

Централизованная система управления уровнями напряжения в сетях 110–220 кВ Кубанской энергосистемы

ГВОЗДЕВ Д.Б., ХОЛОПОВ С.С.,

Рассматривается возможность практической реализации системы централизованного управления уровнями напряжения в сетях 110–220 кВ Кубанской энергосистемы, что позволит снизить нагрузку диспетчерского персонала. Проведен последовательный расчет режимов и проанализирована эффективность применения централизованного управления напряжением на примере тестовой сети 110–220 кВ, а также в Кубанской энергосистеме. Сформированы требования к архитектуре системы, к составу необходимой информации, каналам связи и программному обеспечению. Выбор Кубанской энергосистемы как экспериментальной сети обоснован наличием в регионе современных средств регулирования режима (напряжения и реактивной мощности). Показана зависимость эффекта централизованного управления исполнительными устройствами от загруженности сети. Отмечен эффект повышения потерь активной мощности при слабой нагрузке электрической сети в часы ночного минимума нагрузок из-за устранения системой регулирования нарушенных уровней напряжений.

Ключевые слова: энергосистема, управление напряжением, потери активной мощности, диспетчерское управление, автоматизированные системы

Повышение эффективности работы диспетчерского персонала путем построения централизованной системы управления уровнями напряжения в сетях высокого класса напряжения было предложено в [1]. По результатам анализа отечественного и зарубежного опыта построения систем централизованного управления напряжением обоснована целесообразность применения систем подобного рода в электрических сетях 110–220 кВ ЕНЭС РФ, для чего разработан алгоритм централизованного управления уровнями напряжения в электрических сетях 110–220 кВ.

В статье предлагается выполнять оценку эффективности функционирования разработанного алгоритма в тестовой сети, а также его применения в электрической сети 110–220 кВ Кубанской энергосистемы.

Кубанская энергосистема обладает рядом специфических особенностей.

1. Зимние и летние нагрузки Кубанской энергосистемы находятся практически на одном уровне, так как летние нагрузки, включающие в себя повсеместное кондиционирование и интенсивное функционирование курортных объектов, сопоставимы с зимними нагрузками.

2. В Кубанской энергосистеме уже в настоящее время присутствует большое число современных управляемых устройств регулирования режима [2], внедренных, в том числе, и при подготовке к Олимпийским играм в Сочи.

3. Наличие неоднородных межсистемных связей с соседними энергосистемами, что может приводить к перегрузкам линий более низких классов

напряжения, шунтирующих линии более высокого класса. Узлы, сопряженные с линиями, входящими в неоднородные межсистемные связи, подвержены резким снижениям уровней напряжения.

Данные особенности в совокупности с относительной загруженностью системы из-за густонаселенной территории и развитой инфраструктуры Краснодарского края требуют более эффективного регулирования напряжения, что может быть достигнуто за счет внедрения системы автоматизированного централизованного управления напряжением.

На первом этапе апробация алгоритма централизованного управления напряжением в электрических сетях выполнялась в тестовой электрической сети 110–220 кВ для исключения применения его к частной задаче на примере фрагмента 110–220 кВ Кубанской энергосистемы.

Эффективность работы алгоритма оценивалась на основании результатов эксперимента для разработанной тестовой сети (рис. 1), содержащей 10 узлов, а также БСК с различной дискретностью, СТК и ФРТ, установленных на передаче 220 кВ, шунтирующих электропередачу 500 кВ.

Суть эксперимента заключалась в последовательном расчете режимов при отсутствии централизованного управления исполнительными устройствами, а затем при моделировании его наличия при выполнении разработанного алгоритма. Периодичность расчета режимов составляла 1 ч. Периодичность расчетов уменьшалась до 5 мин в течение получаса в моменты резкого увеличения реверсивного перетока по электропередаче 220 кВ «1-3-4-5-2» (рис. 1), шунтирующей магистральную

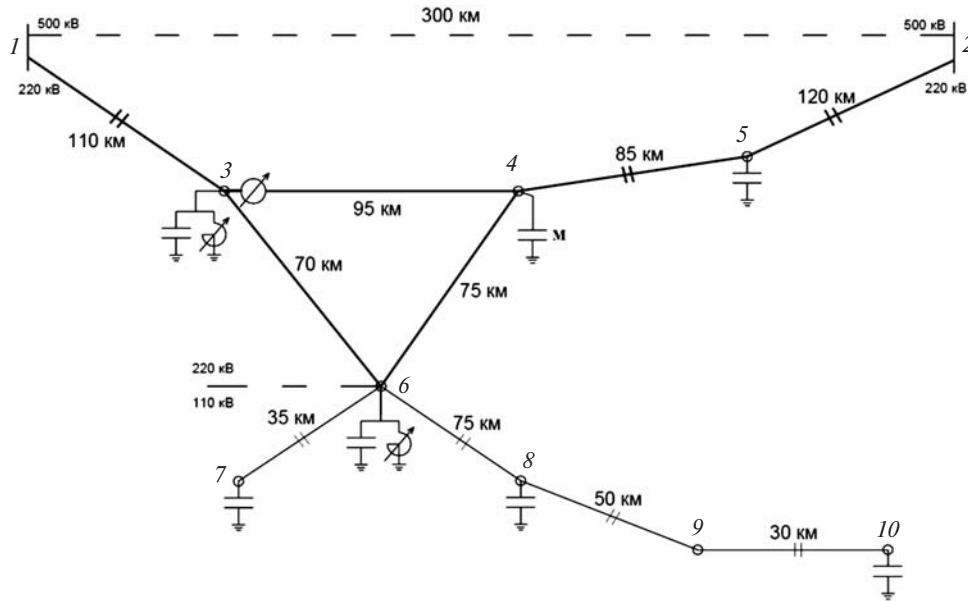


Рис. 1. Схема тестовой сети

линию 500 кВ, или смены его направления. При этом при переходе от одного режима к другому разрешалось выполнять воздействие не на одно, а на несколько исполнительных устройств (не нарушая пределов по использованию коммутационного ресурса), в предположении, что в течение часа система регулирования может выявить неограниченное число узлов, требующих регулирования.

Подробный анализ параметров режима в течение суток позволил выявить эффект сглаживания графика потерь активной мощности. Потери в режиме наименьших нагрузок увеличивались при использовании централизованного управления напряжением, что обусловлено снижением повышенных уровней напряжения в слабозагруженных узлах. Однако в часы максимума нагрузки уровень потерь активной мощности при использовании предлагаемой системы управления заметно снижался, например с 23,39 до 21,12 МВт на 19:00. Это обусловлено не изолированным регулированием напряжения и реактивной мощности в отдельном узле, а приоритетным регулированием наиболее загруженных участков сети всеми средствами регулирования, включая СТК и ФРТ.

Итоговые результаты в целом за сутки, полученные в ходе эксперимента:

Параметр	Значение*
Потери:	
активной мощности при пиковых нагрузках, МВт	21,42/23,39
электроэнергии, МВт⋅ч (t = 0,541 ч/ч; T _{но} = 600 ч/год)	212,332/197,709
Число нарушений:	
по уровню напряжения в узлах	97/3

по активной мощности в ветвях

4/1

Число коммутаций дискретных исполнительных устройств

28/47

* Значение в числителе при централизованном управлении, в знаменателе – без централизованного управления.

Анализ результатов позволяет сделать ряд выводов.

1. При централизованном управлении исполнительными устройствами электрической сети по разработанному алгоритму удается достичь практически полного отсутствия случаев нарушения уровнями напряжения в узлах значений, требуемых нормативными документами, при постоянном обеспечении достаточности регулировочных диапазонов устройств РПН трансформаторов на понижающих подстанциях, а также заметного снижения нарушений по допустимому перетоку активной мощности в ветвях.

2. Централизованное управление исполнительными устройствами электрической сети по разработанному алгоритму обеспечивает оптимальное использование коммутационного ресурса оборудования сети. Исключаются необоснованные простои, при этом команды на переключения выдаются нормированно, не приводя к досрочной растрате ресурса.

3. Эффективность централизованного управления исполнительными устройствами электрической сети по разработанному алгоритму пропорциональна загруженности элементов электрической сети (чем выше нагрузка, тем больший эффект от оптимизации потерь можно получить).

Первым шагом на пути к практической реализации централизованной системы управления напря-

жением и устройствами регулирования режима в Кубанской энергосистеме является программная реализация алгоритма управления. Для задач электроэнергетики этот алгоритм наиболее применим в средах программных комплексов, предназначенных для решения задач оперативно-диспетчерского управления. Одним из таких программных комплексов может служить программный комплекс КАСКАД-НТ 2.0, разработанный специалистами НТЦ ФСК ЕЭС [3].

При отсутствии разработанного алгоритма ПК «КАСКАД-НТ» 2.0, изменяя параметры нагрузки и генерации узлов, загружаемые из файла профиля нагрузок с заданной периодичностью, проводится расчет режима методом Ньютона, записывая вновь режимные параметры в базу данных параметров системы и режимы comnod.sdf (рис. 2, - - -).

Реализация алгоритма предусматривает модификацию данного циклического процесса специальной подпрограммой; данная подпрограмма после записи новых значений мощностей и нагрузок из файла профиля в базу данных приостанавливает модель, собирает из базы данных параметры режима и, отправляя их в оптимизационный блок подпрограммы, получает оптимальные значения выдачи/потребления реактивной мощности в узлах $Q_{\text{кpm}}$ и номера отпак РПН трансформаторов $N_{\text{рпн}}$. Возвращая эти данные в базу, расчет режима осуществляется уже с новыми значениями (рис. 2, —).

В качестве практической реализации системы управления уровнями напряжения на основе разработанного алгоритма, как уже было сказано выше предлагается использовать модель Кубанской энергосистемы, схема которой представлена на рис. 3. Основополагающие параметры сети:

Параметр	Значение
Число узлов	888
ветвей	804
Суммарная активная (пиковая) генерация, МВт	4635,9
нагрузка, МВт	4756,0
Суммарная реактивная (пиковая) нагрузка, Мвар	2205,4

Графики потерь активной мощности при почасовом расчете суточного режима представлены на рис. 4.

Анализ графиков потерь активной мощности (рис. 4) позволяет сделать следующие выводы:

потери активной мощности при пиковых нагрузках (19:00–19:30) при наличии централизованного управления уровнями напряжения и устройствами компенсации реактивной мощности снизились с 271 до 254 Мвт (снижение потерь примерно на 7%);

использование алгоритма оптимизации позволят снизить максимумы потерь активной мощности, а также в полупиковой зоне суточного графика нагрузки; при дневном максимуме (10:00–10:30) потери активной мощности снизились на 4,5% (с 257 до 246 МВт); в течение всего полупикового периода (12:00–16:00) при централизованном управлении наблюдается стабильная экономия порядка 8–10 МВт;

в период ночного провала (3:30–4:00) потери активной мощности при использовании алгоритма оптимизации повышаются (188 против 184 МВт); это объясняется тем, что при регулировании на-



Рис. 2. Принцип расчетов посредством ПО «КАСКАД-НТ» при внедрении алгоритма в качестве подпрограммы (сплошные линии) и при отсутствии такового (---)

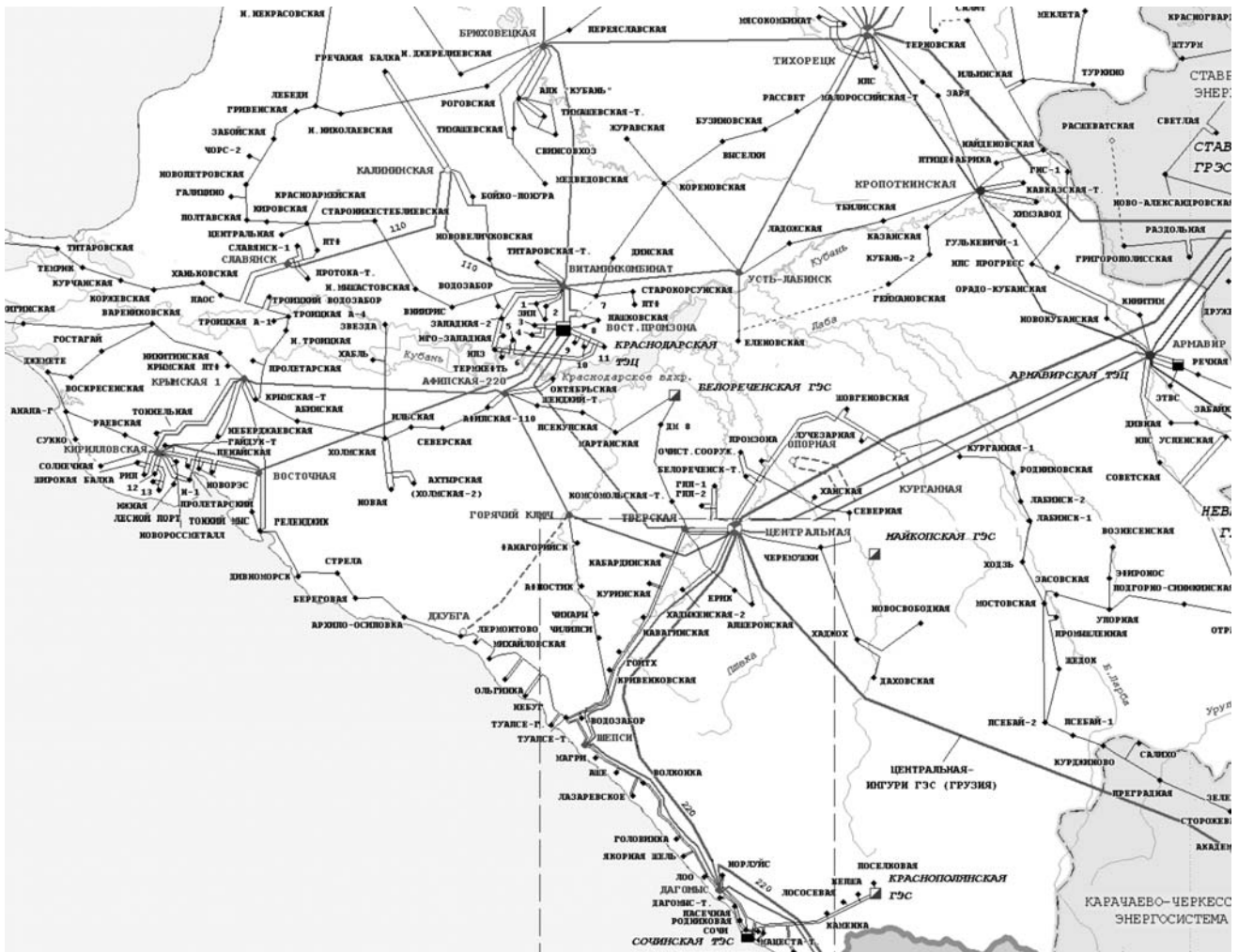


Рис. 3. Схема Кубанской энергосистемы

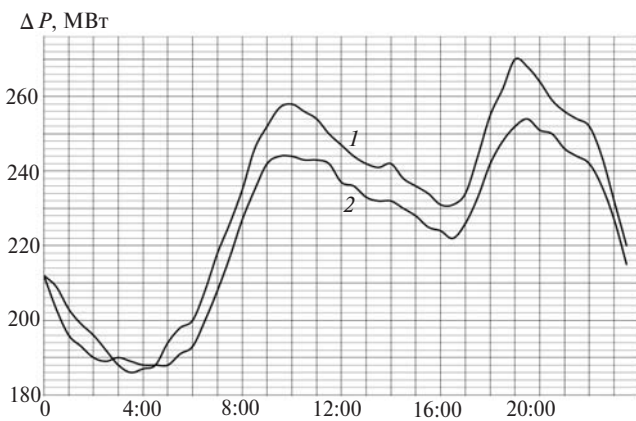


Рис. 4. Графики потерь активной мощности за сутки без использования алгоритма (1) и при использовании алгоритма (2)

пряжения в узлах, во избежание завышенных по сравнению с нормативами уровней напряжения, система централизованного управления напряжением снижает напряжение в данных узлах, тем самым немного повышая потери активной мощности в сети.

Помимо сопоставления потерь активной мощности как основного критерия оптимизации оце-

ним также выполнение ограничений по уровням напряжения, перетокам активной мощности в ветвях и числу коммутаций, сопоставив численные показатели за сутки:

Параметр	Значение параметра*
Потери: активной мощности при пиковых нагрузках, МВт	254/270
электроэнергии, МВтж/сут.	5208,11/5434,27
Число: узлов, в которых требуемый диапазон напряжений не был выдержан	0/43
ветвей, в которых требуемый диапазон перетока активной мощности не был выдержан	0/0
коммутаций дискретных исполнительных устройств	1317/—
коммутаций (удельное) исполнительных устройств	4,25/~2

* В числителе значение параметра при централизованном управлении, в знаменателе — без централизованного управления.

По результатам анализа эффективности централизованного управления напряжением в Кубанской энергосистеме можно сделать следующие выводы.

Использование предлагаемого подхода с централизацией управления исполнительными устройствами электрической сети по разработанному алгоритму позволило обеспечить снижение потерь электроэнергии на 7–8%, при этом были выполнены ограничения по напряжениям в узлах, а также постоянно обеспечивалась достаточность регулировочных диапазонов устройств РПН.

Предлагаемый подход обеспечивает оптимальное использование коммутационного ресурса оборудования сети: исключаются необоснованные простои, при этом команды на переключения выдаются нормированно, не приводя к досрочному использованию коммутационного ресурса.

Эффективность управления по предлагаемому алгоритму пропорциональна загруженности элементов сети.

Кроме разработки непосредственно самого алгоритма централизованного управления уровнями напряжений немаловажное значение имеет и сама архитектура системы централизованного автоматизированного управления напряжением.

Указанная система должна представлять собой совокупность следующих компонентов.

1. Аппаратная часть:

1) измерительные устройства в сочетании с устройствами сбора информации с измерительных устройств и ее последующей передачи (Remote Terminal Unit, RTU);

2) каналы связи RTU с центром обработки информации;

3) вычислительные устройства (серверы) обработки данных и выработки оптимальных управляющих воздействий на исполнительные устройства (Master Terminal Unit – MTU);

4) автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера;

5) исполнительные устройства.

2. Программная часть:

1) сбор данных и визуальное представление процессов на АРМ диспетчера (человеко-машинный интерфейс);

2) алгоритмы автоматизированного управления, в том числе разработанный алгоритм.

Предлагаемая система централизованного управления напряжением представлена на рис. 5.

В качестве измерительных устройств для централизованной системы управления напряжением служат типовые измерительные трансформаторы напряжения и измерительные трансформаторы тока, используемые в сетях 110–220 кВ.

RTU или устройства сбора и передачи данных (УСПД) предназначены для сбора и обработки данных, собранных с измерительных устройств и счетчиков электроэнергии, и передачи этих данных на верхний уровень. Полученный с измерительного устройства аналоговый сигнал поступает в RTU через устройства ввода, предусматривающие гальваническую изоляцию источников сигнала и информационных каналов системы. Сигнал с измерительного устройства проходит нормализацию, низкочастотную фильтрацию и преобразуется аналогово-цифровым преобразователем, входящим в состав RTU, в массив цифровых данных.

Основное требование к RTU – возможность хранения телеизмерений, информации о состоянии коммутационных аппаратов, а также хранение ком-

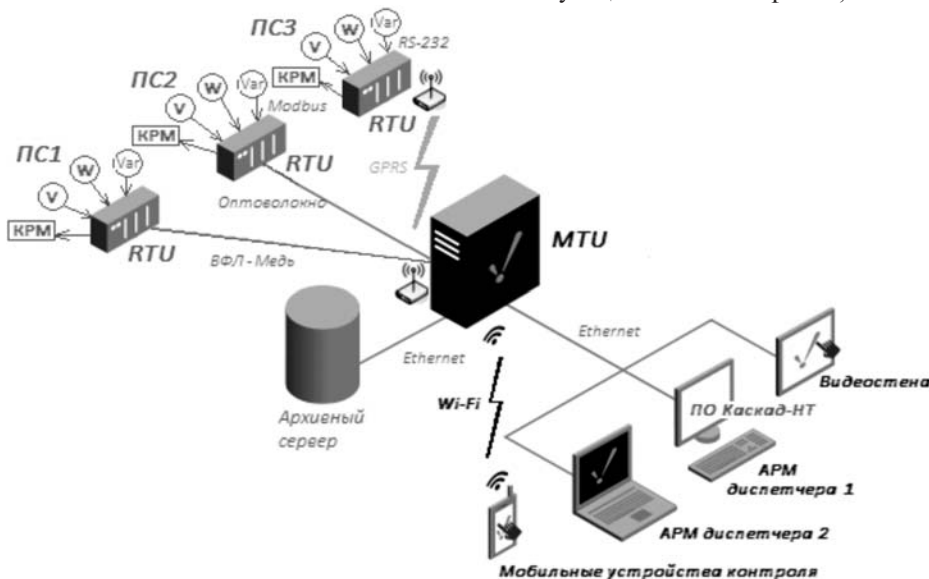


Рис. 5. Архитектура системы централизованного управления напряжением

мерческих профилей нагрузки для резервирования данных о параметрах режима в узле и состоянии оборудования узла в случаях сбоев в функционировании баз данных MTU. Требования к RTU включают требования к числу цифровых интерфейсов и импульсных каналов, которое зависит от числа измерительных устройств в узле, типа контроллера, его мощности, а также конструктивного исполнения RTU. Образцами устройств, которые могут использоваться в разрабатываемой системе в качестве УСПД, могут являться RTU 310 серии, оборудованные наиболее распространенными интерфейсами для подключения внешних устройств измерения (Ethernet, Profibus, RS-232).

В качестве основного канала связи для системы централизованного управления могут использоваться выделенные физические линии, представляющие собой медный кабель или оптоволокно. Также в качестве основного канала связи могут использоваться цифровые ISDN-сети или WAN. В качестве резервного канала связи могут использоваться сотовые сети GPRS, а также LTE и прочие беспроводные технологии передачи данных, в том числе классическая радиосвязь.

Master Terminal Unit (MTU, Главный терминал) осуществляет обработку данных и управление высокого уровня. Основными функциями MTU являются:

выполнение алгоритмов управления исполнительными устройствами АСУ, в частности, выполнение разработанного алгоритма централизованного управления напряжением (сервер приложений);

обработка данных, собранных по каналам связи с MTU; хранение баз данных телеизмерений и баз оборудования сети (архивный сервер);

обеспечение интерфейса между человеком-оператором, управляющим системой с автоматизированного рабочего места (АРМ) и системой (человеко-машинный интерфейс, НМИ).

В зависимости от размера конкретной энергосистемы и объема обрабатываемых данных MTU может быть реализован в самом разнообразном виде от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов. Применительно к Кубанской энергосистеме MTU будет представлять объединенные в локальную сеть сервера, связанные с АРМ диспетчера. При этом функционирование алгоритма может быть запущено как на уже существующих вычислительных мощностях, так и на дополнительно установленном сервере приложений.

Для наилучшей работы системы функционал MTU должен предусматривать режимную оценку состояния электрической сети во избежание слу-

чайных и систематических ошибок в данных, получаемых непосредственно от измерительных устройств, а также для обеспечения функционирования системы при наличии ненаблюдаемых участков сети.

Для системы централизованного управления напряжением, которая, в частности, может являться элементом общей АСУ энергосистемы, обобщенный состав передаваемой информации должен включать в себя следующие данные:

подробные данные телеизмерений напряжений в узлах, потребляемых и генерируемых активной и реактивной мощностей в узлах, потоков активной и реактивной мощностей в ветвях, а также данные учета электроэнергии;

телесигнализация о состоянии исполнительных устройств, диагностические данные о состоянии объектов информационной инфраструктуры (RTU, каналов связи);

сигналы телеуправления.

Требования к программному обеспечению: наличие установленного на АРМ диспетчера ПО КАСКАД-НТ 2.0, отвечающего за человеко-машинный интерфейс со встроенным модулем, реализующим алгоритм централизованного управления напряжением.

Выводы. 1. При проведении последовательного расчета режимов подтверждена работоспособность алгоритма централизованного управления напряжением в тестовой сети 110–220 кВ и в Кубанской энергосистеме. Использование предлагаемого подхода в Кубанской энергосистеме позволяет обеспечить снижение потерь электроэнергии на 7–8% при выполнении ограничений по напряжениям в узлах и достаточности регулировочных диапазонов устройств РПН.

Практическая реализация системы централизованного управления возможна на базе современных автоматизированных систем оперативно-диспетчерского управления (АСОДУ) на базе SCADA в качестве дополнительного программного модуля. Достоинством данного подхода является отсутствие значительных капиталовложений в организацию информационно-телекоммуникационной инфраструктуры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гвоздев Д.Б., Холопов С.С. Повышение эффективности работы оперативно-диспетчерского персонала путем создания централизованной системы управления уровнями напряжения. – Электричество, 2015, № 7, с. 4–11.

2. Гвоздев Д.Б., Дементьев Ю.А., Дьяков Ф.А., Кочкин В.И., Черезов А.В. Новые технологии в электроэнергетике. Разработка, изготовление и внедрение оборудования. – Электро, 2010, № 4, с. 25–27.

3. **Рабинович М.А.** Конструктор автоматизированных рабочих мест «КАСКАД-НТ»/ООО «Каскад-НТ», 2013: <http://www.cascade-nt.ru/cascade2013.pdf>

[25.07.15]

Авторы: Гвоздев Дмитрий Борисович окончил в 1996 г. горно-электромеханический факультет Кузбасского государственного технического университета (КузГТУ). В 2000 г. защитил кандидатскую

диссертацию в КузГТУ. Директор Ситуационно-аналитического центра ОАО «Российские Сети», доцент Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт (НИУ «МЭИ»).

Холопов Станислав Сергеевич окончил магистратуру НИУ «МЭИ» в 2015 г. Инженер ЗАО «Российская Корпорация Средств Связи».

Elektrichestvo (Electricity), 2015, No. 12, pp. 13–19.

A Centralized System for Control of Voltage Levels in the 110–220 kV Networks of the Kuban Power System

GVOZDEV Dmitrii Borisovich (JSC «Russian Grids», Moscow, Russia) – Head of the Situation and Analytical Centre, Cand. Sci. (Eng.)

KHOLOPOV Stanislav Sergeevich (JSC «Russian Telecom Equipment Company», Moscow, Russia) – Engineer

The possibility of practically implementing a system for centralized control of voltage levels in the 110–220 kV networks of the Kuban power system is considered, the use of which will make it possible to decrease the burden imposed on the power system dispatch control operators. A sequential calculation of operating modes is carried out, and the effectiveness of using centralized control of voltage is analyzed taking a test 110–220 kV network as an example, as well as in application to the Kuban power system. Requirements for the system architecture, for the scope of necessary information, for the communication channels, and for the software are formulated. The Kuban power system was chosen as the experimental network due to the fact that modern facilities for controlling the operating mode (voltage and reactive power) are available in this region. It is shown that the effect obtained from centralized control of actuators depends on the network loading. It is pointed out that the active power losses in the network tend to increase during low electric network load in the hours of night minimum as a result of control system operation on removing deviations of voltage levels.

Key words: power system, voltage control, active power losses, supervisory control, automated systems

REFERENCES

1. **Gvozdev D.B., Kholopov S.S.** *Elektrichestvo – in Russ. (Electricity)*, 2015, No. 7, pp. 4–11.

2. **Gvozdev D.B., Dement'yev Yu.A., D'yakov F.A., Kochkin V.I., Cherezov A.V.** *Electro – in Russ. (Electro)*, 2010, No. 4, pp. 25–27.

3. **Rabinovich M.A.** Kaskad-NT, 2013: <http://www.cascade-nt.ru/cascade2013.pdf>

* * *

К СВЕДЕНИЮ АВТОРОВ и ЧИТАТЕЛЕЙ!

Каждый автор имеет право бесплатно получить 1 экз. журнала с его статьей.

Экземпляры номеров журнала «Электричество» за последние годы можно приобрести в редакции журнала:

111250 Москва, Красноказарменная ул., 14

(МЭИ, каф. ТОЭ, первый этаж, ком. 3-111, тел./факс (495)362-7485);

E-mail: etr1880@mail.ru