

УДК: 621.31

*Бакасова Айна Бакасовна, e-mail: [bakasovaaina@mail.ru](mailto:bakasovaaina@mail.ru)*

*Эрик уулу Элсуйер, e-mail: [els\\_02\\_02@mail.ru](mailto:els_02_02@mail.ru)*

*Такырбашев Бейшеналы Касымалиевич, e-mail: [b.takyrbashev@gmail.com](mailto:b.takyrbashev@gmail.com)*

*Кыргызский государственный технический университет им. И. Раззакова*

### СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 6(10) КВ Г. БИШКЕК

В работе приведены краткое описание и анализ текущего состояния распределительной сети и её уровень автоматизации. В связи с увеличением потребления электрической энергии и требований к её качеству рассматривается необходимость реконструкции электрических сетей, замена оборудования на более современное, способное обеспечить требуемое количество электроэнергии, а также её качество и надёжность снабжения. Одним из основных путей повышения надёжности работы распределительных электрических сетей является их комплексная автоматизация на основе установки в узлах распределительной сети средств микропроцессорной релейной защиты и автоматики.

**Ключевые слова:** автоматизация процессов, распределительная сеть, надёжность, конфигурация, потери

**Введение.** В сложившихся рыночных отношениях для такой сложной динамической системы, как распределительная электрическая сеть (РЭС) г. Бишкек, вопросы автоматизации процессов переключения коммутационных аппаратов, автоматическое восстановление сети послеаварийных отключений и автоматизации учета, контроля электрической энергии наиболее актуальны. Для кардинального повышения технико-экономических показателей, эффективности и надёжности функционирования РЭС необходим их перевод на более высокий качественный технический уровень. Поэтому главные цели — построение активно-адаптивных (умных) РЭС 6(10)кВ и повышение качества электрической энергии.

Эти цели достигаются путем комплексной автоматизации РЭС г. Бишкек на основе передовых цифровых технологий. РЭС нового поколения должна в автоматическом режиме оперативно реагировать на изменения различных параметров элементов сети и осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей с максимальной экономической эффективностью при одновременном снижении влияния человеческого фактора. В более отдаленной перспективе, когда будет построена широкая сеть распределенных источников малой генерации и сформируются различные рынки электроэнергии, станет возможной интеграция производителей, потребителей электроэнергии и электрических сетей в единое информационное и коммуникационное пространство [1].

В настоящее время динамика развития отрасли и всей экономики привела к возникновению дополнительных вызовов. Тариф на электроэнергию за последние десятилетия сдерживался в целях обеспечения социальной защиты населения, снижая возможность электросетевых предприятий модернизировать свои производственные мощности. При этом продолжающееся старение основного оборудования РЭС приводит к необходимости значительного увеличения объемов инвестирования в ближайшие годы.

Проблемы РЭС: сложное финансовое положение, вследствие которого в недостаточном объеме приобретается современное качественное высокотехнологичное (дорогостоящее) оборудование и ограниченно применяются эффективные технологии; высокий уровень фактических (технических и коммерческих) потерь электроэнергии; недостаточная пропускная способность большого числа действующих линий и трансформаторов при возрастающем спросе на электроэнергию; низкий уровень автоматизации; существующие «проблемы эксплуатации» (оснащение приборами и аппаратурой для проведения ремонтов и технологического обслуживания; нарастающий дефицит квалификационных кадров; низкий уровень инвестиций в развитие РЭС; отсутствие своевременной достоверной оперативной информации о режимах работы энергосистемы; низкая эффективность оперативного

управления режимами электрических сетей при плановых переключениях и устранении аварий; недоотпуск электроэнергии вследствие отказов оборудования и возникновения аварийных режимов).

Высокий износ сети и ее неразвитая конфигурация создают риски для обеспечения надежности. Значительная доля установленного оборудования в РЭС физически и морально устарела. Средний технический уровень установленного подстанционного оборудования в РЭС по многим параметрам соответствует оборудованию 90-х годов технически развитых стран мира. Растущий спрос на электроэнергию (рост до 5 – 7% в год) является одним из основных трендов развития РЭС в г. Бишкек. По прогнозам, к 2028 году энергопотребление возрастет в 1,5 раза и достигнет 3,2 млрд кВт.ч.

В течение ближайших 10 – 15 лет в ОАО «Национальные электрические сети» Кыргызстана» предстоит внедрить цифровые технологии, которые уже используются в сетевых комплексах развитых стран. В частности, технологии «умных» сетей, позволяющих повысить пропускную способность и стабильность сети, сократить потери и издержки на технический и коммерческий учет у потребителя. Также следует отметить, снижение потребления в промышленных зонах города коррелируется с его ростом в районах, где строится офисная и коммерческая недвижимость или жилье. Изменение географии спроса создает следующие проблемы:

1. Потребность в поддержании недозагруженных сетей.
2. Потребность в новых инвестициях в сети на новых территориях.
3. Повышение тарифа, вызываемое необходимостью привлечения новых инвестиций.

Главные задачи первого шага к построению умных электрических сетей в РЭС 6(10)кВ – это переход топологии от радиально-лучевой к закольцованной и автоматизация процессов в распределительной сети (АПРС). В состав функции АПРС должны входить [2]:

1. Предотвращение перегрузки и аварийная разгрузка.
2. Восстановление нагрузки из холодного состояния.
3. Распределение нагрузки и её передача.
4. Локализация повреждения, его изоляция и восстановление энергоснабжения.
5. Регулирование напряжения.
6. Управление напряжением и реактивной мощностью.
7. Управление распределённой энергетикой.
8. Обнаружение потери источника электроэнергии и обрыва фазы.
9. Обнаружение рассогласования и смягчение его последствий.

В свою очередь, АПРС предполагает оснащение сетей и энергообъектов средствами автоматического деления сети, релейной защиты и автоматики на микропроцессорной технике, диспетчерско-технологического управления, учета электроэнергии с применением умных счетчиков, контроля параметров качества электроэнергии, а также построение надёжного канала связи. Все вышеперечисленные проблемы являются актуальными и широко обсуждаются в нашей стране и за рубежом. Задачу обеспечения надежности РЭС можно решить путем замены устаревшего изношенного оборудования на новое, что связано со значительными капиталовложениями. Эффективным средством решения этих проблем может стать внедрение АПРС в режиме реального времени.

**Анализ текущего состояния автоматизации РЭС.** Роль РЭС в экономике г. Бишкек – это долгосрочное обеспечение надежного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей за счет организации максимально эффективной и соответствующей мировым стандартам инфраструктуры по тарифам, обеспечивающим приемлемый уровень затрат на электроэнергию для экономики и инвестиционную привлекательность электросети через адекватный возврат капитала.

В число ключевых задач государственной политики в сфере электросетевого хозяйства входят: создание экономических методов стимулирования, повышающих эффективность и надежность сетевых компаний; обеспечение условий для стабилизации тарифов; привлечение

в комплекс частного капитала в объеме, достаточном для модернизации и реконструкции путём автоматизации процессов РЭС с целью обеспечения надежности электроснабжения.

В РЭС г. Бишкек входят:

Трансформаторные подстанции 110 кВ – 25 шт;

Трансформаторные подстанции 35 кВ – 17 шт;

Согласующие трансформаторные подстанции 6/10 кВ – 3 шт;

Распределительные пункты – 32 шт;

Трансформаторные пункты 6–10 кВ – 2198шт;

Воздушные линии электропередачи 110 кВ – 206,3км;

Кабельные линии 110 кВ – 10км;

Воздушные линии электропередачи 35 кВ – 164км;

Кабельные линии 35 кВ – 73км;

Воздушные линии электропередачи 6–10 кВ– 591км;

Кабельные линии 6–10 кВ – 1005 км;

Воздушные линии электропередачи 0,4 кВ – 1819км.

Так как в Кыргызстане более **55%** элементов РЭС эксплуатируются более **30 лет** и практически отработали свой ресурс, то требуют обновления и модернизации.

Текущее состояние РЭС позволяет на сегодняшний день обеспечить полезную поставку электроэнергии потребителям в объеме 2 млрд 738 млн кВт.ч (2022г.). Однако высокий уровень износа линий электропередачи и трансформаторных пунктов в ближайшее время не позволяет осуществлять надежную поставку электрической энергии без надлежащего проведения глубокой модернизации действующего оборудования и автоматизации РЭС и ввода новых. Текущее состояние электросетевых активов значительно хуже, чем в других развитых странах, где показатель износа составляет 27 – 44%. К тому же имеется нехватка финансовых средств на приобретение необходимого современного высокотехнологичного оборудования, обеспечивающего высокую надежность и эффективность распределительной сети. Постоянно растёт численность населения и территория г. Бишкек. Например, в 2024 году территория г. Бишкек выросла трёхкратно по сравнению с 2023 годом, и увеличилось количество потребителей электроэнергии.

**Автоматизация процессов в РЭС 6(10) кВ.** С целью обеспечения высокой степени управляемости и наблюдаемости РЭС 6(10)кВ и их высоких характеристик в части надёжности и живучести должны применяться в сочетании с различными видами сетевого резервирования средства автоматизированного деления: вакуумные выключатели, интеллектуальные выключатели нагрузки, реклоузеры, предохранители-разъединители. Для этого в первую очередь необходим переход к закольцованным схемам для сетей 6(10)кВ, предполагающий создание, поддержание и перспективное планирование нормальных схем электрических сетей РЭС в целом, а не только отдельных объектов сети в рамках их строительства/реконструкции, как практикуется в настоящее время [3, 4].

Обязательным условием перехода к кольцевым схемам РЭС является оснащение энергообъектов оборудованием с вакуумными/элегазовыми выключателями на стороне 6(10)кВ. При этом должны учитываться возможные варианты организации РЭС 6(10)кВ при различном количестве центров питания и с учетом категоричности подключенных потребителей. Следует также подчеркнуть, что переход к закольцованным схемам РЭС 6(10)кВ повлечет за собой переход к резистивному режиму заземления нейтрали с целью обеспечения селективности срабатывания защит и повышения уровня электробезопасности.

Одним из перспективных способов уменьшения потерь электрической энергии в электрической сети является применение номинального напряжения 20 кВ вместо традиционных 6 кВ и 10 кВ [5 – 9]. Во вновь строящихся сетях необходим переход на гексагональную топологию сети с напряжением 20 кВ вместо 6 – 10кВ, при этом значительно сокращаются потери электроэнергии и повышается гибкость работы сети.

Для обеспечения эффективности и надёжности функционирования РЭС необходимо решить следующее задачи по автоматизации:

1) Переход техники релейной защиты и автоматики на микропроцессорную элементную базу, которая должна защищать от многофазных и однофазных замыканий в закольцованных электрических сетях 6(10) кВ и диагностировать коммутационные аппараты, защищать от замыканий на землю на принципах, обеспечивающих селективное отключение повреждённого присоединения, защищать магистрали и высоковольтное оборудование, установленное в узлах сети. РЭС необходимо оснастить устройствами сетевой автоматики путём установки устройств автоматического повторного включения (АПВ) на воздушных и смешанных линиях. В сетях 6(10) кВ, как правило, должны применяться два типа автоматического ввода резерва (АВР) – сетевой и местный.

Построение систем диспетчерско-технологического управления РЭС предполагает: внедрение средств противоаварийной автоматики и автоматического поиска повреждений; переустройство схем действующих РЭС с учетом последующей автоматизации.

Внедрение средств диспетчерского и технологического управления РЭС должно решить:

- модульное построение технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
- открытость архитектуры комплекса технических средств, алгоритмического и программного обеспечения;
- выполнение функций контроля и управления сетевым объектом, независимым от состояния других компонентов системы.

При использовании на объекте устройств и систем, выполненных на микропроцессорной элементной базе, они должны быть интегрированы в систему диспетчерского технологического управления с использованием цифровых интерфейсов.

2) Узлы контроля показателей качества электрической энергии (ПКЭ) следует организовывать в точках общего подключения согласно ГОСТ 13109-97. Применять стационарные устройства, осуществляющие непрерывный контроль ПКЭ в узлах контроля на РЭС, от которых запитаны потребители, имеющие искажающие электроприемники. На всех остальных энергообъектах в узлах контроля должен осуществляться контроль ПКЭ с периодичностью, указанной в ГОСТ 13109-97. Устройства контроля ПКЭ должны удовлетворять требованиям, приведенным в ТКП 183.1-2009. Кроме этого, устройства, устанавливаемые в узлах для постоянного контроля, должны иметь возможность дистанционного съема данных с использованием стандартных интерфейсов связи и протоколов обмена данными. По результатам измерений и контроля ПКЭ необходимо разрабатывать управляющие устройства с целью нормализации показателей качества электроэнергии в случае несоответствия их стандартным требованиям.

3) Вопрос автоматического контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ) наиболее актуален в сложившихся рыночных отношениях, так как дать достоверную оценку потерям электрической энергии в РЭС практически невозможно при имеющихся технических и организационных проблемах в структуре учета электрической энергии [10].

АСКУЭ имеет 3 распределённых уровня: верхний – обработка данных на сервере предприятия специализированным ПО; средний – уровень передающего оборудования; нижний – счётчики электроэнергии. Верхний уровень системы осуществляет сбор, хранение, обработку, выведение нужной информации оператору системы.

Современный уровень развития таких систем позволяет получать одновременно по различным каналам связи (сотовая связь, интернет, силовые сети) в режиме реального времени данные большого спектра (напряжение, токи, частота, мощность, температура, телесигнализация). Обработанную информацию система способна отправлять автоматически всем заинтересованным сторонам (руководство организации, энергоснабжающая компания, потребители, субабоненты). При анализе данных, полученных с помощью АСКУЭ, можно определить уязвимые и энергозатратные участки энергосистемы предприятия. При этом система позволяет получать конфиденциальную информацию для внутреннего и/или внешнего использования и осуществления коммерческих расчётов с потребителями (выставление счетов за потреблённые ресурсы).

Отдельно стоит сказать о центральной части АСКУЭ – программном обеспечении. Современные системы представляют собой многокомпонентный информационно-вычислительный комплекс, который контролирует множество различных специализированных подпрограмм. Они поддерживают связь с коммутационными устройствами, проверяют полноту собранных данных, производят пересчёт собранных данных по требуемым условиям, контролируют состояние различных датчиков и устройств, осуществляют отправку отчётов по установленным условиям. Подпрограммы работают в фоновом режиме.

Основной рабочий интерфейс реализован на системе АРМ (автоматизированное рабочее место), работающей как вебсайт: можно менять размер окон, добавлять и убирать окна, датчики, инструменты, создавать окна, содержащие интерактивную информацию. Все основные отчётные данные выгружаются в формате XLS, что позволяет работать с этой информацией практически всем, ведь MS Office есть практически у всех. Созданные отчеты отправляются получателям как в автоматическом, так и в ручном режимах (для автоматического режима требуется указать электронную почту).

4) При аварийных отключениях возникают проблемы, алгоритмы, решения которых необходимо разработать:

- автоматическая локализация повреждений и подача резервного питания на неповрежденный участок сети;
- автоматический поиск поврежденных участков, сокращение времени отключения;
- вовлечение в процесс автоматического управления закрытых трансформаторных подстанций (ЗТП), имеющих соответствующее оборудование (ячейки с вакуумными выключателями, управляемые выключатели нагрузки);
- установка и интеграция реклоузеров 10 кВ в существующую сеть 10 кВ в местах наличия секционирующих разъединителей.

5) Для передачи данных телемеханики АСКУЭ и автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) с объектов РЭС на верхние уровни управления рекомендуется использовать существующие проводные или беспроводные сети связи (например, каналы сотовой связи). При отсутствии существующих сетей связи или невозможности обеспечения с их помощью необходимой пропускной способности каналов передачу данных можно осуществлять с помощью волоконно-оптических линий связи, встроенных на экранах силовых высоковольтных кабелях, каналов радиосвязи, каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи (PLC-связь) 6(10) кВ. Выбор способа организации каналов связи, необходимость их резервирования должны определяться экономической целесообразностью и требуемой надёжностью. Для любых типов каналов связи следует выполнять защиту от несанкционированного доступа извне с отдельных участков сети.

## **Выводы**

1. Комплексная автоматизация процессов РЭС 6(10)кВ гарантирует доставку электроэнергии к потребителям и повышает надёжность работы оборудования. После реализации полной автоматизации процессов в РЭС сеть становится умной (гибкой). Несмотря на изменение конфигурации и режима работы сети, АПРС обеспечит надёжность и экономичность функционирования.

2. Основная сложность заключается в том, что дать достоверную оценку потерям электрической энергии в РЭС практически невозможно при имеющихся технических и организационных проблемах в структуре учета электрической энергии. Вместе с тем эффективным средством решения этих проблем может стать внедрение информационной

автоматизированной системы контроля режимов электрической сети в реальном времени. Автоматизированная РЭС позволяет электросетям контролировать, координировать и управлять распределительными системами электроснабжения в режиме реального времени из удаленных мест.

### *Литература*

1. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Редакция 5.0, Москва, 2012 год. – 238 с.
2. Большев В. Е. / В. Е. Большев, А.В. Виноградов / Перспективные коммуникационные технологии для автоматизации сетей электроснабжения // Вестник КГЭУ. – 2019. – №2(42). – С. 65–82.
3. ABBLibrary [Электронныйресурс]/Distribution reliability usingreclosers and sectionalisers-Режимдоступа: <https://library.e.abb.com/public/9a7bdfb0769f75c885256e2f004e7cd8/Reliability%20Using%20Reclosers%20and%20switches.pdf>. – Датадоступа: 05.04.2021.
4. Новости электротехники [Электронный ресурс]/Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php/>. – Дата доступа: 05.04.2021.
5. Буре И. Г. Повышение напряжения до 20–25 кВ и качество электроэнергии в распределительных сетях / И. Г. Буре, А. В. Гусев // Электро. – 2005. – № 5. – С. 30 – 32.
6. Асташев Д. С. Применение напряжения 20 кВ для распределительных электрических сетей России / Д. С. Асташев, Р. Ш. Бедретдинов, Д. А. Кисель, Е. Н. Соснина // Вестник НГИЭИ. – 2015. – № 4. – С. 6 – 9.
7. Тодирка С. В большом мегаполисе за сетями 20 кВ – будущее / С. Тодирка // Энергоэксперт. – 2010. – № 5. – С. 56 – 58.
8. Черепанов В. В. Повышение эффективности транспортировки и распределения электрической энергии в кабельных линиях путем применения напряжения 20 кВ / В. В. Черепанов, И. А. Суворова // Электрика. – 2012. – № 7. – С. 27 – 30.
9. Соснина Е. Н. Топология городских распределительных интеллектуальных электрических сетей 20 кВ / Е. Н. Соснина, А. Б. Лоскутов, А. А. Лоскутов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 5. – С. 11 – 17.
10. Воротницкий В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях. – М.: ИнтехэнергоИздат, 2016. – 336 с.