

УДК 621.311.4-52

**Савина Наталья Викторовна**

Амурский государственный университет

г. Благовещенск, Россия

*E-mail:* [nataly-savina@mail.ru](mailto:nataly-savina@mail.ru)

**Козырев Евгений Русланович**

Амурский государственный университет

г. Благовещенск, Россия

*E-mail:* [bopkingstone555@gmail.com](mailto:bopkingstone555@gmail.com)

**N.V. Savina**

Amur State University

Blagoveschensk, Russia

*E-mail:* [nataly-savina@mail.ru](mailto:nataly-savina@mail.ru)

**E.R. Kozyrev**

Amur State University

Blagoveschensk, Russia

*E-mail:* [bopkingstone555@gmail.com](mailto:bopkingstone555@gmail.com)

## **ВЫБОР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ПОДСТАНЦИИ НА ПЛАТФОРМУ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ**

## **SELECTION OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR THE TRANSFER OF THE SUBSTATION TO THE PLATFORM OF INTELLIGENT**

*Аннотация. В статье приведены основные этапы и технические решения перевода электрических подстанций на новый уровень развития. Этот процесс реализуется поэтапно: вначале осуществляется перевод подстанции в цифровую, затем – в интеллектуальную. Показаны принципиальные отличия классических подстанций от цифровых и цифровых от интеллектуальных. Приведен методический подход к выбору инновационных технологий, с помощью которых осуществляется повышение уровня интеллекта подстанций. Приведена характеристика указанных технологий.*

*Abstract. The article presents the main stages and technical solutions for transferring electrical substances to a new level of development. This process is implemented in stages; first, the substance is converted to digital, then to intelligent. The fundamental differences between classical and digital substances and digital and intelligent substances are shown. A methodical approach to the choice of innovative technologies is given, with the help of which the level of intelligence of substances is increased. The characteristics of these technologies are given.*

*Ключевые слова: интеллектуальная подстанция, системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов, централизованная релейная защита и автоматика, системы мониторинга переходных процессов, цифровая подстанция.*

*Key words: smart substation, monitoring and diagnostic systems for power transformers, centralized relay protection and automation, transient monitoring systems, digital substation.*

DOI: 10.22250/20730268\_2022\_97\_118

### Введение

Пока что в электроэнергетике преобладают классические подстанции с минимумом автоматизации и интеллекта. На таких подстанциях практически нет современных инновационных технологических решений, не применяются цифровые технологии. Недостаточный уровень автоматизации технологических процессов на подстанции и повышение уязвимости ее объектов приводят к снижению надежности ее функционирования. Ключевыми задачами для повышения надежности и эффективности функционирования действующих подстанций являются повышение качества автоматизации и интеллектуализация оперативно-технологического управления, вывод из эксплуатации экономически неэффективного, физически и морально устаревшего энергетического оборудования, введение необходимого объема оборудования нового поколения [2]. Для решения этих проблем нужен поэтапный перевод подстанции на подстанцию нового поколения путем применения интеллектуальной надстройки.

Внедрение в энергетику цифровых технологий и развитие цифровых подстанций поможет устранить ряд недостатков, присущих классическим подстанциям. Главные их недостатки – невозможность управления коммутационными устройствами дистанционно, с помощью удаленного компьютера, невозможность дистанционного автоматического мониторинга состояния и диагностики неисправностей электрооборудования, ошибки при оперативных переключениях, совершаемые обслуживающим персоналом, в целом устаревшее аналоговое оборудование, которое не вписывается в тенденции цифровизации по стандартам МЭК-61850. В связи с этим переход от классической подстанции к цифровой подстанции (ЦПС), а в дальнейшем и на платформу интеллектуальной подстанции (ИПС) становится неизбежным. Развитие интеллектуальных подстанций приведет к полностью дистанционному обслуживанию и мониторингу состояния оборудования подстанции из диспетчерского центра или центра управления сетями.

Целью нашей работы является обоснование возможности поэтапного перевода действующих подстанций на уровень интеллектуальных подстанций, разработка методического подхода к выбору инновационных технологий, обеспечивающих интеллектуальную надстройку подстанции.

Для этого решены следующие задачи:

1. Выбор и обоснование этапов перевода подстанции на интеллектуальную по средствам инновационных технологий.
2. Выбор инновационных технологий для перевода подстанции на платформу интеллектуальной.
3. Сравнительный анализ традиционной подстанции с цифровой и цифровой с интеллектуальной.

#### **Выбор и обоснование этапов перевода подстанции на интеллектуальный уровень**

Поэтапный перевод подстанций (ПС) на новый уровень заключается в комплексном обновлении либо дополнении к существующему электрооборудованию цифровых устройств (I этап). ЦПС – это подстанция с высоким уровнем автоматизации управления, на которой процессы информационного обмена между оборудованием, а также управление работой осуществляются передачей данных и команд управления по цифровым каналам связи на основе стандартов серии МЭК 61850 (рис. 1). Наличие устаревшего аналогового оборудования во вторичных цепях не позволяет перейти к процессам информационного обмена между элементами подстанции и управления ими по стандартам международной энергетической комиссии. Соответственно управление, диагностика и мониторинг состояния энергетических устройств также невозможен.

Для решения данных проблем нужны новые технологии и разработки, которые уже существуют и заложены в основе стандартов серии МЭК-61850 [1]. Преимущества протокола, указанного в рассматриваемых стандартах, заключаются в высокоскоростном обмене данными микропроцессорных электронных устройств между собой, привязке к подстанционной ЛВС (локальная вычислительная сеть), высокой надежности, гарантированном времени доставки данных, функциональной совместимости оборудования различных производителей, средствах поддержки чтения осциллограмм, средствах поддержки передачи файлов, автоматическом конфигурировании, поддержке функций безопасности.

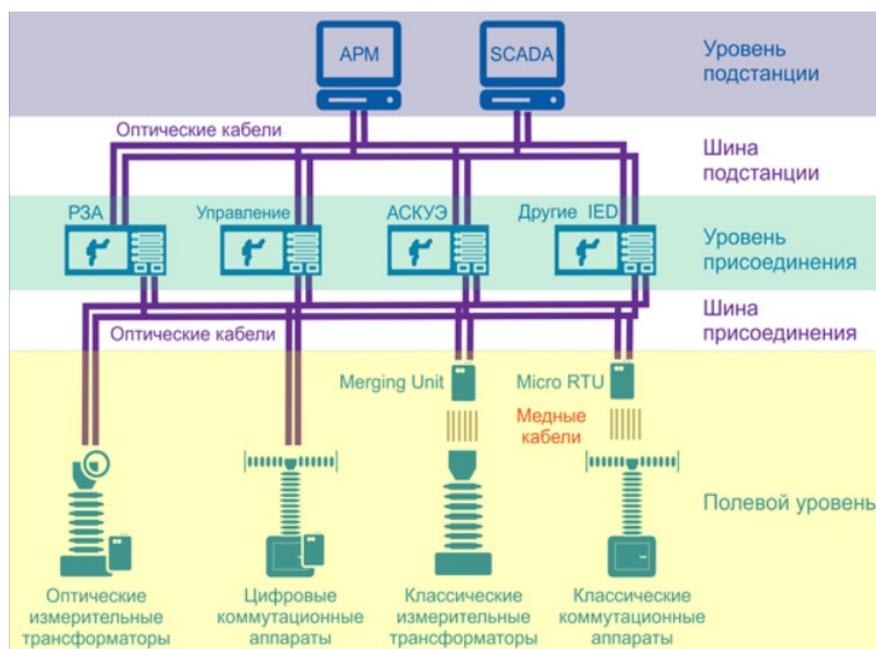


Рис. 1. Схематическое изображение структуры цифровой подстанции [8].

Согласно [1] устройства РЗА (релейная защита и автоматика) объединены шиной, по которой сами устройства обмениваются данными между собой и передают эти данные на верхний уровень. Такая архитектура удобна тем, что применение технологической шины значительно уменьшает количество медных проводов, что упрощает настройку, проектирование и эксплуатацию системы. Данные от терминалов релейной защиты по станционной шине могут передаваться на верхний уровень оператору, кроме того, у контролирующих органов, имеющих соответствующий уровень доступа, есть возможность получать оперативные данные с любой подстанции и с любого терминала РЗА. Эта информация позволяет контролировать деятельность подчиненных служб, что повышает надежность подстанции в целом.

Основными протоколами передачи данных, согласно стандарту МЭК-61850, являются протоколы MMS (Manufacturing Message Specification) и GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event). MMS используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) систему для дальнейшей визуализации, а GOOSE — для обмена данными между терминалами. Важной особенностью протоколов является гарантированная доставка сообщений, а скорость передачи данных у MMS и GOOSE выше, чем у других протоколов передачи данных.

Системы, построенные на протоколах МЭК-61850, проще обслуживать из-за снижения количества кабельных линий связи, что положительно сказывается на надежности подстанции.

Однако важно понимать, что реализация данных стандартов на действующих подстанциях требует не только больших финансовых затрат на реализацию идей, заложенных в протоколе, но и совместимость с установленным на ПС оборудованием.

Архитектура ЦПС проста и понятна, что позволяет снизить стоимость проектирования ПС и ее интеграции с сетью. Их обслуживание также проще, что позволяет сократить количество ошибок как персонала, так и средств релейной защиты.

Однако, несмотря на все достоинства, перевод подстанции в формат цифровой требует разработки процесса ее цифровизации.

Для реализации цифровой надстройки действующей ПС выберем минимально необходимое оборудование, которое включает: сервер управления подстанцией; сервер управления подстанционным оборудованием (SCADA-сервер); сервер контроля и связи (сервер телемеханизации, станционный контроллер связи и управления); сервер сбора, хранения и передачи информации; автоматизиро-

ванное рабочее место персонала; сервер точного времени; средства гарантированного питания.

Это оборудование объединяется в единую технологическую сеть, собирает всю информацию о состоянии оборудования и режимах работы подстанции. Информация обрабатывается и при необходимости передается на более высокий уровень.

По составу первичного оборудования ЦПС – классическая подстанция с трансформаторами, силовыми выключателями, ячейками КРУ (комплектное распределительное устройство) и измерительным оборудованием, за исключением последнего. Однако измерительные трансформаторы тока и напряжения, широко применяемые в эксплуатации, имеют недопустимую погрешность для рассматриваемых цифровых технологий, поэтому целесообразно заменять их на оптические и желательно комбинированные ЦТТН (цифровой трансформатор тока и напряжения) [4].

Состав вторичного оборудования ПС отличается кардинально. Современная релейная защита состоит, как правило, из микропроцессорных терминалов, которые устанавливаются на каждом присоединении. На ПС множество таких присоединений и терминалов, все они соединены кабелями. Чтобы избавиться от большого их количества в общеподстанционном пункте управления (ОПУ) ЦПС, где обычно несколько панелей защит с множеством связей, необходимо установить два промышленных взаиморезервирующих компьютера и к ним подвести несколько оптических кабелей, по которым в режиме реального времени будет стекаться всевозможная информация от каждой единицы оборудования. Возле оборудования нужно установить контроллер присоединения для сбора необходимой информации о состоянии электрооборудования.

В ЦПС вся информация приходит на главный компьютер, который обрабатывает и предпринимает действия в случае нештатной ситуации. Это может быть как отключение одного присоединения, так и всей секции шин при получении информации от дифференциальной защиты шин (ДЗШ), автоматическое повторное включение (АПВ), регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) [4].

Переход с классической подстанции на ЦПС повышает ее надежность, уменьшает количество аварий, делает возможным обмен данными между элементами подстанции, сокращает количество оборудования, количество кабелей, заменяя их на оптоволокно, повышает точность измерений и дает возможность для дальнейшего развития автоматизации и управляемости подстанцией.

Второй этап развития ПС заключается в повышении степени ее интеллектуализации и возможен только на цифровой подстанции. Идея ИПС заключается не только в управлении коммутационными аппаратами дистанционно и в обмене данными между установками, но и в полном автоматическом мониторинге технического состояния электроустановок (например, состояния изоляции силового трансформатора и его вводов или автотрансформатора), наблюдении за коммутацией выключателей и разъединителей и автоматической фиксации их состояния, т.е. всеми технологическими процессами ПС в реальном времени, находясь на удаленном сервере. По результатам такого мониторинга принимается решение искусственным интеллектом, входящим в состав ИПС, и передается в диспетчерский центр для подтверждения и команды на его реализацию. При этом выделяется блок задач, по которому интеллектуальная надстройка ИПС может самостоятельно, без участия человека, не только принимать, но и автоматически реализовывать принятые решения.

У силового оборудования ПС должна быть интеллектуальная надстройка, работающая на мультиагентном принципе управления. Она будет обеспечивать реализацию технологических процессов подстанции и передавать информацию персоналу для контроля или окончательного принятия решения.

Внедрение такой интеллектуальной надстройки позволит дистанционно управлять ПС и отказаться от присутствия на ПС обслуживающего персонала. Плановое обслуживание оборудования ПС (осушение изоляции трансформатора и др.) можно будет проводить дистанционно, реализуя принцип упреждения развития аварийной ситуации. Появление работников на подстанции сократится в разы. Уменьшится вероятность отказа оборудования, повысится надежность, сократится аварийность, неплановые простои оборудования в связи с техническими поломками и др.

### Выбор инновационных технологий для перевода подстанции на платформу интеллектуальной

Для реализации перехода на интеллектуальную подстанцию нужно правильно выбрать инновационные технологии. Рассмотрим некоторые из них, реализация которых целесообразна на действующих ПС уже сейчас.

*Внедрение инновационных технологий в обслуживание, ремонт и диагностику силовых трансформаторов.*

Системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов (СДМ) реализуют измерения, передачу и отображение параметров трансформатора в разных режимах работы – нормальном, аварийном, послеаварийном. Они определяют его остаточный ресурс и прогнозируют дальнейшую работу трансформатора [7].

Системы мониторинга и диагностики должны включать: датчики, позволяющие фиксировать параметры в контрольных точках; контроллеры, задачей которых являются сбор и передача измеренных данных на главный сервер; программно-технический комплекс, отвечающий за прием и обработку информации, собранной контроллером с трансформатора; датчики регистрации температур и возможность управления охлаждением.

Подходящим для реализации такой системы является, например, комплекс СКИТ С1 (система контроля, инвентаризации, технического сопровождения). Он имеет датчик растворенных в масле газов (водорода, окиси углерода и суммы горючих газов), датчик влажности твердой изоляции, датчик температуры масла, датчик  $tg \phi$  изоляции вводов НК-методом, датчик механических примесей в масле, электрические датчики частичных разрядов (без снятия осциллограмм), акустические датчики частичных разрядов (без снятия осциллограмм). Данные, получаемые от датчиков, обрабатываются встроенным микроконтроллером и выводятся на внутренний дисплей. В данном комплексе предусмотрена возможность включения в локальную сеть при помощи ВОЛС (волоконно-оптические линии связи) для передачи информации на удаленный сервер. Таким образом можно будет контролировать состояние трансформатора и его вводов, частичные разряды в изоляции, содержание влаги и растворенных газов в масле, систему охлаждения и вибрацию, не производя такие измерения вручную, находясь рядом с оборудованием, а дистанционно – на удаленном компьютере [6].

В интеллектуальной подстанции должна быть автоматическая система сушки изоляции работающего трансформатора. Данная система позволяет проводить диагностику состояния влажности изоляции, сравнение с нормами, а при необходимости – производить осушение изоляции трансформатора, находящегося под нагрузкой, т.е. без его отключения. Система позволит не выводить трансформатор в ремонт и не требует вмешательства оперативного или выездного персонала на подстанцию, а все решается посредством online-управления.

*Выбор инновационных технологий в области автоматического дистанционного управления коммутационными аппаратами подстанции.*

Одной из главных особенностей интеллектуальной подстанции является управление коммутационными аппаратами и отслеживание их положений в online режиме диспетчером. Для этого на коммутационных аппаратах распределительных устройств подстанции должна быть интеллектуальная надстройка. Суть заключается в том, чтобы обеспечивать передачу данных по гальванически развязанным цифровым интерфейсам сети Ethernet в автоматизированные системы диспетчеризации. Сбор данных может осуществляться через специальные устройства сбора данных, устройства телемеханики и другие средства автоматизации [7].

Для обеспечения передачи большого объема информации с камер технологического видеонаблюдения за коммутационными аппаратами, телемеханики, систем учета, мониторинга релейной защиты и автоматики и ОПУ должен быть организован оптоволоконный канал связи. Далее вся эта информация поступает на коммутаторы, расположенные в шкафе телемеханики и шкафах связи, и

оттуда передается на удаленный сервер диспетчеру. Диспетчер в режиме реального времени с помощью системы видеонаблюдения следит за состоянием выключателя и положением его заземляющих ножей, а также может удостовериться в расхождении или схождении ножей разъединителя и других коммутационных устройств, с которыми были выполнены операции включения или отключения.

Этапы работы диспетчера на подстанции показаны на рис. 2.

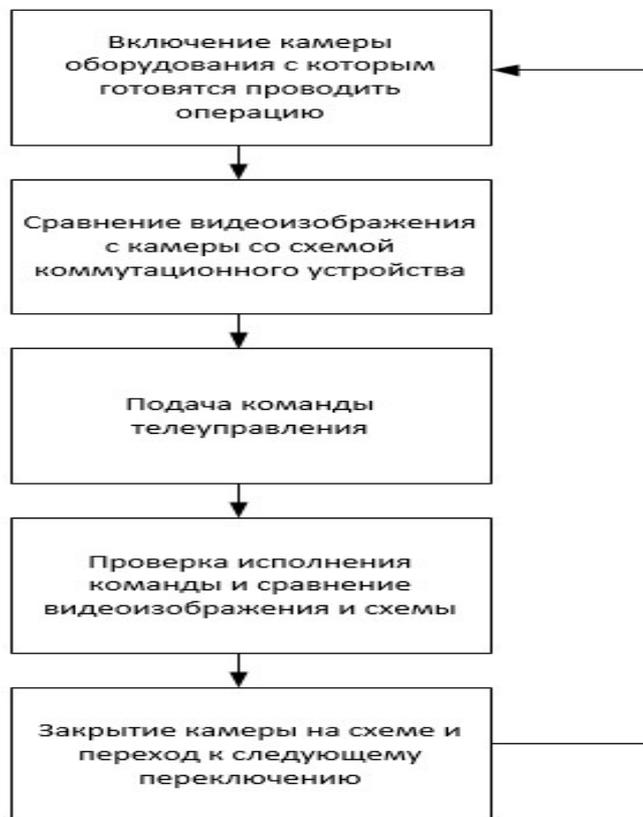


Рис. 2. Этапы работы диспетчера с коммутационными аппаратами на интеллектуальной подстанции.

Данный алгоритм действий управления с коммутационными аппаратами в удаленном режиме повышает надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей.

#### *Интеллектуализация устройств РЗА на подстанции.*

На интеллектуальной подстанции должны быть установлены современные устройства защиты и автоматики. Благодаря вычислительным средствам и коммуникационным сетям стала возможна реализация централизованной релейной защиты и автоматики (ЦРЗА) подстанции [7].

Централизованная релейная защита и автоматика должна устанавливаться на подстанциях, где развернута система мониторинга переходных процессов (СМПР). В ее рамках на каждое присоединение высокого и среднего напряжения подстанции устанавливается устройство синхронизированных векторных измерений (СВИ), которое измеряет ток и напряжение и выдает синхронизированные векторные замеры тока и напряжения. Эти данные передаются на общий для подстанции концентратор синхронизированных векторных данных (КСВД). Он концентрирует все векторные измерения токов и напряжений со всей подстанции.

Ключевая особенность системы ЦРЗА – отсутствие передачи мгновенных значений через коммуникационную сеть подстанции из-за передачи замеров в виде векторов. Это снизит нагрузку в коммуникационной сети подстанции по сравнению с ЦПС, где передача информации идет как массив мгновенных значений.

Преимущества такой технологии заключаются в следующем: 1) повышение уровня управляемости; 2) снижение капитальных затрат на ПС; 3) сохранение надежности защиты; 4) возможность централизованного удаленного управления подстанцией.

Последний пункт является основополагающим в повышении интеллекта подстанций.

### Сравнительный анализ подстанций

Приведем сравнительный анализ классической подстанции, цифровой и интеллектуальной, покажем их достоинства, недостатки и характерные особенности (таблица).

Классическая подстанция		Цифровая подстанция		Интеллектуальная подстанция	
Достоинства	Недостатки	Достоинства	Недостатки	Достоинства	Недостатки
Изученная технология.	Невозможность дистанционного управления.	Управляемая.	Может быть подвержена кибератакам.	Полностью управляется дистанционно с помощью искусственного интеллекта.	Сокращение рабочих мест.
Не требует новых знаний от проектировщиков и персонала.	Высокая вероятность аварий из-за ошибочных действий персонала.	Возможность сбора данных на главном компьютере о всей подстанции.	Сокращение рабочих мест.	Наблюдается за техническим состоянием оборудования онлайн на удаленном сервере осуществляется автоматически.	Требует новых компетенций от проектировщиков и эксплуатации.
	Большое количество кабелей.	Нет риска неправильных переключений и ошибок персонала.	Требует новых компетенций от проектировщиков и эксплуатации.	Управление коммутационными аппаратами с удаленного компьютера.	Высокая стоимость.
	Необходимость постоянного наблюдения и осмотра, в том числе с отключением оборудования для диагностики.		Высокая стоимость.	Риск ошибок персонала, отсутствует или резко снижается вероятность ложных отказов и излишних срабатываний РЗА.	
	Частые ложные срабатывания релейной защиты.			Защищена от кибератак.	

При переходе на первом этапе с классической ПС на ЦПС повышается надежность, увеличивается уровень управляемости, повышается возможность дальнейшего развития к полностью дистанционному обслуживанию. На втором этапе при переходе от ЦПС к ИПС идет полная интеллектуализация всего оборудования, в том числе первичного, в отличие от ЦПС. Характерной особенностью становится достижение максимального эффекта в мониторинге, диагностике, управляемости и обслуживании. Подстанция становится полностью управляемой и наблюдаемой на больших расстояни-

ях. Отпадает риск неправильных переключений, так как в системе ПО (программное обеспечение) диспетчера можно запрограммировать нежелательные действия или действия, которые совершать нельзя в той или иной ситуации. Для всей энергетической системы развитие ИПС приведет к развитию и интеллектуальных сетей, что благотворно скажется на всей электроэнергетической системе.

Развитие подстанций и информационных технологий в дальнейшем неизбежно вызовут перевод всех действующих подстанций на платформу интеллектуальной. Повышение интеллекта подстанций будет происходить постепенно и поэтапно, переводя оборудование на новый уровень управления, а персонал на новый уровень мышления и работы с ним. Плавный переход сможет решить ряд проблем, связанных с перестройкой работников и логикой управления новыми технологиями, снизить риск возникновения аварий на подстанциях к минимуму и, как следствие, увеличить надежность всей энергосистемы.

### Заключение

Разработанный в статье методический подход к выбору инновационных технологий для перехода подстанции на платформу интеллектуальной позволяет судить о возможности дальнейшего поэтапного развития подстанций. Новейшие технологии позволяют расценивать задачу перехода ПС на уровень интеллектуальных как вполне реальную. Ключевая особенность для ее реализации – системный подход и стандартизация по протоколу МЭК 61850. Внедрение интеллектуальной надстройки на ПС позволит сократить затраты на проектирование, обслуживание и ремонт оборудования, резко повысит ее надежность. Соответственно сокращение затрат и ущерба от аварий на ПС поможет саккумулировать финансы для дальнейшего развития электроэнергетики.

- 
1. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС». – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload\\_docs/STO\\_56947007-25.040.30.309-2020.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload_docs/STO_56947007-25.040.30.309-2020.pdf)
  2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. – URL: <https://www.npkks.ru/fileadmin/f/documents/energ-strat-2035.pdf>
  3. Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт. Ведомственный проект «Цифровая энергетика» – <https://minenergo.gov.ru/node/14559>
  4. Цифровая подстанция – цифровое будущее – URL: <https://1-engineer.ru/cifrovye-podstancii-cifrovoe-budushhee/>
  5. Министерство энергетики Российской Федерации. Официальный сайт. – URL: <http://government.ru/department/85/events/>
  6. Программно-аппаратный комплекс "СКИТ" – URL: <https://rtskit.ru/>
  7. Оборудование и технологии MOXA для энергетических подстанций МЭК 61850 – URL: [https://moxa.ru/tehnologii/power\\_systems/iec-61850/](https://moxa.ru/tehnologii/power_systems/iec-61850/)
  8. Возможна ли цифровая подстанция? – стандарт МЭК 61850 вселяет надежду – URL: <https://www.terraelectronica.ru/news/5684>