

Приложение 3

Проект

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № ___ от _____ 2020 года

**Методические рекомендации по цифровизации объектов
электросетевого хозяйства и организации эксплуатации
электроустановок на базе цифровых технологий**

Москва

2020

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	4
2. Основные термины и определения.....	5
3. Инновационное развитие	7
4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям	8
5. Полнофункциональная целевая модель автоматизации цифровой сети	14
6. Базовый технологический уровень для развития цифровых сетей ...	16
7. Детальный план - график реализации цифровизации на «базовом уровне»	26
8. Алгоритм приоритезации объекта цифровизации	27
9. Кадровое обеспечение	28
10. Переход к цифровым РЭС, цифровым ПС и ЛЭП - элементам цифровых электрических сетей	29
Приложение 1. Организационный план мероприятий по развитию цифровых сетей	31
Приложение 2. Перечень первоочередных научно-исследовательских работ по созданию цифровой сети	36
Приложение 3. Перечень первоочередных Стандартов организации для создания цифровой сети	38

Обозначения и сокращения

ADMS	Платформа верхнего уровня с единым пользовательским интерфейсом
AMI	Способ линейного кодирования
IEEE	Институт инженеров электротехники и электроники
IP	Уникальный сетевой адрес узла в компьютерной сети
IT	Информационные технологии
IVR	Интерактивное голосовое меню
АБ	Аккумуляторная батарея
АВР	Автоматический ввод резерва
АСДУ	Автоматизированные средства диспетчерского и технологического управления
АСКУЭ	Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСУ	Автоматизированная система управления
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
КЭ	Качество энергии
ЛЭП	Линия электропередачи
МЭК	Международная электротехническая комиссия
ОИУК	Оперативный информационно-управляющий комплекс
ОМП	Определение места повреждения
ПА	Противоаварийная автоматика
ПКЭ	Показатель качества электроэнергии
ПС	Электрическая подстанция
ПТК	Программно-технический комплекс
РИСЭ	Резервный источник снабжения электроэнергией
РЗА	Релейная защита и автоматика
РПН	Регулирование под напряжением
РЭС	Район электрических сетей
СВИ	Синхронные векторные измерения
ССПИ	Система сбора и передачи информации
ТОиР	Техническое обслуживание и ремонт
ТМ	Телемеханика
ТИ	Телеизмерение
ТС	Телесигнализации
ТУ	Телеуправление
ЩПТ	Щит постоянного тока
ЭСХ	Электросетевое хозяйство

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие Методические рекомендации по цифровизации объектов электросетевого хозяйства и организации эксплуатации электроустановок на базе цифровых технологий (далее - Методические рекомендации) разработаны в соответствии с п.3 Плана работы Рабочей группы по надежности работы оборудования, охране труда и разработке системы взаимодействия при технологических нарушениях на 2019 - 2021 гг.

1.2. Целью Методических рекомендаций является обобщение и систематизация требований по цифровизации объектов ЭСХ для обеспечения всех потенциальных пользователей необходимой методической информацией и общими данными. Настоящие Методические рекомендации не вносят изменений в правовые и нормативные акты государств-участников СНГ для определения цифровых технологий.

1.3. Результатами внедрения цифровизации объектов ЭСХ являются:

- локализация аварийных событий в электрических сетях;
- применение автоматических алгоритмов восстановления сети электроснабжения;
- сокращение времени поиска поврежденного элемента;
- мониторинг и online диагностика;
- повышение безопасности персонала;
- снижение величины потерь при передаче электрической энергии;
- повышение наблюдаемости объектов электрической сети;
- повышение качества электроснабжения потребителей;
- снижение операционных издержек на производственную деятельность и снижение диспетчерской нагрузки.

1.4. Перспективным в части решения задач повышения общей эффективности цифровизации объектов ЭСХ является следующий функционал:

- развитие систем мониторинга технического состояния оборудования (концепция интеллектуального мониторинга);
- система управления производственными активами и управления организацией ТОиР оборудования, техпервооружения и реконструкции сетевых объектов;
- автоматизация процессов организации технологического присоединения к сетям;
- системы автоматизированного проектирования развития электрических сетей.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Затраты текущей деятельности (ОРЕХ) - затраты, которые несет энергопредприятие в процессе текущей деятельности для обеспечения функционирования.

Инновация - конечный результат инновационной деятельности, получивший воплощение в виде нового или усовершенствованного продукта (товара, работы, услуги), производственного процесса, нового маркетингового метода или организационного метода в ведении деятельности, организации рабочих мест или во внешних связях.

Инновационная деятельность - комплекс научных, технологических, организационных, финансовых и коммерческих мероприятий, направленных на реализацию инновационных проектов, а также на создание инновационной инфраструктуры и ее обеспечение.

Инновационный проект - комплекс мероприятий, ограниченных по времени и ресурсам, направленных на получение инновации, ее пилотной апробации, внедрение, коммерциализацию научных и (или) научно-технических результатов.

Капитальные затраты (CAPEX) - капитальные затраты или расходы, которые несет энергопредприятие.

Общая информационная модель (СИМ модель) - открытый стандарт, определяющий представление управляемых элементов информационных технологий среды в виде совокупности объектов и их отношений, предназначенный обеспечить унифицированный способ управления такими объектами, вне зависимости от их поставщика или производителя.

Оперативно-технологическое управление (ОТУ) - совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов ЭСХ.

Пилотный проект - проект, в составе которого предусмотрено применение инновационных технических решений (новой техники, систем управления, защиты и диагностики и так далее), с целью их апробации на конкретном объекте.

Средний индекс длительности прерываний в работе системы (SAIDI) - средняя продолжительность перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение общей продолжительности длительных ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

Средний индекс частоты прерываний в работе системы (SAIFI) - среднее количество длительных перерывов в электроснабжении на одного потребителя в год или отношение количества ежегодных перерывов в работе системы к общему количеству потребителей.

Центр подготовки персонала - учебные центры, учебно-тренажерные центры, центры подготовки персонала, учебно-курсовые комбинаты и другие учебные заведения профессионального образования.

Цифровая организация - организация в которой модернизированы/оптимизированы процессы для использования исключительно цифровых технологий управления производственными процессами и финансово - хозяйственной деятельности.

Цифровая подстанция (ЦПС) - подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами подстанции, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Цифровая сеть - высокоавтоматизированная сеть, обеспечивающая наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемая в режиме on-line и отслеживающая параметры и режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, поддерживающая функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающая интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей.

Цифровой РЭС - высокоавтоматизированный район электрических сетей, обеспечивающий наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемый в режиме on-line и отслеживающий параметры и режимы работы всех участников процесса передачи и потребления электроэнергии, поддерживающий функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающий функционирование системы управления энергопотреблением, интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей и устройствами распределенной генерации, а также интеллектуальный учет потребляемой и вырабатываемой электроэнергии.

Цифровой центр управления сетями (ЦУС) - структурное подразделение сетевой организации (ее филиала), осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении объектов ЭСХ, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности данной сетевой организации или в установленных законодательством государств-участников СНГ случаях - в отношении объектов ЭСХ и энергопринимающих установок, принадлежащих иным собственникам, с высоким уровнем автоматизации, достигаемым посредством применения высокотехнологичных интеллектуальных программно-технических комплексов и информационных

систем, позволяющих осуществлять функции оперативно-технологического управления ЭСХ и обеспечивающих наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования в режиме on-line.

Энергопредприятие - самостоятельный хозяйствующий субъект, созданный в порядке, установленном законодательством для производства продукции, выполнения работ и оказания услуг в целях удовлетворения общественных потребностей и получения прибыли.

3. ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ

В настоящее время ЭСХ исчерпало возможности экстенсивного развития.

Рост числа потребителей компенсируется ростом их энергоэффективности, что в свою очередь приведет к стагнирующему росту полезного отпуска из сети.

Анализ данных показывает следующие наметившиеся тенденции в развитии объектов ЭСХ:

- резкое снижение темпа сокращения технологических потерь;
- заморозка темпов снижения аварийности;
- достижение надежности за счет многократного резервирования из-за избыточного сетевого строительства;
- увеличение процента износа основного оборудования, который ведет к снижению качества услуг по передаче электроэнергии;
- отсталость технологической базы для принятия инноваций.

Наиболее важные (ключевые) направления инновационного развития (с возможностью периодического пересмотра в случае существенного изменения внешних или внутренних факторов):

- переход к цифровым сетям с распределенной интеллектуальной системой автоматизации и управления:
 - создание единой информационной модели сети;
 - создание вертикально-интегрированной цифровой системы - ЦУС;
 - переход к ЦПС различного класса напряжения;
 - переход к цифровым РЭС, с изменением самой системы эксплуатации сети;
 - переход к ЛЭП, оснащенным цифровыми системами мониторинга (цифровые ЛЭП);
 - переход к комплексной автоматизации систем управления;
 - применение новых технологий и материалов в электроэнергетике.

В общем случае, для ЭСХ характерен постоянный объем и характер расходов. Рост числа энергопотребителей и затрат на их присоединение значительно опережает рост операционных расходов. Таким образом,

единственным направлением повышения эффективности работы - является снижение ОРЕХ.

Задачи инновационного развития, и в первую очередь технологий, направленных на цифровизацию, должны обеспечить преимущество в темпах снижения ОРЕХ, исключив при этом рост удельных расходов организации.

Задача инноваций и процессов цифровизации - быстро удешевить развитие и, главным образом, содержание инфраструктуры, управления технологическими процессами и финансово-хозяйственной деятельностью.

Это позволит значительно сократить время перехода на качественно новые потребности существующей экономики и потребителей, одновременно являющиеся и новыми стратегическими задачами организации:

- новые запросы потребителей: высокое качество и надежность энергоснабжения; развитие новых сервисов (тарифное регулирование, малая генерация, электротранспорт, управление энергоэффективностью);
- обеспечение доступности инфраструктуры для всех видов потребителей;
- обеспечение нового уровня эффективности: низкий удельный ОРЕХ и САРЕХ, минимальные потери.

Инновационное развитие и процессы цифровизации качественно решают все три задачи в развитии ЭСХ.

4. ПЕРЕХОД К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ ЦИФРОВЫМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Цифровая сеть - это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ЛЭП, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов стандартов МЭК.

Важная характеристика цифровой сети - взаимодействие с потребителем и генерацией, предоставление услуг, ведется только через администрирование в цифровой сети, после авторизации. Это качественно отличает существующее положение дел, когда потребитель получает услугу сразу после физического подключения к сети.

Цели создания цифровой электрической сети:

- повышение надежности сети;
- повышение экономической эффективности;
- снижение человеческого фактора и ресурсов;
- снижение затрат.

4.1. Целевая технологическая модель цифровой сети.

Целевая технологическая модель цифровой сети - сеть, которая в реальном времени отслеживает режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии. Получая обратную связь через разветвленную систему датчиков в режиме on-line, интеллектуальная сеть автоматически реагирует на все изменения, происходящие в сети, принимая оптимальные решения для предотвращения аварий и осуществления энергоснабжения с максимальной надёжностью и экономической эффективностью.

4.2. Характеристики интеллектуальной цифровой сети.

Ключевые характеристики интеллектуальной цифровой сети:

- самодиагностика и способность к самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов;
- самостоятельное функционирование, включая управление сетью, частью сети;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг;
- оперативное обнаружение отключений в сети;
- удаленное отключение/включение потребителя;
- оперативное реагирование на попытки вмешательства;
- выявление дефектов в сети низкого напряжения;
- изменение тарифного плана по запросу потребителя;
- расчет показателей надёжности;
- анализ топологии сети;
- контроль переключений;
- расчет установившегося режима сети;
- анализ потоков распределения мощности в установившемся режиме на базе однолинейной схемы;
- регулирование напряжения;
- автоматизированное снижение и восстановление нагрузки;
- управление устранением неисправностей и системное восстановление;
- выравнивание нагрузки путём реконфигурации распределительной сети;
- прогнозирование загрузки распределения;
- учёт на всех уровнях.

Цифровую сеть характеризует:

- *Гибкость*. Сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии.
- *Доступность*. Сеть должна быть доступна для новых пользователей, причём в качестве новых подключений к глобальной сети могут выступать

пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии.

- *Надёжность*. Сеть должна гарантировать защищённость и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века.

- *Экономичность*. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Укрупненно структура такой интеллектуальной цифровой сети состоит из трех уровней.

4.2.1. Уровень стратегического анализа и планирования.

Организационно уровень стратегического анализа и планирования находится в управляющей организации, отвечающей за стратегическое развитие и общее планирование деятельности.

Технологически уровень представляет собой набор программ, приложений, систем и подсистем, реализующих функции сбора и обработки данных, поступающих в цифровом формате по заданным параметрам оперативности и детализации с операционно-технологического уровня.

По результатам обработки данных формируются прогнозы, варианты планирования и сценарии развития технологических и экономических аспектов организации в целом.

Уровень предназначен для реализации пространственно-технического мониторинга состояния электросетевых активов, мониторинга климатических воздействий и погодных условий, чрезвычайных ситуаций (пожары, гололедообразование, молниевые разряды, шквальные ветры), пространственного взаимодействия энергообъектов с окружающей средой и сторонними хозяйствующими субъектами.

Система решений уровня представляет возможность:

- подготовки, хранения, обработки и обновление данных;
- организации сетевой работы пользователей и потребителей;
- обмена информацией между уровнями.

Основные подсистемы уровня стратегического анализа и планирования, обеспечивающего анализ, управление, хранение и предоставление данных о производственно-финансовых показателях деятельности энергопредприятия, которые позволяют обеспечить взаимодействие с потребителями и производителями электрической энергии:

CRM подсистема - подсистема, обеспечивающая взаимодействие с потребителями услуг на рынке по задачам выявления рисков и потенциальных

угроз для потребителей в части ограничения поставок электроэнергии, прогнозирования балансов и затрат на электроэнергию, разработка на основании имеющихся данных удобного каждому потребителю тарифного меню и т.д.

ЕАМ подсистема - подсистема управления основными фондами энергопредприятия в рамках стратегии энергопредприятия. Применение подсистемы ориентировано на оптимальное распределение затрат на техническое обслуживание, ремонт и материально-техническое обеспечение без снижения уровня надёжности, либо повышение производственных параметров оборудования без увеличения затрат.

ЕАМ подсистема позволяет согласованно управлять следующими процессами:

- техническое обслуживание и ремонт;
- материально-техническое снабжение;
- управление складскими запасами (запчасти для технического обслуживания и ремонта);
- управление финансами, качеством и трудовыми ресурсами в части технического обслуживания, ремонтов и материально-технического обеспечения.

ERP подсистема - направлена на оптимизацию всех ресурсов энергопредприятия: производственных, финансовых, трудовых и обеспечивает анализ оптимальной структуры планирования, исходя из необходимости оптимизации затрат по статьям расходов на инвестиционное планирование и операционные задачи, с учетом использования активов, их старения, анализа аварийности и надежности.

PLM подсистема - подсистема, обеспечивающая управление жизненным циклом электросетевых активов на этапах проектирования, производства, эксплуатации, утилизации. Данное приложение обеспечивает взаимодействие с проектными и производственными компаниями, формирование баз данных по проектным решениям, формирует данные по оценке надежности.

GIS подсистема - система сбора, хранения, анализа и графической визуализации данных и связанной с ними информации об эксплуатируемых объектах, которая обеспечивает:

- визуализацию и управление параметрами отображения объектов;
- поиск по карте и отображение объектов в соответствии с запросом (электросетевая инфраструктура, фактическое местонахождение ремонтных бригад, маршруты и др.);
- отображение повреждений и отключений на карте с фиксацией происшествия в базе данных;
- отображение и анализ телеметрической информации;

- визуализацию графических данных по всем объектам электросетей;
- возможность изменения топологии;
- интеграцию с системами управления сетями.

4.2.2. Операционно-технологический уровень автоматизации и управления.

Операционно-технологический уровень обеспечивает сбор в цифровом формате, обработку, анализ и визуализацию данных, получаемых с объектов и элементов сетевой инфраструктуры - ЦПС, цифровых систем мониторинга ЛЭП и РЭС с операционно-технического уровня автоматизации и управления.

Уровень операционно-технологического управления реализует функции диспетчерского управления отдельными объектами, находящимися в оперативном управлении уровня.

Согласно задачам оперативно-технологического управления, автоматизация данного уровня, как комплексная многокомпонентная автоматизированная система управления, должна выполнять следующие функции:

- оперативное диспетчерское управление технологическими объектами;
- сбор, предварительная обработка и передача оперативных данных для поддержки диспетчерского технологического управления;
- сбор, долговременное хранение и представление информации из автоматизированных систем управления объектами о технологических процессах, состоянии оборудования, управляющих воздействиях и текущих (мгновенных и интегральных) характеристик объектов;
- мониторинг технических характеристик оборудования, поддержка аналитических и статистических моделей оценки и прогноза состояния оборудования, инструментальная диагностика состояния оборудования электрических ПС и ЛЭП;
- формирование заявок на ремонт оборудования, контроль их прохождения и согласования;
- управление хранением информацией о пространственно распределенных ресурсах;
- обработка и транспортировка запросов, сообщений и данных между прикладными системами, нотификация и маршрутизация на основе CIM-модели и бизнес-правил управления технологическими процессами;
- управление подключением прикладных систем к системной шине обмена данными, мониторинг работоспособности и восстановления после сбоев отдельных компонентов системы автоматизации;
- ведение эталонной общей информационной модели сетей и объектов электрохозяйства;
- поддержка виртуальных моделей сетей и объектов, используемых для прогнозов, планирования и расчетов, а также тренировки операторов;

- поддержка функций коммерческого учета электроэнергии, взаиморасчетов с потребителями, оптимизации профилей передачи электроэнергии, расчетов потерь и анализа качества электроэнергии;
- общесистемные функции, включающие авторизацию и идентификацию пользователей, систему точного времени, доступ к информационным ресурсам мобильных пользователей;
- обеспечение доступа к информации и функциям, внешним организациям, пользователям и прикладным системам.

Данный уровень автоматизации реализуется на платформенных решениях класса ADMS.

Определяющими технологиями уровня являются:

AMI - система учета электроэнергии.

DMS - система управления распределением, которая обеспечивает:

- постоянный мониторинг и контроль состояния электрической сети;
- планирование и оптимизация процессов;
- системный анализ процессов сети;
- планирование развития сети;
- функционирование диспетчерского учебного центра.

EMS - система оперативного управления режимами сети.

OMS - система автоматизации процессов ликвидации аварийных событий.

SCADA - система диспетчерского управления и сбора данных, которая обеспечивает:

- сбор и анализ данных, ведение архива измерений, событий и аварийных ситуаций;
- оповещение персонала об обнаруженных аварийных событиях с регистрацией последующих действий персонала;
- поддержку драйверов устройств и оборудования нижнего и среднего уровней АСУ ТП (датчики, вторичное оборудование, контроллеры) для согласованной работы со SCADA-системой;
- обмен данными с комплексной информационной системой и специализированными системами (DMS, OMS, GIS).

WFM - система управления мобильным персоналом и ресурсами.

4.2.3. Оперативно-технический уровень автоматизации и управления.

Организационно оперативно-технический уровень автоматизации и управления располагается на уровне РЭС.

На данном уровне обеспечивается сбор и обработка цифровых данных непосредственно с оборудования сетевой инфраструктуры - коммутационных аппаратов, цифровых систем мониторинга ЛЭП, измерительных устройств и

систем, комплексов диагностики и мониторинга работы первичного оборудования.

Определяющей технологией оперативно-технического уровня является цифровой РЭС со своим набором программно-аппаратных решений для реализации следующих основных функций:

- локализации мест повреждения;
- автоматизации процессов ликвидации аварийных событий;
- удаленном управлении оборудованием сети;
- внедрения функции автоматического восстановления электроснабжения;
- реализации автоматического повторного включения;
- расчета конфигурации сетей;
- расчета потерь и автоматическое выявление очагов потерь (включая коммерческие потери);
- интеллектуального управления энергопотреблением у потребителей, основанном на анализе профилей и характере нагрузок;
- интеллектуального управления объектами генерации (возобновляемый источник энергии + резервный источник снабжения электроэнергией);
- расчета баланса на данных коммерческого учета;
- автоматического расчета и удаленного изменения и управления уставками защит;
- анализа состояния активов на основе диагностических данных.

Технологии пакетных приложений в данном случае используются на уровне клиентских серверов данных.

5. ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ЦЕЛЕВАЯ МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗАЦИИ ЦИФРОВОЙ СЕТИ

5.1. Ключевым для автоматизации является первый этап цифровизации.

Целевая модель и ключевые задачи первого этапа создания цифрового РЭС, как ключевого элемента создания цифровых сетей:

- сбор данных учета электроэнергии;
- автоматизированные аварийные и оперативные переключения для устранения последствий аварий;
- определение мест повреждений;
- безопасных допуск бригад на объекты;
- развитие систем телемеханики, телесигнализации.

Функционал первого этапа:

- внедрение общей информационной модели и создание единой модели распределительной сети;

- замена бумажных оперативных журналов на систему единых оперативных журналов;
- автоматизированное формирование отчетно-аналитической информации;
- развитие систем связи;
- автоматизация распределительных сетей путем автоматического секционирования и резервирования - применение комбинированных решений (реклоузер + выключатель нагрузки/ разъединитель + индикатор короткого замыкания);
- развитие систем учета;
- автоматический сбор и анализ данных о потреблении энергии;
- организация допуска персонала на объекты;
- прием и регистрация заявок (оператором, IVR или WEB-интерфейс);
- проверка данных с помощью опроса счетчиков через АМІ;
- достоверизация информации устройств ОМП, РЗиА, индикаторов короткого замыкания и прочего оборудования;
- контроль состояния коммутационных аппаратов, контролируемых SCADA;
- оптимизация АВР с учетом имеющихся ресурсов (бригад, РИСЭ);
- автоматическая оценка времени АВР;
- формирование бригад, заданий для бригад и рассылка заданий на мобильные устройства бригадам;
- контроль процесса восстановления и оптимальная загрузка ресурсов;
- предоставление актуальных данных по отключениям и времени восстановления для потребителей и прессы (по телефону и др.);
- автоматический расчет индексов производительности, определенными стандартом IEEE P1366-2003;
- анализ повреждаемости с формированием решений по оптимизации работы.

Реализация указанных мероприятий позволит:

- реализовать технологическую базу для развития систем автоматизации 2-ого (операционно-технологического) и 3-его (корпоративно-стратегического) уровня автоматизации;
- решить ключевые проблемы последних лет: высокие потери, низкая управляемость, низкая наблюдаемость;
- обеспечить безопасность персонала при обслуживании сети.

5.2. Реализация второго этапа нацелена на комплексную автоматизацию процессов управления, мониторинга и выявления «узких мест». Этот этап позволит устранить существующие проблемы в организации

оперативно-технологического управления и выявить целевые задачи инвестиций.

Ключевой функционал:

- оперативное обнаружение отключений в сети низкого и среднего напряжения;
- удаленное отключение/включение потребителя;
- оперативное реагирование на попытки вмешательства;
- контроль качества электрической энергии;
- выявление дефектов в сети низкого напряжения;
- изменение тарифного плана по запросу потребителя;
- расчёт показателей надежности;
- самодиагностика;
- анализ топологии сети;
- контроль переключений;
- расчет установившегося режима сети;
- анализ потоков распределения мощности в установившемся режиме на базе однолинейной схемы;
- регулирование напряжения;
- автоматизированное снижение и восстановление нагрузки;
- управление устранением неисправностей и системное восстановление;
- выравнивание нагрузки путем реконфигурации распределительной сети;
- прогнозирование загрузки распределения.

5.3. Третий этап основан на использовании искусственного интеллекта и машинном обучении.

Когда реализованы все доступные способы автоматизации и управления, а задача повышения эффективности выходит уже не на первый план, в действие вступает «прорывная» технология. Она анализирует огромный объем данных, ищет новые зависимости ключевых показателей деятельности организации и предлагает создать новые алгоритмы управления.

Этот процесс нацелен на новый качественный скачок в повышении эффективности всех процессов и обеспечивает рост основных параметров: надежности, эффективности, производительности труда.

6. БАЗОВЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ СЕТЕЙ

Основными задачами цифровизации на первом этапе уровня приоритетными являются задачи повышения наблюдаемости и управляемости электросетевых объектов, то есть внедрение оборудования (средства телемеханизации, телесигнализации, телеуправления, АСУ ТП, ССПИ),

позволяющего обеспечить передачу необходимой технологической информации в центры обработки и анализа.

На втором этапе уровня приоритетным является развитие средств диспетчеризации в целях оперативно - технологического управления.

На третьем этапе уровня приоритетным является интеллектуализация процессов управления и исключение ручного управления.

6.1. Реализация первого этапа развития базового уровня.

Основным направлением развития цифровизации является повышение уровня автоматизации ОТУ, включающее выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

- надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями правовых и нормативных актов государственных участников СНГ и условий договоров оказания услуг по электроснабжению;
- надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов ЭСХ;
- эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

6.1.1. Развитие оперативно-технологического управления.

Частью организации производственной деятельности является поддержание, развитие и совершенствование системы ОТУ, которая должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСХ с целью эффективного управления, как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития, и должна иметь структуру, адекватную основным задачам организации в области ОТУ. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Основными задачами ОТУ является информационно-аналитическая деятельность, подсистемы ОТУ (АСУ ТП, ССПИ и др.) должны обеспечивать предоставление данных с объектов ЭСХ в целях:

- анализа данных круглосуточного мониторинга состояния электрической сети, включая контроль состояния основного сетевого оборудования (сбор информации и анализ оперативной обстановки на объектах, ведение электронного журнала состояния сети);
- анализа соответствия запланированного электрического режима и оперативного управления сетями требованиям к надежности и экономичности передачи электроэнергии;
- выявления рисков, связанных с заданным режимом сети;
- разработки мер по устранению «узких мест», выявленных на основании расчетов и контроля фактического электрического режима;

- разработки предложений для долгосрочных, среднесрочных и текущих программ нового строительства, техперевооружения и реконструкции объектов ЭСХ;
- текущего и ретроспективного анализа режимов работы сети, работы устройств регулирования реактивной мощности и возможностей средств регулирования напряжения на объектах;
- оптимизации электрических режимов сети по напряжению и реактивной мощности;
- анализа пропускной способности электрических сетей, поиска и выявления «узких сечений», анализа возможностей повышения пропускной способности сетей;
- анализа эффективности функционирования устройств ПА и РЗА;
- анализа данных контроля показателей качества электроэнергии, разработки мероприятий по обеспечению требуемого качества электроэнергии.

Система ОТУ выстраивается по иерархическому принципу:

- верхний уровень - в ЦУС, выполняющий неоперационные функции;
- средний уровень - в оперативно-технологических подразделениях энергопредприятий;
- нижний уровень - в РЭС энергопредприятий.

6.1.2. Автоматизация подстанций.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на ПС, а в случае их отсутствия, отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации «наверх» и управления, путем отработки полученных из диспетчерских пунктов сигналов.

На энергообъектах, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение АСУ ТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления ПС. АСУ ТП ПС должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны - информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой - иметь самостоятельное значение для конкретной ПС в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

- повышение «наблюдаемости сети» (отображение состояния присоединений сети в режиме on-line, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом);
- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы энергооборудования и режимов его работы;

- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;
- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;
- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУ ТП ПС:

- открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);
- обеспечение информационного обмена с ЦУС по протоколам МЭК 60870-5-101/104, с поддержкой протокола МЭК 61850;
- развитие аналитических и экспертных функций в АСУ ТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;
- реализация функций контроля и управления отдельной единицей энергооборудования с минимальной зависимостью от состояния, в том числе отказов других компонентов системы;
- обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

На тупиковых, отпаечных ПС должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления для ЦУС.

На ПС 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления для РЭС.

6.1.3. Создание цифровых подстанций.

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на ПС ЭСХ является создание ЦПС.

При этом, первичное силовое оборудование ЦПС и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

- функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУ ТП для повышения уровня автоматизации технологических процессов ПС;
- развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством

«оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к АСУ ТП и ТМ подстанции:

- для реализации функции ТИ в качестве источников информации допускается использование счетчиков автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии и щитовых приборов;
- АСУ ТП ПС должна строиться на базе SCADA - системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУ ТП ПС выполняется на базе серверов, промышленных контроллеров с обеспечением «горячего резервирования»;
- локальная вычислительная сеть АСУ ТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов локальной вычислительной сети АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;
- интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена МЭК (60870-5-101/103/104, 61850);
- не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая ТУ.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации - сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP, в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

В АСУ ТП должен собираться и передаваться следующий объем оперативной информации:

Телесигнализация:

- положения всех коммутационных аппаратов и РПН (при наличии технической возможности);
- перегрев силовых трансформаторов;
- сигналы срабатывания устройств РЗА;
- диагностическая информация от первичного оборудования и др.

Телеуправление:

- всеми коммутационными аппаратами (при наличии технической возможности) и РПН и др.

Телеизмерение:

- активной, реактивной мощности и токов в ЛЭП, высоковольтных выключателях, в том числе вводных, секционных и шиносоединительных, во всех обмотках силовых трансформаторов;

- напряжение на всех шинах и секциях шин;
- частота на секциях и шинах высшего напряжения;
- напряжение на АБ и секциях ЩПТ;
- температура наружного воздуха и др.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать МЭК 60870-5-104 и протоколу МЭК 61850 для ЦПС.

6.2. Реализация второго этапа развития базового уровня.

Создание и ведение информационных и расчётных моделей для целей ОТУ.

Для функционирования систем ОТУ необходимо обеспечить единство используемых моделей - как информационных, то есть моделей, служащих для отображения и описания информационных объектов, участвующих в процессах технологического управления (измерения, таблицы базы данных, алгоритмы, видеоформы, документы и так далее), так и расчётных моделей, то есть описаний электроэнергетической системы, предназначенных для построения математической модели, непосредственно используемой при решении расчётно-аналитических задач технологического управления сетями.

Используемые информационные модели должны базироваться на CIM сетей, которая должна быть разработана на основе положений стандартов МЭК 61970, 61968.

Для решения конкретных технологических задач требуются преобразование CIM - представлений в соответствующую предметную область и формирование расчётных моделей такой предметной области, в том числе: оперативных моделей для операционных зон сети; моделей для целей перспективного планирования развития сети; моделей для целей технического обслуживания и ремонта электросетевого оборудования, с последующим преобразованием в данные, требуемые конкретными приложениями. Для реализации таких преобразований необходимо использовать универсальные программные средства.

Создание/развитие в ЦУС базовых ПТК АСДУ, включающих подсистемы SCADA, должно сопровождаться соответствующим функциональным развитием указанных ПТК - внедрением комплекса прикладных систем для решения задач технологического управления сетями, в составе которого в приоритетном порядке целесообразно реализовать следующие системы/подсистемы.

6.2.1. Система мониторинга и анализа потерь электроэнергии в сетях.

Требования к системам мониторинга и анализа потерь:

- расчёты фактических потерь мощности и электроэнергии по сетям с разбивкой по составляющим;

- анализ потерь - выявление факторов, существенно влияющих на потери, путём ретроспективного анализа режимов сети, производимых переключений и режимов работ устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- прогнозирование потерь мощности и электроэнергии по сетям, дефицита электроэнергии и мощности по энергорайонам при планировании их развития;
- решение задач минимизации потерь и выдача рекомендаций по снижению потерь.

6.2.2. Система мониторинга и управления качеством электроэнергии.

Для обеспечения потребителей электрической энергией, качество которой соответствует установленным требованиям, для конструктивного взаимодействия с потребителем, а также для учета влияния параметров качества электроэнергии на работу сетей необходимо создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии, выполняющей следующие технологические функции:

- измерение ПКЭ и дополнительных характеристик КЭ в сети различных классов напряжения;
- сбор и передачу с ПС в ЦУС результатов измерений;
- обработку результатов измерений с дорасчетом статистических характеристик ПКЭ и автоматизированным формированием стандартизованной отчетности о КЭ в сети;
- автоматизированный анализ КЭ в сети в целях определения возможных причин и расположения источников пониженного КЭ и разработки мероприятий по его поддержанию в требуемых пределах;
- визуализацию текущих и архивных данных;
- обеспечение информационного обмена с другими системами технологического управления сетями;
- создание алгоритмов управления «активным» оборудованием, обеспечивающим необходимое качество электроэнергии.

6.2.3. Система расчётов и анализа надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей.

Система расчётов и анализа надёжности работы оборудования и электроснабжения потребителей включает:

- расчёты показателей надёжности оборудования по данным о техническом состоянии, режимах работы и проведённых ремонтах оборудования, дополненных оперативной информацией о режиме работы сети;
- расчёты показателей надёжности электроснабжения, в том числе: определения состава присоединений с возникшими ограничениями по

нагрузке при аварийных отключениях; расчётов ожидаемого и фактического недоотпуска электроэнергии после восстановления схемы электроснабжения;

- анализ показателей надёжности оборудования и электроснабжения потребителей, в том числе сравнения рассчитанных показателей надёжности с предельно допустимыми значениями и выявления устойчивых тенденций по ухудшению надёжности в различных схемах и условиях эксплуатации.

6.2.4. Система автоматического управления режимом сетей по напряжению и реактивной мощности.

Для нормализации напряжений в контрольных точках сетей целесообразно создать систему автоматического управления режимом по напряжению и реактивной мощности, которая должна строиться как трёхуровневая система, включающая уровни: энергообъектов (ПС, генерирующие объекты, крупные потребители электроэнергии); энергорайонов и сети в целом и предназначенная для повышения доступного диапазона передаваемой мощности по ЛЭП, выполнения плановых графиков напряжения в контрольных точках сети, оптимизации перетоков реактивной мощности, минимизации потерь электроэнергии.

На объектном уровне должно обеспечиваться автоматическое ведение режима энергообъекта по напряжению и реактивной мощности (в соответствии с уставками, поступающими от ПТК уровня энергорайона) при заданных ограничениях на длительно и кратковременно допустимые значения режимных параметров оборудования.

На уровне энергорайона, на основании текущих значений контролируемых параметров и полной совокупности ограничений, должны рассчитываться и выдаваться на объектный уровень задания по поддержанию напряжения на шинах и величинам перетоков реактивной мощности по отдельным линиям.

На уровне сети в целом должна осуществляться оптимизация режима в контрольных точках сети и перетоков реактивной мощности в пределах допустимых значений с учётом анализа состояния основных параметров сети и сетевого оборудования (топология, перегрузки, идентификация аварийных режимов).

6.2.5. Система синхронных векторных измерений напряжения и тока в сетях.

Создание системы СВИ, позволит разработать и применить новые методы и алгоритмы мониторинга и анализа состояния режима и обеспечить повышение точности и достоверности решения традиционных технологических задач, а также реализовать решение новых задач для ОТУ сетями, в том числе:

- выявления в режиме on-line «слабых связей» и перегрузки линий;

- прогнозирования появления «опасных сечений» и мониторинга их поведения в ходе «утяжеления» режима;
- анализ влияния изменения нагрузки на качество электроэнергии (например, при наличии однофазных выпрямителей ПС электротяги);
- уточнение в режиме on-line эквивалентной модели сети и уставок РЗиА;
- повышение качества послеаварийного анализа работы устройств РЗиА и ПА;
- повышение точности ОМП линии электропередачи и др.

6.2.6. Система мониторинга технического состояния и диагностики электросетевого оборудования.

На ПС должны внедряться средства и системы мониторинга, обеспечивающие непрерывный (автоматический) контроль состояния основных видов электрооборудования: силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов; высоковольтных вводов 110 кВ и выше; ограничителей перенапряжений; выключателей и разъединителей; элегазового оборудования; кабельных вводов; измерительных трансформаторов; оборудования оперативного постоянного тока; собственных нужд ПС.

Важным фактором развития систем мониторинга является его аппаратная поддержка, интегрированная в состав и конструктив электрооборудования. Такие системы должны являться специализированным серийным оснащением трансформаторов, выключателей, разъединителей с возможностью передачи данных в АСУ ТП для целей ОТУ.

При этом, отличием интеллектуального мониторинга является отсутствие на ПС отдельных подстанционных систем, осуществляющих сбор, обработку (включая определение текущего и остаточного ресурса электрооборудования) информации. Из АСУ ТП сигналы и информация должны передаваться в центры анализа и обработки данных (уровни ЦУС и соответствующих служб).

Предусматривается также создание комплексных систем обеспечения оперативно-технической эксплуатации устройств РЗиА на всех этапах их жизненного цикла, включая проектирование, реализацию, ввод в эксплуатацию и техническое эксплуатационное обслуживание.

6.3. Реализация третьего этапа развития базового уровня.

Перспективные, инновационные функции автоматизированных систем управления:

- переход на прогнозирование режимов работы сети и выработки управляющих воздействий в режиме on-line;

- обеспечение связности ОТУ с данными о диагностическом состоянии оборудования;

- функция анализа данных синхровекторных измерений, анализа действия сигналов РЗА и устройств определения места повреждения с целью выработки алгоритмов точного выявления зон возмущения и распространения неисправностей в сети, с последующей выработкой команд на ТУ, с целью минимизации количества отключенных потребителей для сохранения устойчивой работы энергосистемы;

- мультиагентное управление качеством электроэнергии;
- адаптивный контроль и управление энергопотреблением потребителей.

На третьем этапе формируются «заделы» для последующей децентрализации систем управления с доведением возможностей диспетчерского управления до единичных потребителей, позволяющая повысить общую эффективность электроснабжения и оптимизации режимов работы энергосистем за счет более точного определения баланса мощностей, управления пиками нагрузок, вариативностью тарифных политик.

Ключевыми технологиями, позволяющими обеспечить перспективные «заделы», являются:

- системы интеллектуального учета с системами анализа и управления балансами;

- системы управления режимами работы сети на основе силовой электроники;

- распределенная генерация и накопители энергии, обеспечивающие самобалансирование электроэнергии на уровне потребителя;

- интеллектуальные системы мониторинга и диагностики;

- искусственный интеллект и машинное обучение;

- создание платформенных технологий с адаптивными алгоритмами управления в режиме on-line;

- технологии ЦПС, позволяющие с необходимой заданной точностью и дискретностью управлять электросетевыми объектами и заблаговременно выявлять места и зоны начальных аварийных возмущений;

- технологии структурированных и неструктурированных данных огромных объемов и значительного многообразия, эффективно обрабатываемых горизонтально масштабируемыми программными инструментами.

Развитие перспективных технологий требует построение мощных систем связи, характеризующихся поддержкой скоростных протоколов информационного обмена и обеспечивающих передачу больших объемов данных с минимальными задержками по времени.

7. ДЕТАЛЬНЫЙ ПЛАН - ГРАФИК РЕАЛИЗАЦИИ ЦИФРОВИЗАЦИИ НА «БАЗОВОМ УРОВНЕ»

7.1. Ключевой организационной единицей цифровых сетей является РЭС. Этапность оснащения РЭС вычислительной техникой и цифровыми технологиями следует рассматривать исходя из того, что РЭС представляют собой сложные объекты технологического и организационного управления.

Это определяет конечную цель создания АСУ РЭС - построение единой распределенной вычислительной среды, интеграция всей информации, описывающей объект управления, то есть создание его целостной информационной модели и интеграция программного обеспечения в рамках РЭС в целом и его подразделений.

Реализация поставленной цели разбивается на этапы, постепенно развивающие архитектуру технических средств, программного и информационного обеспечения.

7.2. Основным элементом любой АСУ - математическая модель сети. Для ее функционирования необходимы данные о показателях режимов работы сети и объемов передаваемой электрической мощности. Первичными источниками информации являются устройства телемеханики и счетчики систем учета, которые и должны быть реализованы на первом этапе «базового варианта» цифровизации сетей.

АСУ РЭС функционирует, как правило, автономно и изолированно. При наличии телемеханики и достаточного объема телеинформации развертывание АСДУ РЭС обычно начинают с оперативно-информационного управляющего комплекса, позволяющего запустить задачи первой очереди на рабочем месте диспетчера. По каналам связи телеинформация с ПС и трансформаторных пунктов поступает на диспетчерский пункт РЭС, а с диспетчерского пункта на ПС - команды ТУ. Один из каналов может быть использован для обмена телемеханической информацией между РЭС и энергопредприятием.

Одновременно, с установкой систем телемеханики реализуется установка приборов учета и систем связи для передачи информации на сервера АСКУЭ РЭС.

7.3. На первом этапе должна быть осуществлена замена простейшей аппаратуры телемеханики в объеме аварийно-предупредительной телесигнализации на комплексные системы ТМ, выполняющие функции ТУ, ТС и ТИ. Должна решиться проблема передачи показаний приборов, фиксирующих параметры короткого замыкания на ЛЭП.

С наименьшими затратами передача показаний этих приборов может быть осуществлена с использованием свободной емкости имеющихся устройств телемеханики.

Учитывая существующий низкий уровень оснащения средствами связи и телемеханики распределительных электрических сетей, должно быть предусмотрено их поэтапное оснащение новыми устройствами ТМ, связи и контроллерами, которые в конечном итоге позволят создать интегрированную систему управления, отвечающую современным требованиям.

Одновременно должна производиться замена коммутационной аппаратуры в РЭС на современную с приводами на выключателях, позволяющими осуществлять ТУ.

7.4. На втором этапе в РЭС создается локальная вычислительная сеть, обеспечивающая интеграцию в комплекс ОИУК с автоматизированными рабочими местами руководства РЭС и технологических подразделений с сохранением всех функций и возможностей первого этапа. Активно развиваются технологии ОИУК и комплекс технических средств АСКУЭ РЭС. Организуется связь с региональной вычислительной сетью и локальными вычислительными сетями других РЭС.

7.5. На третьем этапе к ОИУК по каналам ТМ подключаются отдельные АСУ ТП ПС РЭС, расширяются объемы сбора и передачи данных по АСКУЭ, продолжена автоматизация и телемеханизация распределительных сетей на базе применения микропроцессорных контроллеров. Решаются вопросы автоматизации диспетчерского управления и автоматизации управления технологическими процессами на ПС и в электрических сетях РЭС.

В ОИУК, наряду с традиционными функциями ТМ, связи, РЗиА, контроля электропотребления и коммерческого учета электроэнергии предусматривается диагностика состояния оборудования ПС, аппаратуры управления и каналов связи.

8. АЛГОРИТМ ПРИОРИТЕЗАЦИИ ОБЪЕКТА ЦИФРОВИЗАЦИИ

При выборе объектов цифровизации следует исходить из следующих допущений и принципов:

1. Оптимальной «единицей» для комплексной цифровизации с точки зрения наибольших эффектов является РЭС.

2. Оценка эффективности порядка цифровизации РЭС ведется по четырем параметрам:

- надежность (SAIDI, SAIFI);
- доступность;
- потери;
- эффективность (CAPEX, OPEX).

3. При выборе приоритетных РЭС в целях цифровизации рассматриваются 4 сценария (Таблица 8.1).

Таблица 8.1

Сценарии	Параметры					
	Эффективность		Потери	Надежность		Доступность
	OPEX	CAPEX		SAIDI	SAIFI	
Приоритет № 1	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Приоритет № 2	↓	↓	↓	↓	↓	↑
Приоритет № 3	↓	↓	↓	↑	↑	↑
Приоритет № 4	↓	↓	↑	↑	↑	↑

↓ - наихудший показатель параметра в регионе

↑ - наилучший показатель параметра в регионе

9. КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

9.1. Начиная с первого этапа развития цифровой интеллектуальной сети потребуется обновление подходов к формированию организационной и производственной структуры, нормированию численности персонала и программ его подготовки, реализация комплекса мероприятий в данной области.

Параллельно с разработкой целевой организационной структуры управления цифровой интеллектуальной сетью необходимо сформировать нормативы трудоемкости обслуживания и ремонта новых типов оборудования, на основе которых актуализировать и типизировать нормативы численности производственного персонала.

9.2. Современный уровень развития технологий и цифровизация процессов предъявляют качественно новые требования к уровню квалификации персонала.

В качестве первоочередной меры приведения квалификации работников к требуемому уровню необходимы актуализация и разработка с последующим внедрением в центры подготовки персонала программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала. Ключевые образовательные программы, требующие актуализации и разработки в связи с развитием цифровой интеллектуальной сети:

- автоматизированные технологические системы;
- автоматизация сети;
- эксплуатация приборов учёта;
- обслуживание и ремонт устройств РЗиА.

9.3. В качестве системных мер требуется доработка профессиональных стандартов по ключевым для ЭСХ компетенциям, в том числе в части квалификационных требований к персоналу, а также образовательных стандартов.

Перечень профессиональных стандартов, по которым может потребоваться доработка:

- работник по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи;
- работник по техническому обслуживанию и ремонту кабельных линий электропередачи;
- работник по обслуживанию оборудования ПС электрических сетей;
- работник по обслуживанию и ремонту оборудования релейной защиты и автоматики электрических сетей;
- работник по обслуживанию и ремонту оборудования автоматизированных систем управления технологическими процессами в электрических сетях;
- работник по техническому аудиту систем учета электроэнергии.

9.4. Требуется взаимодействие с центрами подготовки персонала, ведущими подготовку по профильным для ЭСХ видам деятельности, по доработке учебных программ.

Центры подготовки персонала потребуют переоснащения новыми типами оборудования, в том числе и на учебных полигонах. Преподавательский состав должен быть переподготовлен или обновлен.

9.5. Цифровизация сети ведёт к снижению численности персонала и изменению его качественного состава (увеличение доли инженеров) за счёт автоматизации систем коммерческого учёта электроэнергии, процессов диагностики электрооборудования и аварийно-восстановительных работ. Необходимо осуществлять текущее и перспективное прогнозирование потребности в персонале требуемого уровня квалификации. С учётом прогнозов потребуется разработка комплексных программ привлечения/ротации/высвобождения персонала.

10. ПЕРЕХОД К ЦИФРОВЫМ РЭС, ЦИФРОВЫМ ПС И ЛЭП - ЭЛЕМЕНТАМ ЦИФРОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

10.1. В связи с вводом новых направлений инновационного развития проверка решений должна исключить формат точечных решений и быть переформатирована в формат комплексных проектов.

Наиболее удобным для тиражирования вариантом комплексного внедрения является формат реализации цифровых РЭС, ПС и ЛЭП.

В своей структуре РЭС имеет ПС, ЛЭП и потребительские сети, может содержать элементы распределенной генерации и диспетчерский центр по автоматизации.

10.2. В архитектуре Цифровой сети можно выделить следующие компоненты:

- сети напряжением 110-750 кВ и выше, которые относятся к классу Macrogrid;
- сети напряжением 6(10)-35 кВ, которые относятся к классу Minigrid;
- сети напряжением 0,4 кВ, которые относятся к классу Microgrid.

10.3. Учитывая, что основной эффект от автоматизации находится на границе «потребитель - сеть» наиболее перспективным для реализации представляется комплекс решений прототипа Mini/Microgrid, обеспечивающего переход сетевой инфраструктуры электрических сетей на новое поколение этих сетей, так называемая технологическая категория - «Цифровой РЭС».

10.4. Комплексность решения состоит в том, что в рамках фрагмента электросетевой инфраструктуры - прототипа Mini/Microgrid выполняются работы, позволяющие произвести оценку эффективности использования не только отдельных инновационных решений, но и проверить как принципиальную возможность их взаимодействия, так и получить новые качества системного характера, что должно обеспечить синергетический эффект, повысить качество энергообеспечения на условиях наиболее приемлемых для потребителей, как конечных получателей энергетического продукта.

При реализации данных решений особое внимание должно быть уделено элементам, обеспечивающим связность всей цепочки решений, то есть интеллектуальность должна начинаться на уровне систем измерений и учета производимой, передаваемой, поставляемой и используемой электроэнергии, а на уровне электрооборудования, и интеллектуальные системы должны обеспечивать наиболее эффективную его работу в любых режимных ситуациях в автоматическом режиме.

Организационный план мероприятий по развитию цифровых сетей

Блок инновационно-технических вопросов	
1.	Разработка концепции создания цифровых сетей.
2.	Разработка программы развития (реализации) цифровых сетей.
3.	Разработка концепции релевантной архитектуры создания цифровой сети.
4.	Формирование технологического реестра и основных функциональных требований к оборудованию, технологиям и материалам под релевантную модель цифровой сети.
5.	Разработка подпрограмм по направлениям развития цифровой сети и релевантной архитектуры: <ul style="list-style-type: none"> - программа развития телемеханики; - программа развития связи; - программа развития корпоративной платформы; - программа развития комплекса автоматизации оперативно-технологического и противоаварийного управления; - программа развития системы управления производственными активами и единой базы данных в формате CIM модели; - программа развития средств интеллектуальной диагностики и мониторинга; - программа развития средств интеллектуального учета.
6.	Корректировка и вынесение на рассмотрение приоритетных технологических программ: <ul style="list-style-type: none"> - программа АСДТУ; - программа информационных технологий; - единая техническая политика; - программа инновационного развития.
7.	Формирование плана разработки нормативно-технической документации, регламентирующей создание цифровых сетей.
8.	Формирование плана научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, направленных на развитие технологий цифровых сетей.
9.	Разработка кластеризированного перечня РЭС, приоритезирующего порядок развития цифровых технологий с учетом затрат и получаемых эффектов.
Блок ИТ и АСУ вопросов	
1.	Разработка функциональных требований к платформенным системам управления и автоматизации процессов корпоративного уровня.
2.	Разработка архитектуры системы автоматизации и управления корпоративного уровня.
3.	Разработка программы развития системы автоматизации и управления корпоративного уровня.
4.	Реализация программы.
5.	Разработка функциональных требований к автоматизированной системе ОТУ.
6.	Разработка архитектуры автоматизированной системы ОТУ.
7.	Разработка требований к выбору компании интегратора в целях обеспечения долгосрочного функционирования и технической поддержки систем автоматизации.

8.	Разработка технического задания на реализацию комплексной программы автоматизации и создания программно-аппаратных комплексов: - ОТУ; - управления активами; - ТОиР; - реновации; - перспективного развития; - технологического присоединения; - энергоэффективности и энергосбережения.
9.	Организация выбора/разработки доверенной платформы в целях реализации предыдущего пункта настоящего перечня поручений.
Блок стратегических вопросов, планирования и целеполагания	
1.	Корректировка стратегии энергопредприятия с учетом перехода на цифровой формат взаимодействия в рамках развития цифровых сетей в увязке с цифровой экономикой.
2.	Корректировка долгосрочной программы развития организации с учетом задачи реализации цифровой сети.
3.	Разработка структуры планирования энергопредприятия с учетом приоритизации инновационной деятельности и задачи по переходу на создание цифровых сетей.
4.	Анализ и корректировка ключевых показателей эффективности организации, обеспечивающих реализацию задачи по созданию цифровых сетей и показателей ее эффективности.
5.	Корректировка стандарта профессионального обучения и переподготовки персонала, в соответствии с программой перехода и создания цифровых сетей.
Блок вопросов инвестиционного планирования	
1.	Корректировка сценарных условий инвестиционных программ.
	Подготовка проекта инвестиционной программы, предусматривающий реализацию пилотных проектов, а также предусматривающий реализацию первого этапа перехода на цифровые сети.
2.	Разработка предложений по корректировке укрупненных нормативов цен, федеральных и территориальных справочников, позволяющих реализовать задачу создания цифровых сетей.
3.	Формирование отдельного критерия формирования инвестиционных программ, предусматривающих реализацию пилотных проектов по реализации модели цифровой сети.
4.	Разработка программы перевода инжиниринговых услуг и поддержки на цифровой формат услуг, предусматривающий: - цифровое проектирование объектов; - цифровое планирование жизненного цикла и его дисконтированной стоимости; - перевода формата закупок по критерию «минимальная цена» на формат закупки контракта жизненного цикла.
5.	Подготовка предложений по источникам финансирования для программы реализации цифровых сетей.
6.	Разработка и внедрение модели закупок оборудования для цифровой сети, учитывающей стоимость жизненного цикла.
Блок вопросов капитального строительства	
1.	Разработка типового технического задания на создание цифрового РЭС.
2.	Разработка типовой конкурсной документации.

3.	Разработка специальных технических условий для реализации пилотных проектов.
4.	Разработка типовой сметной документации по цифровому РЭС.
5.	Организация корректировки удельных стоимостей капитальных затрат на строительство цифровых сетей (оборудование ПС и ЛЭП).
6.	Организация работ по корректировке укрупненных нормативных цен для строительства цифровых сетей.
7.	Обеспечение подготовки исходных данных для разработки проектной документации, согласование и утверждение заданий на проектирование пилотных цифровых ПС, цифрового РЭС.
8.	Организация проведения закупочных процедур и заключение договоров на разработку проектной документации.
9.	Обеспечение утверждения технической части конкурсной документации.
10.	Обеспечение разработки, экспертизы и утверждения проектной документации.
11.	Обеспечение разработки рабочей документации.
12.	Организация проведения закупочных процедур и заключение договоров на выполнение СМР и поставку оборудования.
13.	Обеспечение выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, ввод объектов в эксплуатацию согласно графикам.
14.	Разработка типового альбома технических решений для тиражирования.
Блок экономических вопросов и тарифообразования	
1.	Подготовка редакции сценарных условий планирования с учетом реализации инвестиционной программы по созданию цифровых сетей.
2.	Подготовка к заключению регуляторных соглашений, обеспечивающих реализацию программы развития цифровых сетей.
3.	Организация взаимодействия по установлению технологии быстрого результата, обеспечивающей реализацию программы развития цифровых сетей.
4.	Разработка предложений по долгосрочному тарифообразованию, обеспечивающему реализацию программы развития цифровых сетей.
5.	В рамках бюджетного планирования предусмотреть обеспечение расходов по привлечению внешних компетенций с рынка услуг под задачи развития цифровых сетей.
6.	Актуализация программы повышения операционной эффективности на основе эффектов от применения технологий цифровизации.
Блок финансовых вопросов	
1.	Разработка механизмов долгосрочного кредитования и докапитализации под задачи развития цифровых сетей.
2.	Разработка механизмов и фондов поддержки развития направлений цифровизации в электроэнергетики.
3.	Формирование фондов поддержки высокотехнологичных производств.
Блок перспективного развития	
1.	Разработка программы повышения внетарифной выручки на основе модели цифровой сети.
2.	Корректировка программы развития систем интеллектуального учета.
3.	Формирование механизмов автоматизации процесса разработки перспективных схем развития (модель прогнозного планирования и цифрового моделирования схем развития).
4.	Разработка предложений по использованию механизма энергосервисного контракта при реализации программы цифровой сети.

5.	Разработка цифровой информационно-технологической платформы «Техприсоединение», для повышения оперативности реализации задач техприсоединения и типизации применяемых решений.
6.	Разработка предложений по сертификации услуг для территориальной сетевой организации на основе требований к развитию цифровых сетей.
Блок задач развития производств и импортозамещения	
1.	Разработка плана развития высокотехнологичных производств для создания цифровых сетей, включающая в себя: <ul style="list-style-type: none"> - технические требования на цифровое оборудование; - проведение аттестации и создание перечня рекомендованных к применению цифровых систем, технологий, комплексов; - организацию трансфера технологий с предложениями по локализации.
2.	Разработка механизмов долгосрочных контрактов (спецконтрактов), по наиболее критичным технологиям.
3.	Корректировка плана импортозамещения по наиболее критичному для создания цифровой сети перечню оборудования.
Блок правового обеспечения	
1.	Разработка перечня нормативно-правовых актов и предложений по изменениям нормативно-правовых актов для организации процесса создания цифровых сетей.
2.	Обеспечение включения в план разработки нормативно-правовых актов предложений по изменению нормативно-правовых актов, в целях обеспечения реализации программы развития цифровых сетей.
3.	Обеспечение внесения пакета нормативно-правовых актов в органы исполнительной власти для рассмотрения и утверждения.
Блок эксплуатации	
1.	Обеспечение разработки эксплуатационной политики, учитывающей переход на технологию цифровых сетей.
2.	Разработка и внедрение новых стандартов по обслуживанию и ремонтам цифровых сетей. Определение трудозатрат на обслуживание и ремонты.
3.	Разработка программы перевода ТООИР на цифровизацию.
4.	Разработка целевой программы роботизации процессов эксплуатации, обслуживания и ремонтов оборудования ПС и ЛЭП.
5.	Разработка типового функционала, учитывающего выполнение следующих задач: <ul style="list-style-type: none"> - ОТУ; - управление активами; - ТООИР; - реновация; - перспективное развитие; - технологическое присоединение; - энергоэффективность и энергосбережение.
6.	Разработка единых технических требований к оборудованию цифровой ПС на основе типового функционала.
7.	Разработка концепции и программы реализации «цифрового персонала» на базе методология планирования рабочего времени сотрудников.
8.	Разработка сводной программы внедрения цифровой сети и технологий с потитутельным перечнем и этапностью реализации: <ul style="list-style-type: none"> - в части пилотных проектов; - в части тиражирования опробованных решений и функционала.

Блок организационно-технических вопросов	
1.	Формирование экспертного совета по реализации цифровой сети, в целях формирования экспертного мнения и технической поддержки принимаемых решений, бюджета для организации его деятельности.
2.	Разработка модели управления.
3.	Интеграция в систему управления качеством на предприятии новых моделей.
4.	Разработка предложений по созданию инженерно-технических IT служб развития и технической поддержки автоматизированных систем управления.
Блок вопросов управления персоналом	
1.	Разработка целевой производственной и организационной структуры цифровой сети, реализация пилотного проекта по их внедрению.
2.	Формирование нормативов численности персонала для обслуживания и ремонта цифровых типов оборудования.
3.	Разработка и актуализация ключевых типовых программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала в соответствии с программой перехода и создания цифровых сетей.
4.	Внедрение в учебных центрах ключевых программ подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала, адаптированных с учётом цифровизации сетей.
5.	Подготовка предложений по доработке профессиональных и образовательных стандартов с учётом цифровизации сетей.
6.	Прогнозирование потребности в персонале новой квалификации по годам развертывания программы цифровизации.
7.	Разработка планов переоснащения центров подготовки персонала новыми типами оборудования.
8.	Разработка программ переобучения персонала, программ высвобождения персонала, поддержки занятости (совместно с региональными органами власти).

Перечень первоочередных научно-исследовательских работ по созданию цифровой сети

К первоочередным научно-исследовательским работам по созданию цифровой сети относится разработка:

1. Системы кластеризации цифровых РЭС и принципов формирования долгосрочной Программы создания цифровых электрических сетей.
2. Системы кластеризации ЦПС по типу с описанием необходимого функционала для каждого типа.
3. Электронного каталога типовых решений для цифрового РЭС.
4. Целевой модели (прототипа) Mini/Microgrid.
5. Автоматизированной системы мониторинга и диагностики ЛЭП с применением беспилотных летательных аппаратов.
6. Технических требований к системе автоматизированного проектирования по стандарту МЭК 61850, алгоритмов и методики проверки системы автоматизированного проектирования на соответствие техническим требованиям.
7. Типовой архитектуры, создание опытных образцов и опытная эксплуатация единой серверной платформы для всех подсистем ЦПС с использованием средств аппаратной виртуализации.
8. Профилей информационного взаимодействия логических узлов для реализации функций РЗА и АСУ ТП и их описание в виде XML-файлов.
9. Требований к интеллектуальным электронным устройствам в части работы с файлами электронной конфигурации в формате SCL, включая требования к описанию функциональных возможностей устройств и требования к сервисному программному обеспечению устройств, алгоритмов и методики проверки соответствия интеллектуальных электронных устройств техническим требованиям.
10. Единой модели информационной сети.
11. Мероприятий по обеспечению кибербезопасности вновь строящихся и реконструируемых ЦПС.
12. Функциональных требований безопасности, требований доверия к безопасности для ЦПС.
13. Алгоритмов работы для адаптивной РЗА.
14. Технико-экономической модели цифрового РЭС, критериев отбора, определение минимально-допустимого технологического уровня

электрических сетей. Выбор пилотного цифрового РЭС.

15. Требований и правил по формированию цифровой базы знаний.

16. Системы управления цифровой базой знаний.

Перечень первоочередных Стандартов организации для создания цифровой сети

1. Пакет стандартов «Цифровой РЭС»:

- Методические рекомендации по проектированию цифровых РЭС. Методические указания по разработке технико-экономического обоснования цифровых РЭС.

- Методические указания по разработке финансово-экономической модели.

- Глоссарий и типовой функционал цифровых РЭС.

- Нормирование операционных затрат для цифровых РЭС. Методические указания по расчету численности цифрового РЭС.

- Нормирование капитальных затрат для цифровых РЭС.

- Требования к системам интеллектуального учета электрического энергии. Методы испытаний и поверки.

- Требования к системам связи и их построению в цифровых электрических сетях 0,4-110 кВ.

- Требования к активному потребителю при осуществлении технологического присоединения и малой распределенной генерации.

- Требования к системам и обеспечению удаленного мониторинга оборудования на РП и ТП 0,4-20 кВ. Руководящие указания по эксплуатации оборудования, оснащенным системой удаленного мониторинга.

- Требования к организации работы оперативно-выездных бригад в цифровых РЭС. Методические указания по расчету численности оперативно-выездных бригад в цифровых РЭС.

- Типовые требования к каналам связи.

- Типовые требования к созданию ЦУС РЭС.

- Типовые требования к системам воздушного мониторинга ЛЭП 0,4-750 кВ.

2. Пакет стандартов «SmartCity».

3. Пакет стандартов «Кибербезопасность».

4. Пакет стандартов «Цифровые ЦПС»:

- Требования к синхронизации точного времени сетевого протокола для измерительных и управляющих систем.

- Методические указания по проектированию ЦПС.

- Технические требования к аппаратно-программным средствам и электротехническому оборудованию ЦПС.

- Типовые методики испытаний компонентов ЦПС на соответствие стандарту МЭК 61850 первой и второй редакции.

- Руководящие указания по эксплуатации оборудования ЦПС.
- Требования к трансформаторам тока и напряжения в соответствии с МЭК 61850. Методы испытаний.
- Требования к составу логических устройств и распределению логических узлов по логическим устройствам.
- Требования к наименованию логических устройств, логических узлов и других элементов модели стандарта.
- Требования к поддерживаемым коммуникационным сервисам и параметрам их настройки, структуре наборов данных.
- Требования к управляемым объектам и поддерживаемым моделям управления стандарта.
- Требования к гибкому моделированию данных стандарта и их наименованию.
- Методика расчета надежности комплексов РЗА и АСУ ТП ЦПС.
- Разработка методик для испытаний микропроцессорных устройств РЗА и АСУ ТП, а также систем автоматизированного проектирования.