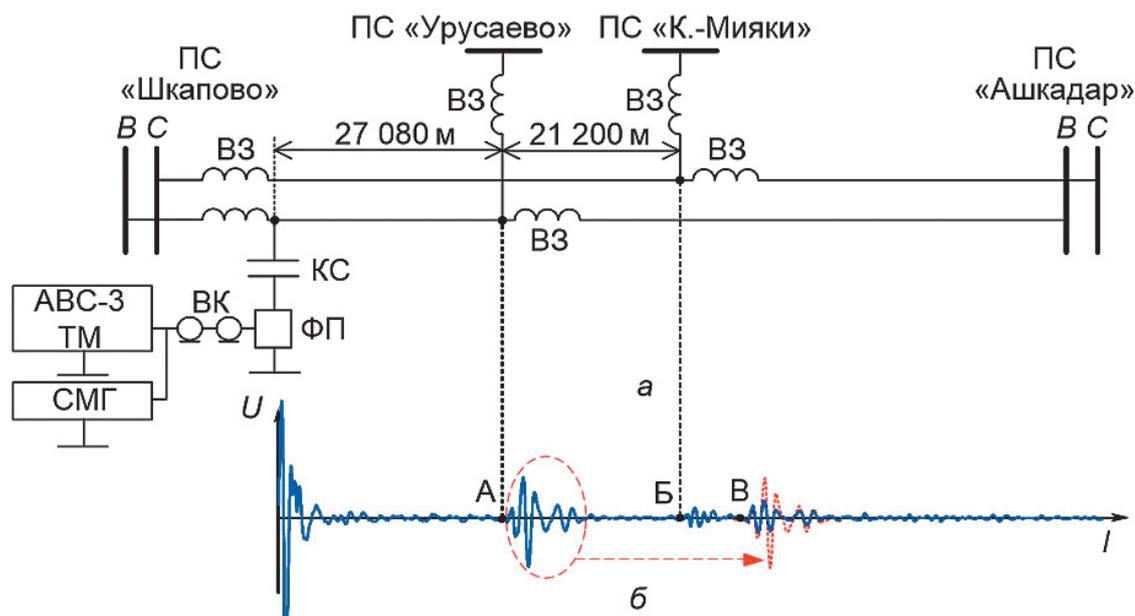


Рисунок 4.9 – Мониторинг гололедообразования на ВЛ методом локационного зондирования на линии 110 кВ Шкапово–Ашкадар:

*a* – схема подключения, *б* – соответствующая рефлектограмма [48]

Подключение СМГ осуществляется к высокочастотному тракту, в состав которого входят высокочастотный заградитель (ВЗ), конденсатор связи (КС), фильтр присоединения (ФП) и высокочастотный кабель (ВК). На наблюдаемых линиях, отходящих от подстанции «Шкапово», высокочастотные заградители установлены на отпайках, при этом находятся на опорах, расположенных на расстоянии менее 150 м от отпаечных опор. Это вызывает суперпозицию двух импульсов, отраженных от контакта присоединения отпайки и от высокочастотного заградителя на отпайке, которые имеют незначительное расхождение во времени (не более 1 мкс). Вследствие этого, на рефлектограмме отображается один отраженный импульс, который является наложением двух выше указанных импульсов, данный суммарный импульс считается отражением от отпайки.

Вес гололедных отложений при мониторинге методом локационного зондирования определяется на основании запаздывания и затухания отраженных импульсов согласно модальной теории распространения сигналов по ВЧ трактам линии [47]. Данный метод позволяет определить усредненную массу гололеда по длине ВЛ. Предположив, что гололедное отложение распределено равномерно по длине ВЛ, можно рассчитать массу гололеда в пролете сопоставить с показаниями весовых систем (рисунок 4.10).

Различие показаний системы локационного зондирования и весовой системы объясняется различием их принципов работы. А именно, весовая система измеряет массу провода в двух соседних полупролетах от опоры, на которой установлен пост, а локационный метод определяет усредненное по длине ВЛ количество гололеда, по которому затем рассчитывается масса гололеда на одном пролете. При этом динамика изменений гололедно-изморозевых отложений на проводе для обоих методов совпадает.

Для повышения достоверности показаний метода локационного зондирования в реальных условиях неравномерного распределения гололедных отложений вдоль провода ВЛ может быть поделена на отдельные участки

перепадами волнового сопротивления, что позволит выполнять мониторинг на данных участках по отдельности.

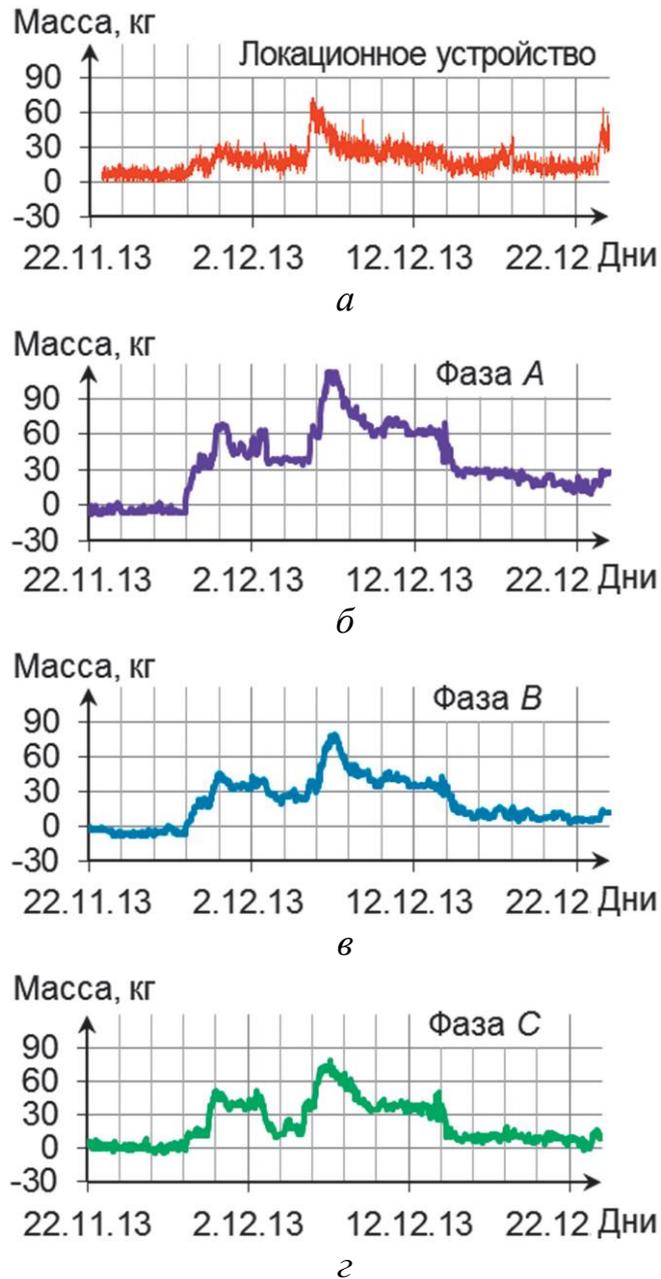


Рисунок 4.10 – Изменение массы гололеда на ВЛ 110 кВ Шкапово–Чегодаево с 22.11–23.12.13 г.:

*a* – данные локационной системы (фазе А),

*б–г* – данные весовой системы (фазы А, В и С) [48]

Метод, основанный на измерении задержки отраженных от гололедных отложений импульсов относительно излучающих сигналов и отношений амплитуд данных отраженных импульсов, имеет сложности при установлении порога

обнаружения ГИО. Вместе с тем труднорегируемые волновые процессы передачи сигналов по ВЛ, необходимость учета влияния отпаек и режимов работы потребителей создают дополнительные затруднения при реализации метода.

В целом локационный метод мониторинга за гололедообразованием на проводах ВЛЭП является косвенным методом и контролирует образование гололеда на всей длине ВЛЭП, при этом рассчитывается значение толщины стенки гололеда среднее по всей протяженности ВЛ, при неравномерном образовании гололеда метод будет давать заниженные значения толщины и массы гололеда.

В таблице 4.1 представлено сравнение метода мониторинга за гололедообразованием посредством весовых датчиков и метода локационного зондирования [17].

Таблица 4.1 – Сравнение методов мониторинга

Критерий	Метод весовых датчиков	Метод локационного зондирования
Зона контроля	Точечные весовые датчики позволяют контролировать вес гололедных отложений только в одном пролете, на других пролетах наблюдение за гололедом не ведется, и он может вызвать аварию	Локационный метод позволяет обнаруживать гололедные отложения по всей длине линии, притом одновременно на нескольких ЛЭП, отходящих от одной подстанции
Точность измерений	Высокая точность определения гололедных отложений	Измеряется средняя толщина стенки гололеда по всей протяженности ВЛ, при неравномерном распределении гололеда метод дает заниженные величины толщины стенки гололеда и массы отложений
Изменения в конструкции ВЛ	Требуются	Требуются при отсутствии на ВЛ высокочастотных заградителей

Учитывая преимущества и недостатки обоих рассмотренных методов, целесообразно применить на практике их комбинацию для повышения контроля, наблюдаемости и увеличения достоверности прогнозируемости процесса гололедообразования на ВЛ.

## 4.2. Разработка комплексной системы контроля гололедно-ветровых нагрузок на ВЛ

Для повышения надежности работы электрических сетей в условиях интенсивного образования гололедно-изморозевых отложений целесообразно применять комплексную систему мониторинга, основанную на мониторинге посредством весовых датчиков и локационном мониторинге. При этом целесообразно реализовывать указанный ниже алгоритм мониторинга [23].

Мониторинг выполненный посредством весовых (тензометрических) датчиков необходим для измерения массы отложений гололеда в конкретном пролете. Информация с поста мониторинга анализируется и по ней делается вывод о необходимом режиме плавки гололеда: схема, ток, время начала и продолжительность. Пост наблюдения за образованием гололеда монтируется на наиболее подверженном гололедообразованию участке линии. Система локационного мониторинга устанавливается на ряде ЛЭП с охватом определенного района электрических сетей.

Принцип действия предлагаемой комплексной системы контроля гололедно-ветровых нагрузок.

1. Информация от метеопостов районов поступает в систему. При срабатывании определённых уставок по температуре, атмосферному давлению, влажности, ветру система дает команду на запуск локационного мониторинга.

2. При обнаружении гололеда на проводах ВЛ от системы локационного мониторинга передается информация о месте гололедообразования и направлении его распространения, а также поступает сигнал для начала опроса системы мониторинга с весовыми тензометрическими датчиками.

3. По показаниям системы весовых датчиков определяется требуемый режим плавки гололеда: схема, ток, время начала и продолжительность. Сигнал от системы весовых датчиков направляется в ОИК и дает диспетчеру указание на начало проведения организационно-технических мероприятий по плавки гололеда.

4. Сообщение от системы локационного зондирования об отсутствии гололедных отложений на ВЛ является результатом окончания плавки.

Представленный выше алгоритм изображен на рис.4.11 в виде блок-схемы (рисунок 4.11) [17, 18].

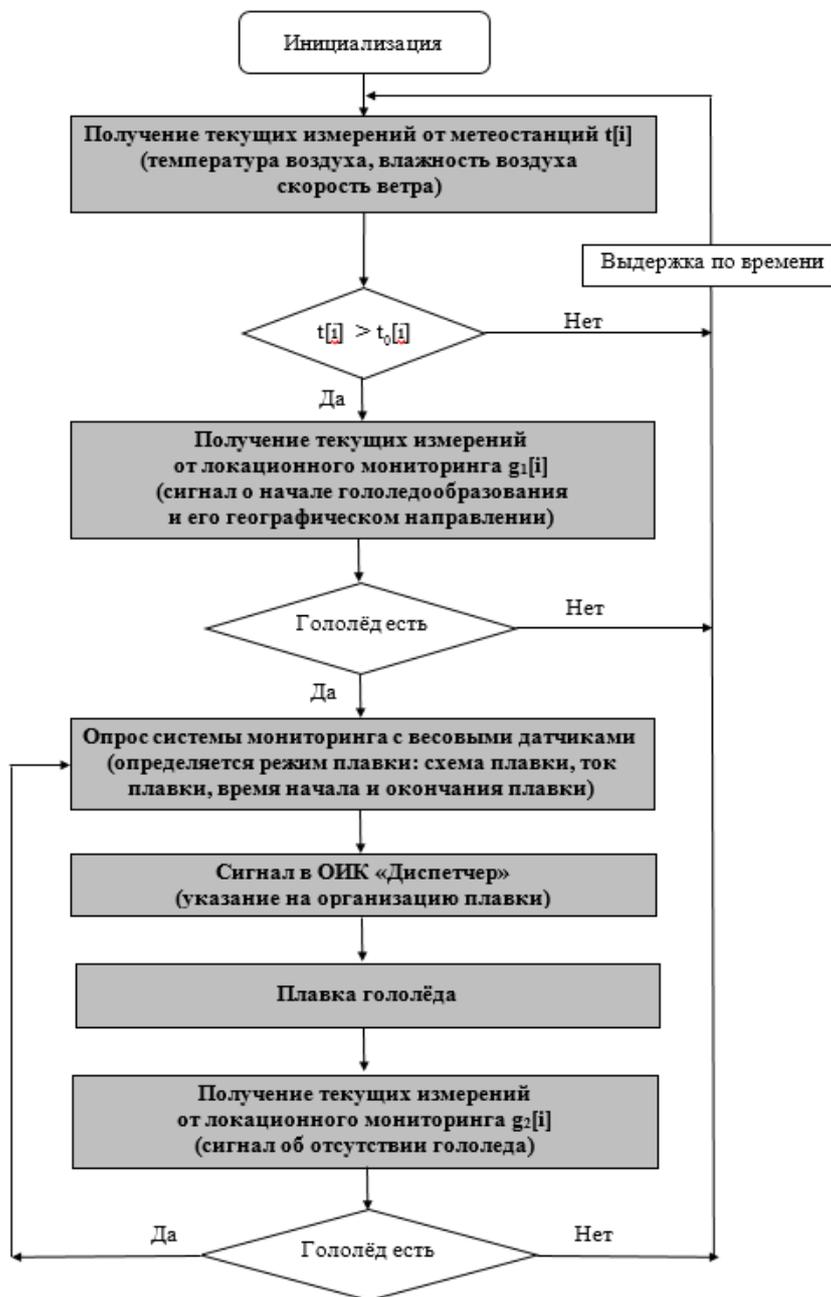


Рисунок 4.11 – Алгоритм работы комплексной системы мониторинга

Таким образом, комплексная система мониторинга гололедообразования позволяет повысить контроль, наблюдаемость и прогнозируемость процесса гололедообразования на ВЛ.

#### 4.2.1. Рекомендации по реализации предложенной комплексной системы мониторинга гололедообразования на ВЛ 110 кВ ООО «Башкирэнерго»

На географической карте представлена расстановка локационных комплексов в сетях 110 кВ для получения полной наблюдаемости за ними в части гололедообразования (рисунок 4.12).

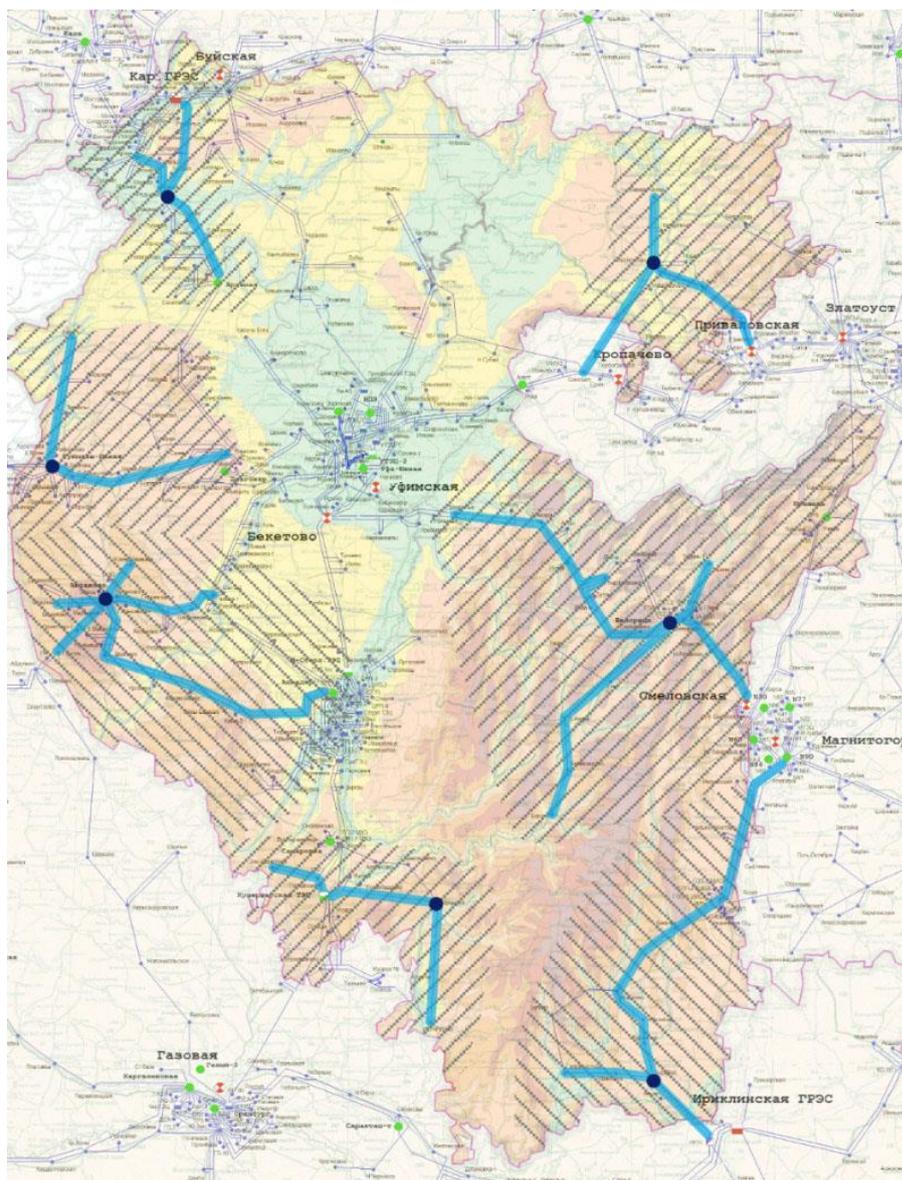


Рисунок 4.12 – Карта-схема расстановки локационных комплексов в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ

Установка на узловых подстанциях Редькино, Туймазы, Аксаково, Месягутово, Белорецк, Мраково, Бурибай локационных комплексов позволит

обеспечить полную наблюдаемость и контролируемость развития гололедной волны в гололедоопасных районах республики [18]. Эти области на карте заштрихованы.

Диспетчер по полученным от локационного мониторинга данным сможет определить направление движения гололедной волны.

#### 4.2.2. Организация опроса СКГН в рамках комплексной системы мониторинга

Предложенный метод организации работы мониторинга позволяет включать СКГН по сигналу о начале гололедообразования, полученному от устройств локационного зондирования, тем самым СКГН не будет постоянно в течение гололедного сезона опрашивать датчики и направлять данные в центр управления сетями, а будет включаться только при необходимости [17]. Схема организации обмена данными для реализации такой возможности представлена на рисунке 4.13.

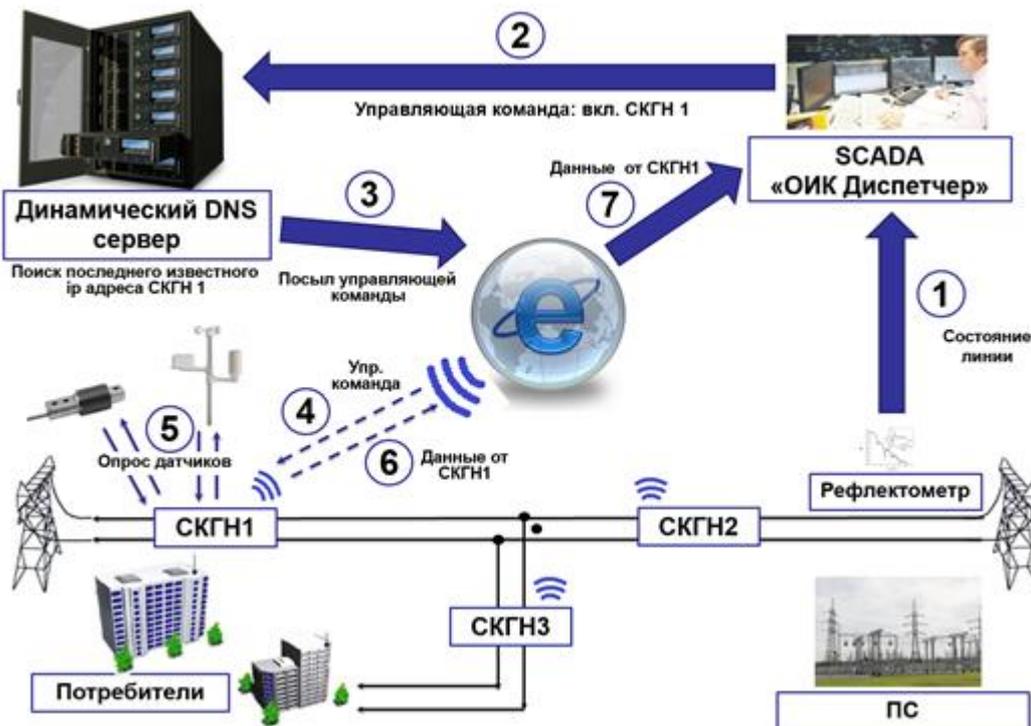


Рисунок 4.13. Структурная схема обмена данными

Рассмотрим алгоритм работы системы поэтапно.

1. Устройство локационного зондирования посылает в линию импульсы с время-частотной модуляцией, принимает отраженные импульсы с время-частотной модуляцией, пересылает данные в СКАДА ОИК «Диспетчер».

2. На своем рабочем месте оператор видит расчетные данные, полученные от зонда на линии. Отправка команды на включение СКГН возможна в ручном и автоматическом (при получении от зонда данных о превышении допустимой расчетной массы отложений) режимах.

3. Динамический сервер DNS-записей осуществляет пересылку управляющей команды на включение СКГН по последнему известному ее IP адресу. Необходимость использования динамического сервера DNS обусловлена динамическим формированием сотовыми операторами таблицы DHCP-адресов (как правило).

4. Управляющая команда поступает на приемо-передающий модем СКГН, который в свою очередь посылает данные на Rx-пин микроконтроллера, управляющего питанием (КУП). По умолчанию КУП находится в режиме глубокого сна. В этом режиме останавливается тактовый генератор и отключается вся периферия за исключением обработчика внешних прерываний, который при возникновении прерывания возвращает микроконтроллер к нормальной работе. Потребление энергии при этом составляет порядка 1 мА (ATMega8a). Основной микроконтроллер (ОМК) управления СКГН (выполняющий опрос датчиков, формирование пакетов данных для пересылки на GSM-модем), датчики веса, метеодатчики в режиме ожидания обесточены, что позволяет существенно экономить заряд аккумуляторной батареи. КУП просыпается от внешнего прерывания и замыкает контакты реле цепи питания ОМК.

5. После инициализации ОМК начинает опрос датчиков и формирует пакет данных для последующей пересылки.

6, 7. GSM-модем пересылает данные на центральный пульт оператора. После этого ОМК СКГН продолжает работу по сбору данных с заданным интервалом ожидания.

СКГН продолжает работу до получения команды останова от центрального пульта диспетчера или до обнуления счетчика количества итераций (опционально). В этом случае ОМК передает сигнал о готовности к отключению питания на КУП, который в свою очередь размыкает контакторы реле питания ОМК, затем КУП переходит в режим глубокого сна.

Преимуществом данного подхода является существенное снижение энергопотребления за счет отключения ОМК и его платы обвязки, тензо- и метеодатчиков, перевода GSM-модема в режим ожидания (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Показатели энергопотребления основными комплектующими СКГН

Наименование	Номинальный режим работы, мА	Режим энергосбережения, мА
GSM-модем	230	11
Микроконтроллер	5	0,001
Тензодатчики	200	– (обесточиваются)
Метеодатчики	480	– (обесточиваются)

Приведенные выше данные являются усредненными величинами.

В энергосберегающем режиме срок автономной работы СКГН значительно увеличивается.

Таким образом, предложенный подход к организации опроса СКГН позволит:

- сэкономить на стоимости СКГН за счет менее емких батарей;
- сэкономить за счет энергосберегающего режима работы;
- продлить срок полезной службы СКГН.

Для предложенной комплексной системы контроля гололедно-ветровых нагрузок на ВЛЭП была проведена оценка экономического эффекта проекта реализации комплексной системы мониторинга гололедообразования (приложение Е).

Согласно результатам расчетов, данный инвестиционный проект имеет следующие экономические показатели (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Основные экономические показатели проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение
Необходимые инвестиции	тыс. руб.	5 000
Длительность инвестиционной фазы	год	3
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	год	0,98
ЧДД (NPV) при ставке дисконтирования 14 % за 3 года	тыс. руб.	8 500
Индекс доходности (PI)	–	2,7

Таким образом, по экономическим показателям внедрение комплексной системы мониторинга гололедообразования в ООО «Башкирэнерго» является эффективным.

### Выводы и результаты

Разработанная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на ВЛЭП посредством весовых датчиков отличается тем, что отображение и обработка полученной от СКГН телеметрической информации осуществляется в оперативно-информационном комплексе ОИК «Диспетчер». Это освобождает электросетевую компанию от необходимости применения специализированного ПО и организации дополнительных рабочих мест для работы с данным программным обеспечением, что в масштабах энергосистемы позволит существенно сократить эксплуатационные издержки.

Опытные испытания на ВЛ подтвердили работоспособность системы. Опыт эксплуатации показал, что ее недостатками являются ограниченность зоны мониторинга и значительное электропотребление.

Проведены экспериментальные исследования метода локационного зондирования воздушных линий электропередачи, который является косвенным и дает несколько заниженные значения толщины и массы гололедных отложений при неравномерном распределении гололеда на ВЛ.

С целью увеличения надежности работы энергосистемы в условиях интенсивного гололедообразования целесообразно применять комплексную систему мониторинга, в состав которой входит система локационного мониторинга и система мониторинга посредством весовых тензометрических датчиков.

Предложена комплексная система контроля гололедообразования на проводах ВЛ, которая отличается тем, что в ней для исключения такого недостатка системы контроля посредством весовых датчиков, как ограниченность в части зоны мониторинга, и для исключения погрешностей измерения локационного метода рекомендуется совместное применение локационной и весовой систем мониторинга.

Предложена карта-схема расстановки локационных комплексов в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ.

В рамках организации комплексной системы контроля гололедообразования предложен подход к организации опроса СКГН по сигналу о начале гололедообразования, полученному при локационном зондировании, что позволяет существенно снизить энергопотребление СКГН.

По показателям экономической эффективности комплексная система контроля гололедообразования на ВЛ является эффективным проектом.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработаны карты районирования территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов. На основании разработанных карт районирования возможно определение расчетных условий по гололеду для выбора комплексов и систем по борьбе с гололедом, их качественных и количественных характеристик и режимов работы.

2. Проведен анализ существующих схем плавки гололеда. Рекомендовано применять схемы и режимы плавки без отключения потребителей на время проведения плавки для обеспечения непрерывности электроснабжения. Разработана схема соединения оборудования РУ ПС и ВЛЭП в составе системы плавки гололеда посредством наложения постоянного тока на переменный. Данная схема позволяет исключить протекание постоянного тока плавки гололеда через силовые трансформаторы во время проведения плавки. Схема также позволяет увеличить зону охвата плавки гололеда, снизить риск ошибки оперативного персонала, увеличить надежность работы энергосистем в режимах гололедно-ветровых воздействий.

3. На основе результатов имитационного моделирования установлено, что система плавки гололеда наложением постоянного тока на токи нагрузки без отключения потребителей обеспечивает требуемый режим работы потребителей и может быть реализована в электросетевых предприятиях. Экспериментальные исследования подтвердили имитационное моделирование.

4. Проведен анализ существующих систем мониторинга за гололедом. Недостатки рассмотренных систем – невысокие надежность и оперативность мониторинга климатических нагрузок на проводах и тросах ВЛ.

Разработана и внедрена в эксплуатацию система контроля гололедно-ветровых нагрузок на проводах и грозозащитных тросах ВЛ. Испытания на существующей воздушной линии подтвердили работоспособность системы. Опыт эксплуатации показал, что недостатками системы являются ограниченность зоны мониторинга и значительное электропотребление. Проведены экспериментальные

исследования метода локационного зондирования воздушных линий электропередачи, который является косвенным и при неравномерном отложении гололеда на ВЛ дает заниженные величины толщины и массы гололедных отложений. Разработана комплексная система контроля гололедообразования, не имеющая вышеперечисленных недостатков. Предложена карта-схема расстановки локационных комплексов в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ, предложен метод организации опроса СКГН, позволяющий существенно снизить энергопотребление системы контроля гололедообразования.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

АИСКГН	Автоматизированная информационная система контроля гололедной нагрузки
АКБ	Аккумуляторная батарея
АУ	Аварийная уставка
ВДТ	Вольтодобавочный трансформатор
ВЛ	Воздушная линия
ВЛЭП	Воздушная линия электропередачи
ВУ	Выпрямительная установка
ВЧ	Высокая частота, высокочастотный
ГИО	Гололедно-изморозевые отложения
ГМС	Гидрометеостанция
ГСМ	Горюче-смазочные материалы
ДПН	Датчик-преобразователь нагрузки
ИД	Индекс доходности
ИП	Источник питания
КП	Контролируемый пункт
КПАО	Контролируемый пункт автоматического опроса
КУП	Контроллер управления питанием
ЛЭП	Линия электропередачи
ОВБ	Оперативная выездная бригада
ОЗП	Осенне-зимний период
ОИК	Оперативно-информационный комплекс
ОМК	Основной микроконтроллер
ПГ	Плавка гололеда
ПО	Программное обеспечение, производственное отделение
ПС	Подстанция
ПУ	Предупредительная уставка
РКУ	Район климатических условий
РУ	Распределительное устройство
РЭС	Район электрических сетей, районные электрические сети
СКГН	Система контроля гололедно-ветровых нагрузок
СМГ	Система мониторинга за гололедом
СТГН	Система телеметрии гололедно-ветровых нагрузок
ТИТ	Телеизмерение текущее
УПГ	Установка плавки гололеда
ФЗП	Фонд заработной платы
ЦПАП	Центральный пункт автоматики приема
ЧДД	Чистый дисконтированный доход

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Автоматизированная информационная система контроля гололедной нагрузки. – (<http://skbp-ltd.ru/products>).
2. Автоматическая система удаления льда с проводов линий электропередач [Текст] / А.В. Соловьев [и др.] // Инновационные технологии управления: монография. – Одесса: Куприенко С.В., 2013. – Гл. 1. – С. 6–31.
3. Бажанов, П.И. Отложение мокрого снега на проводах линий электропередачи [Текст] / П.И. Бажанов // Электрические станции. – 1957. – № 10. – С. 60–63.
4. Балыбердин, Л.Л. Индукционная плавка гололеда на грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи [Текст] / Л.Л. Балыбердин, В.И. Галанов, Ю.С. Крайчик, Б.П. Краснова, Н.Г. Лозинова, М.И. Мазуров // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 31–37.
5. Будзко, И.А. Автоматизация контроля за гололедообразованием в сельских электрических сетях [Текст] / И.А. Будзко [и др.] // Плавка гололеда на воздушных линиях электропередачи: материалы II Всесоюзного совещания. – Уфа, 1975. – С. 19–24.
6. Бургсдорф, В.В. О физике гололедно-изморозевых явлений / В.В. Бургсдорф // Труды главной геофизической обсерватории. – Л.: Гидрометеиздат, 1947. – № 3. – С. 3–12.
7. Бучинский, В.Е. Гололед и борьба с ним / В.Е. Бучинский – Л.: Гидрометеиздат, 1960. – 192 с.
8. Валеев, А.Р. Разработка и исследование системы плавки гололеда постоянным током на проводах воздушных линий электропередачи без отключения потребителей с целью обеспечения качественного и надежного электроснабжения потребителей [Текст]: отчет о НИР / А.Р. Валеев, Ф.Р. Исмагилов, А.Ю. Елизарьев [и др.]. – Уфа: УГАТУ, 2014. – 270 с.
9. Воздушная линия электропередачи с приспособлением для сбрасывания гололеда [Текст]: а. с. 1415309 СССР: МПК H02G 7/16 / В.Д. Абрамов, Ю.С. Бутко,

С.Е. Вакуленко; заявитель Киевский технологический институт пищевой промышленности, Специальное конструкторско-технологическое бюро по высоковольтной и криогенной технике. – № 4108507/24–07; заявл. 16.06.86; опубли. 07.08.88, Бюл. № 29. – 2 с.

10. Волкова, Т.Ю. Районирование территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов [Текст] / Т.Ю. Волкова, А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев, В.А. Максимов // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. научн. сб. – Уфа: УГАТУ. – 2012. – С. 43–47.

11. Выпрямители для плавки гололеда на линиях электропередач. – (<http://elvpr.ru/preobraztechnic/gololed/>).

12. Выпрямители для плавки гололеда на линиях электропередач серии В-ТППД климатического исполнения УЗ. – (<http://elvpr.ru/preobraztechnic/gololed/V-TPPD-14k.php>).

13. Выпрямители серии В-ТПЕД для тяговых подстанций метрополитена. – ([http://etc-pluton.ru/assets/templates/pluton/pdf/doc/VTPED\\_825\\_CN.pdf](http://etc-pluton.ru/assets/templates/pluton/pdf/doc/VTPED_825_CN.pdf)).

14. Выпрямитель В-ТПП-1,35к-8к-01-УХЛ4. – (<http://elvpr.ru/preobraztechnic/gololed/V-TPP-1k35-8k.php>).

15. Глухов, В.Г. Метеорологические условия образования гололеда на высотных сооружениях [Текст] / В.Г. Глухов. – Л.: Гидрометеиздат, 1972. – 97 с.

16. Гонин, В.Н. Экономика энергетического предприятия: особенности инвестиционных процессов [Текст]: учеб. пособие / В.Н. Гонин, О.В. Сокол-Номоконова. – Чита: ЧитГУ, 2007. – 124 с.

17. Громова, Г.А. Разработка новых подходов к контролю гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи [Текст] / Г.А. Громова, А.Ю. Елизарьев // Вопросы надежности работы систем электроснабжения в условиях гололедно-ветровых нагрузок: мат. междунар. науч.-практ. конф. – Уфа: РИК УГАТУ, 2016. – С. 82–95.

18. Громова, Г.А. Комплексная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи [Текст] / Г.А. Громова,

А.Ю. Елизарьев, В.Е. Громов // Электроэнергетика глазами молодежи–2016: мат. VII междунар. науч.-техн. конф. В 3 т. Т. 3. – Казань: КГЭУ, 2016. – С. 202–206.

19. Гузаиров, М.Б. Совершенствование систем плавок гололеда на высоковольтных ВЛ [Текст] / М.Б. Гузаиров, В.А. Максимов, А.Р. Валеев // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. научн. сб. – Уфа: УГАТУ, 2014. – С. 30–34.

20. Гуревич, М.К. Способы предотвращения аварий, вызванных гололедообразованием на проводах и грозозащитных тросах ВЛ [Текст] / М.К. Гуревич, М.А. Козлова, А.В. Репин, Ю.А. Шершнев // Известия НИИ постоянного тока. – СПб: НИИПТ, 2010. – № 64. – С. 237–249.

21. Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах [Текст] / И.И. Левченко, А.С. Засыпкин, А.А. Аллилуев, Е.И. Сацук. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 494 с.

22. Елизарьев, А.Ю. Плавка гололеда на воздушных линиях электропередачи без отключения потребителей [Текст] / А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев // Вестник УГАТУ. – Т. 19, № 4 (70). – 2015. – С. 59–65.

23. Елизарьев, А.Ю. Совершенствование системы контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи [Текст] / А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев, Г.А. Громова // Вестник УГАТУ. – Т. 20, № 1 (71). – 2016. – С. 136–142.

24. Елизарьев, А.Ю. Оптимизация использования финансовых средств за счет применения современной элементной базы для управления и контроля состояния энергетического оборудования [Текст] / А.Ю. Елизарьев, С.В. Зайцев // IV Слет молодых энергетиков Башкортостана: сб. докладов молодежной науч.-техн. конф. – Уфа: Скиф. – 2010. – 586 с.

25. Елизарьев, А.Ю. Вопросы гололедообразования на территории РБ [Текст] / А.Ю. Елизарьев, А.И. Семендяев // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. науч. сб. – Уфа: УГАТУ, 2014. – С. 7–10.

26. Елизарьев, А.Ю. Система плавки гололеда на воздушных линиях электропередачи наложением постоянного тока на переменный [Текст] /

А.Ю. Елизарьев, Г.А. Шарафиева // Современные проблемы науки и образования в техническом вузе. Ч. 1. – Уфа: УГАТУ, 2015. – С. 132–137.

27. Елизарьев, А.Ю. Техничко-экономическая оценка системы плавки гололеда наложением постоянного тока на переменный без отключения потребителей [Текст] / А.Ю. Елизарьев, Г.А. Шарафиева // Молодежный Вестник УГАТУ: ежемесячный науч. журнал. – 2015. – Т. 13. – № 1 – С. 13–18.

28. Исмагилов, Ф.Р. Разработка и утверждение карты районирования территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда [Текст]: отчет о НИР / Ф.Р. Исмагилов, А.Р. Валеев, А. Ю. Елизарьев [и др.]. – Уфа: УГАТУ, 2011. – 185 с.

29. Исмагилов, Ф.Р. Разработка и утверждение карты районирования территории Республики Башкортостан по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов [Текст]: отчет о НИР / Ф.Р. Исмагилов, Т.Ю. Волкова, А.Ю. Елизарьев [и др.]. – Уфа: УГАТУ, 2011. – 132 с.

30. Исмагилов, Ф.Р. Региональная карта расчетных районов территории Республики Башкортостан по толщине стенки гололеда [Текст] / Ф.Р. Исмагилов, В.А. Максимов, Т.Ю. Волкова, А.Ю. Елизарьев, А.Р. Валеев // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. науч. сб. – Уфа: УГАТУ, 2011. – С. 7–13.

31. Исмагилов, Ф.Р. Исследование гололедной ситуации в Республике Башкортостан и разработка карты районирования по гололедообразованию [Текст]: отчет о НИР / Ф.Р. Исмагилов, В.А. Максимов, А.Ю. Елизарьев [и др.]. – Уфа: УГАТУ, 2006. – 130 с.

32. Каганов, В.И. Борьба с гололедом в линиях электропередачи с помощью высокочастотной электромагнитной волны [Текст] / В.И. Каганов // Электро. – 2010. – № 5. – С. 41–45.

33. Каганов, В.И. Нагрев проводов электрических сетей с и помощью высокочастотной электромагнитной волны для борьбы с гололедом [Текст] / В.И. Каганов // Электро. – 2012. – № 3. – С. 21–25.

34. Крылов, С.В. Обзор нарушений в работе воздушных линий электропередач при сильном ветре и гололеде [Текст] / С.В. Крылов // Энергетик. – 2006. – № 9. – С. 17–21.

35. Левченко, И.И. Программное обеспечение информационной системы контроля гололедообразования [Текст] / И.И. Левченко, Е.И. Сацук // Электрические станции. – 2004. – № 10. – С. 15–18.

36. Линия электропередачи [Текст]: а. с. 1474776 СССР: МПК H02G 7/16 / Бернгардт Р.П. – № 379232424–63; заявл. 21.09.84; опубл. 23.04.89, Бюл. № 15. – 1 с.

37. Лобанов, А.В. Опыт введения в эксплуатацию установки плавки гололеда на проводах ВЛ ВУПГ-14/1200 на ПС 220 кВ Тымовская ОАО «Сахалинэнерго» [Текст] / А.В. Лобанов, А.В. Репин, А.Ю. Шершнева // Известия НИИ постоянного тока. – СПб: НИИПТ, 2010. – № 64. – С. 250–257.

38. Максимов, В.А. Надежность энергоснабжения – приоритетная задача электросетевиков [Текст] / В.А. Максимов // Электротехнические комплексы и системы: межвуз. науч. сб. – Уфа: УГАТУ, 2014. – С. 11–15.

39. Максимов, В.А. Противогололедные композитные провода линий электропередачи [Текст] / В.А. Максимов, А.Ю. Елизарьев // Современные проблемы науки и образования в техническом вузе. Ч. 1. – Уфа: УГАТУ, 2015. – С. 183–189.

40. Мейер, Г. Авария и повреждение линий электропередачи из-за гололедной нагрузки [Текст] / Г. Мейер – М.: Госэнергоиздат, 1956.

41. Методические указания по определению климатических нагрузок на ВЛ с учетом ее длины [Текст]: Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.057-2010. – Введ. 2010-09-08. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 100 с.

42. Методические указания по плавке гололеда переменным током [Текст]: РД 34.20.511. Ч. 1. – Введ. 1983-01-01. – М.: Союзтехэнерго, 1983. – 115 с.

43. Методические указания по плавке гололеда постоянным током [Текст]: РД 34.20.511. Ч. 2. – Введ. 1983-01-01. – М.: Союзтехэнерго, 1983. – 116 с.

44. Методические указания по районированию территории энергосистем и трасс ВЛ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов [Текст]: РД 34.20.184-91. – Введ. 1991-11-15. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.

45. Методические указания по расчету климатических нагрузок в соответствии с ПУЭ-7 и построению карт климатического районирования [Текст]: Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.055-2010. – Введ. 2010-09-10. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.– 101 с.

46. Методические указания по расчету климатических нагрузок на ВЛ и построению региональных карт с повторяемостью 1 раз в 25 лет [Текст]. – Введ. 1990-11-30. – М., 1990.

47. Методические указания по расчету параметров и выбору схем высокочастотных трактов по линиям электропередачи 35-750 кВ переменного тока [Текст]: Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-33.060.40.052-2010. – Введ. 2010-06-30. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.– 143 с.

48. Минуллин, Р.Г. Обнаружение локационным зондированием гололеда на воздушных линиях электропередачи Республики Башкортостан [Текст] / Р.Г. Минуллин, Р.Р. Аскарлов, В.А. Касимов, М.Р. Яруллин, А.Ю. Елизарьев, О.Е. Семенов, А.И. Салимгареев // Энергетика Татарстана. – 2014. – № 3–4 (35–36). – С. 42–45.

49. Минуллин, Р.Г. Обнаружение гололедных образований на линиях электропередачи локационным зондированием [Текст] / Р.Г. Минуллин, Д.Ф. Губаев. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2010. – 207 с.

50. Минуллин, Р.Г. Локационное обнаружение гололеда на воздушных линиях электропередачи. Ч. 1. Способы обнаружения гололеда [Текст] / Р.Г. Минуллин, В.А. Касимов, Т.К. Филимонова, М.Р. Яруллин // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Информатика. Телекоммуникации. Управление. – 2014. – № 2 (193). – С. 61–73.

51. Минуллин, Р.Г. Сравнение показаний аппаратуры локационного зондирования и весовых датчиков при обнаружении гололедных отложений на

линиях электропередачи / Р.Г. Минуллин, В.А. Касимов, М.Р. Яруллин // Энергетика Татарстана. – 2015. – № 2. – С. 19–27.

52. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85\* [Текст]: СП 20.13330.2011. – Введ. 2011-05-20. – М., 2011. – 96 с.

53. Научно-прикладной справочник по климату СССР [Текст]. – Сер. 3. Ч. 1–6. Вып. 9. – Л.: Гидрометеиздат, 1990. – 557 с.

54. ООО «Башкирэнерго». Анализ и выводы по аварийным отключениям ВЛ 35–110 кВ ООО «Башкирэнерго» за 2015 г. [Текст]. – Уфа, 2016.

55. Основы современной энергетики [Текст]: в 2-х ч. Ч. 2: Современная электроэнергетика / под ред. Е.В. Аметистова. – М: МЭИ, 2003. – 454 с.

56. Подрезов, О.А. Опасные скорости ветра и гололедные отложения в горных районах [Текст] / О.А. Подрезов. – Л.: Гидрометеиздат, 1990. – 223 с.

57. Поршневу, С.В. Компьютерное моделирование физических процессов в пакете MATLAB [Текст] / С.В. Поршневу. – СПб.: Лань, 2011. – 727 с.

58. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 2013 г. [Текст]. – М.: КНОРУС, 2013. – 488 с.

59. Программное обеспечение «ОИК Диспетчер НТ» (ARIS SCADA). – (<http://www.iface.ru/prod/oik/>).

60. Ржевский, С.С. Энергия волн пляски проводов воздушных линий электропередачи 6–750 кВ [Текст] / С.С. Ржевский // Электричество. – 2008. – № 4. – С. 9–17.

61. Ример, М.И. Экономическая оценка инвестиций [Текст] / М.И. Ример, А.Д. Касатов, Н.Н. Матиенко. – СПб.: Питер, 2007. – Вып. 2. – 480 с.

62. Рудакова, Р.М. Борьба с гололедом в электросетевых предприятиях [Текст] / Р.М. Рудакова, И.В. Вавилова, И.Е. Голубков. – Уфа: УГАТУ, 2005. – 187 с.

63. Рудакова, Р.М. Методы борьбы с обледенением за рубежом [Текст] / Р.М. Рудакова, И.В. Вавилова, А.Л. Лившиц // Плавка гололеда на воздушных линиях электропередачи: мат. II Всесоюзного совещания. – Уфа, 1975. – С. 59–67.

64. Рудакова, Р.М. Механические расчеты проводов и тросов воздушных линий электропередачи [Текст] / Р.М. Рудакова, Б.М. Нугманов. – Уфа: УГАТУ, 1999. – 41 с.

65. Рудакова, Р.М. Влияние плавки гололеда на оптимальные нормативные нагрузки от отложения льда на ВЛ [Текст] / Р.М. Рудакова, Ф.Х. Усманов // Плавка гололеда на воздушных линиях электропередачи: мат. II Всесоюзного совещания. – Уфа, 1975. – С. 38–45.

66. Руководящие указания по определению климатических параметров и нагрузок с разной обеспеченностью в зависимости от ответственности ВЛ [Текст]. – М.: ВНИИЭ, 2004.

67. Руководящие указания по плавке гололеда на ВЛ напряжением до 20 кВ, проходящих в сельской местности [Текст]: РД 34.20.512–74. – Введ. 1972-11-04. – 1974.– 60 с.

68. Система контроля гололедно-ветровых нагрузок [Текст]: пат. 107412 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16 / Ф.Р. Исмагилов, С.В. Зайцев, А.Ю. Елизарьев; заявитель и патентообладатель Уфимск. гос. авиац. техн. ун-т. – № 2011106852/07; заявл. 22.02.2011; опубл. 10.08.2011, Бюл. № 22. – 2 с.

69. Система передачи сигналов по линии электроснабжения для обнаружения гололедных отложений на проводах [Текст]: пат. 2309540 Рос. Федерация: МПК H04B 3/54, H02G 7/16 / Г.А. Тюняев, Ю.Т. Переяслов; заявители и патентообладатели Волгоградэнерго, Волгоградск. гос. техн. ун-т. – № 2006113055/09; заявл. 18.04.2006; опубл. 27.10.2007, Бюл. № 30. – 11 с.

70. Системы мониторинга воздушных линий электропередачи. – ([https://mrsk-yuga.ru/upload/iblock/02b/sist\\_monit.pdf](https://mrsk-yuga.ru/upload/iblock/02b/sist_monit.pdf)).

71. Системы телеметрии воздушных линий электропередачи электроэнергетического комплекса. – (<http://instrument-micro.ru/index.php/sistemy-telemetrii-vozdushnykh-linij-elektroperedachi-elektroenergeticheskogo-kompleksa>).

72. Способ и устройство для борьбы с гололедом на линиях электропередачи [Текст]: пат. 2356148 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16 / В.И. Каганов; заявители и патентообладатели Моск. гос. ин-т радиотехн., электрон. и автом. (техн. ун-т),

Каганов В.И. – № 2008119101/09; заявл. 15.05.2008; опубл. 20.05.2009, Бюл. № 14. – 13 с.

73. Способ удаления льда с проводов расщепленной фазы линий электропередачи [Текст]: а. с. 587547 СССР: МПК H02G 7/16 / И.А. Левин, М.Б. Улановский. – № 1993658/24-07; заявл. 30.01.1974; опубл. 05.01.1978, Бюл. № 1. – 1 с.

74. Способ обнаружения появления гололеда на проводах линии электропередачи [Текст]: пат. 2287883 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16 / Р.Г. Минуллин, И.Ш. Фардиев, Ю.Я. Петрушенко, Д.Ф. Губаев, А.К. Мезиков, А.В. Коровин. – № 2005112401/09; заявл. 15.04.2005; опубл. 20.11.2006, Бюл. № 32. – 6 с.

75. Способ определения гололедных и ветровых нагрузок [Текст]: пат. 2287214 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16 / П. Ф. Привалов; заявитель и патентообладатель Башкирэнерго. – № 2005102663/09; заявл. 03.02.2005; опубл. 10.11.2006, Бюл. № 31. – 6 с.

76. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ [Текст]: РД 34.20.504-94. – Введ. 1996-01-01. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 200 с.

77. Удод, Т.Е. О причинах пляски проводов линий электропередачи [Текст] / Т.Е. Удод // Электрические станции. – 2007. – № 1. – С. 46–48.

78. Усманов, Ф.Х. Пляска проводов в сельских сетях 6–10 кВ [Текст] / Ф.Х. Усманов, А.Ф. Башкатов, В.А. Максимов // Электрические станции. – 1972. – № 11. – С. 63–65.

79. Установка для плавки гололеда [Текст]: пат. 2235397 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16 / Л.Л. Балыбердин, В.И. Галанов, Л.А. Кошечев, Б.П. Краснова, М.И. Мазуров, А.В. Николаев; заявитель и патентообладатель НИИ ПТ. – № 2002109488/09; заявл. 11.04.2002; опубл. 27.08.2004, Бюл. № 24. – 1 с.

80. Установки плавки гололеда ВУКН. – (<http://optzawod.narod.ru/VUKN.htm>).

81. Устройство для сброса отложений с проводов линий электропередачи [Текст]: а. с. 252438 СССР: МПК H02G 7/16 / В.С. Басов. – № 1139907/24-7; заявл. 09.03.1967; опубл. 22.09.1969, Бюл. № 29. – 3 с.

82. Устройство телеизмерения гололедно-ветровых нагрузок на провод воздушной линии электропередачи [Текст]: пат. 2250545 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16, H04B 3/54 / В.Я. Башкевич, С.В. Аверьянов, М.П. Гапоненков, Г.Г. Угаров, В.И. Золоторев. – № 2003117844/09; заявл. 16.06.2003; опубл. 20.04.2005, Бюл. № 11. – 9 с.

83. Устройство плавки гололеда на ВЛ [Текст]: пат. 142755 Рос. Федерация: МПК H02G 7/16 / В.А. Максимов. – № 2014100752/07; заявл. 09.01.2014; опубл. 10.07.2014, Бюл. № 19. – 1 с.

84. Устройство для борьбы с гололедными отложениями на проводах ВЛ. – ([http://www.niipt.ru/departments/nio\\_4/ice-1.pdf](http://www.niipt.ru/departments/nio_4/ice-1.pdf)).

85. Чрезвычайные ситуации в России, обусловленные погодными условиями. – (<http://meteo.ru/pogoda-i-klimat/150-chs-v-rosii>).

86. Шевелев, Ю.П. Комплекс работ, проводимых в ООО «Башкирские распределительные электрические сети», и мероприятий по повышению надежности работы ВЛ в время интенсивного гололедного образования [Текст] / Ю.П. Шевелев, И.Ю. Байрамов, А.Ю. Елизарьев // Гололедно-ветровые явления на ВЛ – пути решения: сб. мат-лов Всеросс. науч.-практ. конф. – Уфа УГАТУ, 2012. – С. 25–29.

87. Шевченко, Н.Ю. Внедрение автоматизированной системы наблюдения за гололедом в Камышинских электрических сетях [Текст] / Н.Ю. Шевченко, Ю.В. Лебедева, Н.П. Хромов, А.Г. Сошинов // Современные проблемы науки и образования. – 2009. – № 5. – С. 127–132.

88. Шершнева, Ю.А. Мероприятия по предотвращению гололедно-ветровых аварий на примере Волгоградской энергосистемы [Текст] / Ю.А. Шершнева, М.А. Козлов, А.В. Репин // Электрические станции. – 2010. – № 11. – С. 67–72.

89. Щербакова, Н.А. Экономическая оценка инвестиций [Текст]: уч. пос. / Н.А. Щербакова, И.И. Александрова. – Новосибирск: СГГА, 2012. – 202 с.

90. Atmospheric Icing of Power Networks / Ed. M. Farzaneh. – Springer Netherlands, 2008. – 381 p.

91. Bayramov, I.Y. Range of activities by “Bashkirenergo” LLC to improve the reliability of overhead power lines during heavy icing / I.Y. Bayramov, A.Y. Elizariiev, A.R. Valeev // WIT Trans. Ecol. Environ. Vol. 190 Volume 1. – 2014. – P. 591–598.

92. Coguillat, J. Protection contre la neige des lignes electriques / J. Coguillat. – 1987.

93. DAC – De-Icer Actuated by Cartridge. –(<http://www.hydroquebec.com/innovation/en/pdf/2012G069-DAC.pdf>).

94. Hartog, J.P.D. Transmission Line Vibration Due to Sleet / J.P.D. Hartog // Trans. Am. Inst. Electr. Eng. – 1932. – T. 51. – № 4. – P. 1074–1076.

95. LineROVer – Remotely Operated Vehicle for Work on Live Overhead Lines. – (<http://www.hydroquebec.com/innovation/en/pdf/2010G080-40A-LineRover.pdf>).

96. LineScout – Robot for Inspecting Live Transmission Lines. – ([http://www.hydroquebec.com/innovation/en/pdf/2010G080-02A\\_LineScout.pdf](http://www.hydroquebec.com/innovation/en/pdf/2010G080-02A_LineScout.pdf)).

97. RODAV – Remotely Operated De-icing All-weather Vehicle. – (<http://www.hydroquebec.com/innovation/en/pdf/2008G269-08A-RODAV.pdf>).

98. Sullivan, C.R. Breaking the ice: de-icing power transmission lines with high-frequency, high-voltage excitation / C.R. Sullivan, V.F. Petrenko, J.D. McCurdy, V. Kozliouk // IEEE Ind. Appl. Mag. – Vol. 9, № 5. – 2003. – P. 49–54.

99. Tornquist, E.L. Galloping Conductors and a Method for Studying Them / E.L. Tornquist, C. Becker // Trans. Am. Inst. Electr. Eng. – 1947. – V. 66. – № 1. – P. 1154–1164.

100. Zhou, Y.S. A High-Frequency High-Voltage Excitation Melting Ice Power Design / Y.S. Zhou, L. Zeng, P.Y. Chen, Z. Pan // Appl. Mech. Mater. – Vols. 325–326. – 2013. – P. 271–276.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

Многолетняя статистика отключений ВЛ 35–110 кВ ООО «Башкирэнерго»

Таблица А.1 – Многолетняя статистика отключений ВЛ 35–110 кВ

Год	Кол-во отключения на ВЛ		
	35 кВ	110 кВ	220–500 кВ
1	2	3	4
<b>АРЭС – Аксаковские РЭС</b>			
1983	3	9	1
1984	3	4	
1985	1	3	1
1986	6	3	1
1987		1	
1988		1	
1990	6	10	1
1992	1		
1993		1	
1994		5	
1996		1	
1997	1	4	
1999	4	4	1
2000	4	7	
2001ë		1	
2002	1	1	1
2003	2	9	1
2004	7	10	1
2005	13	22	2
2007	2	56	2
2008	1	7	1
2009	4	71	2
2010	2	42	
2011			
2012			
2013	3	23	
2014	1	5	
<b>ИРЭС – Ишимбайские РЭС</b>			
1996		2	2
1998			1
2000			2
2002			2
2003			3
2004	1		2
2005	2	2	1
2006	1		2
2007			2
2008			
2009			
2010			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
2011			
2012			
2013		19	
2014		4	
2015			
<b>КРЭС – Кумертауские РЭС</b>			
1984	4		
1986	3	1	1
1987	1		
1988	2		
1991	6	2	
1992	4	2	
1993	7	1	
1994	9	4	
1996		1	
1997	3	4	
1998	20	14	
1999	27	25	3
2000	6	10	
2001	2	5	
2002	23	33	3
2003	5	2	
2006	29	26	2
2007	20	17	2
2008		1	
2009	3	3	
2010	1	3	
2011			
2012	1		
2013	3	3	
2014	4	5	
2015			
<b>ОРЭС – Октябрьские РЭС</b>			
1990			7
1991			1
1993			3
1994			5
1995			4
1997			2
1998	1	3	
1999		2	3
2000		4	8
2001	1	5	2
2002		5	8
2003			10
2004			9
2009	1	1	
2010	2	3	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
2011			
2012			
2013			
2014	2		
2015			
<b>НРЭС – Нефтекамские РЭС</b>			
1982		4	
1989	5	7	
1992	1		
1994		1	
1995	3		
1997		1	
1998	1	2	
2000	1		
2001		1	
2002		1	
2008		1	
2010	4	4	
2011			
2012	4		
2013			
2014			
2015			
<b>БРЭС – Белорецкие РЭС</b>			
1998		6	2
1999		6	2
2000		6	2
2001		6	3
2002		6	2
2003		6	2
2004		6	2
2005		6	2
2006		50	25
2007		23	5
2008	1	9	11
2009	1	26	11
2010		9	3
2011			1
2012			
2013		1	
2014		1	
2015			
<b>СРЭС – Сибайские РЭС</b>			
1984	1		
1986	1		
1990		2	
1991	5	5	
1993		2	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4
1994	1	1	
1996	1	2	
1997		3	
1998	1	3	
1999	1	2	
2001	1	3	
2002	2	3	
2003	4	2	
2004	4	2	
2005	6	4	
2006	7	23	
2007	4	11	
2008		4	
2009		1	
2010	4	3	
2011			
2012		2	
2013			
2014			
2015	1		
<b>ЦРЭС – Центральные РЭС</b>			
1997		3	
1998	2		
1999		3	
2000		2	
2001			2
2003		1	
2004		2	
2005		1	
<b>СВРЭС – Северо-восточные РЭС</b>			
1993	1		
1994	1		
1995	1		
1998	1		
1999	4		
2000	5		
2003		2	
2005		1	
2006		1	
2007	1	1	
2008	1		
2009	1		
2010	1		
2011			
2012	1		
2013			
2014	4	1	
2015	1		

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

Многолетняя статистика наблюдений пляски  
на ВЛ 6-500 кВ ООО «Башкирэнерго»

Таблица Б.1 – Статистика наблюдений пляски на ВЛ 6–500 кВ

Год	Количество отключений			
	6, 10 кВ	35 кВ	110 кВ	220–500 кВ
1	2	3	4	5
Кумертауские РЭС				
1985	2			
1986	2			
1991	6			
1993	1			
1996	2			
1997	5	4	1	
1998	1	2		
1999	4	3	3	
2000	2	1	1	
2001	2			
2002		6		
2003	5	1	2	
2004	5	2	4	
2005	7	1	1	
2006	10	1	1	
2007		1		
2008	1	4	3	
2009	3	2		
2010	2	1	3	
Октябрьские РЭС				
1993			2	
1994			1	
2000			1	
2001		1	6	1
2002			3	
2003				1
2004			1	
2009		1	1	
2010		2	3	
Нефтекамские РЭС				
1985				1
1989		1	2	

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5
1990	1			
1993	1			
1998	3			
2001	1			
2002	2			
2003	2			
2004	2			
2008			3	
2009	2			
Белорецкие РЭС				
2001	1			
2002	1			
2003	1			
2004	1			
2006				3
2007	2			
2008	1			
2010	1			
Сибайские РЭС				
1986	1			
1993			1	
1999	2			
2001	3			
2005	1			
2006	2	3	11	
2007	11	2	4	
2010	18	2	1	
Центральные РЭС				
2003			4	
2008			1	
2009			1	
2010			2	
Ишимбайские РЭС				
2007	3			

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Экономические показатели внедрения системы плавки гололеда  
без отключения потребителей

### Методика расчета показателей экономической эффективности от внедрения системы плавки гололеда без отключения потребителей

В качестве показателей экономической эффективности проекта используются следующие показатели [61]:

- чистый дисконтированный доход;
- индекс доходности;
- срок окупаемости.

*Чистый дисконтированный доход (ЧДД)* представляет собой оценку сегодняшней стоимости потока будущего дохода. Он определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или как превышение интегральных результатов над интегральными затратами.

ЧДД вычисляется по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{\mathcal{E}_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+r)^t}, \quad (\text{B.1})$$

где  $\mathcal{E}_t$  – экономия, достигнутая на  $t$ -м шаге расчета,

$K_t$  – капиталовложения на  $t$ -м шаге,

$T$  – горизонт расчета,

$r$  – ставка дисконтирования.

*Индекс доходности (ИД)* представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине капиталовложений:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\mathcal{E}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+r)^t}}. \quad (\text{B.2})$$

Критерии оценки эффективности инвестиционного проекта выражаются следующим образом:

если  $\text{ИД} > 1$  и  $\text{ЧДД} > 0$ , то инвестиционный проект эффективный;

если  $ID < 1$  и  $ЧДД < 0$ , то проект неэффективный.

*Дисконтированный срок окупаемости* – это ожидаемое число лет, необходимых для полного возмещения инвестиционных затрат.

Схема расчета срока окупаемости включает следующие этапы [16]:

1) расчет дисконтированного денежного потока доходов по проекту исходя из ставки дисконта и периода возникновения доходов;

2) расчет накопленного дисконтированного денежного потока как алгебраической суммы затрат и потока доходов по проекту выполняется до получения первой положительной величины;

3) определение срока окупаемости  $T_{OK}$  по формуле. Период окупаемости рассчитывается следующим образом [89]

$$T_{OK} = N_{г.о.} + \frac{C_H}{ДДП_{г.о.}}, \quad (B.3)$$

где  $N_{г.о.}$  – число лет, предшествующих году окупаемости,

$C_H$  – невозмещенная стоимость на начало года окупаемости,

$ДДП_{г.о.}$  – дисконтированный денежный поток в год окупаемости.

К эффектам от внедрения системы плавки гололеда без отключения потребителей относится экономия от сокращения затрат на недоотпуск электроэнергии.

Затраты на недоотпуск электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$Z_{ЭЭ} = \Delta W \cdot t, \quad (B.4)$$

где  $t$  – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч,

$\Delta W$  – недоотпуск электроэнергии, кВт·ч, где

$$\Delta W = T_B S_{НОМ} k_3 \cos \varphi, \quad (B.5)$$

где  $T_B$  – средняя продолжительность одного отключения, ч,

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора потребительской подстанции, кВА,

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности,

$k_3$  – коэффициент загрузки.

## Расчет показателей экономической эффективности от внедрения системы плавки гололеда без отключения потребителей

Расчет капитальных затрат на разработанную систему плавки гололеда представлен в таблице В.1.

Таблица В.1 – План инвестиций в разработанную систему плавки гололеда

Наименование	Стоимость, тыс. руб.
Оборудование (разъединители, конденсаторы, реактор и пр.)	580,00
Строительно-монтажные работы	250,00
Проектно-изыскательные работы	30,00
Обучение персонала	25,00
Прочие косвенные расходы	25,00
<b>ИТОГО</b>	<b>910,00</b>

Произведем расчет максимального ущерба (упущенной выгоды) при плавке гололеда плановым отключением ВЛ на время плавки [27].

Рассмотрим частный случай: ВЛ 35 кВ; материал опор – стойки железобетонные; длина линии 60 км; количество трансформаторных подстанций – 49 штук общей установленной мощностью 12632 кВА.

Количество отключений ВЛ для плавки гололеда – 10 в год.

Средняя продолжительность одного отключения:

$$T = t_{\text{СБ}} + t_{\text{ПЛ}} + t_{\text{РАЗБ}} = 1 + 1,5 + 1 = 3,5 \text{ ч},$$

где  $t_{\text{СБ}} = 1$  ч – продолжительность сборки системы плавки гололеда,

$t_{\text{ПЛ}} = 1,5$  ч – продолжительность плавки гололеда,

$t_{\text{РАЗБ}} = 1$  ч – продолжительность разборки системы плавки гололеда.

Коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,95$ .

Коэффициент загрузки  $k_3 = 0,7$ .

Недоотпуск электрической энергии во время плавки гололеда по (В.5):

$$\Delta W = 10 \cdot 3,5 \cdot 12632 \cdot 0,7 \cdot 0,95 = 294010 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Для определения ущерба от недоотпуска электрической энергии для электросетевого предприятия величину недоотпуска электрической энергии при



## Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	Накопленный приведенный общий ДП от ОД и ИД	-910 000	-580 511	-291 485	-37 953	184 443	379 527	550 654	<b>700 764</b>

Коэффициент дисконтирования в расчетах эффективности проекта принят равным 14 %.

Согласно (В.1)–(В.3) рассматриваемый инвестиционный проект имеет следующие экономические показатели, представленные в таблице В.3.

Таблица В.3 – Основные экономические показатели проекта

Наименование	Единица измерения	Значение
Капитальные вложения	млн руб.	0,91
Длительность инвестиционной фазы	год	7
Дисконтированный срок окупаемости ( $T_{OK}$ )	год	3,17
ЧДД при ставке дисконтирования 14 %	млн руб.	0,7 > 0
Индекс доходности	–	1,1413 > 1

Таким образом, по показателям экономической эффективности разработанная система плавки гололеда является эффективной.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**

Места установки СКГН на проводах ВЛ 35–110 кВ ООО «Башкирэнерго»

Таблица Г.1 – Перечень мест установки систем контроля гололедно-ветровых нагрузок на проводах ВЛ 35–110 кВ

ПО	Класс напряжения, кВ	Наименование ВЛ	Мероприятия по приведению ВЛ в соответствие с требованиями НТД в части ГИО	Мероприятия по приведению ВЛ в соответствие с требованиями НТД в части пляски проводов
1	2	3	4	5
БЭС	110	Раевка–Шафраново-2	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БЭС	35	Кировская–Ленинская	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БЭС	35	Аксаково–Белебей-2	Установка АИСКГН	Не требуется
БЭС	110	Аксаково–Ермекеево-2	Установка АИСКГН	Не требуется
БЭС	110	Аксаково–Завод-2	Установка АИСКГН	Не требуется
БЭС	110	Аксаково–У.Иваново-1, 2	Установка АИСКГН	Не требуется
БЭС	110	Аксеново–Аксаково-1	Установка АИСКГН	Не требуется
БЭС	110	Ашкадар–Шкапово-1.2	Установка АИСКГН. При учащении аварийных отключений проанализировать вопрос разноса цепей на всей ВЛ	Не требуется
БцЭС	110	Белорецк–Серменево	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БцЭС	110	Белорецк–Узян	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БцЭС	110	Белорецк–Маяк	Установка АИСКГН, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БцЭС	110	Белорецк–Комбинат-1 ц.	Установка АИСКГН на опоры №183, 187	Не требуется
БцЭС	110	Отпайка на Авзян	Установка АИСКГН на опоре №135	Не требуется
БцЭС	110	Байназарово–Бурзян	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5
БцЭС	110	Белорецк–Юша	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БцЭС	110	Серменево–Бердагулово	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БцЭС	110	Инзер–Бердагулово-1 ц.	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БцЭС	110	Инзер–Бердагулово-2 ц.	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
БцЭС	110	Бердагулово–Пихта	Установка АИСКГН на опоре №51	Не требуется
ИЭС	35	Веденовка–Грачи	Не требуется	Установка межфазных распорок (15 шт.)
КЭС	110	Кумертау–Мелеуз с отпайкой на ПС Белая	Не требуется	Установка межфазных распорок (20 шт.)
КЭС	110	Худайбердино–Мраково	Установка АИСКГН	Не требуется
КЭС	110	Кумертау–Разрез с отп. на ПС Искра, Отрада, Н. Мурапталово, Тюльганская	Не требуется	Установка ОГК (237 шт.)
КЭС	110	Кумертау–Тюльганская с отп. на ПС Искра, Отрада, Н. Мурапталово	Не требуется	Установка ОГК (300 шт.)
КЭС	110	ПХГ–Зяк–Ишметово-2	Установка АИСКГН	Не требуется
КЭС	110	Отпайка на ПС Корнеевка-1	Установка АИСКГН	Не требуется
КЭС	110	Разрез–Исянгулово с отп. на ПС Поселковая, Тюльганская	Установка АИСКГН	Не требуется
КЭС	110	КТЭЦ–Бахмут	Не требуется	Установка ОГК (90 шт.)
КЭС	35	Богородская–Пугачевская	Не требуется	Установка межфазных распорок в пролете опор 85–106
НЭС	110	Карманово–Редькино-1, 2 ц.	Не требуется	Установка ОГК в пролете опор 284–300 (100 шт.)

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5
НЭС	110	ПГЭС– Кундашлы-1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №315	Не требуется
НЭС	110	Бирск–Тюльди- 1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №289	Не требуется
НЭС	110	Тюльди–Янаул- 1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №50	Установка ОГК в пролете опор 44–76 (200 шт.); Установка межфазных распорок в пролете опор 10–15. 76–11 (160 шт.)
НЭС	110	Арлан–Кутерем	Установка АИСКГН на опоре №40	Не требуется
НЭС	110	Татышлы– Кубиязы-1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №240	Не требуется
НЭС	110	Аргамак– Редькино-1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №121	Не требуется
НЭС	110	Арлан–Агидель- 1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №27	Установка ОГК в пролете опор 95–105 (120 шт.)
НЭС	110	Арлан– Редькино-1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №77	Установка ОГК в пролете опор 76–80 (16 шт.)
НЭС	110	Редькино– Таным-1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №32	Не требуется
НЭС	110	Янаул– Татышлы-1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоры №68, 103.	Установка межфазных распорок в пролете опор 165–175 (40 шт.)
НЭС	35	Вояды– Чангакуль-1, 2 ц.	Установка АИСКГН на опоре №23	Не требуется
НЭС	35	Арлан–Ашит- 1,2 ц.	Не требуется	Установка ОГК в пролете опор 1–55 (330 шт.)
НЭС	35	Арлан– Первомайская- 1,2 ц.	Не требуется	Установка ОГК в пролете опор 1–46 (280 шт.)
НЭС	35	Агидель– Кабаново-1, 2 ц.	Не требуется	Установка ОГК в пролете опор 55–68 (80 шт.)
НЭС	35	Редькино– Шарипово	Установка АИСКГН на опоре №30	Не требуется
НЭС	35	Ангасяк– Вострецово	Установка АИСКГН на опоре №50	Не требуется
НЭС	35	Байкибашево– Караидель-1, 2 ц.	Установка АИСКГН (отпайка на ПС Бердяуш на опоре №50)	Не требуется
НЭС	35	Бураево– Кулаево	Установка АИСКГН на опоре №126	Не требуется
ОЭС	110	Субханкулово– Языково-1, 2 ц.	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок (130 шт.)
ОЭС	110	Благовар– Языково-1, 2 ц.	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок (200 шт.)
ОЭС	110	Нурлино– Благовар-1, 2 ц.	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок (125 шт.)
ОЭС	110	Урусу– Туймазы-1	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок (120 шт.)
ОЭС	110	Урусу– Туймазы-2	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок (120 шт.)
ОЭС	110	Урусу– Туймазы-3, 4	Установка АИСКГН	Не требуется

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5
ОЭС	110	Язаково– Чекмагуш-1,2	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок (160 шт.)
ОЭС	110	Аргмак– Телепаново-1,2	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок (120 шт.)
ОЭС	110	Аргмак– Чекмагуш-1	Не требуется	Установка межфазных распорок (40 шт.)
ОЭС	110	Аргмак– Чекмагуш-2	Не требуется	Установка межфазных распорок (40 шт.)
ОЭС	110	Отпайка на ПС Кучербаево	Не требуется	Установка межфазных распорок (40 шт.)
ОЭС	35	Аргмак–Карача Елга-1, 2	Наблюдение за гололедообразованием	Установка ОГК (890 шт.)
ОЭС	35	Аргмак– Кангышево	Наблюдение за гололедообразованием	Установка ОГК (900 шт.)
ОЭС	35	Аргмак– Султанбеково-1, 2	Наблюдение за гололедообразованием	Установка ОГК (60 шт.)
ОЭС	35	Аргмак– Уртаево	Наблюдение за гололедообразованием	Установка ОГК (575 шт.)
ОЭС	35	Отпайка на ПС Янтузово	Наблюдение за гололедообразованием	Установка ОГК (325 шт.)
ОЭС	35	Уртаево– Кутузово	Наблюдение за гололедообразованием	Установка ОГК (510 шт.)
ОЭС	35	Болтачево– Иванаево	Наблюдение за гололедообразованием	Установка ОГК (60 шт.)
СВЭС	110	Ургала– Белокатай	Установка АИСКГН на опоре №67	Не требуется
СВЭС	35	Первогородская– Бурлы	Установка АИСКГН	Не требуется
СЭС	110	Бурибай–Зилаир, отпайка на ПС Ивановка	Монтаж АИСКГН на опоре №2	Не требуется
СЭС	110	Магнитогорск– СПП-1	Монтаж установки и схемы ПГ на постоянном токе от ПС СПП	Не требуется
СЭС	110	Магнитогорск– СПП-2	Монтаж установки и схемы ПГ на постоянном токе от ПС СПП	Не требуется
СЭС	110	Магнитогорск– Агаповка–СПП	Монтаж установки и схемы ПГ на постоянном токе от ПС СПП	Не требуется
СЭС	110	СПП–ГПП-1, 2	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
СЭС	110	Отпайка на ГПП-2	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
СЭС	110	ЗутЭЦ–СПП-1	Монтаж установки и схемы ПГ на постоянном токе от ПС СПП	Не требуется
СЭС	110	ЗутЭЦ–СПП-2	Монтаж установки и схемы ПГ на постоянном токе от ПС СПП	Не требуется
СЭС	110	СПП–Баймак левая	Выполнить схему плавки грозотроса от ПС Баймак напряжением 10 кВ	Не требуется

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5
СЭС	110	СПП–Баймак правая	Выполнить схему плавки грозотроса от ПС Баймак напряжением 10 кВ	Не требуется
СЭС	35	ГПП-3–ЦРП-4	Не требуется	Установка межфазных распорок в пролете опор №11–27
СЭС	35	ГПП-3–ХПП	Не требуется	Установка межфазных распорок в пролете опор №11–27
СЭС	35	Баймак–Бакр- Тау	Плавка гололеда проводов напряжением 10 кВ от ПС Баймак	Плавка гололеда проводов напряжением 10 кВ от ПС Баймак
СЭС	35	Бакр-Тау– Акмурун	Плавка гололеда проводов напряжением 10 кВ от ПС Баймак; замена проводов АС-50 на АС-70 14 км	Установка ОГК (55 шт.)
СЭС	110	СПП–ГПП-3 левая	Монтаж установки и схемы ПГ на постоянном токе от ПС СПП	Не требуется
СЭС	110	СПП–ГПП-3 правая	Монтаж установки и схемы ПГ на постоянном токе от ПС СПП	Не требуется
СЭС	35	Акмурун– Иткулово	Выполнить плавку гололеда на проводах с ПС Акмурун	Не требуется
СЭС	35	Бекешево– Канинкольск	Выполнить плавку гололеда на проводах с ПС Бекешево	Не требуется
СЭС	35	Куянтау– Иткулово	Выполнить плавку гололеда на проводах от ПС Куянтау	Не требуется
СЭС	35	Танылык– Целинный	Выполнить плавку гололеда на проводах напряжением 10 кВ с ПС Танылык	Не требуется
СЭС	35	Матрай–Уфимка	Выполнить плавку гололеда на проводах напряжением 10 кВ с ПС Матрай	Не требуется
ЦЭС	110	Бирск–Тюльди- 1 ц.	Наблюдение за гололедообразованием, при необходимости профилактический прогрев проводов	Не требуется
ЦЭС	110	Дема– Кушнареново- 1, 2 ц.	Установка АИСКГН	Установка межфазных распорок в пролетах опор №127–155, 165–224, 332–362, 379–381.
ЦЭС	110	СПП–ПГЭС	Не требуется	Установка межфазных распорок в пролетах опор №145–150; установка ограничителей гололедообразования и колебаний ОГК в пролетах опор №145–216

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Руководство по настройке и эксплуатации системы контроля гололедно-ветровых нагрузок

#### Термины и определения

**АКБ** – аккумуляторная батарея.

**АРМ оператора** – автоматизированное рабочее место оператора, предназначенное для удаленного мониторинга и контроля за наблюдаемым объектом.

**Внешний модуль ввода** – устройство в зависимости от комплектации предназначенное для съема данных о тензонагрузке, температуре, влажности, скорости и направлении ветра. Подключаются к головному модулю через интерфейсную шину.

**Время удержания соединения с ОИК-сервером** – время в секундах, в течение которого СКГН будет удерживать открытое *TCP*-соединение для обмена данными.

**Головной контроллер** – основное устройство в системе, обеспечивающее опрос данных, передачу данных на ОИК-сервер, контроль заряда АКБ и настройку системы.

**Карта *modbus*-регистров** – структура расположения данных в регистрах ведомого устройства на шине *Modbus*.

**Консоль настройки** – текстовый программный интерфейс для коммуникации с электронным устройством.

**Контролируемый пункт** – удаленное устройство или комплекс устройств, которые передают телемеханические данные на сервер телеметрии.

**Основной сервер** – ОИК-сервер, выполняющий основную роль в работе по приему данных от КП.

**Период соединения** – время в секундах, по истечении которого СКГН устанавливает новое *TCP*-соединение с ОИК-сервером для обмена данными.

**Рабочий режим системы** – основное состояние системы КП СКГН, при котором происходит периодический выход на связь с ОИК-сервером с последующим переходом в спящее энергосберегающее состояние.

**Резервный сервер** – ОИК-сервер, выполняющий резервную роль в работе по приему данных от КП.

**Сервер телеметрии (ОИК-сервер)** – это программно-аппаратный комплекс, предназначенный для сбора, хранения, обработки и предоставления на пользовательский уровень телеметрической информации с энергообъектов.

**Системное время** – время, которое настроено в головном модуле. Используется для измерения временных отрезков.

**Шкаф контроля** – блок КП СКГН, в котором сосредоточен головной контроллер, *GSM*-модем и АКБ.

**Энергосберегающее состояние** – состояние, при котором отключено электропитания на основных узлах КП СКГН в целях экономии электроэнергии.

### **Введение**

Основная задача СКГН передача данных о гололедной нагрузке на проводах линий электропередач. Основным средством для этого служит измерение веса проводов через аналоговые датчики тензонагрузки, которые подключены к внешним модулям ввода. Внешние модули ввода снимают сигнал с датчиков тензонагрузки и передают эти данные на головной контроллер. Головной контроллер в свою очередь периодически устанавливает *TCP*-соединение с ОИК-сервером (ОИК Диспетчер НТ от НТК «Интерфейс»). Внутри установленного *TCP*-соединения по протоколу *Modbus-TCP* осуществляется обмен данными. ОИК-сервер передает настройки, если такие имеются, а головной модуль передает данные о величине гололедной нагрузки, температуре, влажности, силе и направлении ветра (для того чтобы иметь информацию о влажности и направлении ветра требуется установить соответствующее оборудование). *TCP*-соединение устанавливается на заданный отрезок времени и повторяется с заданной периодичностью. Параметры этого соединения должны быть предварительно настроены. В целях повышения надежности на приемной стороне сервер

телемеханики, как правило, дублируется резервным сервером. Резервный сервер имеет отдельный IP-адрес и порт. На рисунке 1 приведена общая схема, отражающая принцип системы СКГН.

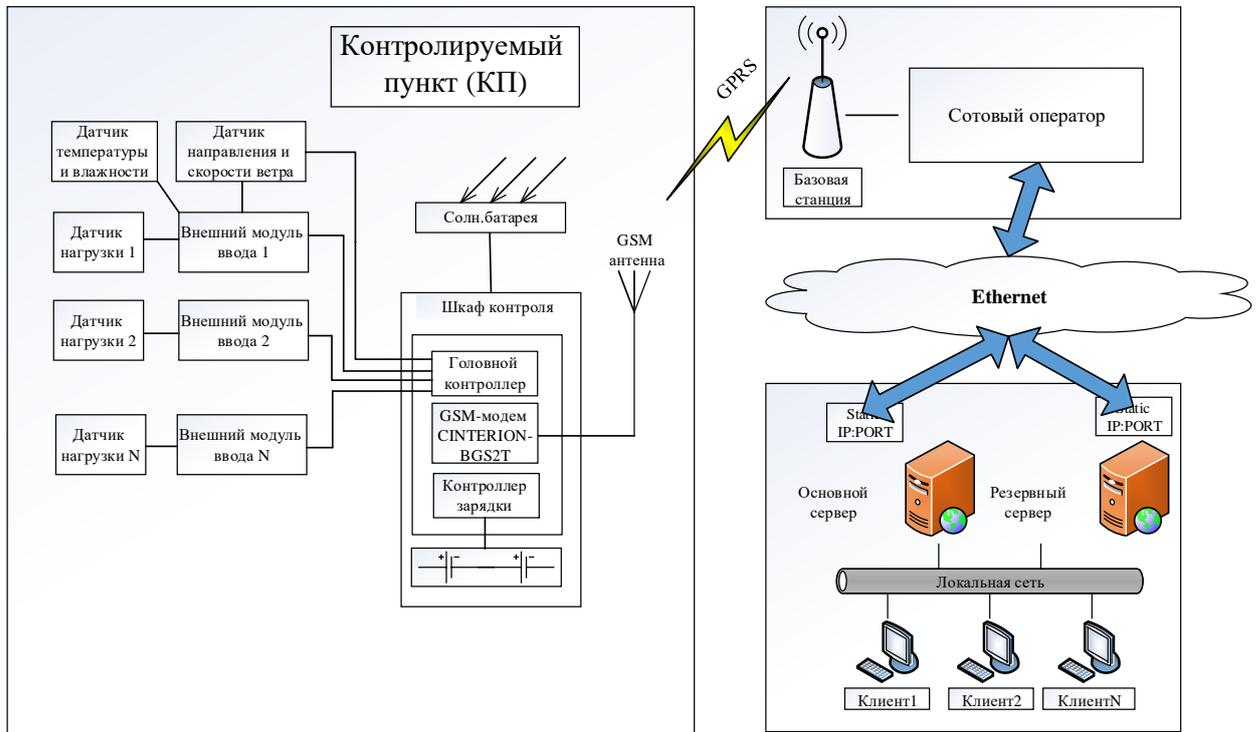


Рисунок 1 – Общая схема СКГН

Внешний модуль ввода – это общее название целого семейства устройств, которые в зависимости от исполнения выполняют разные функции. Так, например, если к модулю подключен датчик тензонагрузки, то в этом случае он будет носить название Датчика-преобразователя нагрузки (ДПН-5). Таблица 1 описывает все возможные исполнения внешнего модуля ввода.

Таблица 1 – Варианты исполнения внешнего модуля ввода

Название	Описание
ДПН-5	Датчик-преобразователь нагрузки. Внешний модуль ввода, к которому подключен датчик тензонагрузки. Предназначен для измерения массы проводов и гололедной нагрузки. Располагается на опоре.
ДТиВ	Датчик температуры и влажности. Внешний модуль ввода, к которому подключен датчик температуры и влажности (расположены внутри модуля ДПН-5).
ДСиНВ	Датчик скорости и направления ветра. Внешний модуль ввода, к которому подключен датчик скорости и направления ветра (анемометр, расположены внутри модуля ДПН-5).

Основным режимом работы системы является режим, при котором головной контроллер периодически опрашивает данные о тензонагрузке, температуре, влажности, скорости и направлении ветра с внешних модулей ввода и передает данные на сервер телеметрии, после чего переходит в спящее энергосберегающее состояние.

Для того чтобы представленная схема работала, необходимо провести настройку головного контроллера и сервер телеметрии. Список настраиваемых параметров головного контроллера:

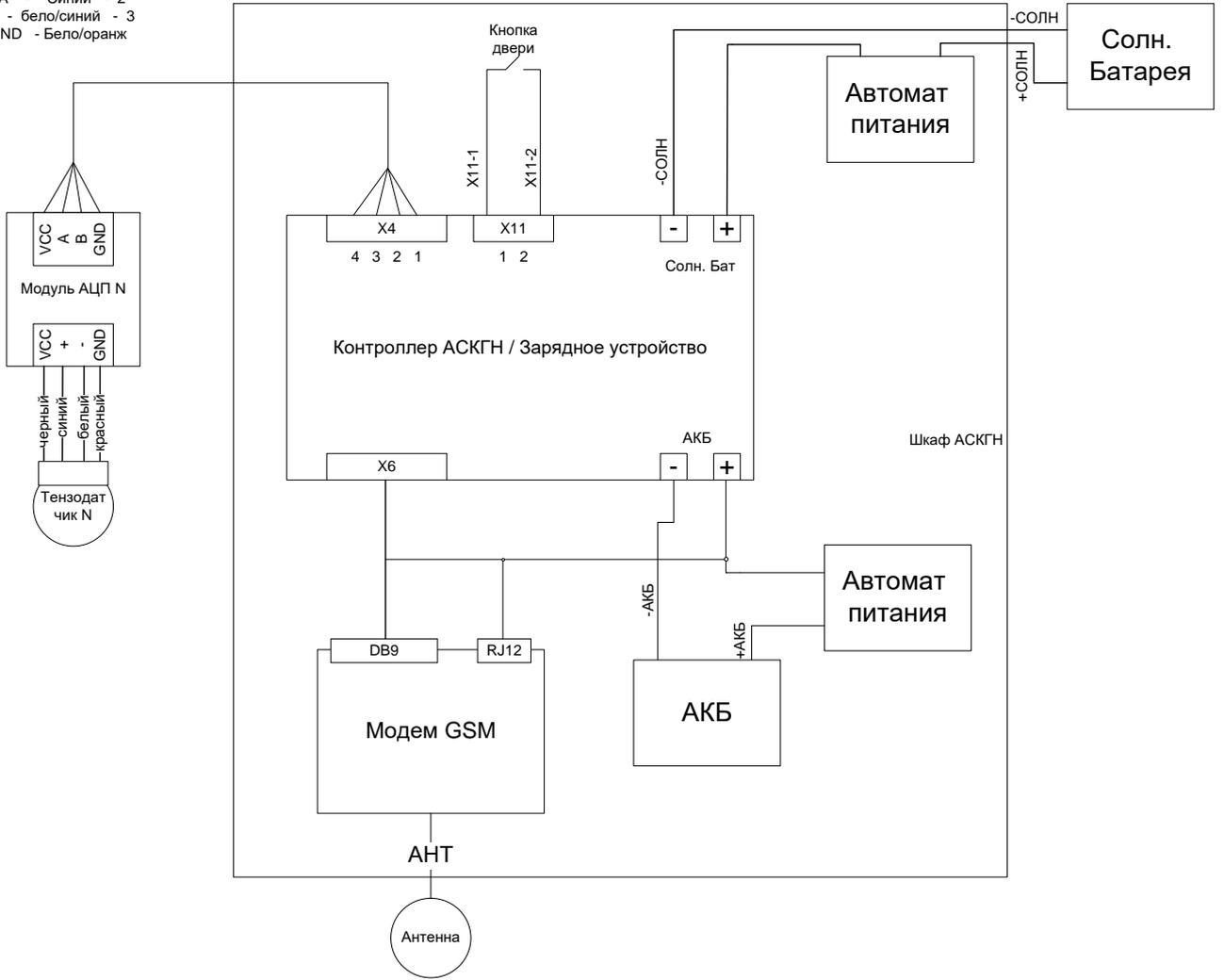
- 1) Время, в течение которого будет удерживаться *TCP*-соединение, называется «Время удержания соединения с ОИК-сервером». Это настраиваемый параметр, который по умолчанию равен 1 минуте (60 секунд), и который должен быть изменен при начальной настройке системы, если это требуется.
- 2) Период соединения – время в секундах, по истечении которого СКГН устанавливает новое *TCP*-соединение с ОИК-сервером для обмена данными.
- 3) *IP*-адрес и порт основного ОИК-сервера.
- 4) *IP*-адрес и порт резервного ОИК-сервера.
- 5) Параметры *GPRS*-оператора сотовой связи (точка доступа *APN*, имя пользователя и пароль).

Головной контроллер настраивается с помощью *Ethernet*-порта через *telnet*-консоль. Когда к головному контроллеру подключается сетевой кабель для настройки, происходит переход в режим настройки, в котором не происходит перехода в спящее энергосберегающее состояние. Система будет непрерывно выходить на связь с сервером телеметрии, что можно будет отследить через консоль настройки.

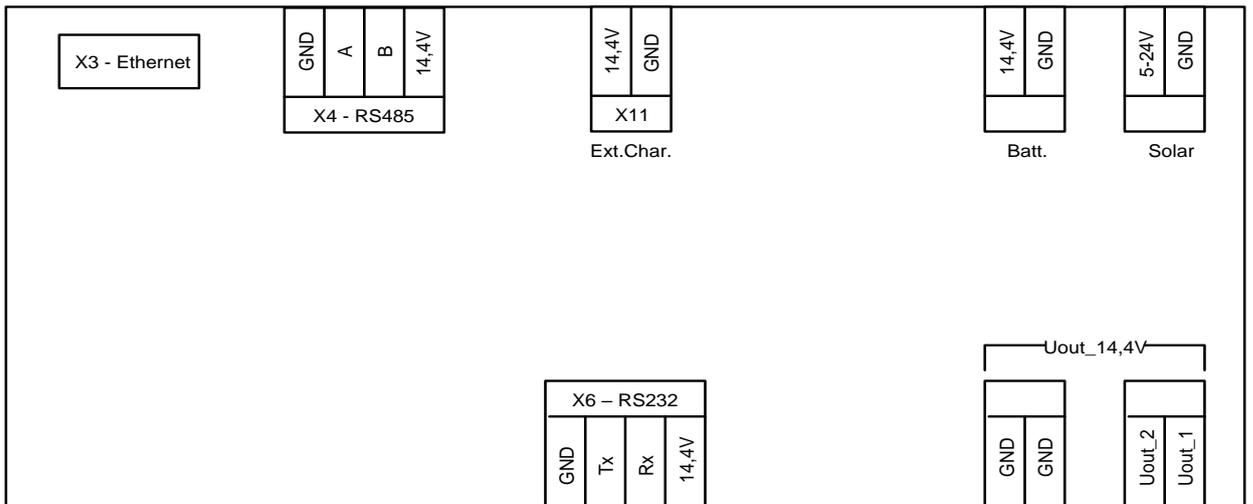
В головном контроллере настраивается целый ряд параметров, таких как протокол связи, параметры соединения, структура данных и т.д. Их подробное описание рассматривается далее. Электрическая схема с обозначением проводов приведена на рисунке 2.

Структурная схема и маркировка проводов

Модуль провод X4  
 VCC – Оранже. – 1  
 A – Синий – 2  
 B – Бело/синий – 3  
 GND – Бело/оранж



*a*



*б*

Рисунок 2 – Головной контроллер:

*a* – электрическая схема с обозначением проводов, *б* – расположение разъемов

## 1. Настройка контролируемого пункта

### 1.1. Общие положения

Основной инструмент настройки – это *telnet*-консоль, через которую настройщик вводит необходимые параметры. Но при необходимости эти настройки, частично могут быть изменены удаленно в процессе обмена данными с сервером телеметрии.

Для настройки системы через *telnet*-консоль необходим сетевой кабель, и персональный компьютер с *Ethernet*-портом и установленной программой *telnet* от *Windows*, либо бесплатной программой *Putty* от *Simon Tatham*.

Для того, чтобы начать настройку необходимо выполнить следующие шаги:

- 1) Настроить на персональном компьютере на подсеть 192.168.20.\*;
- 2) Подать электропитание на головной модуль;
- 3) Соединить компьютер и головной модуль сетевым кабелем (рисунок 2, разъем X4);
- 4) Установить соединение с *IP*-адресом 192.168.20.230 (рисунок 3);
- 5) Пройти авторизацию, логин – *admin*, пароля нет (рисунки 4–6).

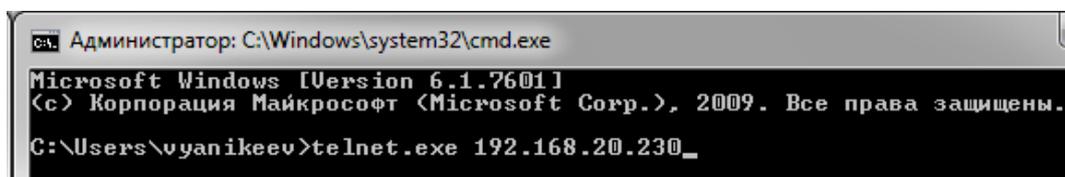


Рисунок 3 – Подключение к консоли настройки через программу *telnet Windows*



Рисунок 4 – Приглашение к авторизации



Рисунок 5 – Ввод логина и пароля



Рисунок 6 – Вид после авторизации

## 1.2. Световая и звуковая индикация

В процессе работы головной контроллер издает звуковые сигналы, а на его передней панели горят в разной последовательности световые индикаторы таблицы 2, 3 описывают назначения каждого из сигналов.

Таблица 2 – Назначение световых индикаторов

Название светового индикатора	Назначение
<i>User</i>	При нахождении в основном режиме работы мигает короткими промежутками. Сигнализирует о исправной работе программы.
<i>Fled</i>	«Моргание» – контроллер пытается установить связь с сервером. Зеленый цвет – контроллер установил связь с сервером. Красный цвет – ошибка установления связи с контроллером.
<i>Link</i>	Подключен кабель <i>Ethernet</i>
<i>Act</i>	Активность на порту <i>Ethernet</i>

Таблица 3 – Назначение звуковых сигналов

Тип звукового сигнала	Описание
1	2
Продолжительный одинарный сигнал	Включение при выходе из спящего энергосберегающего состояния, либо отключение при переходе в спящее энергосберегающее состояние.
Короткий одинарный сигнал	КП СКГН пытается подключиться к ОИК-серверу
Двойной короткий сигнал	КП СКГН успешно подключился к серверу

## Продолжение таблицы 3

1	2
Продолжительные непрерывно следующие друг за другом короткие сигналы	Ошибка при попытке соединиться с сервером. Проблемы связи или сетевых настроек.
Продолжительные непрерывно следующие друг за другом длинные сигналы	Неисправна батарейка часов головного контроллера.

### 1.3. Первое подключение

Если в головном модуле не был предварительно изменен *IP*-адрес *telnet*-консоли, то его *IP*-адрес будет равен значению по умолчанию: 192.168.20.230, порт 23. Чтобы удалось произвести подключение сначала необходимо удостовериться, что компьютер, с которого производится настройка, находится в той же подсети, что и головной модуль (рисунок 7).

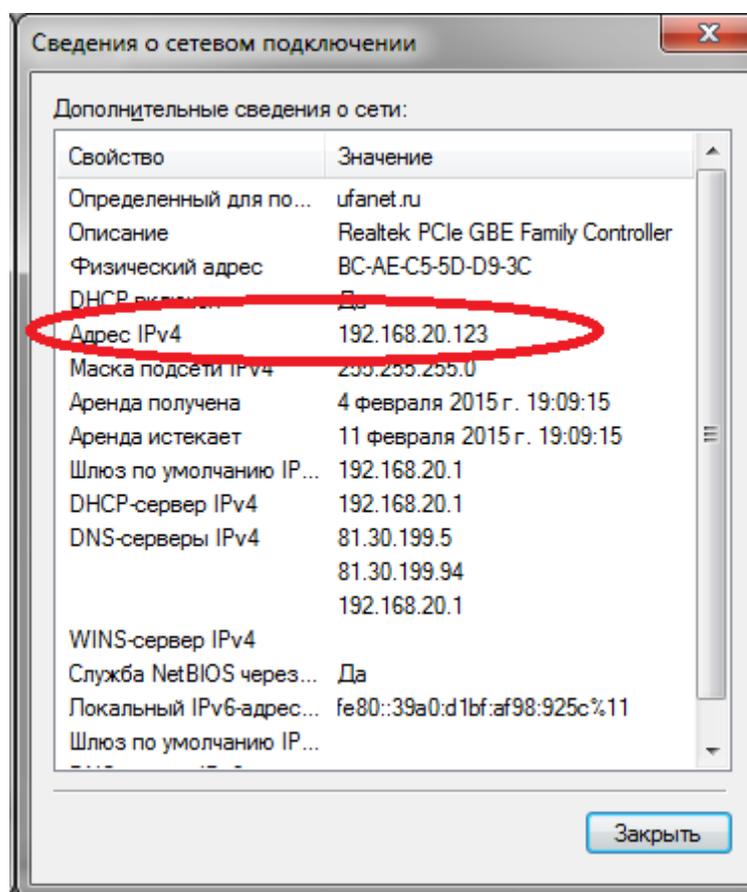


Рисунок 7 – Проверка подсети компьютера

Если подсеть совпадает, то нужно подключить головной модуль к той же сети, что и компьютер (либо напрямую) через сетевой кабель. После этого подключиться, как это показано выше (рисунки 3–6).

Если подключение удалось, то проверить текущие настройки можно набрав команду *system* (рисунок 8).

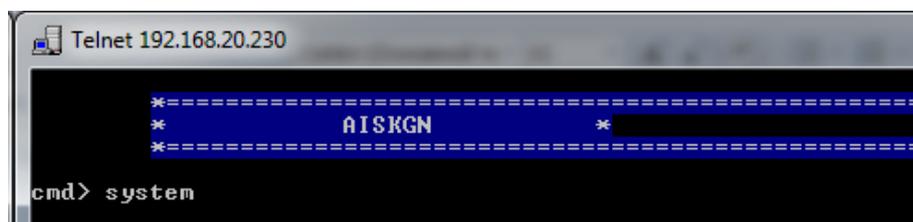


Рисунок 8 – Вызов команды *system*

### Команда *system*

На рисунке 9, *а* последние два параметра отображают текущее количество пересбросов системы, с расшифровкой причиной последнего пересброса (6 источников сброса указано через запятую в шестнадцатеричном формате), а также количество аппаратных ошибок *Hard Fault*.

На рисунке 9, *б* приведена таблица с текущими параметрами системы для случая со спутниковым терминалом.

В таблице 4 приведено описание всех полей этой таблицы.

### Команда *modules*

Чтобы узнать о подключенных к системе модулях внешнего ввода следует набрать команду *modules*. В ответ на эту команду будет выведена таблица, на которой будет информация обо всех подключенных модулях. Пример такой таблицы приведен на рисунке 10.

В колонке «*tnz. load*» расположены значения текущих показаний о тензонагрузке в отчетах АЦП в 32-битном шестнадцатеричном формате.

В колонке «*temp.1*» расположены показания от первого датчика температуры (платиновый датчик, если он не подключен, то показания будут некорректны).

```

192.168.20.230 - PuTTY
Current supply, A | -0.19 |
Charge state | Not charging |
Charge done | No |
Radiator temp. | 32.5 |
=====
| GSM and OIK connection |
=====
Apn | internet.beeline.ru |
User | beeline |
Password | beeline |
GSM signal, Db | -51 |
Connect period, s | 60 |
Connect time, s | 54 |
IP1:port | 81.30.220.11:5002 |
IP1 status | Connected. |
IP2:port | 81.30.220.11:5003 |
IP2 status | Closed. |
=====
Door state | Openned |
Clock battery | Charged |
System time | 23:48:49 |
Reset count | 16,0x02 |
HardFault count | 0 |
=====

```

*a*

```

Telnet 192.168.20.230
=====
Name | value |
=====
! Battery information
=====
Battery voltage,U | 14.3 |
Current supply, A | -0.20 |
Charge state | Not charging |
Charge done | No |
Radiator temp. | -101.9 |
=====
! Satellit and OIK connection
=====
SNR Average, Db | 0,0 |
Beam acquired | False |
Beam latitude | 0,0 |
Beam longitude | 0,0 |
Wake up mode | parabolic |
=====
Door state | Openned |
Clock battery | charged |
System time time | 21:1:1 |
=====

```

*б*

Рисунок 9 – Текущие параметры системы

*a* – с GSM-модемом, *б* – со спутниковым терминалом

Таблица 4 – Описание полей таблицы *system*

Название	Описание
<i>Battery voltage, V</i>	Напряжение питания контроллера в вольтах
<i>Current supply, A</i>	Потребление тока всей системы от АКБ. Если значение отрицательное, то система потребляет ток от АКБ, если значение положительное, то происходит заряд АКБ
<i>Charge state</i>	Состояние зарядного устройства. Если поле в значении « <i>Charging</i> », то происходит зарядка АКБ. Если поле в значении « <i>Not charging</i> », то АКБ не заряжается.
<i>Charge done</i>	Готовность зарядки. Если АКБ полностью заряжен, то это параметр будет в значении « <i>Yes</i> », в противном случае в значении « <i>No</i> ».
<i>Radiator temp., °C</i>	Температура радиатора зарядного устройства в градусах Цельсия.
<i>GSM signal, Db</i>	Качество сигнала <i>GSM</i> в децибелах.
<i>Connection period, s</i>	Период выхода на связь с сервером телеметрии (ОИК-сервером)
<i>Connection time, s</i>	Время удержания соединения с сервером телеметрии
<i>IP1:port</i>	<i>IP</i> -адрес и порт основного сервера телеметрии.
<i>ip1 status</i>	Состояние соединения с основным сервером телеметрии: « <i>Connected</i> » – соединение с сервером установлено, « <i>Closed</i> » – соединение с сервером закрыто, либо не установлено, « <i>Error</i> » – ошибка соединения.
<i>IP2:port</i>	<i>IP</i> -адрес и порт резервного сервера телеметрии.
<i>ip2 status</i>	Состояние соединения с резервным сервером телеметрии: « <i>Connected</i> » – соединение с сервером установлено, « <i>Closed</i> » – соединение с сервером закрыто, либо не установлено, « <i>Error</i> » – ошибка соединения.
<i>Door state</i>	Состояние дверцы шкафа автоматики. « <i>Closed</i> » – закрыта, « <i>Opened</i> » – открыта.
<i>Clock battery</i>	Состояние батарейки часов « <i>Charged</i> » – заряжена, « <i>Not charged</i> » – разряжена.
<i>System time</i>	Системное время.
<i>SNR Average, Db</i>	Качество спутникового сигнала
<i>Beam Acquired</i>	Есть соединение со спутниковой вышкой « <i>True</i> » – да, « <i>False</i> » – нет.
<i>Beam latitude</i>	Широта спутниковой вышки.
<i>Beam longitude</i>	Долгота спутниковой вышки.
<i>Wake up mode</i>	Режим выхода на связь с ОИК-сервером « <i>parabolic</i> » – параболический в зависимости от температуры; « <i>periodic</i> » – периодический по параметру «Период выхода на связь».

The screenshot shows a Telnet window titled 'Telnet 192.168.20.230'. The terminal displays a table with the following columns: 'No', 'tnz.load', 'Temp.,1', 'Temp.,2', 'Hmdt', 'W.speed,m\s', and 'W.dir.,'. The data rows are as follows:

No	tnz.load	Temp.,1	Temp.,2	Hmdt	W.speed,m\s	W.dir.,
00	00000000	00.0	128.9	119.0	00.0	00.0
01	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
02	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
03	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
04	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
05	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
06	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
07	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
08	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----
09	-----	-----	NOT	CONNECTED	-----	-----

Рисунок 10 – Таблица со списком подключенных модулей

В колонке «*Temp.2*» расположены показания второго датчика температуры (цифровой датчик температуры, совмещенный с датчиком влажности, если он не подключен, то показания будут некорректны).

В колонке «*Hmdt*» расположены показания влажности окружающего воздуха. В колонке «*W.speed,m\s*» – скорость ветра, а в «*W.dir.*» – направление ветра.

#### 1.4. Список команд настройки

В таблице 5 приведен список команд, с помощью которого производится настройка системы.

Таблица 5 – Описание команд консоли

Формат команды	Диапазон допустимых значений	Описание
1	2	3
<i>connection period:</i> [value]	60...60000	Установка периода соединения (выхода на связь). В поле [value] без квадратных скобок находится значение периода соединения в диапазоне от 60 до 60000 секунд
<i>connection time:</i> [value]	30...300	Установка времени удержания <i>tcp</i> -соединения. В поле [value] без квадратных скобок находится значение времени <i>tcp</i> -соединения в диапазоне от 30 до 300 секунд

Продолжение таблицы 5

1	2	3
<i>set ip1:</i> [xx].[xx].[xx].[xx]:[port]	Для полей [xx] – 0...255; для поля [port] – 0...65535	Установка IP-адреса и порта основного сервера. В полях [xx] без квадратных скобок поля IP-адресе. В поле [port] без квадратных скобок значение порта основного сервера.
<i>set ip2:</i> [xx].[xx].[xx].[xx]:[port]	Для полей [xx] – 0...255; для поля [port] – 0...65535	Установка IP-адреса и порта резервного сервера. В полях [xx] без квадратных скобок поля IP-адресе. В поле [port] без квадратных скобок значение порта основного сервера.
<i>set gprs apn:</i> [value]	Любое не пустое значение	Настройка точки доступа GPRS для модема. В поле [value] без квадратных скобок находится строковое значение точки доступа
<i>set gprs user:</i> [value]	–	Настройка имени пользователя GPRS-модема. В поле [value] без квадратных скобок находится строковое значение имени пользователя. Если имя пользователя не используется, то это поле следует оставить пустым
<i>set gprs password:</i> [value]	–	Настройка пароля GPRS-модема. В поле [value] без квадратных скобок находится строковое значение пароля. Если пароль не используется, то это поле следует оставить пустым
<i>set console ip:</i> [xx].[xx].[xx].[xx]	Для полей [xx] – 0...255	Установить IP-адрес этой telnet-консоли. В полях [xx] без квадратных скобок поля IP-адресе. Порт всегда равен 23. По умолчанию IP-адрес равен 192.168.20.230
<i>set time:</i> [HH]:[MM]:[SS]	Для поля [HH] – 0..23; Для полей [MM],[SS] – 0...59.	Установить системное время. В полях [HH], [MM], [SS] должны находиться значения соответственно часов, минут и секунд без квадратных скобок
<i>reboot</i>	–	Перезагрузка
<i>system</i>	–	Выводит динамическую таблицу с общими данными о системе
<i>modules</i>	–	Выводит динамическую таблицу с данными о подключенных внешних модулях ввода.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
<i>set modem type: [value]</i>	Если работа через GSM-модем – <i>gsm</i> ; если работа через спутниковый терминал – <i>satellit</i> .	Выбор типа модема для связи с ОИК-сервером.
<i>set wake up mode: [value]</i>	Параболический режим в зависимости от температуры – <i>parabolic</i> ; периодический режим по параметру «период соединения» – <i>periodic</i> (по умолчанию).	Устанавливает режим работы выхода на связь с ОИК-сервером. Если выбран режим « <i>parabolic</i> », то система будет выходить тем чаще, чем ближе температура воздуха к 0 °С. Параболический режим актуален только для связи через спутник, для GSM канала рекомендовано использовать режим соединения « <i>periodic</i> » – система будет выходить на связь с равной периодичностью, заданной параметром «период соединения».
<i>find gsm</i>	–	режим однократного поиска всех доступных станций GSM-операторов с предоставлением информации об уровне сигнала. Запрос выполняется в течение 40 сек. Состояние обнаруженных станций можно посмотреть в окне терминала по команде <i>gsm</i>
<i>gsm</i>	–	информация о доступных операторах связи и уровне сигнала
<i>clear reset counter</i>	–	Обнуление счетчиков сброса (основного и <i>Hard Fault</i> )

### Команда *gsm*

По команде *gsm* выводится информация с последнего поиска *gsm* операторов, обнаруженных модемом с указанием уровня сигнала – колонка *SNR* (рисунок 11).

В колонке *Operators* выводится код мобильной сети (*MNC – Mobile Network Code*). В таблице 6 перечислены основные возможные коды. В таблице 7

приведены параметры настройки Интернет-соединения для основных операторов связи.

```

=====
N | Operator | SNR |
=====
| 00 | 25099 | 030 |
| 01 | 25099 | 030 |
| 02 | 25002 | 029 |
| 03 | 25002 | 029 |
| 04 | 25001 | 025 |
| 05 | 25001 | 024 |
| 06 | 25001 | 021 |
| 07 | 25001 | 021 |
| 08 | 25099 | 019 |
| 09 | 25001 | 018 |
| 10 | 25002 | 017 |
| 11 | 25002 | 017 |
| Count GSM station: 12

```

Рисунок 11 – Список обнаруженных операторов

Таблица 6 – Коды мобильной сети

Код	Оператор
1	2
25001	МТС
25002	МегаФон
25003	Ростелеком (НСС, Элайн)
25005	ЕТК
25007	Смартс
25011	<i>Yota</i>
25018	Основа Телеком
25020	Tele2
25032	<i>WIN-Mobile</i> (К-Телеком, Республика Крым)
25035	МОТИВ
25037	СкайЛинк
25039	Ростелеком ( <i>Utel</i> , БайкалВестКом, Волгоград- <i>GSM</i> , АКОС, НСС, Тамбов- <i>GSM</i> )
25043	Спринт
25092	ПримТелефон
25099	Билайн, НТК

Таблица 7 – Параметры настройки интернет-соединения

Параметр	Значение
<i>MTS</i>	
<i>APN</i>	<i>internet.mts.ru</i>
<i>password</i>	<i>mts</i>
<i>user</i>	<i>mts</i>
<i>Beeline</i>	
<i>APN</i>	<i>internet.beeline.ru</i>
<i>password</i>	<i>beeline</i>
<i>user</i>	<i>beeline</i>
<i>Megafon</i>	
<i>APN</i>	<i>internet.megafon</i>
<i>password</i>	<i>megafon</i>
<i>user</i>	<i>megafon</i>

### 1.5. Пример настройки

**Задача:** Настроить систему со следующими параметрами:

- 1) Период выхода на связь 1 час;
- 2) Время удержания соединения 60 секунд;
- 3) IP-адрес основного сервера 81.30.220.11, порт 5000
- 4) IP-адрес резервного сервера 81.30.220.11, порт 5001 (резервный канал);
- 5) Оператор связи ОАО «Мобильные ТелеСистемы» (МТС).

Для конфигурирования модема потребуется ввести стандартные настройки оператора связи, для настройки *GPRS*.

Для МТС:

- Точка доступа/*APN*: *internet.mts.ru*
- Имя пользователя/*User name*: *mts*
- Пароль/*Password*: *mts*

### Решение

Если в головном модуле не был предварительно изменен IP-адрес *telnet*-консоли, то его IP-адрес будет равен значению по умолчанию: 192.168.20.230, порт 23. Чтобы удалось произвести подключение сначала необходимо удостовериться,

что компьютер, с которого производится настройка, находится в той же подсети, что и головной модуль (рисунок 12).

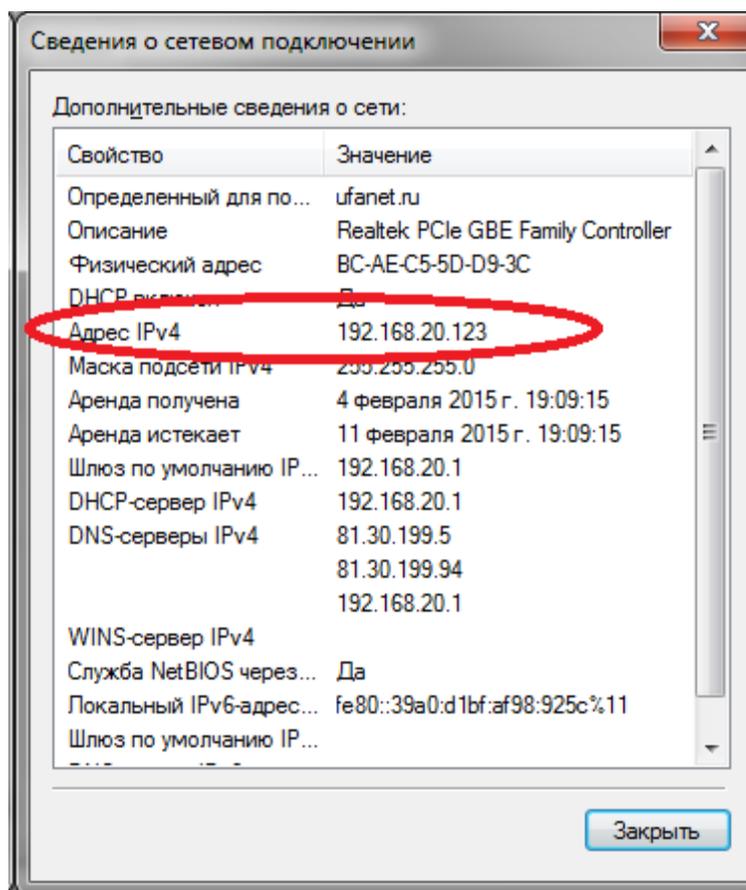


Рисунок 12 – Проверка подсети компьютера

Если подсеть совпадает, то нужно подключить головной модуль к той же сети, что и компьютер, (либо напрямую) через сетевой кабель. После этого подключиться как это показано выше (рисунки 3–6).

Если подключение удалось, то проверить текущие настройки можно набрав команду *system* (рисунки 13, 14).



Рисунок 13 – Вызов команды *system*

192.168.20.230 - PuTTY

Current supply, A	-0.19
Charge state	Not charging
Charge done	No
Radiator temp.	32.5
=====	
GSM and OIK connection	
=====	
Apn	internet.beeline.ru
User	beeline
Password	beeline
GSM signal, Db	-51
Connect period, s	60
Connect time, s	54
IP1:port	81.30.220.11:5002
IP1 status	Connected.
IP2:port	81.30.220.11:5003
IP2 status	Closed.
=====	
Door state	Opened
Clock battery	Charged
System time	23:48:49
Reset count	16,0x02
HardFault count	0
=====	

Рисунок 14 – Таблица с текущими данными о системе

Если настройки не совпадают с требуемыми, то следует приступить к настройке.

IP-адреса основного и резервного сервером задаются командами соответственно *set ip1* и *set ip2* (рисунки 15–18).

```
cmd> set ip1: 81.30.220.11:5000
Done!
cmd>
```

Рисунок 15 – Настройка IP-адреса основного сервера

```
cmd>
cmd> set ip2: 81.30.220.11:503
Done!
cmd>
cmd>
```

Рисунок 16 – Настройка IP-адреса резервного сервера

```
cmd> connection time: 60
Done!
cmd>
```

Рисунок 17 – Настройка времени удержания соединения

```
cmd> connection period: 300
Done!
cmd>
```

Рисунок 18 – Настройка периода соединения

## 2. Настройка ОИК-сервера

**Важно:** В этом разделе изложена информация по настройке ОИК-сервера. Ответственный должен ознакомиться с документацией на ПО «ОИК Диспетчер НТ».

По умолчанию или после сброса, КП СКГН устанавливает связь с сервером, который имеет следующие параметры:

- Порт: 5000;
- IP-адрес: 81.30.220.11.

**Важно:** IP-адрес сервера должен быть статичным («белый IP-адрес»). В противном случае КП СКГН не сможет выйти с ним на связь.

Если на сервере, на котором установлено ПО «ОИК Диспетчер НТ» не открыт указанный порт (не проброшен), сервер не включен или у него нет доступа в интернет, то КП СКГН будет пытаться установить с ним связь в течение настроенного времени *TCP/IP* соединения (см. далее ТИТ Время *TCP/IP* соединения), по истечении этого времени КП СКГН оставит попытки установить соединение и повторит их снова лишь по истечении периода выхода на связь (см. далее ТИТ Период выхода на связь).

### 2.1. Настройка структуры данных телемеханического сервера.

Подробную информацию о том, что из себя представляет структура данных телемеханического сервера, можно узнать из документации на ПО «Диспетчер НТ» от НТК «Интерфейс» [3].

Структура данных телемеханического сервера (ТС) может быть произвольной и зависит от предпочтений и требований на предприятии. Рекомендуется создавать отдельный канал для каждого КП СКГН. Внутри же канала общее количество ТИТ и ТС может варьироваться в зависимости от количества внешних модулей ввода, установленных на КП и подключенных к головному контроллеру.

На рисунке 19 приведен пример структуры данных телемеханического сервера для случая с 10 подключенными модулями внешнего ввода. Для каждого

модуля создана отдельная подгруппа, в которой сгруппированы следующие ТИТ (рисунок 20): «Тензонагрузка в отчетах», «Температура с датчика 1», «Температура с датчика 2», «Влажность», «Скорость ветра», «Направление ветра». Структура данных неизменна, независимо от того, подключены ли датчики к контроллеру. В случае отсутствия датчиков значение параметров не детерминировано. Так, если на внешнем модуле ввода присутствуют датчик тензонагрузки, датчики температуры и влажности, скорости и направления ветра, то все упомянутые ТИТ будут связаны с этими данными.

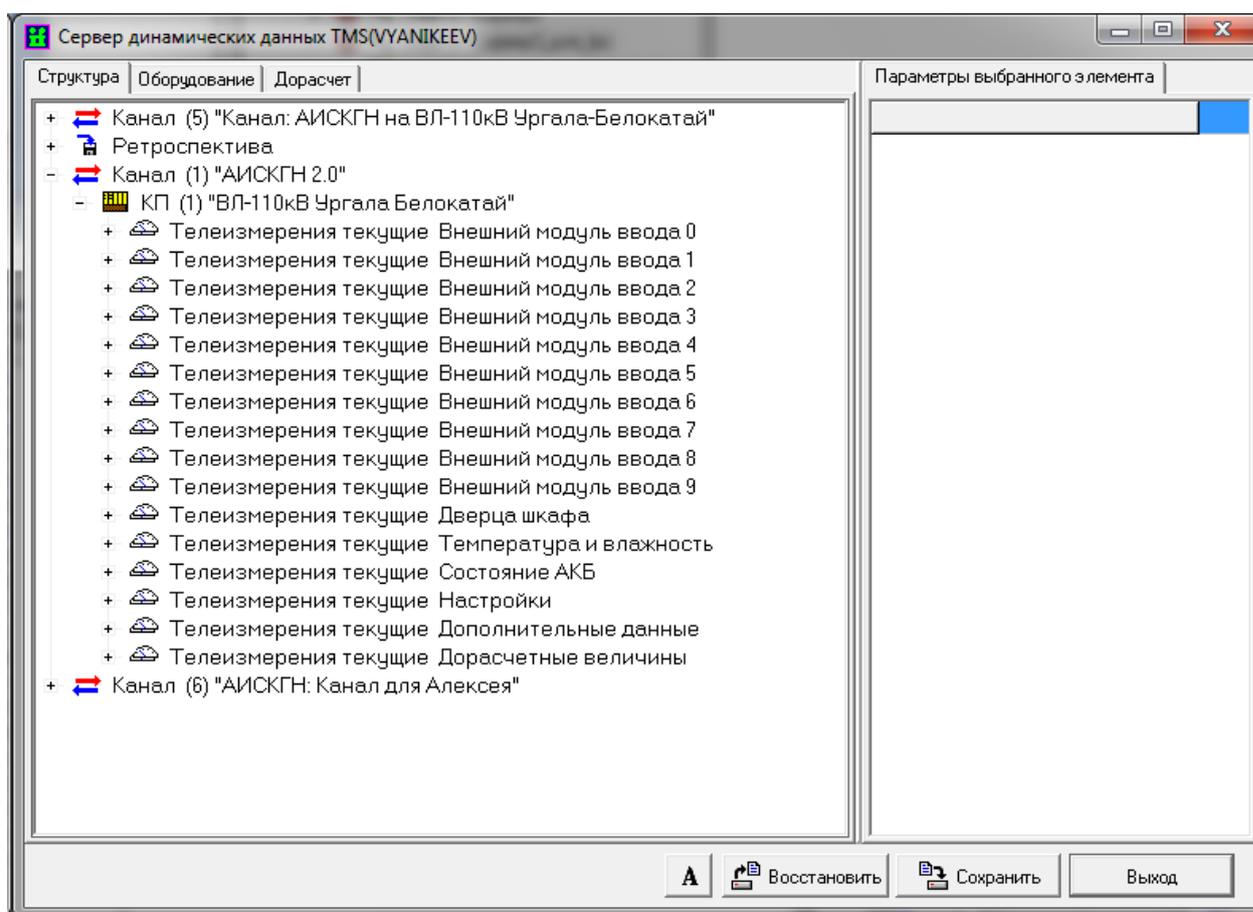


Рисунок 19 – Пример структуры данных телемеханического сервера

Независимо от количества модулей на телемеханический сервер передаются данные о состоянии дверцы шкафа автоматики, состоянии АКБ (ток заряда/разряда, напряжение, состояние зарядного устройства), текущих настройках, температуре воздуха.

В приведенном на рисунке 21 примере эти данные вынесены в отдельные подгруппы.

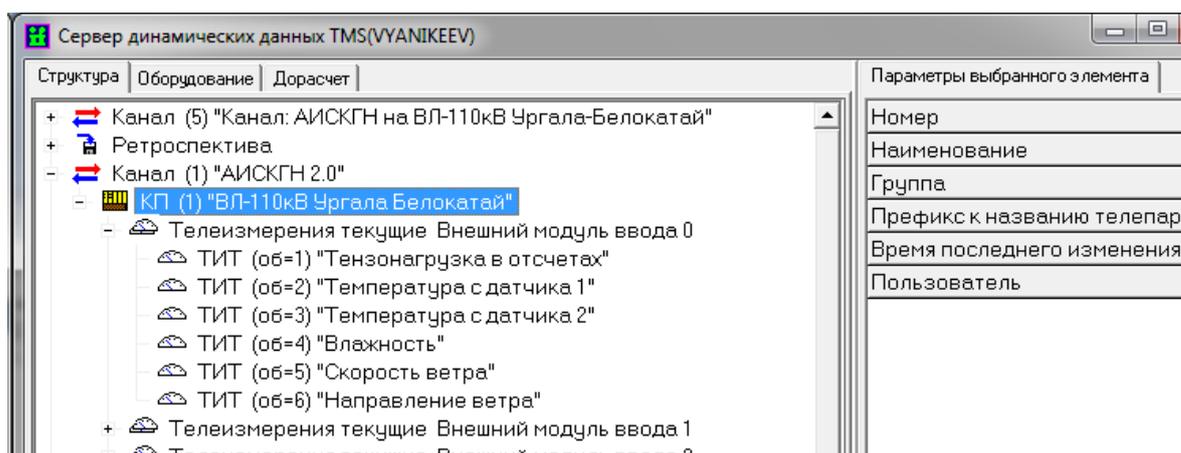


Рисунок 20 – Пример подгруппы «Внешний модуль ввода»

**Важно:** Параметры, отвечающие за период и время связи, вынесены на мнемосхему оператора. Параметры привязаны только к основному каналу связи по причине того, что параметры резервного канала не позволят обновить новые, введенные оператором уставки (перезапишет старое значение).

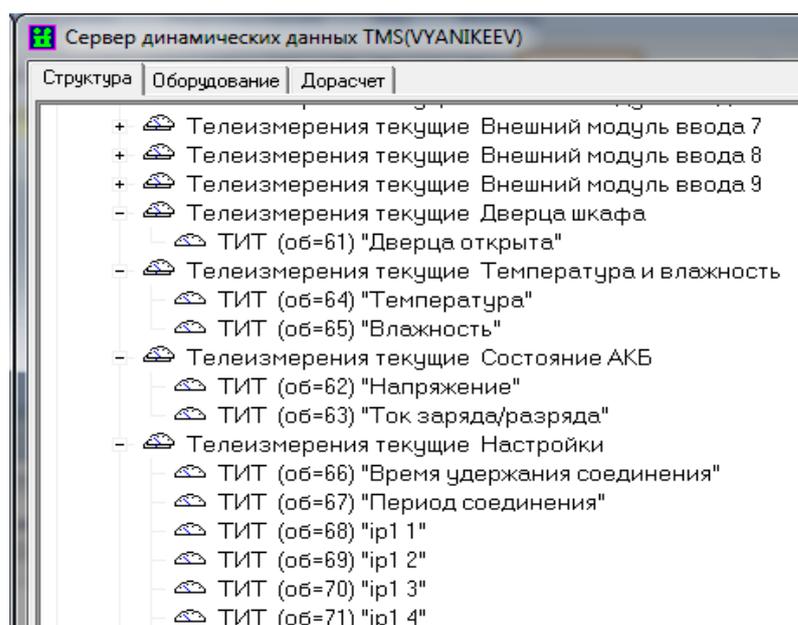


Рисунок 21 – Подгруппы «Дверца шкафа», «Температура и влажность», «Состояние АКБ», «Настройки», «Дополнительные данные»

При отсутствии основного канала связи можно активировать возможность введения новых параметров связи, разрешив в резервном канале теги «Вывод ТИТ», не забыв заблокировать их в основном канале (рисунок 22).

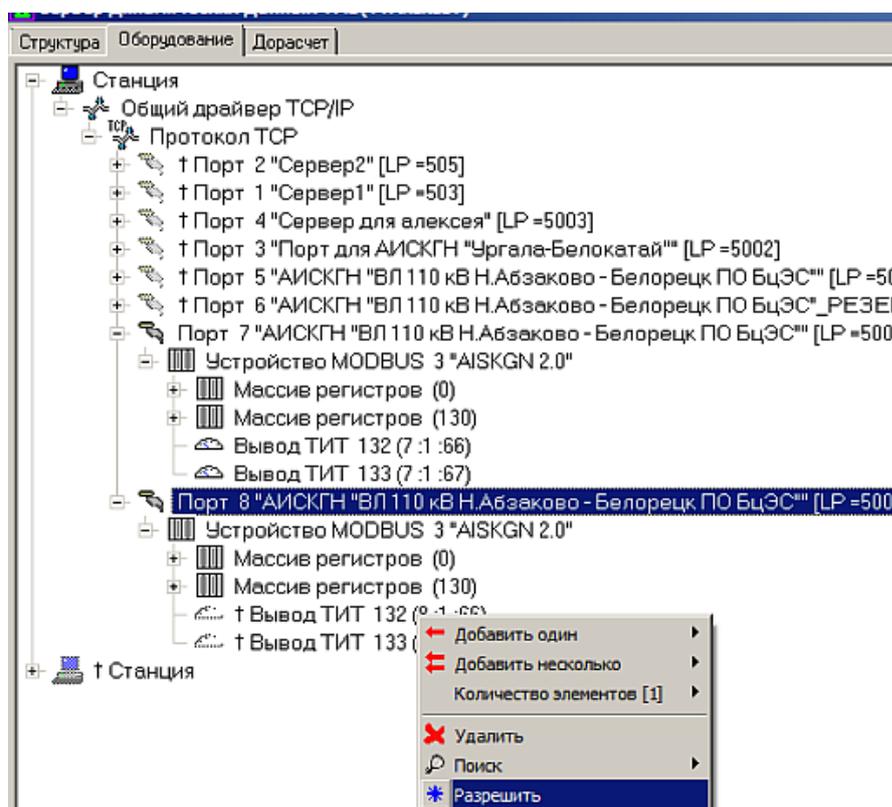


Рисунок 22 – Настройка резервного канала связи

Важно заметить, что группа «Текущие настройки», может быть настроена для записи данных в КП СКГН для дистанционного переконфигурирования. В этом случае при настройке оборудования в ПО «Диспетчер НТ» не следует настраивать запрос этих данных.

## 2.2. Настройка оборудования телемеханического сервера

Чтобы связать данные в структуре телемеханического сервера с реальными данными получаемыми от КП СКГН нужно произвести настройку оборудования в ПО «Диспетчер НТ». Для этого нужно перейти во вкладку «Оборудование» в мастер-сервисе. В оборудовании должна присутствовать хотя бы одна станция (рисунок 23). Если ее не существует, то необходимо создать ее через контекстное меню. Далее внутри станции необходимо создать общий драйвер *TCP/IP*, а внутри драйвера протокол *TCP/IP*, если они еще не существуют (рисунки 24, 25). Внутри созданного протокола *TCP/IP* создается порт (рисунок 26), в настройках которого, обязательно необходимо настроить параметры «Тип» в значение «+ (Сервер)»,

«Локальный IP-порт» в реальное значение порта, используемое для связи с КП СКГН, «Доп. таймаут передачи» в значение не менее 1000, «Таймаут приема» в значение не менее 60 (рисунок 27).

**Важно:** при некорректных настройках порта система можно работать со сбоями, либо вообще не работать.

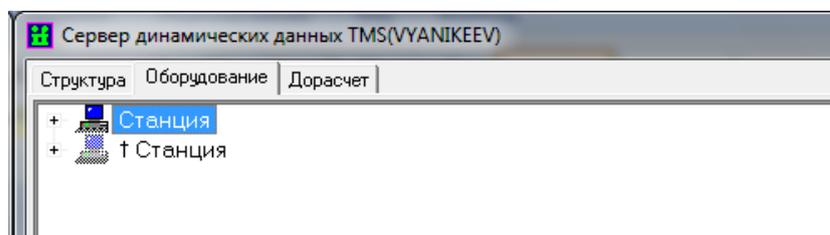


Рисунок 23 – Станция во вкладке «Оборудование»

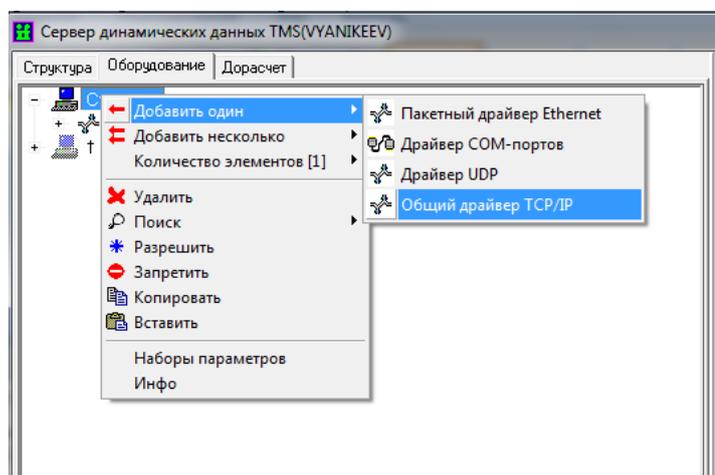


Рисунок 24 – Создание Общего драйвера TCP/IP

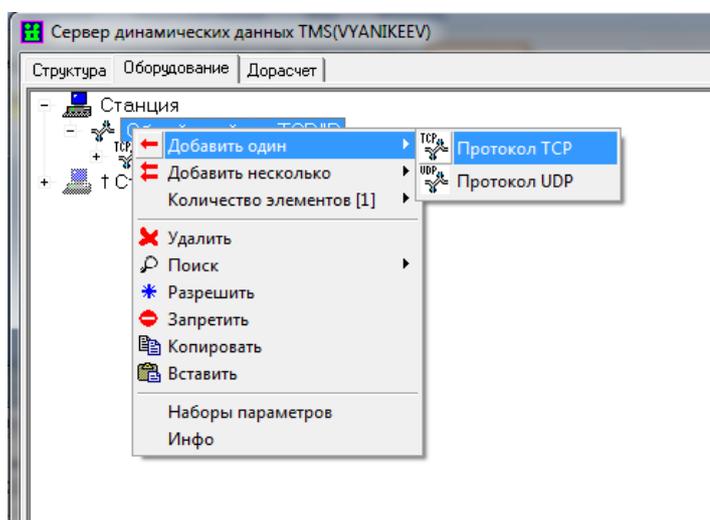


Рисунок 25 – Создание Протокола TCP

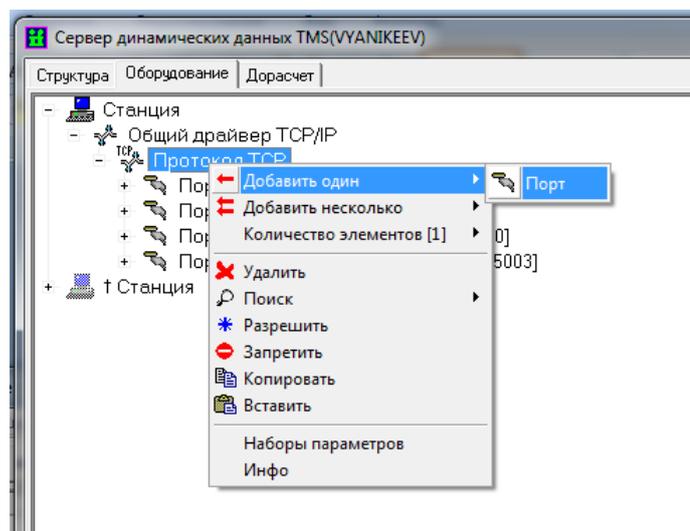


Рисунок 26 – Создание порта

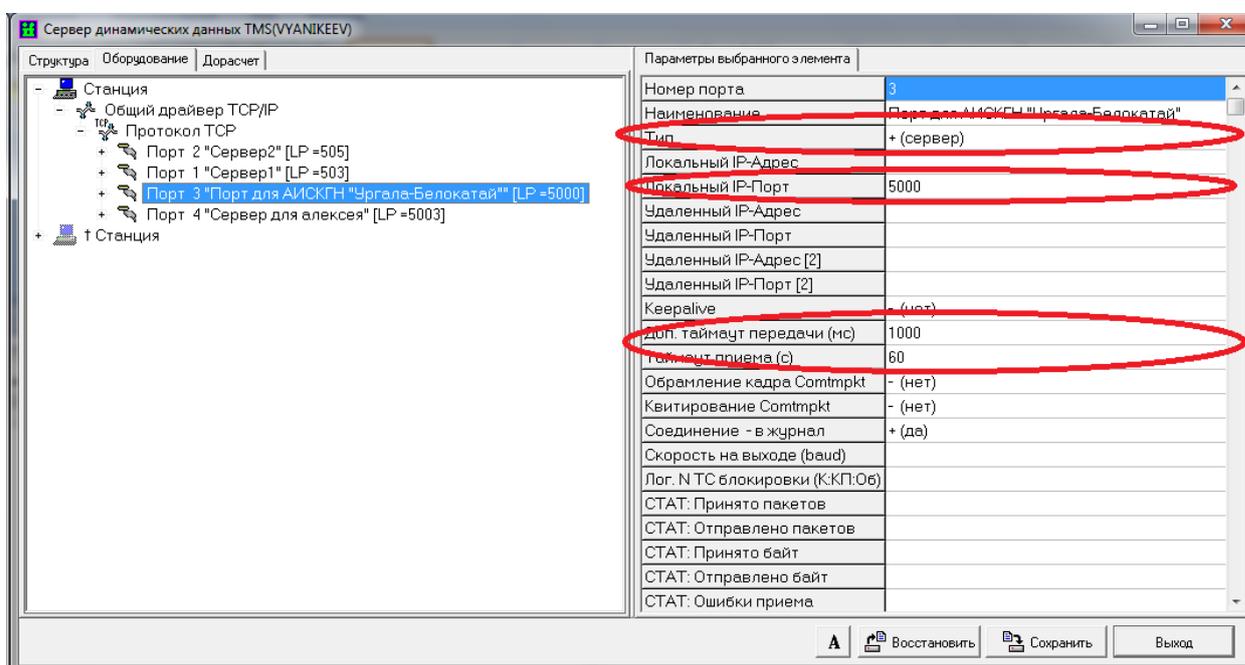


Рисунок 27 – Настройка порта

После того, как порт был настроен, можно переходить к настройке протокола связи. Для этого нужно добавить в созданный порт «Устройство *MODBUS*» из контекстного меню (рисунок 28), и настроить его так, как это показано на рисунке 29. Внутри добавленного устройства *MODBUS* необходимо добавить массив регистров (рисунок 30) и настроить его, как это показано на рисунке 31.

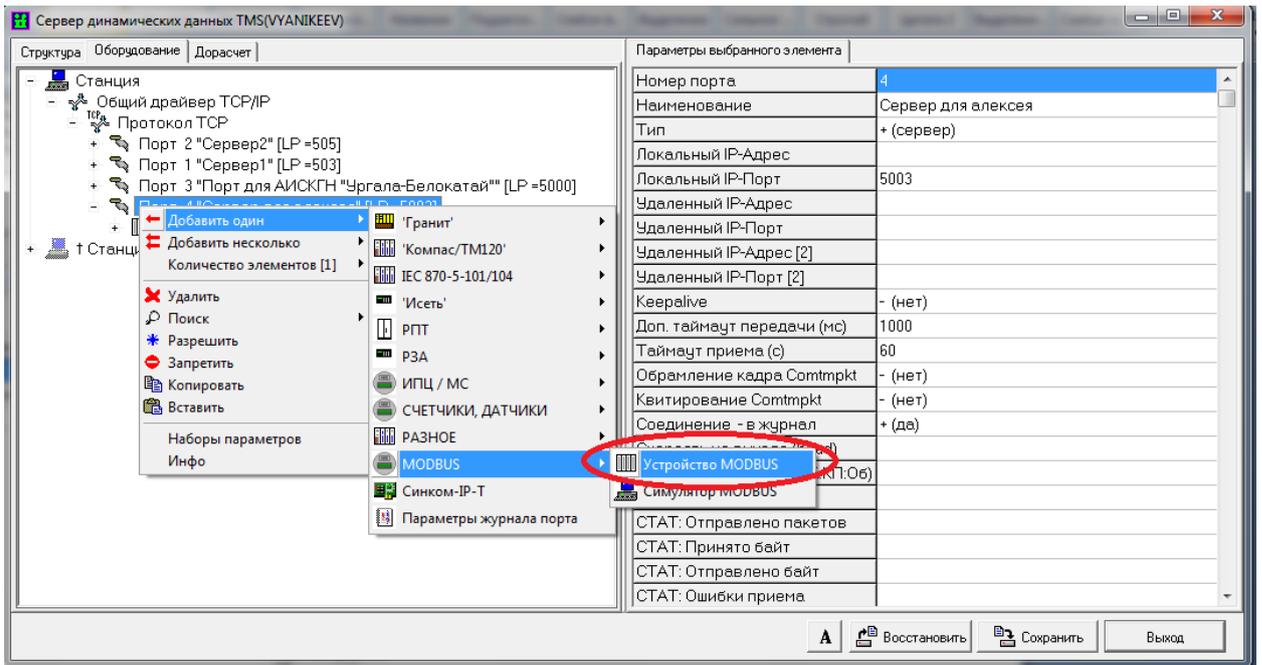
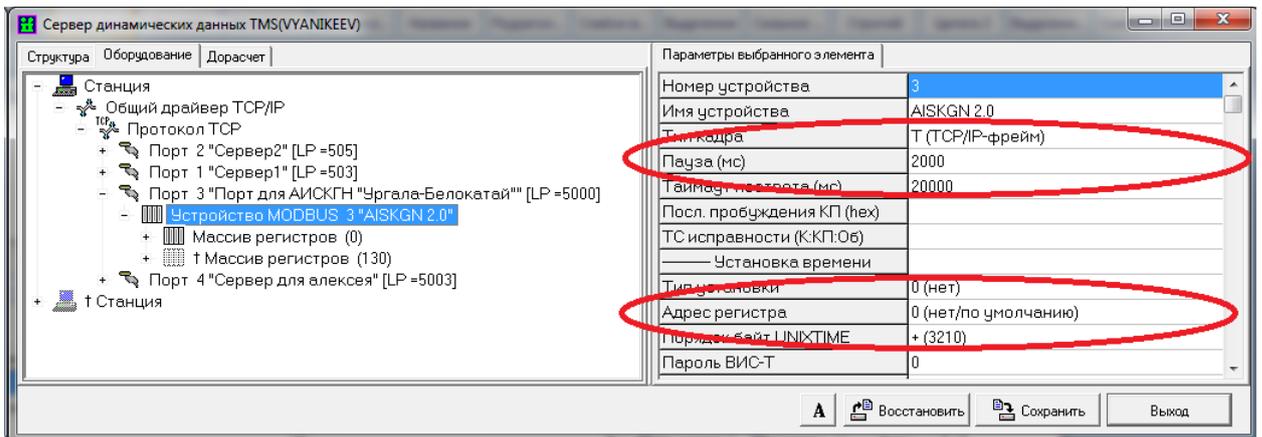
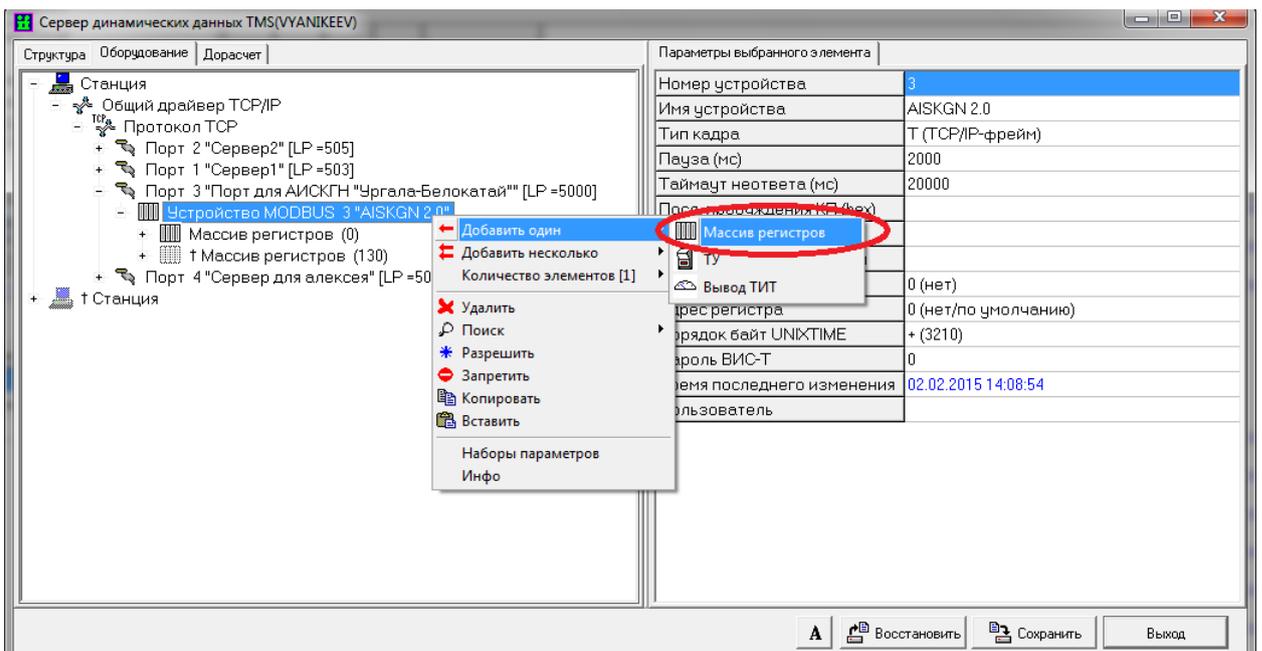
Рисунок 28 – Создание устройства *MODBUS*Рисунок 29 – Настройки устройства *MODBUS*

Рисунок 30 – Добавление массива регистров

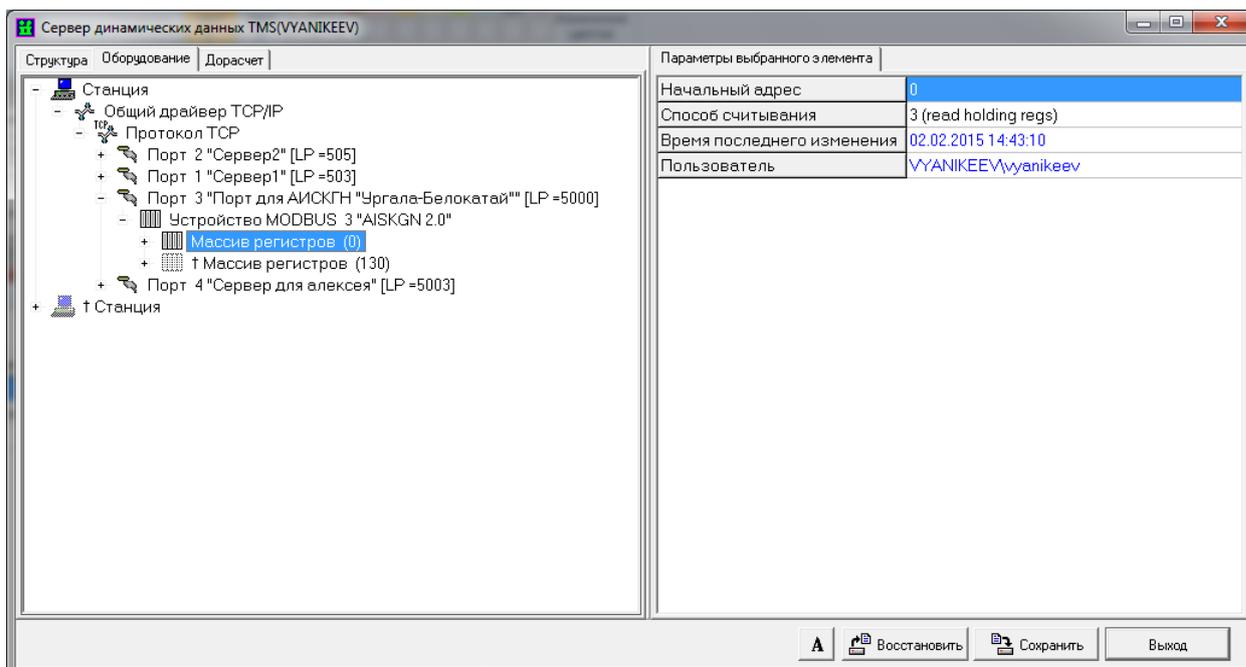


Рисунок 31 – Массив регистров

После того, как вышеописанные настройки были произведены необходимо начать добавлять ТИТы и связывать их с ТИТ из структуры данных (рисунки 32, 33).

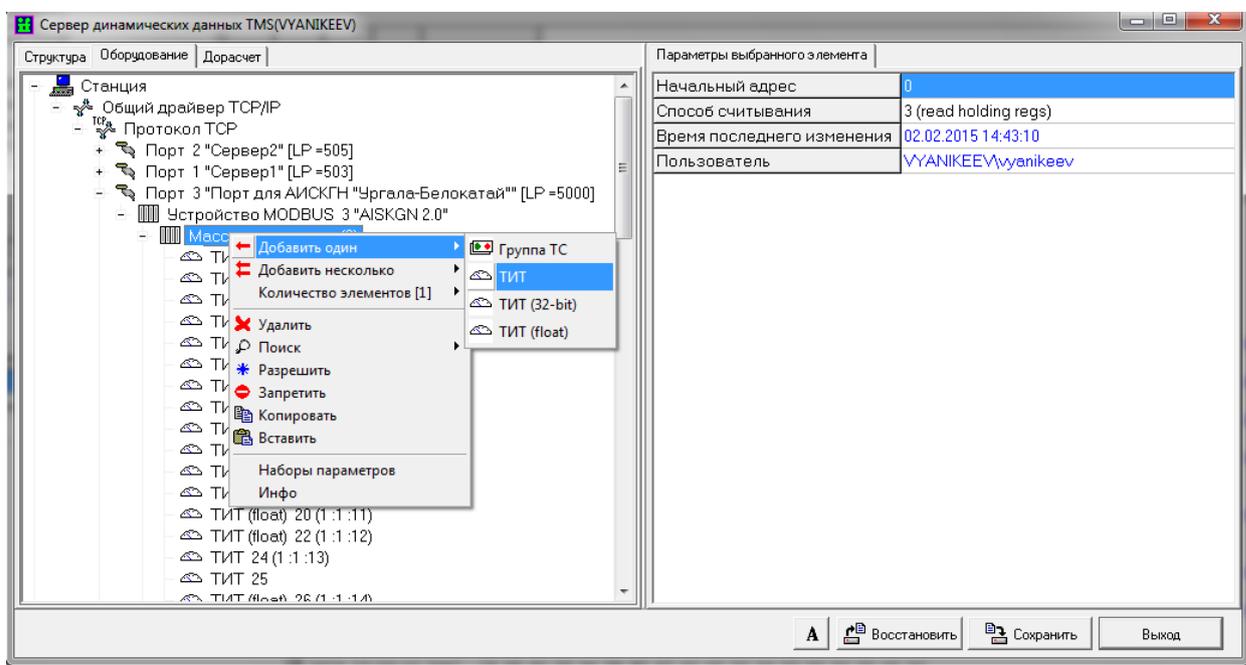


Рисунок 32 – Добавление ТИТ в массив регистров

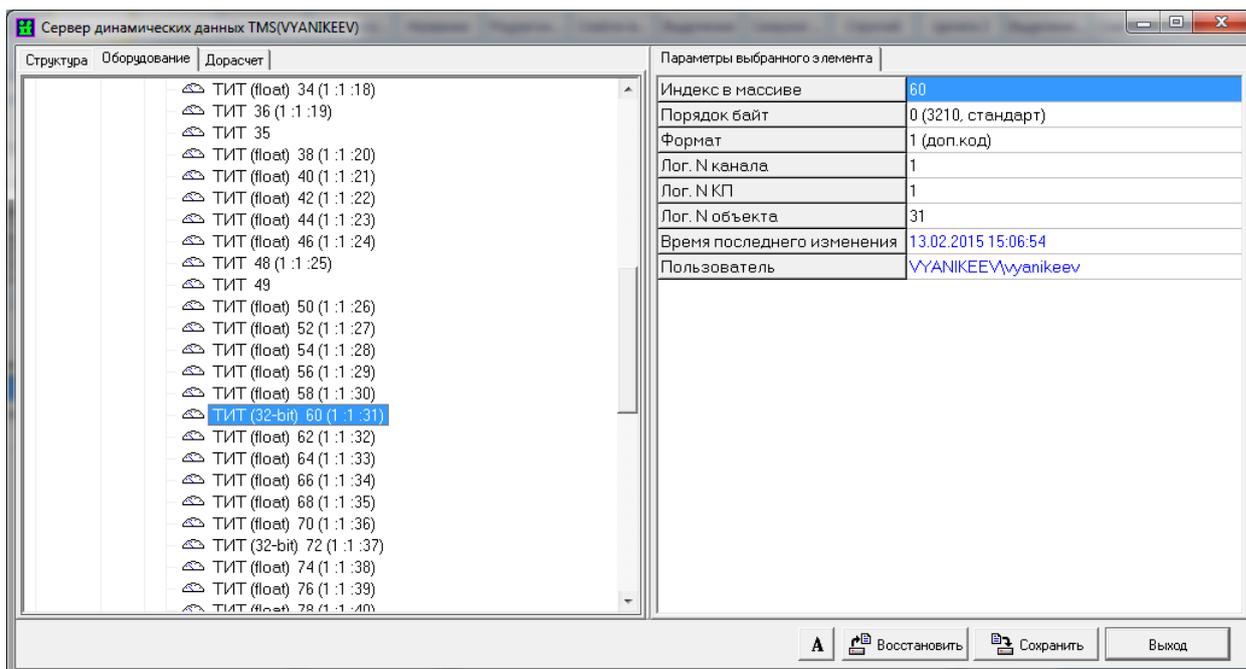


Рисунок 33 – Настройки ТИТ и его привязка к структуре данных

### 2.3. Структура карты регистров головного модуля и типы привязываемых ТИТ в оборудовании

Структура регистров *MODBUS TCP* приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Структура регистров *Modbus*

№ регистра	Тип добавляемого ТИТ в оборудования	Описание	Фактически используется*
1	2	3	4
0	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 1 <i>H</i> 32 bits	
1	не добавлять	тензонагрузка 1 <i>L</i> 32 bits	
2	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 1 <i>high</i> (float)	
3	не добавлять	температура с тензодатчика 1 <i>low</i> (float)	
4	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 1 измеренная датчиком <i>sht21 high</i> (float)	
5	не добавлять	температура с тензодатчика 1 измеренная датчиком <i>sht21 low</i> (float)	
6	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 1 измеренная датчиком <i>sht21 high</i> (float)	
7	не добавлять	влажность с тензодатчика 1 измеренная датчиком <i>sht21 low</i> (float)	
8	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 1 <i>high</i> (float)	
9	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 1 <i>low</i> (float)	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
10	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 1 <i>high (float)</i>	
11	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 1 и <i>low (float)</i>	
12	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 2 <i>H 32 bits</i>	+
13	не добавлять	тензонагрузка 2 <i>L 32 bits</i>	
14	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 2 <i>high (float)</i>	
15	не добавлять	температура с тензодатчика 2 <i>low (float)</i>	
16	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 2 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
17	не добавлять	температура с тензодатчика 2 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
18	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 2 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
19	не добавлять	влажность с тензодатчика 2 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
20	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 2 <i>high (float)</i>	
21	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 2 <i>low (float)</i>	
22	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 2 <i>high (float)</i>	
23	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 2 и <i>low (float)</i>	
24	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 3 <i>H 32 bits</i>	+
25	не добавлять	тензонагрузка 3 <i>L 32 bits</i>	
26	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 3 <i>high (float)</i>	
27	не добавлять	температура с тензодатчика 3 <i>low (float)</i>	
28	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 3 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
29	не добавлять	температура с тензодатчика 3 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
30	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 3 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
31	не добавлять	влажность с тензодатчика 3 измеренная датчиком <i>sht21 low (float) */</i>	
32	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 3 <i>high (float)</i>	
33	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 3 <i>low (float)</i>	
34	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 3 <i>high (float)</i>	
35	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 3 и <i>low (float)</i>	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
36	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 4 <i>H</i> 32 bits	+
37	не добавлять	тензонагрузка 4 <i>L</i> 32 bits	
38	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 4 <i>high</i> (float)	
39	не добавлять	температура с тензодатчика 4 <i>low</i> (float)	
40	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 4 измеренная датчиком <i>sht21 high</i> (float)	
41	не добавлять	температура с тензодатчика 4 измеренная датчиком <i>sht21 low</i> (float)	
42	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 4 измеренная датчиком <i>sht21 high</i> (float)	
43	не добавлять	влажность с тензодатчика 4 измеренная датчиком <i>sht21 low</i> (float)	
44	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 4 <i>high</i> (float)	
45	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 4 <i>low</i> (float)	
46	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 4 <i>high</i> (float)	
47	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 4 и <i>low</i> (float)	
48	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 5 <i>H</i> 32 bits	+
49	не добавлять	тензонагрузка 5 <i>L</i> 32 bits	
50	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 5 <i>high</i> (float)	
51	не добавлять	температура с тензодатчика 5 <i>low</i> (float) */	
52	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 5 измеренная датчиком <i>sht21 high</i> (float)	
53	не добавлять	температура с тензодатчика 5 измеренная датчиком <i>sht21 low</i> (float)	
54	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 5 измеренная датчиком <i>sht21 high</i> (float)	
55	не добавлять	влажность с тензодатчика 5 измеренная датчиком <i>sht21 low</i> (float)	
56	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 5 <i>high</i> (float)	
57	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 5 <i>low</i> (float)	
58	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 5 <i>high</i> (float)	
59	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 5 и <i>low</i> (float)	
60	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 6 <i>H</i> 32 bits	
61	не добавлять	тензонагрузка 6 <i>L</i> 32 bits	
62	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 6 <i>high</i> (float)	
63	не добавлять	температура с тензодатчика 6 <i>low</i> (float)	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
64	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 6 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
65	не добавлять	температура с тензодатчика 6 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
66	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 6 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
67	не добавлять	влажность с тензодатчика 6 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
68	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 6 <i>high (float)</i>	
69	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 6 <i>low (float)</i>	
70	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 6 <i>high (float)</i>	
71	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 6 и <i>low (float)</i>	
72	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 7 H <i>32 bits</i>	
73	не добавлять	тензонагрузка 7 L <i>32 bits</i>	
74	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 7 <i>high (float)</i>	
75	не добавлять	температура с тензодатчика 7 <i>low (float)</i>	
76	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 7 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
77	не добавлять	температура с тензодатчика 7 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
78	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 7 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
79	не добавлять	влажность с тензодатчика 7 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
80	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 7 <i>high (float)</i>	
81	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 7 <i>low (float)</i>	
82	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 7 <i>high (float)</i>	
83	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 7 и <i>low (float)</i>	
84	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 8 H <i>32 bits</i>	
85	не добавлять	тензонагрузка 8 L <i>32 bits</i>	
86	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 8 <i>high (float)</i>	
87	не добавлять	температура с тензодатчика 8 <i>low (float)</i>	
88	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 8 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
89	не добавлять	температура с тензодатчика 8 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	

## Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
90	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 8 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
91	не добавлять	влажность с тензодатчика 8 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
92	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 8 <i>high (float)</i>	
93	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 8 <i>low (float)</i>	
94	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 8 <i>high (float)</i>	
95	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 8 и <i>low (float)</i>	
96	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 9 H <i>32 bits</i>	
97	не добавлять	тензонагрузка 9 L <i>32 bits</i>	
98	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 9 <i>high (float)</i>	
99	не добавлять	температура с тензодатчика 9 <i>low (float)</i>	
100	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 9 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
101	не добавлять	температура с тензодатчика 9 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
102	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 9 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
103	не добавлять	влажность с тензодатчика 9 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
104	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 9 <i>high (float)</i>	
105	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 9 <i>low (float)</i>	
106	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 9 <i>high (float)</i>	
107	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 9 и <i>low (float)</i>	
108	ТИТ(32 бит)	тензонагрузка 10 H <i>32 bits</i>	
109	не добавлять	тензонагрузка 10 L <i>32 bits</i>	
110	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 10 <i>high (float)</i>	
111	не добавлять	температура с тензодатчика 10 <i>low (float)</i>	
112	ТИТ(float)	температура с тензодатчика 10 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
113	не добавлять	температура с тензодатчика 10 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	
114	ТИТ(float)	влажность с тензодатчика 10 измеренная датчиком <i>sht21 high (float)</i>	
115	не добавлять	влажность с тензодатчика 10 измеренная датчиком <i>sht21 low (float)</i>	

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
116	ТИТ(float)	скорость ветра с тензодатчика 10 <i>high</i> (float)	
117	не добавлять	скорость ветра с тензодатчика 10 <i>low</i> (float)	
118	ТИТ(float)	направление ветра с тензодатчика 10 <i>high</i> (float)	
119	не добавлять	направление ветра с тензодатчика 10 и <i>low</i> (float)	
120	ТИТ	дверь шкафа	+
121	ТИТ	качество сигнала в децибелах	
122	ТИТ(float)	температура с on-board датчика <i>high</i> (float)	
123	не добавлять	температура с on-board датчика <i>low</i> (float)	
124	ТИТ(float)	влажность с on-board датчика <i>high</i> (float)	
125	не добавлять	влажность с on-board датчика <i>low</i> (float)	
126	ТИТ(float)	напряжение АКБ <i>high</i> (float)	+
127	не добавлять	напряжение АКБ <i>low</i> (float)	
128	ТИТ(float)	ток потребления <i>high</i> (float)	+
129	не добавлять	ток потребления <i>low</i> (float)	
130	ТИТ(float)	температура наружная <i>high</i> (float)	+
131	не добавлять	температура наружная <i>low</i> (float)	
132	ТИТ	время в секундах, в течении которого будет удерживаться соединение с ОИК сервером при подключении	+
133	ТИТ	период выхода на связь с ОИК сервером	+
134	ТИТ	удерживать соединение 1 - да, 0 - нет. (не использовать)	
135	ТИТ	IP-адрес сервера 1 телеметрии	
136	ТИТ	IP-адрес сервера 1 телеметрии	
137	ТИТ	IP-адрес сервера 1 телеметрии	
138	ТИТ	IP-адрес сервера 1 телеметрии	
139	ТИТ	порт сервера 1 телеметрии	
140	ТИТ	IP-адрес сервера 2 телеметрии	
141	ТИТ	IP-адрес сервера 2 телеметрии	
142	ТИТ	IP-адрес сервера 2 телеметрии	
143	ТИТ	IP-адрес сервера 2 телеметрии	
144	ТИТ	порт сервера 2 телеметрии	
145	ТИТ	датчики на связи	+

\* Фактически используются – выведены в ОИК «Диспетчер»

#### 2.4. Методика калибровки показаний с датчиков тензонагрузки

Поскольку данные о массе проводов от КП СКГН передаются в отсчетах АЦП, необходимо провести калибровку этих значений, что перевести их в значения килограммов. После того, как структура данных была привязана к реальным значениям, которые передаются от КП СКГН, необходимо провести настройки дорасчетных величин. Эти величины будут хранить реальные значения массы проводов. Значение нагрузки на тензомосту изменяется по линейному закону, тогда можно воспользоваться уравнением прямой (1) и определять значение массы для текущего значения АЦП:

$$M = k \times ADC + b, \quad (1)$$

где  $M$  – масса, кг,  $k$  – первый калибровочный коэффициент,  $b$  – второй калибровочный коэффициент,  $ADC$  – показания АЦП.

Цель калибровки – вычисление коэффициентов  $k$  и  $b$ . После того, как эти коэффициенты вычислены, они используются в дорасчетном выражении в структуре данных для вычисления массы из показаний АЦП.

Для того, чтобы вычислить эти коэффициенты необходимо провести калибровку с двумя эталонными нагрузками на тензодатчик. Эти эталонные нагрузки поочередно устанавливаются на датчик, подключенный к модулю внешнего ввода. Каждый раз, когда нагрузка была установлена, снимается замер показаний АЦП. В результате должны получиться два значения для каждой из нагрузок (таблица 9).

Таблица 9 – Коэффициенты калибровки

№	Эталонная масса	Показания АЦП
1	$M_1$	$ADC_1$
2	$M_2$	$ADC_2$

Для того чтобы вычислить калибровочные коэффициенты необходимо воспользоваться выражениями, описывающими прямую.

Угловой коэффициент прямой проходящей через две точки находится как отношение разности эталонной массы к разности показаний АЦП.

$$k = \frac{M_1 - M_2}{ADC_1 - ADC_2}, \quad (2)$$

$$b = M_1 - k \times ADC_1. \quad (3)$$

После того, как калибровочные коэффициенты были вычислены необходимо добавить в структуру данных ОИК-сервера еще один ТИТ, в поле «Выражение» прописать выражение (1), в котором в качестве коэффициентов взять значения, вычисленные в выражениях (2) и (3).

Чтобы лучше понять вышеописанное, рассмотрим пример. Пусть в качестве эталонных значений используются веса 0 кг и 5 кг. Показания АЦП в ОИК- сервере и в *telnet* представлены в таблице 10. Если данные берутся из *telnet*-клиента, то следует отбросить младшие два байта и сдвинуть вправо на 16 бит.

Таблица 10 – Коэффициенты калибровки

№	Эталонная масса, кг	Показания АЦП в ОИК	Показания АЦП (hex)
1	0	33803	0x840D 0000
2	5	31586	0x7B62 0000

Тогда коэффициенты будут равны:

$$k = \frac{0 - 5}{33803 - 31586} = -0,002246635 ,$$

$$b = 0 - 0,002246635 \times 33803 = 75,943025 .$$

Выражение для вычисления массы будет выглядеть следующим образом:

$$M = 0,002246635 \times ADC + 75,9430253196 .$$

Полученное выражение необходимо прописать в поле «Выражение» в новом ТИТ, которые будет добавлен в подгруппу дорасчетные величины (рисунки 34, 35). Если показания АЦП были сняты, с внешнего модуля ввода 0, показания, которого хранятся в ТИТ1:1:1, тогда дорасчетное выражение будет выглядеть следующим образом

$$\#ТТ1:1:1\{ \} * (-0,002246635663095) + 75,9430253196.$$

Именно его и нужно прописать в поле «Выражение» (рисунок 35).

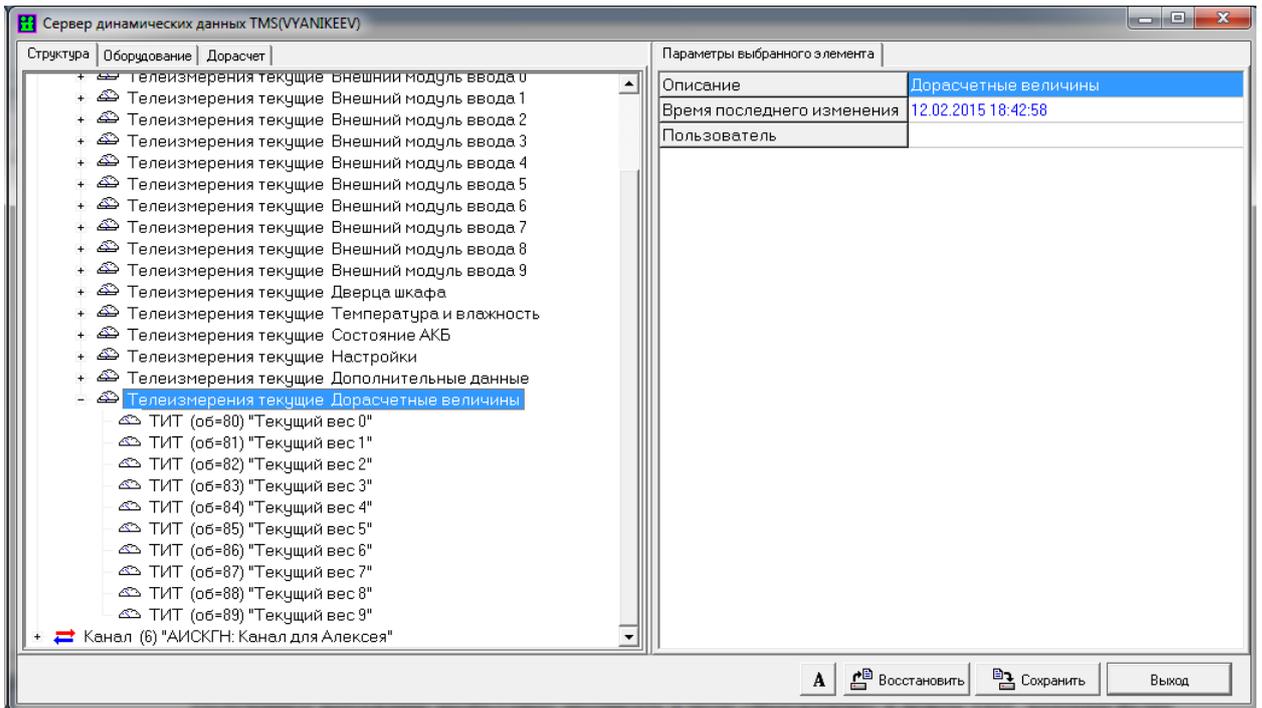


Рисунок 34 – Подгруппа дорасчетные величины

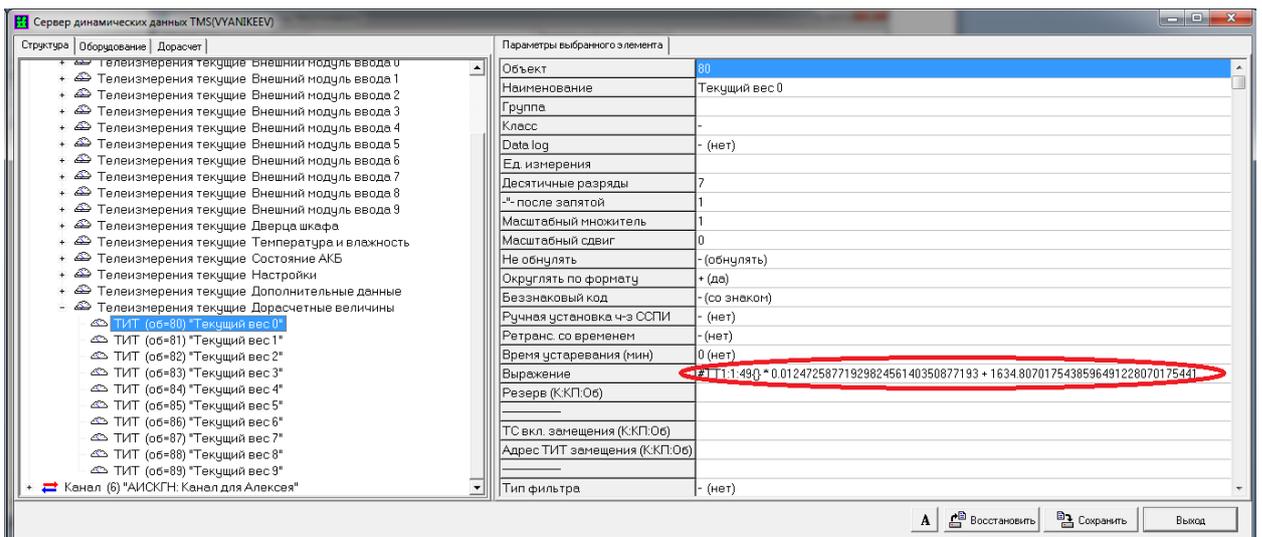


Рисунок 35 – Настройка поля «Выражение»

Если в системе присутствуют множество модулей ввода с датчиками тензонагрузки, то такую процедуру калибровки нужно провести с каждым датчиком. В итоге должно быть создано столько же дорасчетных ТИТов с настроенным полем «Выражение», сколько реально присутствует модулей ввода. На рисунке 35 изображено, как все эти ТИТ выделены в отдельную подгруппу.

## 2.5. Дистанционная настройка

Ряд параметров, такие как IP-адрес основного и резервного серверов можно менять дистанционно путем отправки данных от ОИК-сервера к КП СКГН. Для этого нужно выполнить дополнительные настройки в структуре данных и оборудовании.

Сначала необходимо создать ТИТы в которых будут храниться значения устанавливаемых параметров (рисунок 36).

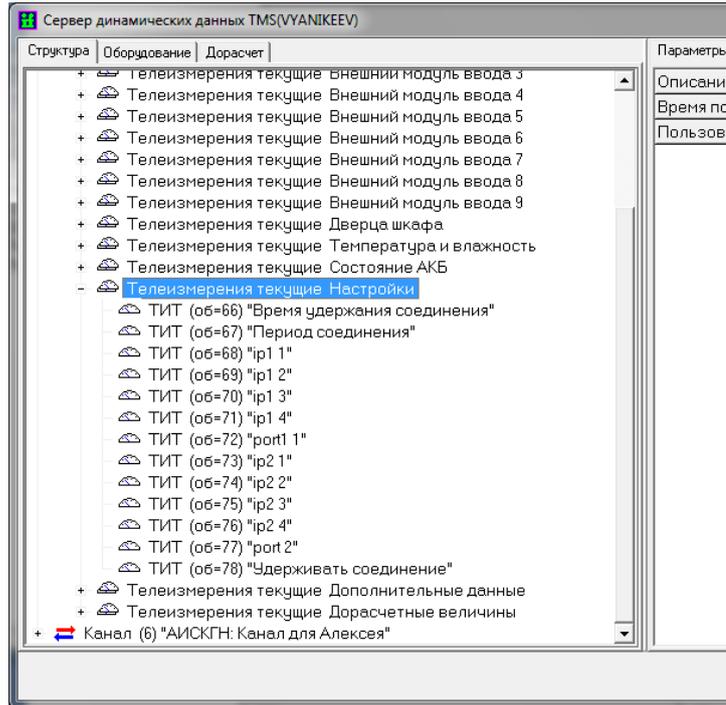


Рисунок 36 – Подгруппа «Настройки»

Далее нужно привязать эти ТИТ к оборудованию. Но, в отличие от считываемых параметров, в оборудование нужно добавить «Вывод ТИТ» (рисунок 37). Далее следует добавлять ТИТ в оборудование по той же последовательности, как и в п. 2.2.

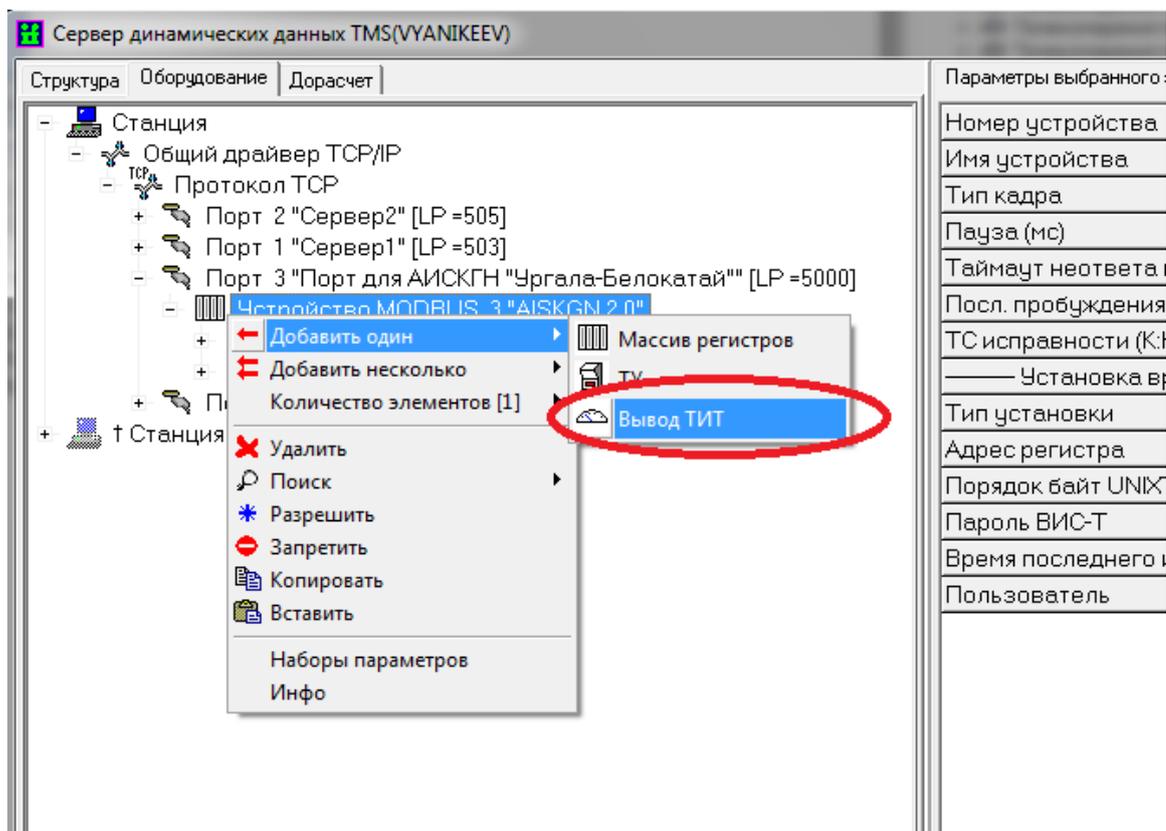


Рисунок 37 – Добавление вывода ТИТ

После того, как исходящие данные будут настроены, при каждом соединении с ОИК-сервером в КП СКГН будут записываться данные о настройке.

**Важно:** Следует иметь в виду, что, если КП СКГН находится удаленно и нет возможности изменить IP-адрес и порт основного и резервного каналов. Произведите локальную настройку всех параметров и убедитесь в фактической передаче данных на сервер ОИК.

## 2.6. Возможные неисправности и методы их устранения

Возможные неисправности и методы их устранения приведены в таблице 11.

На модеме *Cinterion BGS2T 2* индикатора:

1) Зеленый

– горит – есть питание.

2) Оранжевый

– мигает каждую секунду – нет регистрации;

– мигает раз в 3 секунды – зарегистрирован.

Таблица 11 – Неисправности и методы их устранения

Неисправность	Возможная причина и методы ее устранения
1	2
При подаче питания на головной контроллер световая индикация не горит, нет связи через <i>Ethernet</i> -порт или ОИК-сервер.	Контроллер перешел в энергосберегающее состояние на время равное периоду выхода на связь. Если необходимо, можно открыть дверцу шкафа (замкнуть выходы разъема <b>X11</b> ), либо подождите пока контроллер выйдет из энергосберегающего состояния.
После подачи питания на головной контроллер световая индикация горит, но нет связи через <i>Ethernet</i> -порт	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Неверные настройки сети. Проверьте корректность сетевых настроек на вашем компьютере.</li> <li>2. Поврежден кабель <i>Ethernet</i>-порта.</li> <li>3. Неверные настройки программы <i>telnet</i>-клиента.</li> </ol>
После подачи питания на головной контроллер световая индикация горит, есть связь через порт <i>Ethernet</i> , но нет связи с ОИК-сервером	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Неверные настройки <i>IP</i>-адресов основного и резервного серверов. Проверьте настройки набрав команду <i>system</i> в <i>telnet</i>-консоли.</li> <li>2. ОИК-сервер не имеет выхода в интернет. Проверьте наличие доступа к сети интернет на основном и резервном серверах.</li> <li>3. <i>IP</i>-адрес сервера не является статичным «белым» <i>IP</i>-адресом.</li> <li>4. Неверные настройки ОИК-сервера, либо ОИК-сервер вообще не настроен.</li> <li>5. Не подключена антенна <i>GSM</i>-модуля, нет <i>SIM</i>-карты, неверные настройки <i>GPRS</i>, неисправен или не подключен <i>GSM</i>-модуль.</li> </ol>

Примечание: 1. Контроллер в случае зависания автоматически сбрасывает себя и продолжает работу в заданном ранее режиме без потери данных настройки.

2. При отключении и последующем включении питания тумблером, контроллер возобновляет работу в заданном ранее режиме без потери данных настройки.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Оценка экономического эффекта проекта  
реализации комплексной системы мониторинга гололедообразования

### Методика оценки экономии от внедрения комплексной системы мониторинга гололедообразования

Для оценки экономического эффекта от реализации комплексной системы мониторинга гололедообразования необходимо рассчитать показатели экономической эффективности проекта по (В.1)–(В.3) (приложение В).

К эффектам от внедрения комплексной системы мониторинга гололедообразования относится экономия от сокращения следующих затрат:

- на недоотпуск электроэнергии;
- фонд заработной платы (ФЗП);
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- амортизацию автотранспорта.

Совокупные издержки на вышеперечисленные статьи могут быть рассчитаны как:

$$Z_{\Sigma} = Z_{\text{ЭЭ}} + Z_{\text{ФЗП}} + Z_{\text{ГСМ}} + Z_{\text{АМ}}, \quad (\text{Е.1})$$

где  $Z_{\Sigma}$  – совокупные издержки,

$Z_{\text{ЭЭ}}$  – затраты на недоотпуск электроэнергии,

$Z_{\text{ФЗП}}$  – затраты на фонд заработной платы,

$Z_{\text{ГСМ}}$  – затраты на ГСМ,

$Z_{\text{АМ}}$  – затраты на амортизацию автотранспорта.

Затраты на недоотпуск электроэнергии рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{ЭЭ}} = \Delta W \cdot t, \quad (\text{Е.2})$$

где  $t$  – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч,

$\Delta W$  – недоотпуск электроэнергии, кВт·ч, где:

$$\Delta W = T_{\text{В}} S_{\text{НОМ}} k_3 \cos \varphi, \quad (\text{Е.3})$$

где  $T_{\text{В}}$  – средняя продолжительность одного отключения, ч,

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора потребительской подстанции, кВА,

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности,

$k_3$  – коэффициент загрузки.

Затраты на ФЗП рассчитываются по формуле:

$$Z_{ФЗП} = nT_B S_{ЗП}, \quad (E.4)$$

где  $n$  – численность оперативно-выездной бригады (ОВБ), чел.,

$S_{ЗП}$  – часовая заработная плата сотрудника ОВБ, руб./час.

Затраты на ГСМ рассчитываются по формуле:

$$Z_{ГСМ} = qS_T 2L, \quad (E.5)$$

где  $S_T$  – стоимость топлива, руб./л,

$q$  – расход топлива, л/км,

$L$  – длина участка линии, км.

Затраты на амортизацию автотранспорта рассчитываются по формуле:

$$Z_{АМ} = \frac{2L}{L_{АМ}} S_{АМ}, \quad (E.6)$$

где  $L_{АМ}$  – нормативный пробег автомобиля до капитального ремонта, км,

$S_{АМ}$  – стоимость автомобиля ОВБ, руб.

### **Расчет показателей экономической эффективности**

#### **от внедрения комплексной системы мониторинга гололедообразования**

Для оценки экономической эффективности комплексной системы мониторинга рассмотрим частный случай аварийного отключения по причине гололедообразования на ВЛ ООО «Башкирэнерго». Рассчитаем расходы на определение места и типа повреждения на ВЛ (таблица Е.1).

Таким образом, затраты на определение места и типа повреждения ВЛ составляют в среднем 200 тыс. руб.

Усредненное количество аварийных отключений ВЛ 35–110 кВ ООО «Башкирэнерго» за 2012–2014 гг. составляет 29.

Таблица Е.1 – Оценка затрат на поиск и локализацию одного места повреждения при аварийном отключении

№	Показатель	Данные	Результат
1	Недоотпуск электроэнергии	$T_B = 5$ ч $S_{НОМ} = 2 \cdot 25000$ кВА $\cos \varphi = 0,85$ $k_3 = 0,7$	$\Delta W = 148750$ кВт·ч
		$t = 1,27$ руб.	$Z_{ЭЭ} = 188912$ руб.
2	Затраты на фонд заработной платы	$n = 2$ чел. $S_{ЗП} = 135$ руб./ч	$Z_{ФЗП} = 1350$ руб.
3	Затраты на горюче-смазочные материалы	$S_T = 35$ руб./л $q = 0,12$ л/км $L = 50$ км	$Z_{ГСМ} = 420$ руб.
4	Затраты на амортизацию автотранспорта	$L_{АМ} = 150000$ км $S_{АМ} = 500000$ руб.	$Z_{АМ} = 333$ руб.
5	Совокупные издержки		$Z_{\Sigma} \approx 200$ тыс. руб.

При допущении, что издержки при каждом аварийном отключении примерно одинаковые, объем годового ущерба ООО «Башкирэнерго» от аварийных отключений по причине гололеда составит 8,7 млн руб.

Ежегодные затраты могут быть полностью предотвращены при условии применения комплексной СКГН на воздушных линиях электропередачи.

Требуемый объем инвестиций на 7 постов локационных комплексов в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ по предварительным оценкам составит 5,0 млн руб.

Оценка предложенного подхода с точки зрения показателей экономического эффекта представлена в таблице Е.2.

Таблица Е.2 – Расчет денежных потоков инвестиционного проекта

№	Показатель	Годы реализации проекта			
		0	1	2	3
		2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6
Инвестиционная деятельность (ИД)					
1	ДП от ИД	-5 000 000			
2	Ежегодная экономия		5 800 000	5 800 000	5 800 000
3	Коэффициент приведения по ставке дисконтирования 14%	1	0,8772	0,7695	0,6750

## Окончание таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6
Операционная деятельность(ОД)					
4	Приведенный денежный поток от ОД		5 087 719	4 462 912	3 914 835
5	Накопленный приведенный денежный поток от ОД		5 087 719	9 550 631	13 465 466
6	Приведенный общий денежный поток от ИД	-5 000 000			
7	Накопленный приведенный общий ДП от ОД и ИД	-5 000 000	87 719	4 550 631	8 465 466

Согласно (В.1)–(В.3) (приложение В) рассматриваемый инвестиционный проект имеет следующие экономические показатели, представленные в таблице В.3.

Таблица В.3 – Основные экономические показатели проекта

Показатель	Ед. изм.	Значение
Необходимые инвестиции	тыс. руб.	5 000
Длительность инвестиционной фазы	год	3
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	год	0,98
ЧДД (NPV) при ставке дисконтирования 14 % за 3 года	тыс. руб.	8 500
Индекс доходности (PI)	–	2,7

Таким образом, по показателям экономической эффективности внедрение комплексной системы мониторинга гололедообразования в ООО «Башкирэнерго» является эффективным.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Ж****Документы об использовании результатов работы**

Башкортостан Республикаһының  
сәләғәт һәм инновация  
сәйәсәт министрлығы

Дәүләт автономиялы учреждениеһы  
Республика Фәнни-технология  
һәм мәғлүмәт комплексы  
"БАШТЕХИНФОРМ"

450077, Башкортостан Республикаһы  
Өфө ҡ. Киров урамы, 15  
тел.: (347) 273-82-56, факс: (347) 273-40-46  
e-mail: entii@bash.ru



Министрство промышленности  
и инновационной политики  
Республики Башкортостан

Государственное автономное учреждение  
Республиканский научно-технологический  
и информационный комплекс  
"БАШТЕХИНФОРМ"

450077, Республика Башкортостан  
г. Уфа, ул. Кирова, 15  
тел.: (347) 273-82-56, факс: (347) 273-40-46  
e-mail: entii@bash.ru

2.02.2017 № БТЧ-12

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

**АКТ**

внедрения в производстве результатов диссертационной работы Елизарьева А.Ю. на тему:  
«Обеспечение надежности работы воздушных линий электропередачи  
в условиях гололедных нагрузок»

Карты районирования территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов используются при разработке и формировании технических условий на проектирование электросетевых объектов.

Главный инженер

В. И. Голованов

Ауыллыгы сиклэнган йамият  
«Башкортостан селтәрҙәр  
компанияһы»

450112, Өфө ҡалаһы, Сисәү ур., 3/2  
Тел: (347) 288 33 50, факс: (347) 288 48 72  
office@bsk.bashkorenrgo.ru



www.bsk-ees.ru  
ОКПО 06729382  
ОГРН 1050203780219,  
ИНН 027 056757

Общество с ограниченной  
ответственностью «Башкирская  
сетевая компания»

450112, Өфө ур. ҡалаһы, Сисәү ур., 3/2  
Тел: (347) 288 33 50, факс: (347) 288 48 72  
office@bsk.bashkorenrgo.ru

08.02.2017 № БСК/16-328  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### АКТ

использования результатов диссертационной работы Елизарьева А.Ю.  
на тему: «Обеспечение надежности работы воздушных линий электропередачи  
в условиях гололедных нагрузок»

Следующие результаты, полученные при выполнении диссертационной работы: карта районирования территории РБ по толщине стенки гололеда; карта районирования территории РБ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов внедрены в производство.

С применением их формируются планы технического обслуживания и капитальных ремонтов, технические задания на проектирование.

Исполнительный директор

С.В. Линатьев

Яуапллығы сиклиттәе Яагитлат  
«Башкортостан Булагы Бирсу  
электр селтәрҙәре»

450096, Өфө қалаһы, Кожанов ул. 126  
Тел: +7 347 279 73 59  
www.bashkirenergy.ru



www.bashkirenergy.ru  
ОКПО 77804526;  
ОГРН 1050204504558,  
ИНН 027/071667.

Общество с ограниченной  
ответственностью «Башкирские  
распределительные электрические сети»

450096, г. Уфа, ул. Комсомольская, 126  
Тел: +7 347 279 73 59  
www.bashkirenergy.ru

22.12.2016 № 63-1462  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора – главный инженер  
ООО «Башкирэнерго»  
О. М. Шамшова  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

### АКТ

о внедрении в производство результатов диссертационной работы Елизарьева А.Ю.  
на тему: «Обеспечение надежности работы воздушных линий электропередачи  
в условиях гололедных нагрузок»

Мы, нижеподписавшиеся, начальник Департамента электрических сетей ООО «Башкирэнерго»  
А.И.Семендяев и начальник Отдела линий электропередачи ООО «Башкирэнерго» А.А.Смеркалов составили  
настоящий акт в том, что следующие результаты диссертационной работы:

1. Карта районирования территории РБ по толщине стенки гололеда;
2. Карта районирования территории РБ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов;
3. Инструкция по регистрации и накоплению данных о случаях пляски проводов ВЛ  
внедрены в производстве;

По разработанным картам районирования территории РБ разработаны организационные и  
технические мероприятия по повышению надежности работы ВЛ в условиях воздействия гололедно-  
изморозевых отложений.

Инструкция по регистрации и накоплению данных о случаях пляски проводов ВЛ применяется  
эксплуатационным персоналом электрических сетей для повышения достоверности информации о пляске  
проводов на ВЛ.

Начальник ДЭС  
ООО «Башкирэнерго»  
Начальник ОЛЭП  
ООО «Башкирэнерго»

А. И. Семендяев

А.А.Смеркалов

Яуаплылығы сиклонған йәмғиәт  
«Башкортостан бүлөп биреү  
электр селтәре»

450095 Өфө ҡалаһы, Комсомольск. ул., 126  
Тел. +7 347 279 73 59  
сайт: bashkir-energo.ru



www.bashkir-energo.ru  
ОКПО 77854528;  
ОГРН 1050204504558;  
ИНН 0277071402.

Общество с ограниченной  
ответственностью «Башкирские  
распределительные электрические сети»

450095, г. Уфа, ул. Комсомольская, 126  
Тел. +7 347 279 73 59  
сайт: bashkir-energo.ru

22 12 2016 № 57-1463  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ  
Заместитель директора – главный инженер  
ООО «Башкирэнерго»  
О. М. Шамшова  
  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

#### АКТ

о внедрении в производстве результатов диссертационной работы Елизарьева А.Ю.  
на тему: «Обеспечение надежности работы воздушных линий электропередачи  
в условиях гололедных нагрузок»

Мы, нижеподписавшиеся, начальник ДЭС ООО «Башкирэнерго» А. И. Семендяев,  
начальник ОЛЭП ООО «Башкирэнерго» А. А. Смеркалов составили настоящий акт в том, что  
результат диссертационной работы «Система контроля гололедно-ветровых нагрузок»  
внедрен в электрических сетях ООО «Башкирэнерго».

Результаты внедрения системы:

- повышена оперативность контроля гололедно-ветровых нагрузок на проводах и т/з трасах ВЛ;
- повышена достоверность измерения гололедных и ветровых нагрузок;
- повышено качество управлению режимом работы энергосистемы на основании данных полученных от системы;
- снижены затраты на обслуживание электросетевого оборудования.

Начальник ДЭС  
ООО «Башкирэнерго»



А. И. Семендяев

Начальник ОЛЭП  
ООО «Башкирэнерго»



А. А. Смеркалов

Акционерский фонд  
«Башкортостан электросетевая  
компания»

450095, Уфа, ул. Комсомольская, 126  
Тел: +7 347 273 73 59  
www.bashes.ru



www.bashes.ru  
ОКПО 12690279  
ОГРН 1120280043036  
ИНН 0276143694

Акционерное общество  
«Башкирская электросетевая  
компания»

450095, г. Уфа, ул. Комсомольская, 126  
Тел: +7 347 273 73 59  
www.bashes.ru

18.09.2017 № БЭСК/18.3-12  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### АКТ

использования результатов диссертационной работы Елизарьева А.Ю.  
на тему: «Обеспечение надежности работы воздушных линий электропередачи  
в условиях гололедных нагрузок»

Результаты диссертационной работы «Комплексная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи» и карта-схема расстановки локационных комплексов в сетях 110 кВ для обеспечения наблюдаемости ВЛ в гололедоопасных районах РБ представляют практический интерес для группы компаний АО «БЭСК». Комплексная система контроля гололедно-ветровых нагрузок на воздушных линиях электропередачи будет внедрена в АО «БЭСК» после юстировки показаний локационной системы мониторинга гололеда и привязки локационных данных (затухание и запаздывание импульса) к реальной массе гололеда на проводах. Данная работа в настоящий момент успешно ведется.

Член Правления  
- Заместитель Генерального директора  
- Технический директор

Р. А. Ишмаев

Акционерная компания  
«Башкортостан электросетевые  
компании»

450096, Уфа, ул. Комсомольская, 12Б  
Тел: +7 347 279 73 59  
e-mail: bashelset@yandex.ru



www.bashes.ru  
ОКПО 12690279,  
ОГРН 1120200043036,  
ИНН 0276143594

Акционерное общество  
«Башкирская электросетевая  
компания»

450096, г. Уфа, ул. Комсомольская, 12Б  
Тел: +7 347 279 73 59  
e-mail: bashelset@yandex.ru

26.01.2019 № ВЭС/Н/18.3-81  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### АКТ

использования результатов диссертационной работы Елизарьева А.Ю. на тему:  
«Обеспечение надежности работы воздушных линий электропередачи  
в условиях гололедных нагрузок»

Результат диссертационной работы «Система плавки гололеда без отключения потребителей наложением постоянного тока на переменный» представляет практический интерес для группы компаний АО «БЭСК». На его основе в 2018 г. планируется осуществить разработку проектно-сметной документации по повышению надежности работы воздушных линий электропередачи в Производственном отделении «Сибайские электрические сети».

Член Правления  
- Заместитель Генерального директора  
- Технический директор

Р. А. Ишмасев

Яуаплылығы сикланган йәмғиәт  
«БЭСК Инжиниринг»

450049, Өфө калыны, Новоженов ур , 88/5  
Тел./факс (347) 269 31 59, 269 31 62, 269 31 49  
office@besk-ec.ru



ОКПО 20830241;  
ОГРН 1020202771049;  
ИНН 0275038560

Общество с ограниченной  
ответственностью «БЭСК Инжиниринг»

450049, г. Уфа, ул. Новоженова, 88/5  
Тел./факс (347) 269 31 59, 269 31 62, 269 31 49  
office@besk-ec.ru

07.03.2017 № BU/16.4-250  
На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### АКТ

о внедрения в производство результатов диссертационной работы  
Елизарьева А.Ю. на тему: «Обеспечение надежности работы  
воздушных линий электропередачи в условиях гололедных нагрузок»

Карты районирования территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов полученные при выполнении диссертационной работы используются при разработки проектно-сметной документации на реконструкцию и новое строительство электросетевых объектов.

Директор

И.Г. Газизов

Юридический адрес: 450097, Республика Башкортостан, г.Уфа, бульвар Хадии Давлетшиной, д.23, офис 4, Тел./факс: /347/ 2460278 ИНН 0278166584 КПП 027801001 р/с 40702810464290000118 в доп. офисе «Иремель» филиала «Уфимский» ПАО «УБРиР» к/с 30101810780730000795 БИК 048073795 ОГРН 1100280005902 ОКПО 64136398

б/н от 17.03.2017 г.

## АКТ

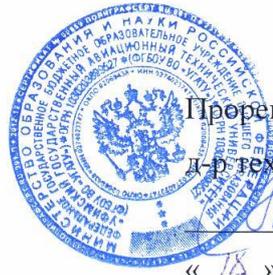
внедрения в производстве результатов диссертационной работы Елизарьева А.Ю. «Обеспечение надежности работы воздушных линий электропередачи в условиях гололедных нагрузок»

Карты районирования территории РБ по толщине стенки гололеда и по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов полученные при выполнении диссертационной работы используются при разработки проектно-сметной документации на строительство волоконно-оптических линий связи.

Генеральный директор



Коковихин И.В.



УТВЕРЖДАЮ

Проректор ФГБОУ ВО «УГАТУ»,

д-р техн. наук, профессор

Н. Г. Зарипов

« 18 » 05 2017 г.

## АКТ

использования в учебном процессе университета  
результатов диссертационной работы Елизарьева А. Ю.

Результаты диссертационной работы, полученные Елизарьевым А. Ю., используются в учебном процессе на кафедре электромеханики факультета АВИАТ Уфимского государственного авиационного технического университета при подготовке бакалавров, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», и магистров, обучающихся по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» – на лекционных курсах, при проведении практических и лабораторных работ по дисциплинам «Электроэнергетические системы и сети», «Проектирование и инновационные технологии производства объектов электроэнергетики», а также при курсовом и дипломном проектировании:

- карты районирования территории Республики Башкортостан по климатическим нагрузкам;
- компьютерная модель системы плавки гололеда;
- система мониторинга за гололедообразованием.

Зав. кафедрой ЭМ,  
д-р техн. наук, профессор  
Доцент кафедры ЭМ,  
канд. техн. наук

Ф. Р. Исмагилов

Ю. В. Рахманова