

Учебно-методическое пособие рассмотрено и одобрено кафедрой электроснабжения и электротехники ИрГАУ. Протокол № 5 от 11 января 2022 г.

Интеллектуальные средства управления в электрических сетях. Учебно-методическое пособие / С.В. Подьячих – Молодёжный: Издательство ФГБОУ ВО Иркутского ГАУ, 2022.- 32 С.

Рецензент: к.т.н., доцент Очиров В.Д., заведующий кафедры энергообеспечения и теплотехники ФГБОУ ВО Иркутский ГАУ.

Оглавление

1 Введение в цифровую подстанцию. Обзор глав международного стандарта МЭК (IEC) 61850. Связь стандарта с цифровыми энергообъектами.....	4
1.1 Список использованных источников	15
2 Тенденции развития рынка цифровых подстанций.....	16
2.1 Список использованных источников	30

1 Введение в цифровую подстанцию. Обзор глав международного стандарта МЭК (IEC) 61850. Связь стандарта с цифровыми энергообъектами

Основным термином стандарта МЭК 61850 является термин «Цифровая подстанция». Один из технических стандартов ПАО «ФСК ЕЭС» дает следующее определение: цифровая подстанция – это подстанция электротехнической системы с высоким уровнем автоматизации, в которой процессы информационного обмена между элементами подстанции, а также управление работой подстанции осуществляются в цифровом виде на основе стандартов серии МЭК 61850 [1].

Важным в этом определении является то, что все сигналы передаются и отправляются исключительно в цифровом виде через общую коммуникационную сеть подстанции и могут быть доступны любому интеллектуальному устройству. Помимо этого, цифровые подстанции (ЦПС) отличаются от традиционных подстанций использованием самого современного первичного интеллектуального оборудования, среди которого в первую очередь можно выделить коммутационное оборудование и устройства регулирования режимов работы электрической сети. Такое оборудование с точки зрения цифровой подстанции представляется интеллектуальным электронным устройством, которое, наряду со вторичным оборудованием, может быть сконфигурировано с использованием правил объектной модели, принятой стандартом МЭК 61850. Третье основное отличие заключается в стремлении к полной автоматизации процессов на подстанции и управления ими даже с использованием удаленных облачных технологий.

Существует оригинальная международная версия стандарта (International Electrotechnical Commission), содержащая более тысячи страниц и состоящая из 10 основных глав, посвященных различным аспектам в описании правил построения и конфигурирования цифровых подстанций. Помимо основных глав, стандарт содержит 25 различных документов, неутвержденных в качестве стандартов и являющимися техническими отчетами и документами, описывающими технические требования. В российской нормативно-технической документации на цифровую подстанцию имеется соответствующий ГОСТ, принимаемый как переводной аналог международного стандарта IEC 61850. Поскольку качество перевода МЭК 61850 не дотягивает до уровня оригинального стандарта, рекомендуется опираться на его международную англоязычную версию.

Стандарт в основном используется в отношении узловых энергообъектов, таких как электрические станции и подстанции для конфигурирования установленных на них устройств и организации коммуникационного обмена внутри таких энергообъектов, в том числе и с передачей информации на небольшие расстояния до 5 км. Стоит отметить,

что существует онлайн-магазин ИЕС, в котором возможно купить стандарт по цене от 90 тысяч рублей в зависимости от включенных в него глав [2].

Современные системы ССПИ, АСУ ТП, СОТИ, АИИС КУЭ требуют взаимодействия между собой множества коммуникационных протоколов на разных уровнях сбора и передачи данных. Каждый протокол имеет свои правила передачи данных, настройки, интерфейсы связи, а также требует наличия специального оборудования, поддерживающего его. Помимо этого, для организации коммуникационного обмена чаще всего требуется несколько сетей передачи данных – отдельно для телеизмерений, телесигнализации, синхронизации по времени и т. д. Все это значительно усложняет процесс проектирования таких систем и требует использования только проверенных на совместимость технических и программных решений.

Наиболее используемыми протоколами на современных подстанциях являются протоколы ModBus, МЭК-101/103/104, а также DNP3, который не получил большого распространения, но имеет поддержку семантической модели данных (см. таблицу 1).

Таблица 1 - Сравнение используемых протоколов передачи данных

Параметр	Протоколы		
	ModBus	МЭК-101/103/104	DNP3 (IEEE-1815)
Интерфейсы связи	RS-232/485/422 TCP/IP (Modbus TCP)	RS-232/485/422 TCP/IP (104)	RS-232/485/422 TCP/IP
Архитектура обмена данными	Клиент – сервер	Клиент – сервер	Клиент – сервер
Принцип передачи данных	Обмен индексированными точками данных		
Спорадическая передача данных	Нет	Да	Да
Семантическая модель данных	Нет	Нет Базовая (103)	Да

Передача данных в режиме реального времени	Нет	Нет	Нет
--	-----	-----	-----

Из представленной таблицы 1 видно, что все протоколы предполагают клиент-серверную архитектуру и используют медленные последовательные интерфейсы, что ограничивает скорость и объем передаваемых данных. Следует отметить, что представленные протоколы не поддерживают передачу оцифрованных мгновенных значений токов и напряжений в режиме реального времени, а также не имеют единой семантической модели данных, позволяющей производить конфигурацию группы различных по назначению устройств по одним правилам. В связи с этим потребовалась разработка нового, более универсального стандарта, позволяющего формализовать работу с различными устройствами и поддерживающего передачу мгновенных измерений в цифровом виде.

Требование к передаче измерений в цифровом виде привело к трансформации интерфейсов вторичных устройств подстанции. При создании микропроцессорных терминалов, широко используемых сегодня, реализованная на электромеханической базе логика работы была переведена в логическую часть, исполняемую в микропроцессоре. При этом принцип передачи измерений от измерительных трансформаторов до терминала остался прежним – аналоговым. Самые современные устройства с поддержкой стандарта МЭК 61850 имеют один или несколько портов Ethernet для приема и передачи измерений и обмена сигналами в цифровом виде. Таким образом произошел отказ от аналоговых измерительных и сигнальных цепей в пользу цифровых с сохранением внутренних принципов построения микропроцессорного терминала и с увеличением его вычислительной мощности для обработки возросшего количества поступающей информации.

Таким образом, основные тезисы о переходе на использование стандарта IEC 61850 могут быть сформулированы следующим образом:

1. Первый тезис – сейчас все очень трудоемко и дорого. При существующем многообразии интерфейсов связи и протоколов необходимо сделать множество настроек для конфигурирования устройства. В задачах замены старого оборудования на новое необходимо опираться только на его функциональное описание. Это не дает быстрого поиска заменителя и не гарантирует его невысокую стоимость.

2. Второй тезис – это необходимость описания всей подстанции с формальной точки зрения. Теоретически это позволило бы избежать ошибок при проектировании, обеспечить снижение затрат на выпуск оборудования, в том числе и совершенно новых решений, а также потребовало бы меньшее число наладчиков. Поэтому здесь могут быть выделены как минимум две основные задачи стандарта. Первая задача – унифицировать решения

различных производителей для решения проблемы взаимозаменяемости как вторичных, так и интеллектуальных первичных устройств. Это приведет к росту ценности реализованных в устройстве алгоритмов. Вторая задача – обеспечить единые требования к описанию электрических схем, поскольку в части взаимозаменяемости терминалу необходимо знать, где он стоит, что защищает и каковы параметры защищаемого объекта.

Внедрение стандарта МЭК 61850 на узловых энергообъектах позволит обеспечить высокоскоростной обмен данными между устройствами за счет использования общей цифровой коммуникационной сети. Вторым преимуществом стандарта является обеспечение возможности создания типовых конфигураций подстанций за счет единой объектно-функциональной модели описания всех элементов подстанции. Это обеспечит снижение затрат на проектирование таких объектов и уменьшит объем монтажно-наладочных работ. Несмотря на то, что оборудование для цифровых подстанций до сих является дорогим (в среднем больше на 20 %), в длительной перспективе суммарные затраты на строительство цифровых энергообъектов будут ниже традиционных.

Помимо очевидных преимуществ стандарта, можно выделить и его недостатки. Связаны они в первую очередь с невозможностью формализовать весь спектр решений и вопросов в части функционального описания и вариантов конструктивного исполнения каждого из устройств. Также различные требования по синхронизации устройств на разных уровнях предписывают применение различных протоколов их синхронизации, что еще повышает вариативность используемых технических решений.

Данные недостатки постепенно становятся менее выраженными в связи с разработкой и утверждением новых редакций стандарта, а также в связи с внедрением и распространением стандарта на объектах электроэнергетики.

Краткая характеристика стандарта позволит обобщить данные о том, что же все-таки стандартизует МЭК 61850, а что нет. Стандарт формализует отправляемую и получаемую информацию и методы обмена ей. А описанный в главе 6 стандарта язык описания конфигурации SCL позволяет составить описание топологии подстанции, модели устройств и т. д. В свою очередь, стандарт не регламентирует прикладные функции устройств и их распределение по терминалам, топологию коммуникационной сети, а также информацию, используемую в рамках цифровой подстанции, т. е. все, что относится к реализации отдельных систем, реализуемых производителем. Этим и обеспечивается универсальность использования стандарта в отношении существующих правил и схем использования устройств и оборудования.

Обзор содержания глав МЭК 61850

Стандарт IEC 61850 – это набор отдельных глав [3]. Основные главы стандарта МЭК 61850 были опубликованы в конце 2002 – начале 2005 годов. Четырнадцать глав, выпущенных в эти промежутки времени, принято считать первой редакцией стандарта. Позднее часть глав была переработана

и дополнена, а также в стандарт были добавлены некоторые документы. Все документы стандарта делятся на три основных вида: *International Standard (IS)* – это международный стандарт, который официально принят. *Technical Specification (TS)* – это технические требования, по содержанию близкие к стандарту, но еще не принятые техническим комитетом или подкомитетом МЭК. К третьему виду документов относится *Technical Report (TR)* – это технический отчет, который носит информационный характер.

На сегодняшний день вместе с первой и второй редакциями стандарт насчитывает 19 документов, список которых приведен ниже в таблице 2 [4]:

Таблица 2 - Список стандартов и их описание

IEC/TR 61850-1 ed1.0	IEC 61850-7-420 ed1.0
IEC/TS 61850-2 ed1.0	IEC/TR 61850-7-510 ed1.0
IEC 61850-3 ed1.0	IEC 61850-8-1 ed2.0
IEC 61850-4 ed2.0	IEC 61850-9-2 ed2.0
IEC 61850-5 ed1.0	IEC 61850-10 ed1.0
IEC 61850-6 ed2.0	IEC/TS 61850-80-1 ed1.0
IEC 61850-7-1 ed2.0	IEC/TR 61850-90-1 ed1.0
IEC 61850-7-2 ed2.0	IEC/TR 61850-90-5 ed1.0
IEC 61850-7-3 ed2.0	IEC 61850-7-420 ed1.0
IEC 61850-7-4 ed2.0	IEC/TR 61850-7-510 ed1.0
IEC 61850-7-410 ed1.0	

IEC/TR 61850-1 ред. 1.0 Введение и общие положения

Первая глава стандарта выпущена в виде технического отчета и служит введением в серию стандартов МЭК 61850. В главе описаны базовые принципы, положенные в основу системы автоматизации, работающей в соответствии с МЭК 61850. Первой главой стандарта определена трехуровневая архитектура системы автоматизации, включающая уровень процесса, уровень присоединения и уровень станции. Изначально стандартом была определена лишь система автоматизации в рамках одного объекта и связи между несколькими подстанциями не были включены в модель. Позднее модель была расширена и на слайде представлена архитектура системы связи, описанная второй редакцией стандарта, где предусмотрены также связи между подстанциями.

IEC/TS 61850-2 ред. 1.0 Термины и определения

Вторая глава стандарта содержит глоссарий терминов, сокращений и аббревиатур, используемых в контексте автоматизации подстанций в серии стандартов МЭК 61850. Глава утверждена в формате технических требований.

IEC 61850-3 ред. 1.0 Общие требования

Третья глава стандарта является единственной главой из серии, которая определяет требования к физическому оборудованию. В числе таких требований в первую очередь описаны требования к электромагнитной совместимости устройств, к допустимым условиям работы, надежности и т. п. Основная часть требований дана в форме ссылок на стандарт МЭК 60870-2, -4 и МЭК 61000-4. Следует отметить, что одним из требований стандарта, например, является декларация производителем математического ожидания наработки до отказа (MTTF), а также описание методики, в соответствии с которой она рассчитана. Знание этого важного параметра позволит производить расчет наработки отказа системы в целом.

IEC 61850-4 ред. 2.0 Системный инжиниринг и управление проектами

Данная глава стандарта описывает все субъекты, участвующие в реализации системы автоматизации подстанции и распределение ответственности между ними. В документе описаны следующие участники: заказчик в виде электроэнергетической компании, проектная организация или проектировщик, монтажно-наладочная организация и производитель оборудования и программных инструментов. Документ также описывает базовые принципы выполнения проекта, наладки и испытаний. Кроме того, дана концепция распределения различных функций между программными и аппаратными инструментами. Более подробная информация по этой части дана в шестой главе.

IEC 61850-5 ред. 1.0 Требования к функциям и устройствам в части передачи данных

Пятая глава стандарта детализирует концептуальные принципы разделения системы автоматизации на уровни, описанные в первой главе, а также дает описание концепции использования логических узлов, предлагает их классификацию в соответствии с функциональным назначением. Кроме того, в главе приведены примеры схем взаимодействия различных логических узлов при реализации ряда функций РЗА. Важной частью данной главы также является описание требований к производительности системы в части допустимых временных задержек. Стандарт нормирует полное время передачи сигнала, которое складывается из трех составляющих: время кодирования поступившего от внутренней функции сигнала коммуникационным интерфейсом *плюс* время передачи сигнала по сети связи *плюс* время декодирования поступивших из сети связи данных и их передачи в функцию другого устройства.

Пятой главой стандарта нормированы допустимые временные задержки для различных видов сигналов, включая дискретные сигналы,

оцифрованные мгновенные значения токов и напряжений, сигналы синхронизации времени и т. п. Следует также отметить, что во второй редакции пятой главы, официальная публикация которой состоялась осенью 2012 года, введена новая система классов производительности. Однако фактически требования к допустимым задержкам при передаче сигналов определенных видов не изменились.

IEC 61850-6 ред. 2.0 Язык описания конфигурации для обмена данными

Шестая глава стандарта описывает формат файлов для описания внешним программным обеспечением конфигураций устройств, задействованных в обмене данными по МЭК 61850. Указанный формат файлов описания известен как язык конфигурирования подстанций (SCL). С целью определения четких правил формирования файлов формата SCL, а также простоты проверки правильности их составления была разработана специальная схема. Первоначальная версия схемы была опубликована вместе с первой редакцией главы 6 в 2007 году. Позднее схема претерпела ряд изменений, связанных, в частности, с исправлением ошибок и рядом дополнений в SCL-файлах, и в 2009 году была опубликована ее новая редакция. Таким образом, сейчас действуют две редакции схемы: 2007 и 2009 года, обычно именуемые как «первая» и «вторая» редакции. Устройства, совместимые со «второй редакцией», должны иметь обратную совместимость и с устройствами «первой редакции». На практике это происходит, к сожалению, не всегда.

IEC 61850-7 Базовая структура коммуникаций

Стандарт определяет не только протоколы передачи данных, но и семантику, которой эти данные описаны, то есть их значение в контексте систем автоматизации подстанций. Седьмой раздел стандарта описывает подходы к моделированию систем и данных в виде классов. Все, входящие в 7 раздел части, иерархически взаимосвязаны между собой.

Так в главе 7-1 описывается принцип представления физического устройства со всеми имеющимися в нем функциями в виде набора логических устройств, состоящих, в свою очередь, из набора логических узлов [5]. В главе 7-2 дано описание схемы классов и сервисов передачи данных. Глава 7-3 описывает все возможные классы данных и классы атрибутов данных. Глава 7-4 описывает информационную модель устройств и функций, относящихся к подстанциям. В частности, она определяет имена логических узлов и данных для их передачи между устройствами, а также определяют взаимосвязь логических узлов и данных.

Главы стандарта 7-410, 7-420 и 7-510 являются расширениями главы 7-2 и содержат описания классов логических узлов и данных для гидроэлектростанций и малой генерации.

IEC 61850-8-1 ред. 2.0 Назначение на определенный коммуникационный сервис – Назначение на MMS и IEC 8802-3

Глава 8-1 описывает протоколы как для обмена данными, для которых критична временная задержка, так и данными, где задержка не критична. Так,

например, протокол MMS предназначен для передачи команд телеуправления, сбора данных телеизмерений и телесигнализации, а также для отправки отчетов и журналов с удаленных устройств. Передача данных по этому протоколу осуществляется с относительно большими временными задержками, но при этом гарантируется доставка данных до адресата.

Помимо протокола MMS глава 8-1 описывает протокол, использующийся для быстрой передачи данных. Указанный протокол известен как протокол GOOSE. Передача данных в нем осуществляется с заметно меньшими задержками, по сравнению с MMS. Благодаря этому GOOSE может использоваться для передачи команд отключения выключателя от защиты и аналогичных сигналов, для которых критично время доставки.

В рамках главы 8-1 описываются механизмы доставки сообщений и структура кадров Ethernet данных протоколов.

IEC 61850-9-1 ред. 1.0 Назначение на определенный коммуникационный сервис – Передача мгновенных значений по последовательному интерфейсу

Данная глава описывала методы передачи мгновенных значений путем назначения данных на последовательный интерфейс по МЭК 60044-8. Однако в 2012 году указанная глава была исключена из серии стандартов МЭК 61850 и более не поддерживается.

IEC 61850-9-2 ред. 2.0 Назначение на определенный коммуникационный сервис – Передача мгновенных значений по интерфейсу IEC 8802-3

Глава 9-2 стандарта МЭК 61850 описывает методы передачи мгновенных значений от ТТ и ТН по интерфейсу IEC 8802-3, то есть определяют назначение класса сервиса передачи мгновенных значений от измерительных ТТ и ТН МЭК 61850-7-2 на протокол ISO/IEC 8802-3.

Данная глава стандарта распространяется на измерительные трансформаторы тока и напряжения с цифровым интерфейсом, устройства сопряжения с шиной процесса и ИЭУ с возможностью приема данных от ТТ и ТН в цифровом виде. Фактически данная глава описывает формат кадра Ethernet в зависимости от того, какие данные на него назначены, то есть определяют его взаимосвязь с классом данным согласно МЭК 61850-7-2 и описанием согласно МЭК 61850-6.

Первой редакцией главы 9-2 не был предусмотрен такой важный момент, как обеспечение резервирования. Во второй редакции были учтены эти недостатки, в связи с чем формат кадра 9-2 был дополнен полями для меток протоколов резервирования PRP или HSR.

Спецификация IEC 61850-9-2LE

Первая редакция стандарта МЭК 61850-9-2 была опубликована в 2004 году, однако отсутствие в ней четко прописанных требований по частотам выборок мгновенных значений и составу передаваемого пакета могло привести к потенциальной несовместимости решений разных производителей. Для того, чтобы способствовать развитию совместимых

решений на базе протокола МЭК 61850-9-2 группой пользователей USA в дополнение к стандарту была также разработана спецификация (получившая наименование «9-2LE»), которая конкретизировала состав передаваемого пакета данных, определила две стандартные частоты: 80 и 256 выборок за период промышленной частоты, то есть фактически установила стандартные требования к интерфейсу МЭК 61850-9-2 для всех устройств.

Появление этой спецификации вместе с документом в значительной степени повлияло на интенсивность проникновения протокола в оборудование. Однако, следует понимать, что данный документ сам по себе не является стандартом, а лишь конкретизирует требования стандарта, то есть представляет собой спецификацию стандарта.

IEC 61850-10 ред. 1.0 Проверка соответствия

Десятая глава стандарта определяет процедуры испытаний соответствия устройств и программного обеспечения требованиям стандарта и спецификаций. В частности, глава определяет методику проверки соответствия фактических задержек при формировании и обработке пакетов сообщений заявленным параметрам и требованиям стандарта.

IEC/TS 61850-80-1 ред. 1.0 Руководство по передаче информации из модели общих классов данных с использованием МЭК 60870-5-101 или МЭК 60870-5-104.

Техническая спецификация 80-1 была опубликована позже, чем основной состав документа в первой редакции. Потребность в данной главе определена необходимостью интеграции систем на базе МЭК 61850 с системами, работающими по МЭК 61850-5-101 и -104. Документ описывает назначение общих классов данных МЭК 61850 на протоколы МЭК 60870-5-101 и -104.

IEC/TR 61850-90-1 ред. 1.0 Использование МЭК 61850 для организации связи между подстанциями

Изначально стандарт МЭК 61850 был рассчитан на обеспечение передачи данных между устройствами лишь в рамках подстанции. Впоследствии предложенная концепция нашла применение и в других системах в электроэнергетике. Таким образом стандарт МЭК 61850 может стать основой для глобальной стандартизации сетей передачи данных. Существующие и разрабатываемые функции защиты и автоматики требуют наличия возможности передачи данных не только в рамках, но и между подстанциями, в связи с этим требуется расширение области действия стандарта на обмен данными между ПС.

Стандарт МЭК 61850 представляет базовые инструменты, однако для стандартизации протоколов передачи между объектами требуется ряд изменений. Технический отчет 90-1 содержит обзор различных аспектов, которые должны быть приняты во внимание при использовании МЭК 61850 для обмена данными между ПС. Области, в которых требуется расширение существующих документов стандарта, позднее будут включены в актуальные версии глав стандарта.

Одним из примеров необходимого расширения может служить передача GOOSE-сообщений между объектами. На сегодняшний день GOOSE-сообщения могут передаваться только в режиме широковещательной рассылки всем устройствам, включенным в локальную сеть, однако они не могут проходить через сетевые шлюзы. В главе 90-1 описаны принципы организации туннелей для передачи GOOSE-сообщений между разными локальными сетями объектов.

IEC/TR 61850-90-5 ред. 1.0 Использование МЭК 61850 для передачи данных от устройств синхронизированных векторных измерений в соответствии с IEEE C37.118

Основная цель технического отчета 90-5 состояла в том, чтобы предложить метод передачи синхронизированных векторных измерений между PMU и системой СМНР. Данные, описанные стандартом IEEE C37.118-2005, передаются в соответствии с технологиями, предусмотренными МЭК 61850. Однако, помимо изначально поставленных задач, данный отчет также представляет профили для маршрутизации пакетов GOOSE (МЭК 61850-8-1) и SV (МЭК 61850-9-2).

Серия стандартов для других отраслей

Помимо рассмотренных документов в настоящее время рабочей группой 10, а также смежными рабочими группами разрабатывается еще 21 документ, которые войдут в состав серии стандартов МЭК 61850. Большая часть указанных документов будет опубликована в форме технических отчетов. Перечень дополнительных стандартов приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Перечень дополнительных стандартов

Номер стандарта	Краткое описание
IEC/TR 61850-7-5	Использование информационных моделей систем автоматизации подстанций
IEC/TR 61850-7-500	Использование логических узлов для моделирования функций систем автоматизации подстанций
IEC/TR 61850-7-520	Использование логических узлов объектов малой генерации
IEC/TR 61850-8-2	Назначение на веб-сервисы
IEC/TR 61850-10-2	Испытания на функциональную совместимость оборудования гидроэлектростанций
IEC/TR 61850-90-2	Использование стандарта МЭК 61850

	для организации связи между подстанциями и центрами управления
IEC/TR 61850-90-3	Использование МЭК 61850 в системах мониторинга состояния оборудования
IEC/TR 61850-90-4	Руководящие указания по инжинирингу систем связи на подстанциях
IEC/TR 61850-90-6	Использование МЭК 61850 для автоматизации распределительных сетей
IEC/TR 61850-90-7	Объектные модели для электростанций на базе фотоэлементов, аккумуляторов и других объектов с использованием инверторов
IEC/TR 61850-90-8	Объектные модели для электромобилей
IEC/TR 61850-90-9	Объектные модели для батарей
IEC/TR 61850-90-10	Объектные модели для систем планирования режимов работы объектов малой генерации
IEC/TR 61850-90-11	Моделирование свободно программируемой логики
IEC/TR 61850-90-12	Руководящие указания по инжинирингу распределенных сетей связи
IEC/TR 61850-90-13	Расширение состава логических узлов и объектов данных для моделирования оборудования газотурбинных и паротурбинных установок
IEC/TR 61850-90-14	Использование стандарта МЭК 61850 для моделирования оборудования FACTS
IEC/TR 61850-90-15	Иерархическая модель объектов малой генерации
IEC/TR 61850-100-1	Функциональное тестирование

	систем, работающих по условиям МЭК 61850
--	--

Представленные в таблице 3 разрабатываемые документы в виде технических отчетов в рамках стандарта МЭК 61850 расширяют его применение на целый спектр технологий в электроэнергетике. Значительная их часть посвящена малой и возобновляемой энергетике, например, отчеты об использовании логических узлов объектов малой генерации и испытаниях на функциональную совместимость различного малого генерирующего оборудования. Интересными документами являются отчеты, содержащие объектные модели для электромобилей и система хранения энергии, которые позже будут внедряться не только в зарубежных странах, но и в России.

Цели и задачи стандарта МЭК 61850

Цель серии стандартов МЭК 61850 заключается в обеспечении взаимодействия между IED-устройствами (Intelligent Electronic Device) от различных поставщиков или, точнее, между функциями, выполняемыми на подстанции, но резидентно находящимися на оборудовании (в физических устройствах) от различных поставщиков [6]. Функциями взаимодействия могут быть те функции, которые представляют интерфейсы для технологических функций (например, выключатель) или функций автоматизации подстанций, таких как функции защиты. В настоящем стандарте для описания концепций и методов, применяемых в МЭК 61850, использованы простые примеры функций.

1.1 Список использованных источников

[1] СТО 56947007-29.240.10.265-2019 Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС.

[2] Webstore International Electrotechnical Commission (сайт). URL <https://webstore.iec.ch/>.

[3] IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation (Стандарт).

[4] Александр Головин, Алексей Аношин Структура стандарта МЭК 61850 [сайт]. URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2012/10/18/struktura-standarta-me-k-61850/>.

[5] ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 1. Принципы и модели.

[6] Основные задачи стандарта протокола МЭК 61850 [сайт]. URL: <http://lectronmash.blogspot.com/2013/11/61850.html>.

2 Тенденции развития рынка цифровых подстанций

В данной теме описываются основные тенденции в области развития рынка цифровых подстанций. В качестве исходных материалов использовались обзоры крупных маркетинговых агентств и специализированных консалтинговых компаний, а также отчеты агрегаторов информации и крупных энергокомпаний.

Прогноз объемов мирового рынка

На рисунке 1 представлен объем мирового рынка решений и продуктов для ЦПС и форма его трендов по мнению ведущих мировых агентств [1]–[7].

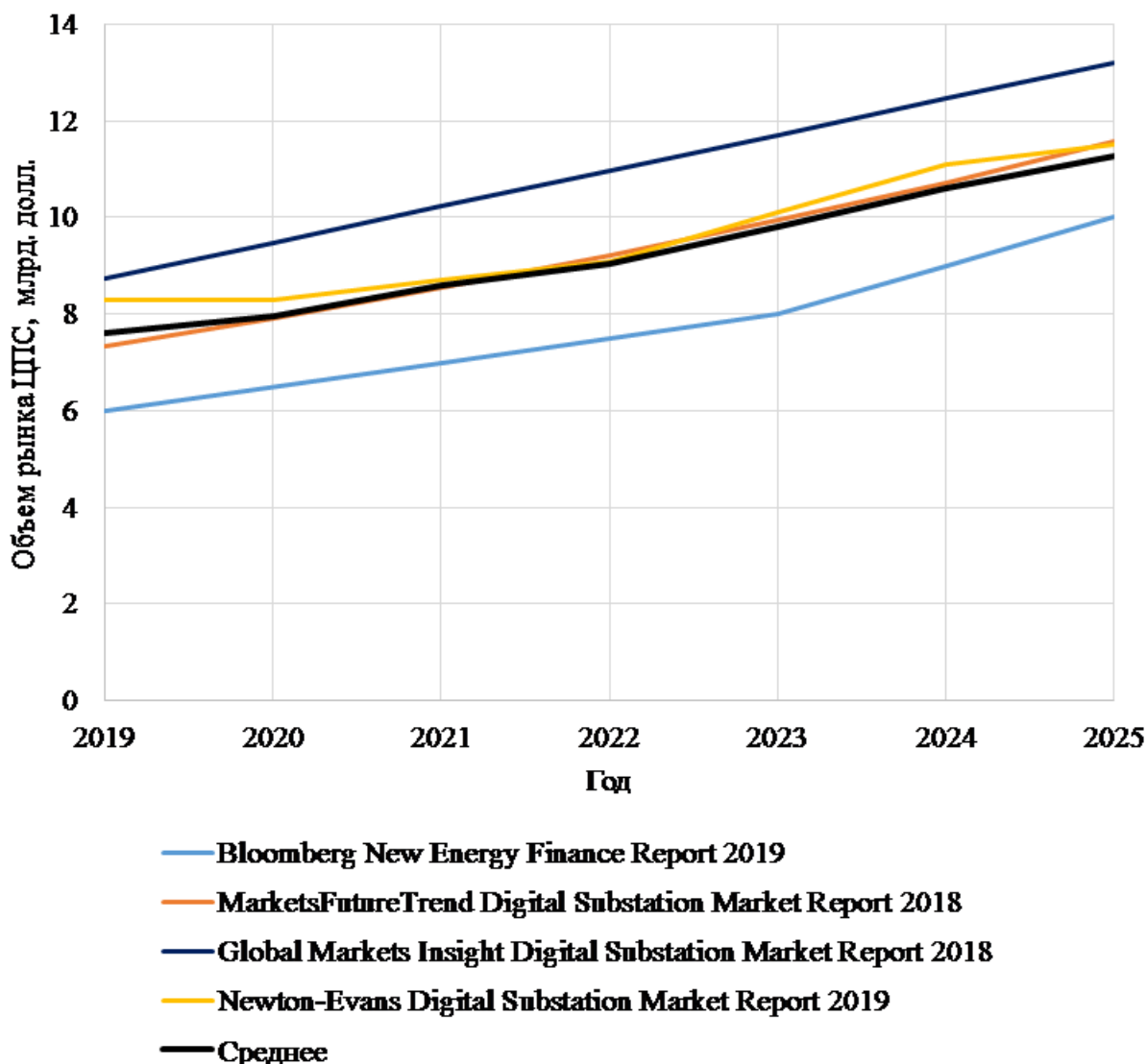


Рис. 1.1. Динамика изменения объема мирового рынка решения для ЦПС

Мировой рынок продуктов и решений для ПТК ЦПС характеризуется следующими особенностями:

1. Объем мирового рынка оценивается в 6–8,4 млрд долл по состоянию на 2019 г. и имеет тенденцию к росту до 10–13 млрд долл в перспективе 5 лет.

2. Тренд большинства агентств линейный или имеет слабо выраженную степень полинома – несколько больше 1. Это позволяет говорить о том, что мировые агентства оценивают рост рынка цифровых подстанций как связанный с ростом экономики в целом, а не связанный с кардинальными изменениями в структуре рынка цифровых подстанций или с появлением новых возможностей для применения стандарта МЭК 61850, что отражалось бы в трендах в виде полиномов более высокой степени.

На диаграмме, представленной на рисунке 2, можно выделить несколько групп стран, разделенных по востребованности решений на их рынках [6, 7].

К первой группе относятся Вьетнам, Египет, Румыния с небольшим, но устойчивым годовым рынком сбыта и востребованностью зарубежных решений, оцененной в пределах от 4,7 до 4,9 по 5-балльной шкале. Ко второй группе относятся Филиппины, Бангладеш, Нигерия с рынком около 0,1 млрд долл и востребованностью зарубежных решений от 4,6 до 5,0 по 5-балльной шкале. Мексику с рынком около 0,15 млрд долл и Индию с кратно большим рынком в 0,81 млрд долл объединяет невысокая востребованность зарубежных решений, оцененная в 4,2. В Индонезии с рынком около 0,25 млрд долл и Бразилии с рынком в 0,5 млрд долл зарубежные решения востребованы на 4,7 или даже 5,0 баллов. Китай с занимает до 30 % мирового рынка ПТК ЦПС и также испытывает колоссальную потребность в цифровизации энергетики. Однако, Китай также и самостоятельно развивает технологии ЦПС и на рынках небогатых развивающихся стран является конкурентом для российских решений. Таким образом, можно выделить небольшие перспективные рынки для России – это Египет и Вьетнам, а также крупные рынки с большой конкуренцией – это Индонезия и Индия.

На рисунке 3 представлено общее количество введенных в эксплуатацию энергообъектов, на которых реализуются элементы ЦПС в ПАО «Россети».

На рисунке 4 представлено относительное количество цифровых подстанций относительно отчетного в ПАО «Россети» [8]–[10].

Следует отметить, что многие подстанции начинали проектироваться и сдаваться в эксплуатацию до принятия программы цифровизации. Начиная с конца 2018 – начала 2019 г., все вновь сооружаемые подстанции планируется оснащать элементами ЦПС. Аналогичная ситуация складывается и для Уральского региона (см. рисунок 5).

Следует отметить, что многие подстанции начинали проектироваться и сдаваться в эксплуатацию до принятия программы цифровизации. Начиная с конца 2018 – начала 2019 г., все вновь сооружаемые подстанции планируется оснащать элементами ЦПС. Аналогичная ситуация складывается и для Уральского региона (см. рисунок 5).

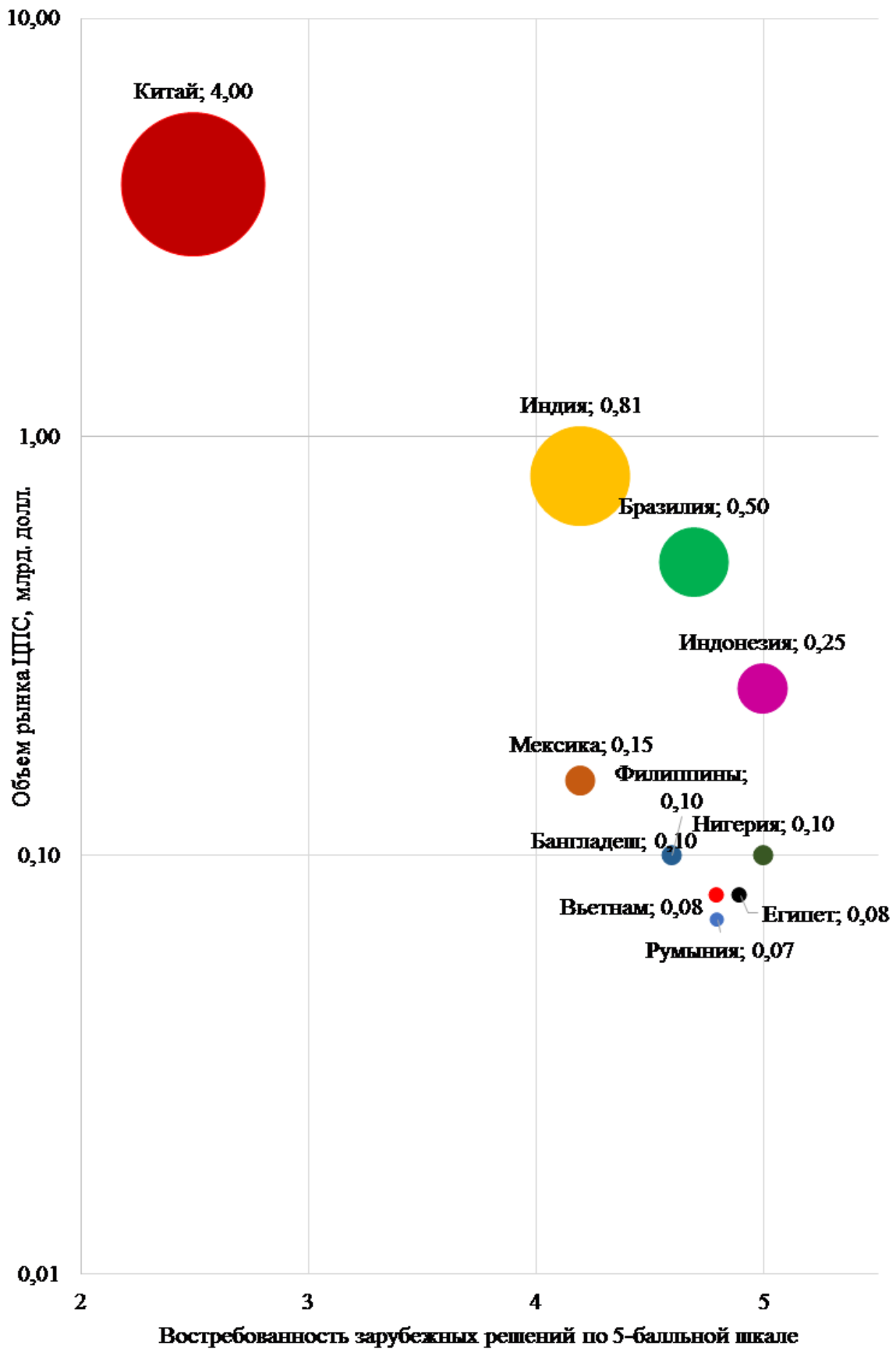


Рис. 2 . Перспективные развивающиеся рынки для Российских производителей



Рис. 3. Количество введенных в эксплуатацию ЦПС в ПАО «Россети»

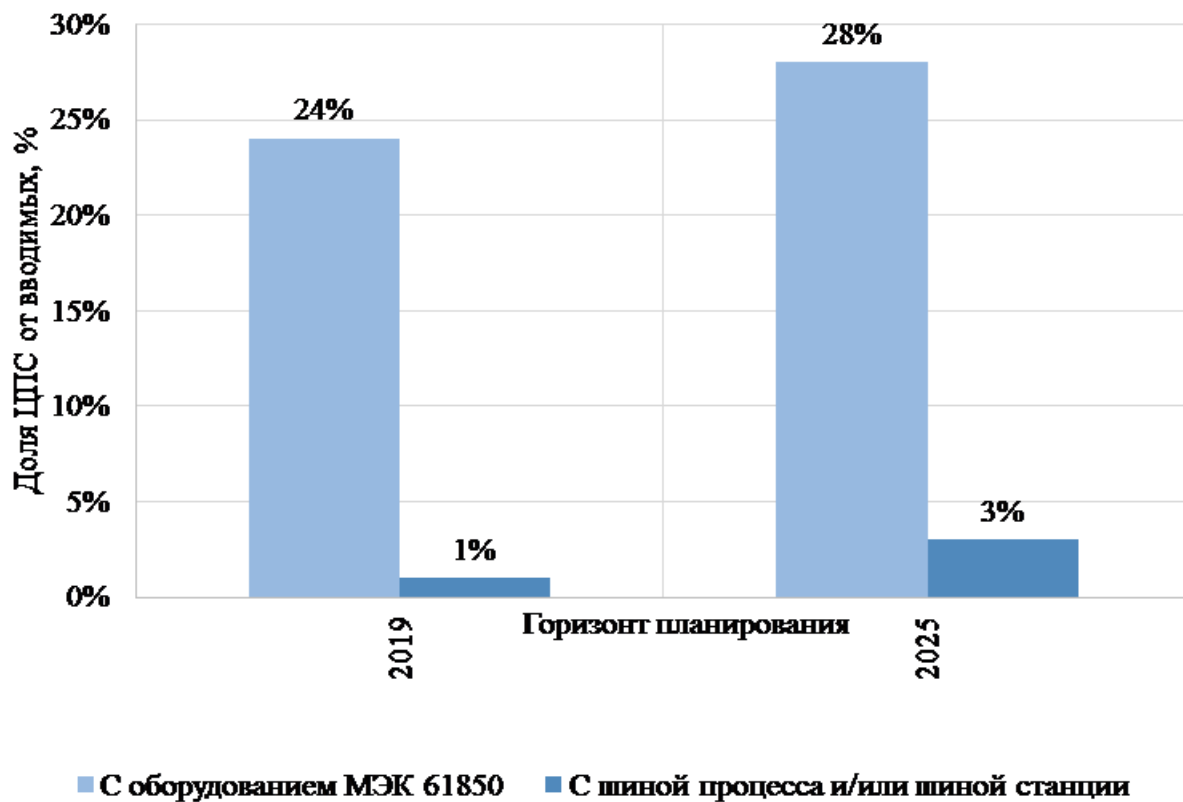


Рис. 4. Количество введенных в эксплуатацию ЦПС в ПАО «Россети» в относительном выражении

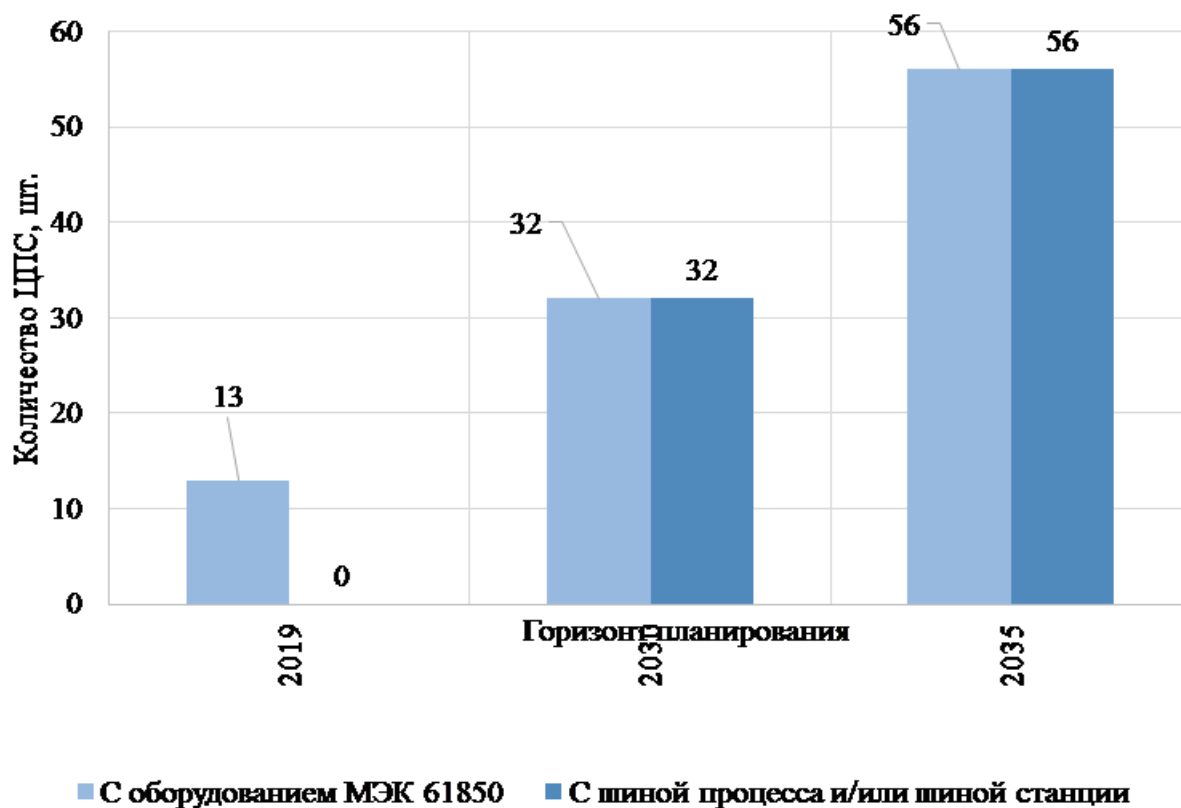


Рис. 5. Количество введенных в эксплуатацию ЦПС в «Россети – Урал»

Как видно из диаграммы, ситуация по отдельным дочернезависимым обществам схожа с той, что наблюдается в целом по головной организации.

Общее количество подстанций, введенных в эксплуатацию с применением оборудования, поддерживающего стандарт МЭК 61850, составляет 13 единиц. При этом отсутствуют полностью цифровые подстанции, получающие сигналы измерений в виде SV-потокосов и использующие шину процесса и шину станции. В перспективе 100 % от вновь вводимых подстанций ожидается с реализацией по одному из вариантов архитектуры ЦПС. Отличие заключается в том, что, с учетом динамики ввода в рамках электрической сети меньшего размера, горизонт планирования для перехода на полностью соответствующие концепции ЦПС решения оказывается больше – до 2035 года.

Ситуация по магистральным электрическим сетям аналогична той, что наблюдается по распределительным сетям (см. рисунок 6) [11].

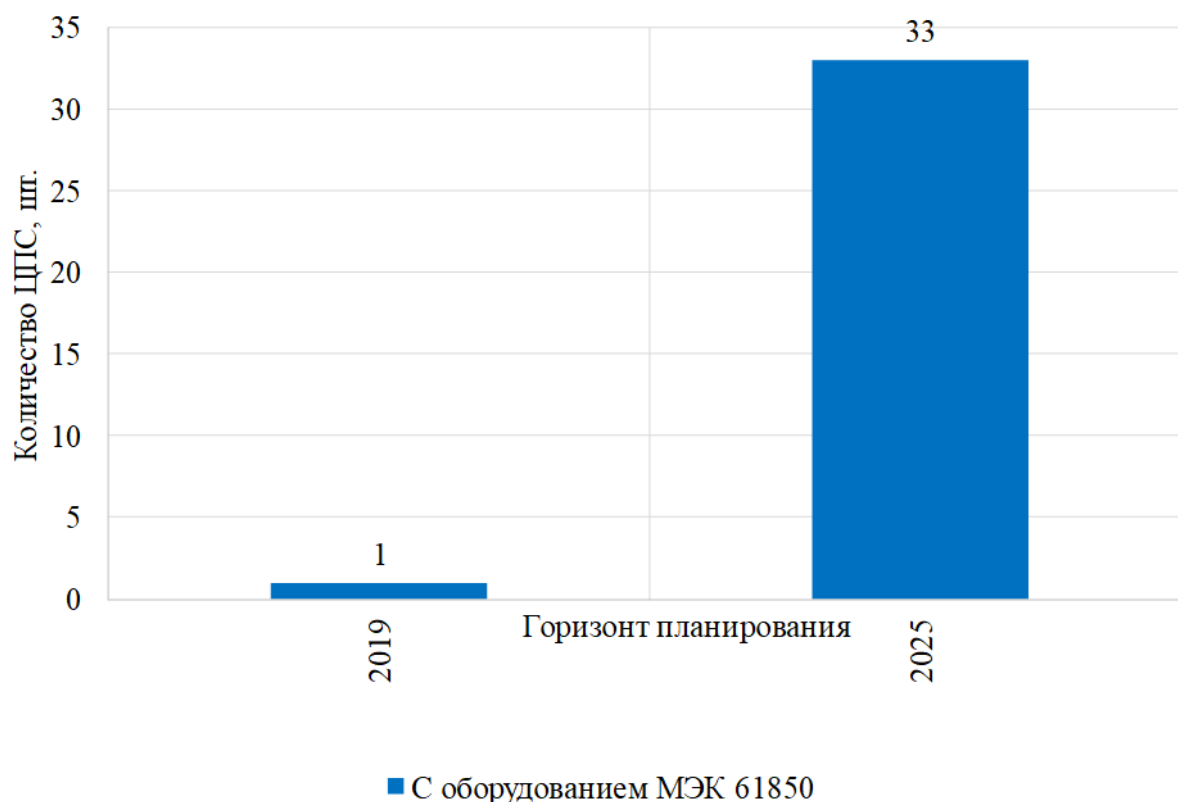


Рис. 6. Количество введенных в эксплуатацию ЦПС в ПАО «ФСК ЕЭС»

Общее количество подстанций, введенных в эксплуатацию с применением оборудования, поддерживающего МЭК 61850, составляет 1 единица (2-3 строятся и проходят стадию пусконаладочных работ).

В таблице 1 приведены составляющие программы цифровизации ПАО «Россети».

Таблица 1

Составляющие затрат на цифровизацию электроэнергетики

Статья расходов, млрд руб.	Период		
	2019-2022	2023-2025	2026-2030
Приборы учета	120	33	5
Телемеханизация	81	123	49
Связь	74	110	43
Кибербезопасность	50	79	30
Управляемые элементы сети	16	85	85

Системы управления	29	70	30
Цифровые вторичные системы подстанций	0	75	113
Итого:	370	575	355

Анализ показывает, что статьи расходов в перспективе меняются. В ближайшей перспективе актуальным становится внедрение знакомых всем приборов учета электроэнергии. В период до 25 года средства будут расходоваться в основном на развитие систем телемеханики и связи и только до 30 года планирует масштабный переход существующих подстанций на цифровые вторичные системы.

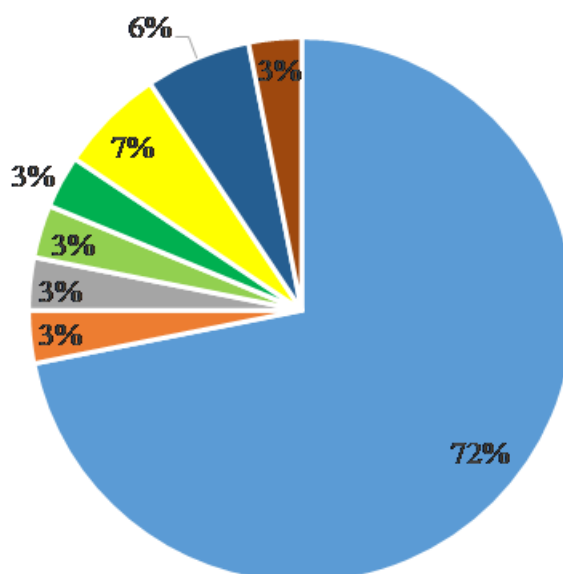
Структура рынков цифровых подстанций

На рисунке 7 показано распределение внедряемых цифровых объектов в различных странах мира [12]–[14]. Здесь основные усилия могут быть направлены на создание комплексов защиты и автоматизации объектов сетевого комплекса с последующим расширением их функций для охвата электрической части станций.



Рис. 7. Сфера развития МЭК 61850 в ЭЭС на примере выборки из 20 стран – от развивающихся до наиболее развитых

На рисунке 8 приведено распределение основных потребителей решения для цифровых подстанций.



- Россети и ФСК ЕЭС
 - Фортум
 - Татэнерго
 - Транснефть
- РусГидро
 - Башкирская электросетевая компания
 - Роснефть
 - Другие

Рис. 8. Основные потребители решений ПТК ЦПС

Государственные сетевые компании создают 2/3 рынка. Иные субъекты энергетики – намного меньший, но стабильный с точки зрения финансирования сегмент рынка, который целесообразно рассматривать как среднесрочный и долгосрочный. Помимо упомянутых крупных субъектов, могут существовать отдельные внесистемные потребители решений для цифровых подстанций, такие как системные интеграторы, энергосервисные компании, занимающиеся автоматизацией промышленных процессов, поставщики установок малой и распределенной генерации. Они объединены в категорию «другие».

Важнейшим является вопрос, для сетей каких классов напряжения будет применяться соответствующий комплекс для ЦПС. Класс напряжения определяет мощность и требования к надежности, набор и состав функций, количество информации на входе и выходе с ЦПС, а также его технико-экономические характеристики [15]. Распределение приведено на рисунке 9.

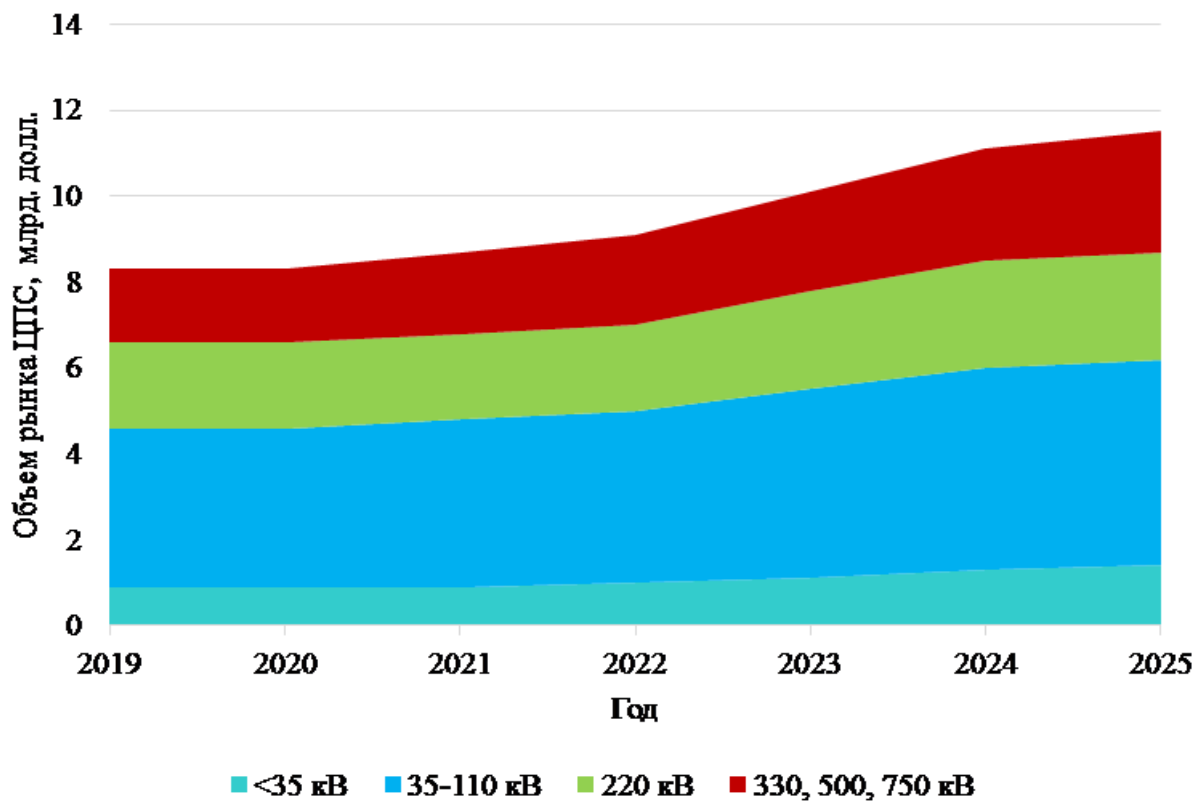
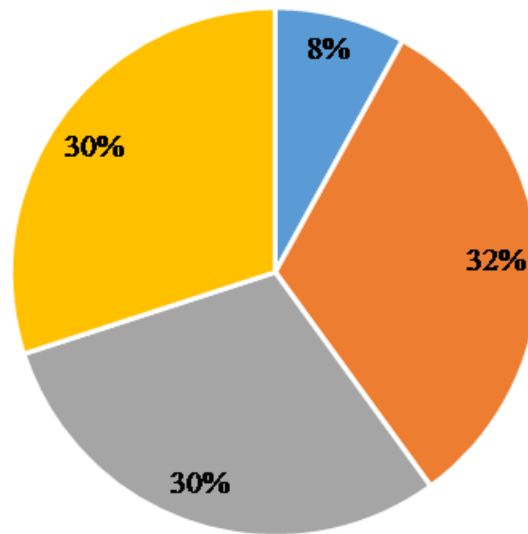


Рис. 9. Классы напряжения объектов под внедрение ПТК ЦПС

Практически половина решений по ЦПС в мире реализуется на классах напряжения 35–110 кВ. Это обусловлено необходимостью достаточно высокой степени оснащённости новых объектов распределительных сетей средствами защиты и автоматизации, телеметрии телеуправления, что увеличивает экономический эффект от применения ЦПС. Классы напряжения 220 кВ и сверхвысокие классы напряжения занимают по 20–25 %. Применение ЦПС для данных подстанций сдерживает общая дороговизна решений и необходимость резервирования по соображениям надёжности. В остатках – сети низкого и среднего класса напряжения, характерные для систем электроснабжения.

Для понимания наиболее востребованных в перспективе функций цифровых подстанций рассмотрим спрос на них (см. рисунок 10) [16]–[18].



- SCADA
- Локальные РЗА
- Распределенные РЗА (дифференциальные защиты ВЛ и др.)
- Централизованные системы автоматики и релейной защиты

Рис. 10. Распределение систем ПТК ЦПС по степени востребованности на рынке

Из анализа приведенной на рисунке 10 диаграммы можно сделать вывод, что в первую очередь востребованы все устройства релейной защиты и автоматизации, при этом приблизительно в равной степени. Это связано с тем, что организация информационного обмена изначально не требует столь глубоких, полнофункциональных и затратных решений, как применение МЭК 61850. При этом интерес представляет глубина решений для реализации соответствующих систем. Соответствующая статистика на примере мирового рынка представлена на рисунке 11.

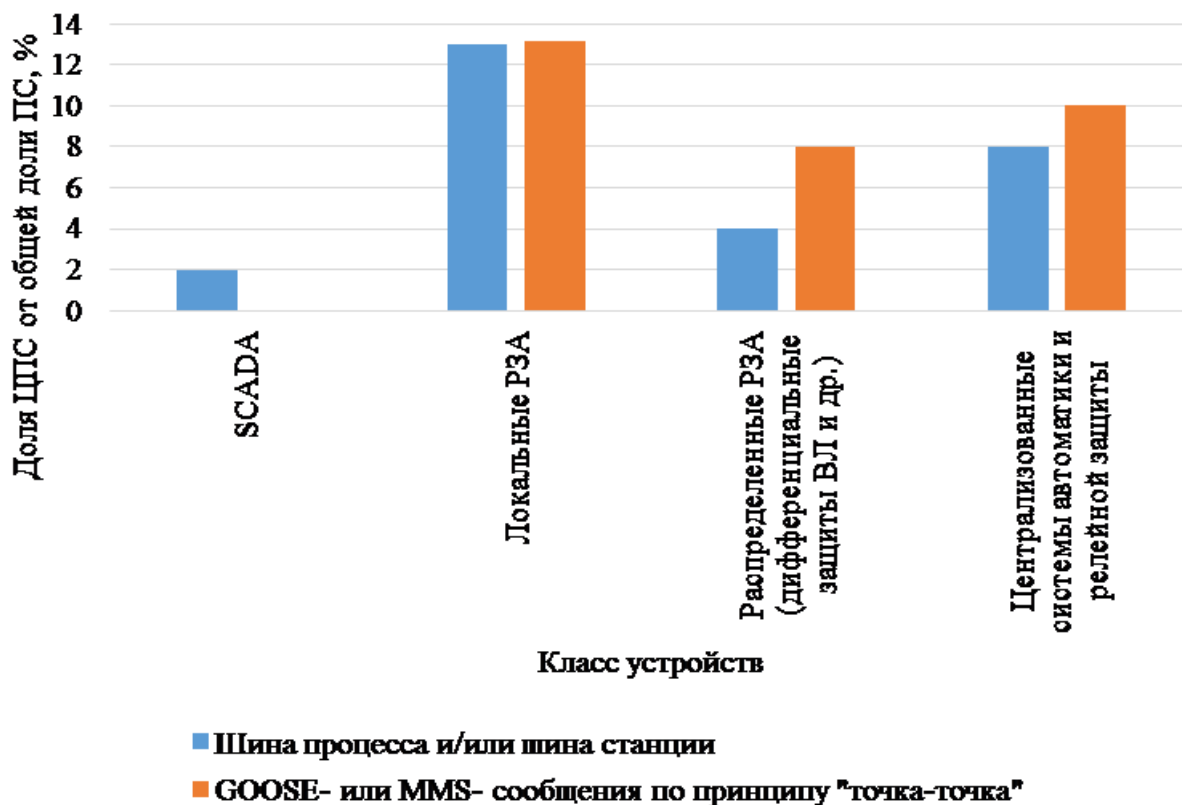


Рис. 11. Распределение решений ЦПС по степени задействованности шины процесса и/или шины станции

Смысл в реализации системы SCADA на подстанции без создания отдельных информационных подсистем с целью их дальнейшего объединения отсутствует. Примерно одинаковая доля решений по локальным РЗА и централизованным устройствам выполняется как с использованием полноценной архитектуры ЦПС, так и с использованием устройств, взаимодействующих между собой по принципу «точка-точка».

Основные игроки рынка цифровых подстанций

Доли игроков мирового рынка по данным Global Control [19] распределились следующим образом, как показано на рисунке 12.

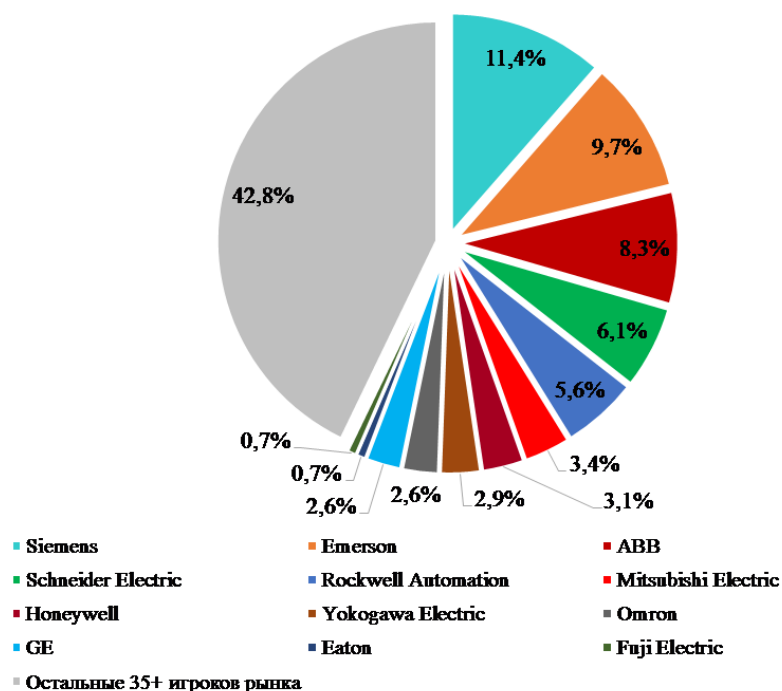


Рис. 12. Доли производителей на мировом рынке цифровых решений для электроэнергетики и промышленной автоматизации в 2018 г.

Рынок обладает высочайшей конкуренцией, нет единого доминирующего игрока с долей, которая была бы существенно больше 10 %. Кроме того, четверть рынка с суммарной долей 25,8 % занимает тройка профильных электроэнергетических компаний – Siemens, ABB и Schneider Electric. Крупнейшие мировые компании, позиционирующие себя как производители универсальных решений по промышленной автоматизации – Rockwell Automation и Honeywell – заметно уступают на специализированном рынке профильным компаниям и в сумме на двоих занимают 8,7 % рынка.

Поскольку рынок решений для цифровых подстанций проходит стадию становления, по состоянию на 2020 г. нет достоверных данных о долях игроков рынка. Однако, можно оценить общие тренды рынка, например, в части релейной защиты и автоматизации, на котором все игроки рынка в настоящее время представляют свои решения [20]–[22]. На рисунках 13 и 14 отображены ретроспективные данные по решениям по защите и автоматизации.

2010

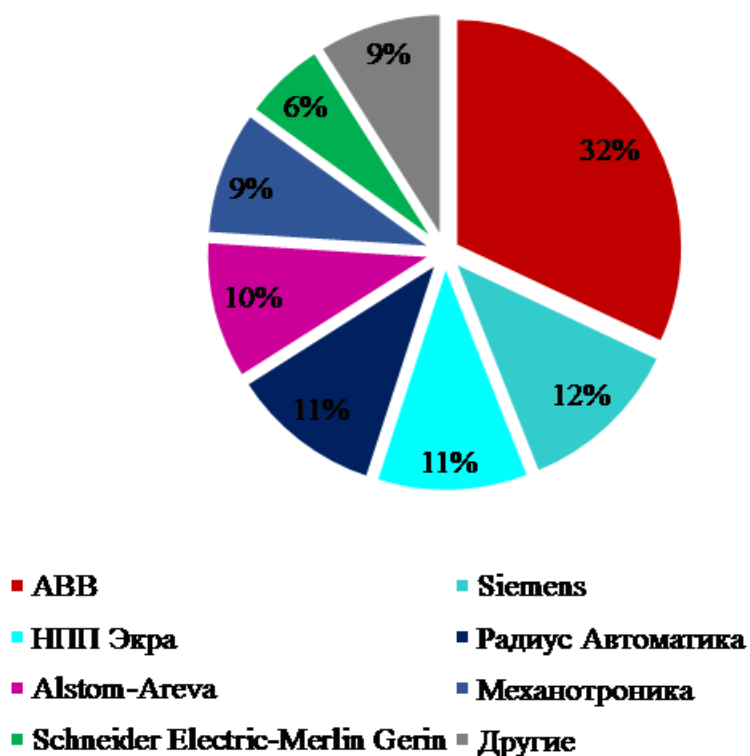


Рис. 13. Ретроспектива рынка решений по защите и автоматизации ПС 2010

2014

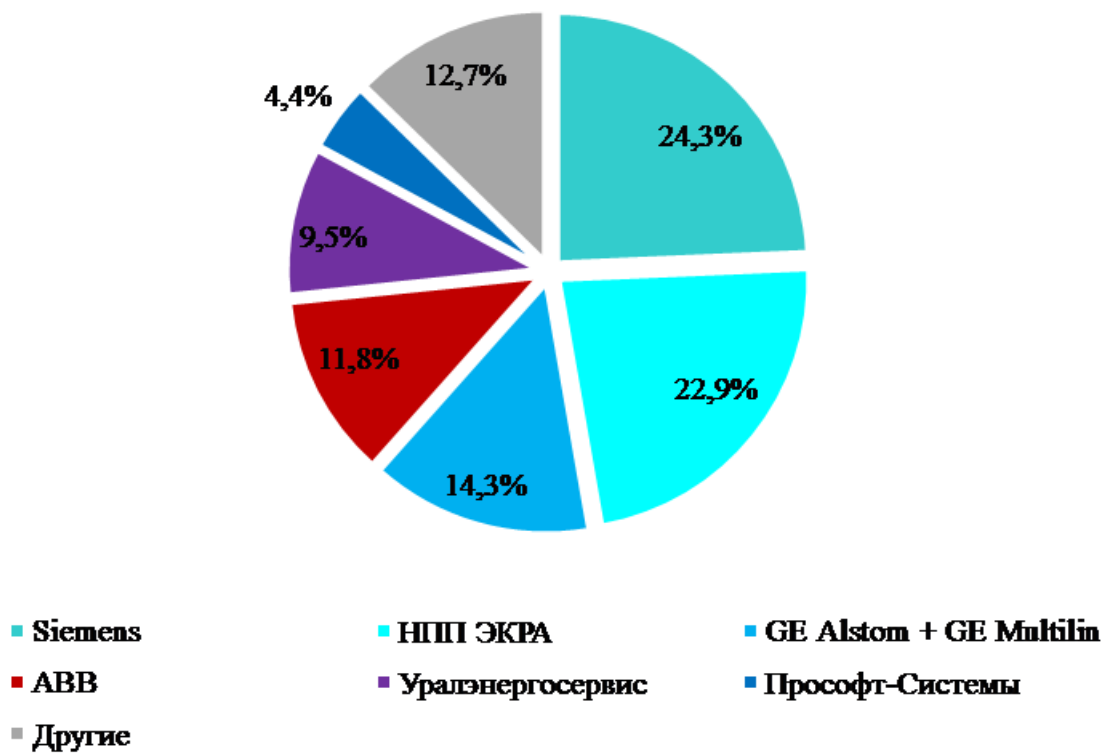


Рис. 14. Ретроспектива рынка решений по защите и автоматизации ПС 2014

Исторически российский рынок, по аналогии с мировым, является весьма конкурентным, на нем присутствуют не менее 6–9 крупных производителей решений по цифровизации подстанций (см. рисунки 15 и 16).

2018

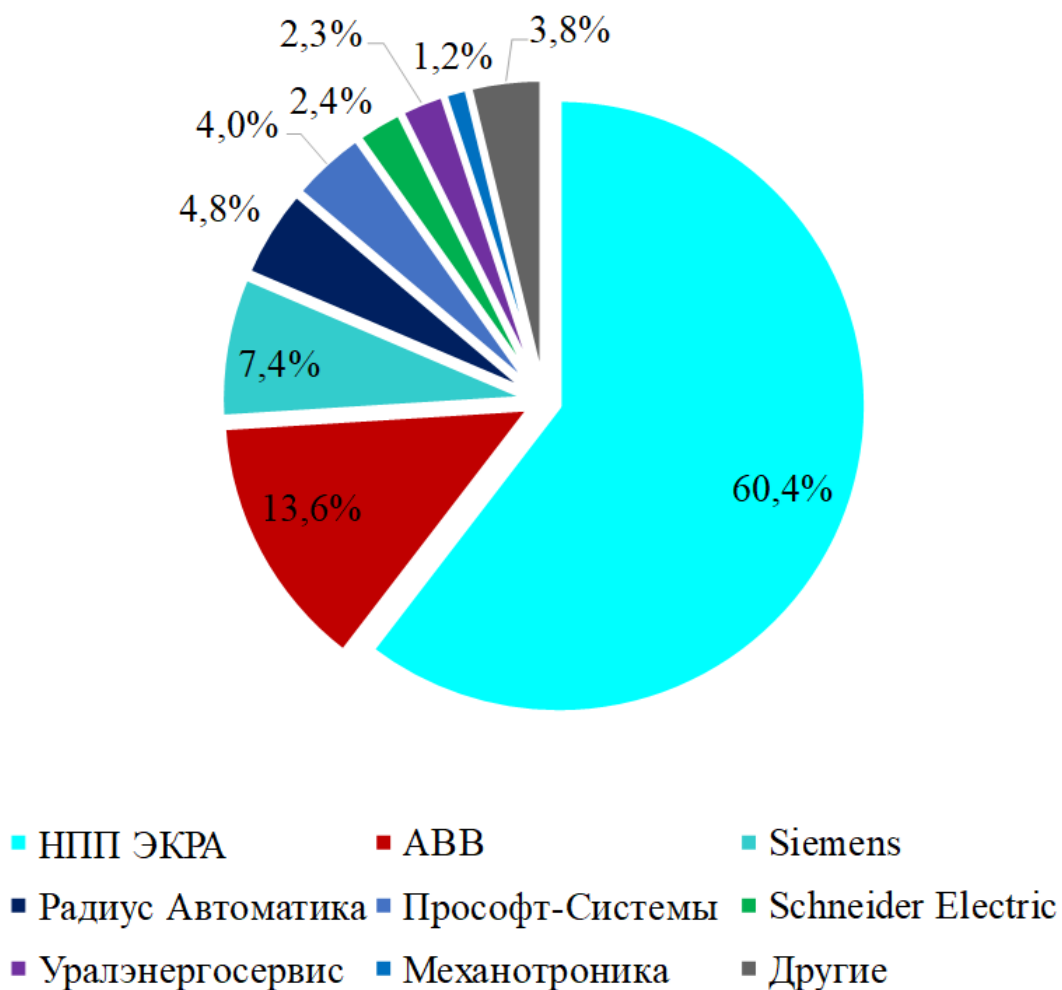


Рис. 15. Текущее состояние рынка решений по защите и автоматизации по данным отраслевого обзора «РусГидро»

2018

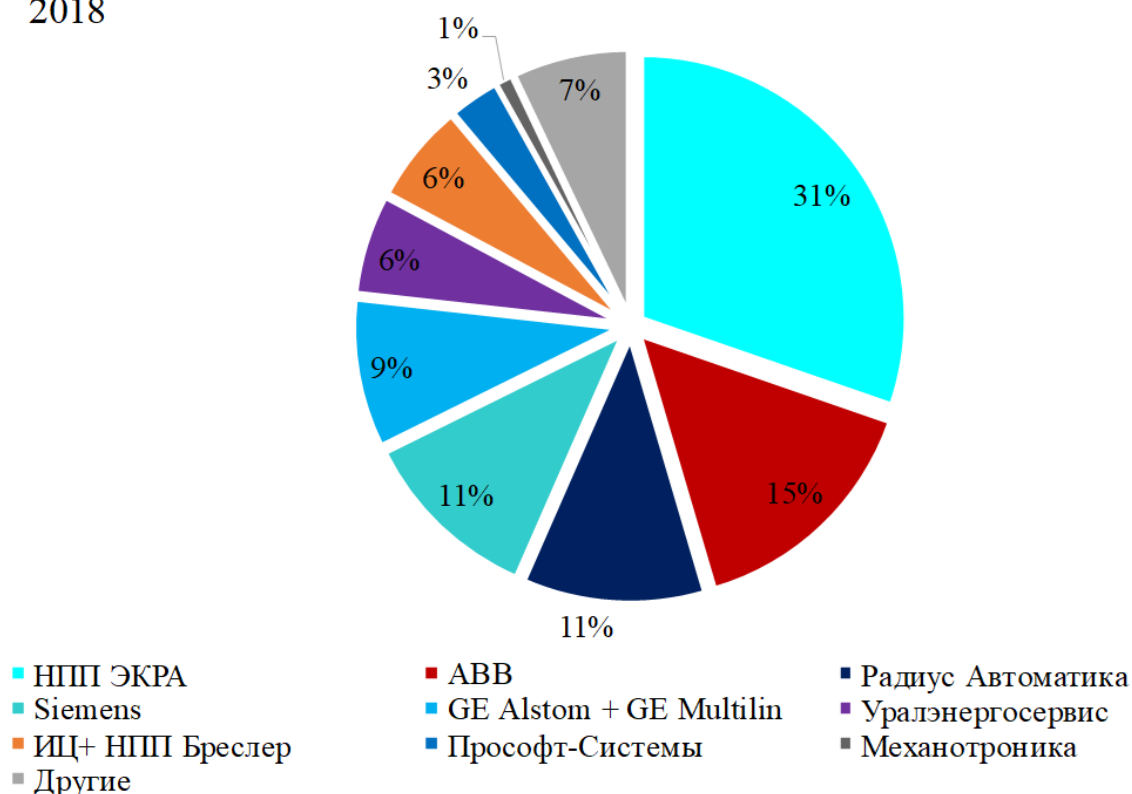


Рис. 16. Текущее состояние рынка решений по защите и автоматизации по данным отраслевого обзора АО «СО ЕЭС»

Тройка лидеров российского рынка включает НПП «ЭКРА», АБВ и Siemens. При этом за последние 10 лет «ЭКРА» нарастила долю рынка с 11 до 31 %. Компания «Прософт-Системы» занимает, по различным оценкам, 3,0–4,4 % рынка устройств защиты и автоматизации, демонстрируя средние темпы роста доли рынка в 0,6 % в год.

2.1 Список использованных источников

[1] J. McCray, Smart Cities and the Smart T&D Electric Grid / Industry Insight. Navigant research, 2016.

[2] Что такое цифровая экономика? Тренды, компетенции, измерение / Доклад. НИУ ВШЭ, 2019.

[3] IDC FutureScape: Worldwide Digital Transformation 2019 / International Data Corporation, 2019.

[4] Worldwide Internet of Things Forecast, 2018–2022 / International Data Corporation, 2018.

[5] Global Digital Substation Market Forecast 2019-2027 / Market Report. MarketResearch.com, 2019.

[6] Digitalization Could Provide \$38 Billion in Benefits to Energy / Bloomberg New Energy Finance, 2019.

[7] Market for Digitalization in Energy Sector to Grow to \$64BN by 2025 / Bloomberg New Energy Finance, 2019.

[8] Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. перспективой до 2025 г. / ПАО «Россети», 2016.

[9] Концепция «Цифровая трансформация 2030» / ПАО «Россети», 2018.

[10] Пилюгин А. В. Цифровой РЭС – Новый уровень надежности сети / ПАО «Россети», 2019.

[11] Программа инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 годы с перспективой до 2025 года / ПАО «ФСК ЕЭС», 2016.

[12] Wide Variations in Networking Technologies Used for Substation Communications Noted / Newton-Evans Research Company, 2019.

[13] Worldwide Study of the Protective Relay Marketplace in Electric Utilities: 2019-2022 / Newton-Evans Research Company, 2019.

[14] The World Market for Substation Automation and Integration Programs in Electric Utilities: 2017-2020 / Newton-Evans Research Company, 2017.

[15] Digital Substation / Market Report, Global Markets Insight, 2018.

[16] Wide Variations in Networking Technologies Used for Substation Communications Noted / Newton-Evans Research Company, 2019.

[17] Worldwide Study of the Protective Relay Marketplace in Electric Utilities: 2019-2022 / Newton-Evans Research Company, 2019.

[18] The World Market for Substation Automation and Integration Programs in Electric Utilities: 2017-2020 / Newton-Evans Research Company, 2017.

[19] L. O'Brien, C. Polsonetti, H. Forbes, M. Guilfoyle and E. Cosman, Top 50 Global Automation Vendors / Controlglobal.com, 2019.

[20] Гуревич В. И. Проблемы микропроцессорных устройств релейной защиты: кто виноват и что делать? / Технические и программные средства систем автоматизации. Релейная защита, № 7, 2010.

[21] Кузьмичев В. А., Коновалова Е. В., Захаренков А.Ю., Итоги эксплуатации микропроцессорных устройств РЗА в ЕНЭС России / Материалы презентаций. ОАО «Фирма ОРГРЭС», 2014.

[22] Соболев А. А. Распределение установленных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики по производителям / Материалы весенней студенческой энергетической школы. ПАО «РусГидро», 2019.