# УПРАВЛЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАГРУЗКИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

АВТОР:

БАЗАРОВ Ф.А.
ООО «ЦЕНТР ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕР РАО ЕЭС»

**Системы управления уровнями напряжения и потерями в распределительных сетях благодаря автоматизации процесса (и, соответственно, быстрому реагированию оперативно-выездной бригады) позволяют гарантировать нормативные уровни напряжения, предотвращать перегрузку оборудования и сокращать время восстановления электроснабжения на основе автоматизации процесса или быстрому реагированию оперативно-выездной бригады.**

*Ключевые слова:* система управления уровнями напряжения; регулирование напряжения; распределительные сети; SCADA; DMS; Smart Grid.

ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»



## РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

В настоящее время напряжение в распределительных сетях регулируется под нагрузкой (РПН) трансформаторов 110/6-20 кВ питающих центров и 6-20/0,4 кВ трансформаторных пунктов (ТП) с переключением ответвлений без возбуждения (ПБВ). Внедрение алгоритмов управления автоматическим регулированием напряжения трансформаторов (АРНТ) питающих центров и средств компенсации реактивной мощности в распределительных сетях 6–20/0,4 кВ позволит решить задачи обеспечения нормативного уровня напряжения у потребителей в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения», а также снижения перетоков реактивной мощности по сети для уменьшения потерь электрической энергии. С 2014 г. ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» реализует НИОКР по разработке и внедрению технологий интеллектуальных распределительных электрических сетей.

Реализация типовых технических решений по созданию «умных» распределительных сетей 6–20/0.4 кВ позволит обеспечить требуемые уровни напряжения

### СТРУКТУРА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ И ПОТЕРЯМИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

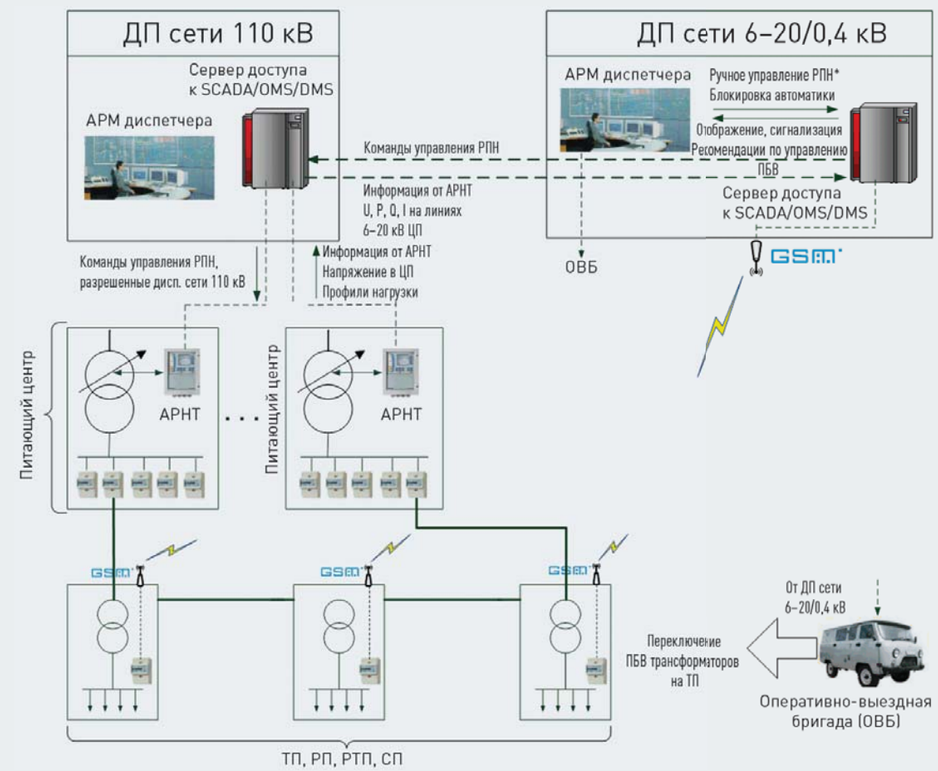


Рис. 1

в нормальном режиме работы электрической сети, а также повысить управляемость и сокращение времени изменения топологии электрической сети для предотвращения перегрузки оборудования, снизить время восстановления электроснабжения потребителей и уменьшить недоотпуск электрической энергии в аварийных и послеаварийных режимах.

## СТРУКТУРА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ И ПОТЕРЯМИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

В основе построения системы управления уровнями напряжения и потерями в распределительных сетях лежит многоуровневая архитектура, состоящая из объектного (нижнего) и SCADA/DMS/OMS-системного (верхнего) уровней. Структура системы представлена на рис. 1.

Объектный уровень системы содержит следующие программно-технические средства (ПТС), входящие в состав программно-технического комплекса (ПТК):

– Функционирующие в центрах питания и обеспечивающие непосредственное управление РПН трансформаторов 110/6–20 кВ подстанции. При возникновении отклонения напряжения от нормированных уровней устройства АРНТ подают управляющие воздействия для изменения положения отпаек устройств регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов питающих центров.
– Устанавливаемые на ТП распределительной сети и обеспечивающие непосредственное управление (включение/отключение) средства компенсации реактивной мощности (СКРМ).

Все указанные средства управляются в соответствии с уставками, задаваемыми верхним уровнем системы.

Верхний уровень системы представлен SCADA/DMS/OMS-системой с модулем оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

Для достижения оптимальных уровней напряжения SCADA/DMS/OMS-система формирует график переключений РПН трансформаторов на следующие 24 ч (или иной заданный период) и определяет уставки для каждого участвующего в работе системы устройства (РПН трансформаторов питающих центров и СКРМ). При необходимости для персонала оперативно-выездной бригады (ОВБ) SCADA/DMS/OMS-система может вырабатывать рекомендации по переключению ПБВ ответвлений, установленных на ТП (РТП) 6–20/0,4 кВ.

## ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МОДУЛЕЙ ВНУТРИ SCADA/DMS/OMS-СИСТЕМЫ

Взаимодействие модулей внутри SCADA/DMS/OMS-системы представлено на рис. 2.

DMS-система сети 6–20/0,4 кВ по команде или автоматически (в зависимости от настройки)

## ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МОДУЛЕЙ ВНУТРИ SCADA/DMS/OMS-СИСТЕМЫ

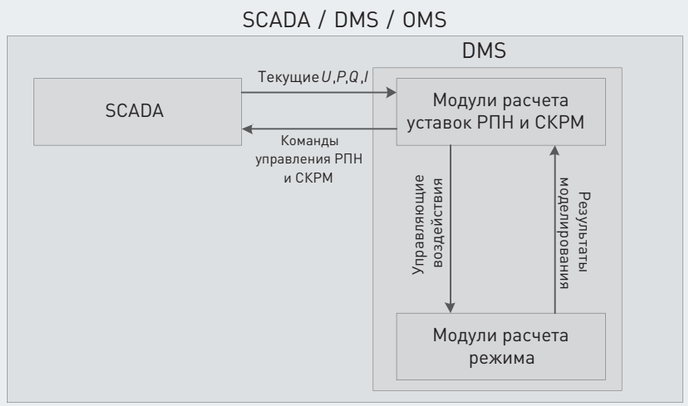


Рис. 2



запрашивает у SCADA-системы текущее состояние системы и оборудования, значения контролируемых напряжений, затем производит расчет необходимых положений РПН трансформаторов питающих центров и передает информацию обратно в SCADA-систему. Из SCADA-системы диспетчерского пункта сети 6–20 кВ команда на изменение положения РПН ретранслируется в SCADA-систему диспетчерского пункта сети 110 кВ, в зону оперативной ответственности которого входит данный питающий центр. Для ретрансляции необходимо использовать протокол МЭК 60870-5-104 и существующие каналы корпоративной сети передачи данных (КСПД). Из SCADA-системы диспетчерского пункта сети 110 кВ команда передается на устройства АРНТ питающего центра, используя протоколы МЭК 60870-5-104 или МЭК 60870-5-101.

## ТОЧКИ КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Основным источником исходной информации для работы системы служит существующая инфраструктура, состоящая из систем телемеханики (ТМ), автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) и каналов передачи данных.

В качестве устройства измерения напряжения используется интеллектуальный счетчик электроэнергии с возможностью фиксировать величину отклонения напряжения. Счетчик должен сам или с помощью устройства сбора и передачи данных (УСПД) поддерживать передачу информации в двух направлениях: в интеллектуальную систему учета электроэнергии (ИСУЭ) и в SCADA-систему диспетчерского пункта.

Если необходимо существенно сократить затраты на организацию точки контроля напряжения, можно использовать шины 0,4 кВ ТП и РТП.

Для тех ТП, где не установлены устройства измерения напряжения или отсутствует в данный момент связь с диспетчерским пунктом, используются расчетные значения напряжения, полученные из модуля расчета режима в составе SCADA/DMS/OMS-системы.

Точки контроля напряжения выбираются по следующим приоритетам:

1. по результатам мониторинга и поступающим жалобам от потребителей о снижении качества электроэнергии;
2. по результатам контрольных измерений на объектах с максимальным и минимальным значениями напряжения;
3. по результатам расчетов электрических режимов, в ходе которых на модели сети имитируются различные режимы (в зависимости от исходных данных, по суточным или сезонным замерам минимумов и максимумов нагрузки) и определяются объекты с максимальным и минимальным значениями напряжения;
4. объекты, по которым проходит граница балансовой принадлежности сетей и потребителя или другой сетевой организации по стороне высшего напряжения (ВН).

В зависимости от расположения объекта напряжение в точках передачи электроэнергии должно быть в пределах +/– 10% от номинального.

## ОРГАНИЗАЦИЯ СВЯЗИ

Существует несколько способов организации связи.

Наиболее предпочтительным вариантом является проводной канал связи от точки контроля до технологической сети передачи данных (ТСПД) с использованием волоконно-оптической линии (ВОЛС) или PLC (Power Line Communication — канал связи, организованный по линии электропередачи).

Вторым по приоритетности является вариант организации собственного беспроводного канала связи по радиоканалу, третьим — канал связи на основе технологий GSM/GPRS, он же является резервным каналом для предыдущих вариантов. Для повышения информационной безопасности всей системы при передаче информации по резервному каналу должна использоваться внутренняя (закрытая) локальная сеть провайдера мобильной связи с передачей данных через защищенное соединение VPN (Virtual Private Network — виртуальная выделенная сеть) с доступом к такому соединению по собственному идентификатору APN (Access Point Name — имя точки доступа).

## АЛГОРИТМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ

В основу работоспособности системы заложен алгоритм, включающий в себя следующие этапы:

1. конфигурирование системы;
2. анализ текущих значений;
3. расчет начальных значений;

4. выбор оптимальных значений;
5. анализ результатов моделирования;
6. представление оптимального решения.

Укрупненная блок-схема описанного технологического алгоритма функционирования системы управления уровнями напряжения в распределительных сетях приведена на рис. 3. Рассмотрим каждый из этапов алгоритма подробнее.

## КОНФИГУРИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ

Первый этап — начальное конфигурирование — включает в себя:

- Выбор режима работы системы. Система может выдавать рекомендации диспетчеру или автоматически выполнять определенные системой управляющие воздействия.
- Выбор условий запуска системы:
  1. периодически (с заданным выбираемым периодом), например, каждые 10 мин.;
  2. по событиям, например, при устойчивом выходе напряжения в одной или нескольких контрольных точках сети за заданные допустимые пределы);
  3. расчет графика переключений на следующие сутки.
- Выбор одного или нескольких критериев оптимальности режима сети по напряжению и реактивной мощности из числа допустимых в системе:
  1. минимум количества потребителей, у которых имеют место недопустимые отклонения напряжения;
  2. минимум суммарного времени, в течение которого у потребителей имеют место недопустимые отклонения напряжения;
  3. минимум потерь электроэнергии (мощности) в сети.
- Выбор используемого в данный момент времени управляемого оборудования (с учетом его состояния, эксплуатационных ограничений, ожидаемых нагрузок).
- Задание приоритетов его применения для изменения режима работы сети по напряжению и реактивной мощности.

## АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ ЗНАЧЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЙ В ТОЧКЕ КОНТРОЛЯ (ОТ SCADA-СИСТЕМЫ)

На втором этапе система вычисляет соответствующие начальные значения, определяемые выбранными критериями оптимальности:

- отклонение напряжения в точке контроля, которое рассчитывается по следующей формуле

$$\delta U = (U_{изм} - U_{ном})/U_{ном} \times 100\%,$$

где $U_{изм}$ — измеренное напряжение; $U_{ном}$ — номинальное напряжение;

- время недопустимых отклонений напряжения;
- потери электроэнергии/мощности в сети.

Затем производится проверка заданных условий запуска системы, запуск системы в случае их выполнения, в противном случае — переход на конец алгоритма.

## РАСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ

На третьем этапе производится расчет начальных значений параметров режима на основе текущих значений напряжений в точке контроля и текущих значений уставок управляемого оборудования, например, устройств РПН трансформаторов питающих центров ($УСТ_i$, i = 1, ..., n) для заданного момента времени или периода (в зависимости от выбранных условий запуска системы и критериев оптимальности).

Текущее значение индекса эффективности режима рассчитывается по следующей формуле:

Индекс эффективности = Значение целевой функции для выбранного критерия оптимальности + Штрафы за нарушение допустимых отклонений параметров режима.

## ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ

Четвертый этап состоит из циклически выполняемой последовательности процедур оптимизации режима по U и Q. Для выбора оптимальных значений $УСТ_i$ (i = 1, ..., n) необходимо выполнить следующие действия:

1. смоделировать одно из возможных управляющих воздействий — $УСТ_i$,



## БЛОК-СХЕМА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ УРОВНЯМИ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

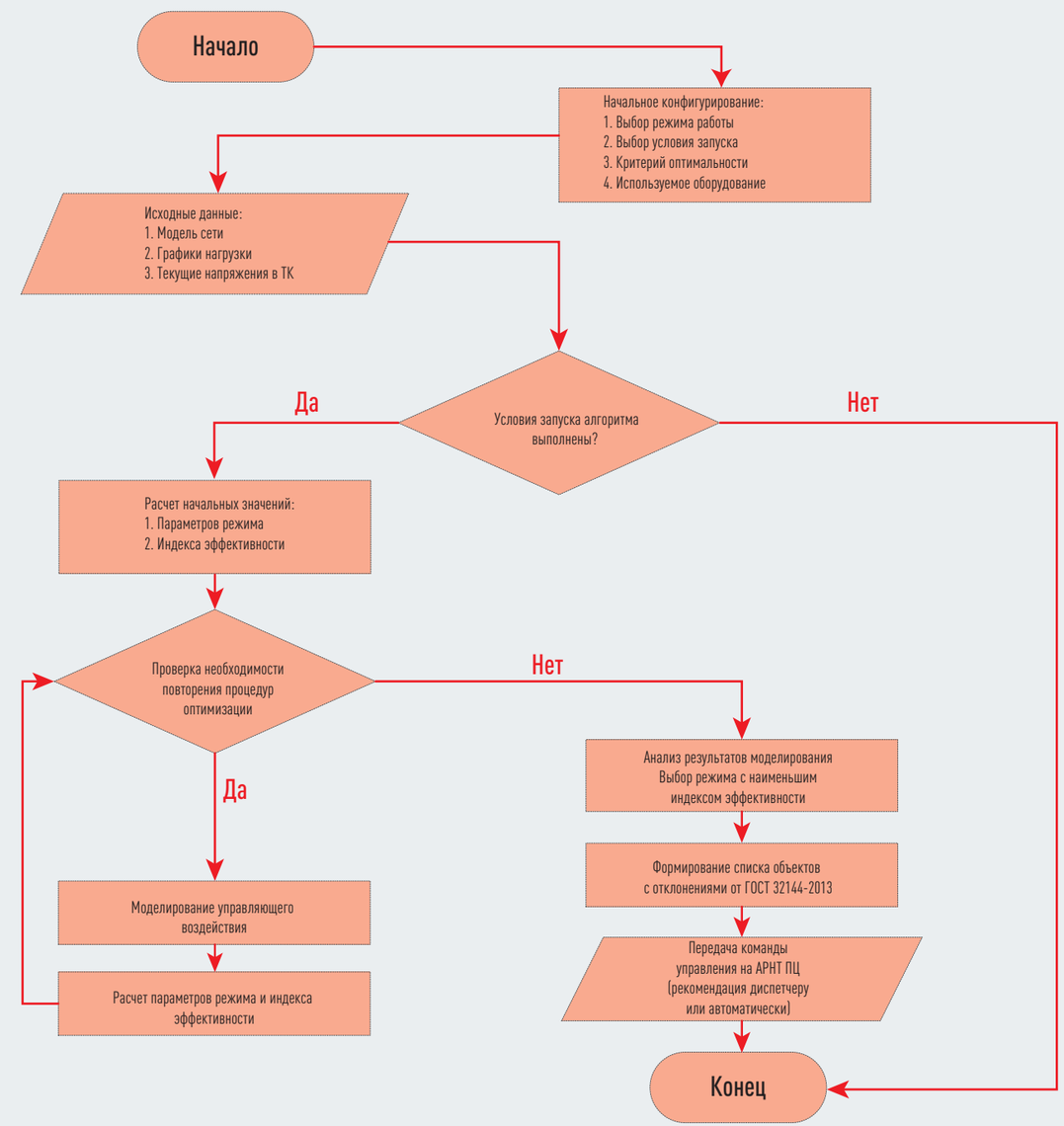


Рис. 3

например, изменения положения РПН трансформатора питающих центров на 1 позицию вверх/вниз;

2. рассчитать параметры прогнозируемого режима сети при реализации данного управляющего воздействия;
3. определить все изменившиеся значения факторов, определяющих выбранные критерии оптимальности; оценить эффективность изменений;
4. для каждого возможного управляющего воздействия (в нашем случае состоящего в изменении положения РПН трансформатора питающего центра) оценивается новый индекс эффективности и отклонения напряжения в точке контроля. Уровень отклонения напряжения в точке контроля должен соответствовать требованиям ГОСТ 32144-2013, и нарушение указанных требований учитывается в слагаемом «штрафы за нарушение» таким образом, что чем больше точек контроля с нарушением по отклонению напряжения, тем хуже индекс эффективности;
5. проанализировать эффективность данного цикла оптимизации (в сравнении с предыдущими) и перейти к следующему возможному управляющему воздействию (с учетом эффективности выполненных).

Повторять всю последовательность операций 1–4 этапа 4 до тех пор пока i < n.

## АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ

На пятом этапе производится анализ результатов во всех циклах моделирования (по управляющим воздействиям и времени). Полученный в результате выполнения алгоритма режим с наименьшим индексом эффективности считается оптимальным.

По существующим графикам нагрузки для полученного положения РПН производится расчет режимов на ближайшее время с заданной дискретностью. Это необходимо для оценки времени существования наилучшего режима с целью экономии ресурса РПН.

Формируется перечень точек контроля, в которых даже в наилучшем режиме отклонение напряжения не соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 и в которых необходимо применить локальные средства регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности (например, устройства ПБВ трансформаторов 6–20/0,4 кВ ТП, СКРМ, ВДТ).

## ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ

Система представляет результирующий оптимальный набор переключений $(УСТ_i)_{опт}$ в качестве рекомендаций диспетчеру (в режиме разомкнутого контура управления) или отправляет оптимальные управляющие воздействия непосредственно в SCADA-систему для автоматического выполнения (в режиме замкнутого контура).

Для обеспечения оперативного контроля и управления работой системы уполномоченным персоналом в системе управления регулированием нагрузки в распределительных сетях предусмотрены:

- отображение текущих значений контролируемых напряжений в виде таблиц и графиков во времени;
- отображение состояния системы (включено/отключено);
- отображение участия объектов и управляемого оборудования в работе системы (участие/неучастие);
- отображение текущего состояния управляемого оборудования;
- выдача команд управления работой системы, в том числе на:
  1. включение/отключение системы;
  2. участие/неучастие каждой единицы управляемого оборудования в работе системы;
- изменение приоритетов регулирования для каждого объекта и каждой единицы управляемого оборудования;
- ведение архива и протоколов команд управления и аварийных событий в процессе работы системы и их отображение;
- проверка работоспособности каналов коммуникаций между компонентами системы с занесением данных в протокол и архив.

Внедрение системы управления уровнями напряжения и потерями в распределительных сетях позволит обеспечить нормативные уровни напряжения, предотвратить перегрузку оборудования, сократить время восстановления электроснабжения, благодаря автоматизации процесса или быстрому реагированию оперативно-выездной бригады. ■

# ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ АВТОРОВ

В журнале «Энергия Единой Сети» публикуются научно-технические обзоры, статьи проблемного и научно-практического характера по всем направлениям, связанным с передачей электроэнергии.

В журнале публикуются результаты исследования актуальных проблем отечественной электроэнергетической отрасли: рассматриваются вопросы эксплуатации электрических сетей, разработки и внедрения нового оборудования, научно-технической политики и стратегии развития электроэнергетики, развития возобновляемых источников энергии.

Публикуемые в журнале статьи в основном относятся к следующим тематикам:

- вращающиеся электрические машины;
- трансформаторы;
- высоковольтное оборудование;
- кабели;
- воздушные линии;
- подстанции;
- линии постоянного тока и силовая электроника;
- релейная защита и автоматика;
- планирование энергосистем и экономика;
- управление и контроль энергосистем;
- влияние энергетики на окружающую среду;
- технические характеристики энергосистем;
- электроэнергетический рынок и его регулирование;
- распределенные системы и рассредоточенная генерация;
- материалы и разработка новых технологий;
- информационные системы и связь.

Автор, направляя рукопись в Редакцию, принимает личную ответственность за достоверность и оригинальность результатов исследования, представляемого в статье.

Автор также гарантирует наличие у него исключительных прав на использование переданного редакции материала.

Все статьи проходят рецензирование, результаты которого могут быть по запросу переданы авторам.

Редакция журнала принимает статьи в электронном виде. При написании и оформлении статей для печати редакция журнала просит придерживаться определенных правил, с которыми можно ознакомиться на сайте журнала.

**www.энергия-единой-сети.рф**
**editor@ntc-power.ru**
**тел.: + 7 (495) 727-1909 (доб. 1731)**