

РЫНОЧНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАДАННОГО КАЧЕСТВА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ СВЯЗИ

Т. Г. Рахимов, зав. кафедрой Ташкентского университета информационных технологий (ТУИТ), к.т.н.; bah4000@rambler.ru

В. К. Соколов, профессор ТУИТ, д.т.н.

Ж. Ш. Максудов, начальник отдела UNICON.UZ

А. Н. Джураев, технический директор СП «Узбектелеком Интернейшнл»

М. Г. Тесля, бакалавр ТУИТ

Ключевые слова: качество электроэнергетики, регулирование напряжения, автоматизированное управление режимами энергосистемы, телекоммуникационное оборудование.

Введение. Высокопроизводительное и высокотехнологичное современное телекоммуникационное оборудование предъявляет, как правило, повышенные требования к качеству электроэнергии, доставляемой энергосистемами на приемные шины предприятий телекоммуникаций.

Научную и технологическую сложность задачи совершенствования качества доставляемой электроэнергии легче уяснить, воспользовавшись физической аналогией — доставкой потребителям чистой питьевой воды. Для этих целей используется вода из естественных водоемов, но сначала она проходит глубокую механическую очистку, затем очистку от бактерий и вредных примесей и лишь после этого поступает по водопроводным сетям к потребителям. В некоторых случаях питьевая водопроводная вода может подвергаться кипячению, обращаться в дистиллированную и даже в стерильную. Заданное качество воды достигается как сосредоточенно — на головном сооружении, так и распределенно: частично — на головном сооружении и окончательно — непосредственно у потребителя. При этом предполагается, что внутри распределительной сети вода не загрязняется и не инфицируется, т. е. качество ее не снижается.

Модель доставки электрической энергии выглядит более сложной, так как качество электроэнергии теряется и на элементах распределительной сети. Регулирование требуется уже на трех позициях: на головном источнике, на промежуточных пунктах (электрических подстанциях) и непосредственно у потребителей. Управление качеством электроэнергии в системе с промежуточными пунктами и при объективном многообразии потребителей превращает эту задачу в многокомпонентную, требующую оптимизационного решения [1]. Усложняет процесс регулирования и необходимость отслеживания поведения электропотребителей в условиях отсутствия многоставочных тарифов за электроэнергию, вследствие чего возрастает степень неопределенности в пользовании электроэнергией во временном разрезе. Логически это приводит к необходимости создания самонастраивающихся систем управления. При этом значимость процедур идентификации и прогнозирования возрастает.

Зона ответственности энергосистем в обеспечении качества напряжения. Рассмотрим возможности регулирования качества электроэнергии, которыми располагают сами производители электроэнергии — энергетические системы.

При постановке задачи автоматизированного управления режимами энергосистемы первым по важности является вопрос, с какой точностью следует управлять режимами

и как часто надо осуществлять управляющие воздействия? Другими словами, какое управление можно квалифицировать как устойчивое, не содержащее ни «недерегулирования», ни «перерегулирования»? Очевидно, что здесь необходимо найти своеобразный оптимум, т. е. получить нужные результаты при минимальных затратах (издержках). Требования обычно устанавливаются государственными (обязательными к исполнению) или международными (рекомендательными) стандартами, но могут быть получены и из оптимизационных решений более высокого уровня.

В настоящее время говорить об оптимальных решениях на уровне нескольких стран, видимо, еще рано, но воспользоваться сохранившимся стандартом представляется целесообразным. Таким стандартом можно считать максимально допустимое отклонение общесистемной частоты от номинального значения (50 Гц) величины $\pm 0,2$ Гц. Нахождение общесистемной частоты в диапазоне 49,8—50,2 Гц признано нормой, и режим считается нормальным [2], хотя понятно, что чем ближе к 50 Гц будет находиться системная частота, тем лучше для потребителей энергосистемы. Однако в явном виде цифры $\pm 0,2$ Гц мало о чем говорят и не дают ответа на вопрос, как часто следует проводить коррекцию режима энергосистемы и какой должна быть величина этих коррекций. Тем более нам неизвестна цена такого изменения частоты в масштабе энергосистемы. Попытаемся найти эту цену.

Рассмотрим случай снижения системной частоты до нижней границы, т. е. до 49,8 Гц. Это может произойти в результате внезапного подключения к энергосистеме, находившейся в состоянии баланса между генерируемыми и потребляемыми мощностями на частоте 50 Гц, нагрузки с некоторой мощностью $P_{\text{нб}}$ (мощность небаланса), вызвавшей снижение общесистемной частоты именно на 0,2 Гц. Очевидно, что вновь подключившийся потребитель не получит своей «паспортной» мощности, к тому же эта мощность не будет обеспечена такой же (или несколько большей) мощностью генерирующих источников. В результате произойдет перераспределение генерирующих и потребляемых мощностей и сопровождающих их потерь и в энергосистеме установится новый, менее качественный баланс уже на частоте 49,8 Гц.

Возьмем пограничный случай ($-0,2$ Гц), однако найденная в результате натурального эксперимента (или по ранее исследованной мощностно-частотной характеристике энергосистемы) мощность небаланса в рассматриваемом примере вернула бы общесистемную частоту на желаемые 50 Гц. Своего рода системную «цену» мощности небаланса можно получить исходя из действующей на рынке энергогенераторов цены установленного 1 кВт мощности. В принципе в энергетической системе имеются резервы генерирующих

мощностей, в том числе так называемые горячие резервы в недогруженных генераторах, которые способны принять на себя внезапно возникающие дополнительные нагрузки и не допустить ненормированного снижения частоты.

Обеспечение стабильности частоты генерируемой электроэнергии — задача общесистемного регулирования, решаемая единым диспетчерским центром во взаимосвязке с так называемыми частоторегулирующими электростанциями. Точность поддержания частоты критична для текстильного и высокоточного механического производства, для электрочасофикации и производств, применяющих синхронные двигатели. Для электротранспорта, телекоммуникационных предприятий, использующих в своем производстве постоянный ток, стабильность частоты питающей электроэнергии — второстепенный фактор: там на первый план выходит поддержание стабильности напряжения электроприемников.

Практика регулирования напряжения на электрических подстанциях энергосистемы (узловых точках энергетической сети) весьма обширна [3] и зависит от возможностей дополнительного (кроме трансформаторов) оборудования. Именно подстанции с дополнительным оборудованием (синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов, шунтирующие реакторы и т. п.) позволяют организовать снабжение промышленных электропотребителей, включая телекоммуникационные предприятия, электроэнергией с более высоким качеством напряжения. Здесь встает задача разделения зон ответственности (границ) энергосистемы и телекома за качество напряжения на энергопитающих шинах предприятий, т. е. непосредственно у потребителей.

Роль телекоммуникационных предприятий в сохранении стабильности напряжения. Конкретные запросы телекоммуникационных предприятий определяются паспортными требованиями оборудования, которое конкретная фирма приобрела для производства своего набора услуг. При этом следует учитывать, что с позиций энергосистемы задача изменения среднего уровня напряжения (в частности, номинального значения) технически решается гораздо легче, чем задача сохранения стабильности подаваемого напряжения, обеспечения его «одинаковости» во времени. Поэтому, если какая-либо высокотехнологичная телекоммуникационная установка, согласно ее техническому паспорту, допускает диапазон отклонений напряжения от номинального величиной лишь $\pm 1\%$, то выход за пределы этого диапазона будет связан с порчей либо сокращением срока службы этой установки или приведет к снижению качества предоставляемых данной фирмой услуг. В любом случае речь может идти о прямых убытках либо о недополученной выгоде.

Все вышесказанное логически подводит нас к выводу, что слежение (мониторинг) за качеством подаваемого напряжения надо начинать с наиболее узкого диапазона, т. е. с предъявления самых жестких требований ко всему телекоммуникационному оборудованию, эксплуатируемому на объекте. Мониторинг следует осуществлять с помощью компьютерных программ, контролирующих стабильность доставляемого потребителям напряжения.

Расчет интегральных показателей качества напряжения. Количественные оценки качества напряжения привлекли внимание ученых уже более полувека назад [4]. Так называемые интегральные показатели качества напряжения [5] позволяют полнее и объективнее учитывать экономику потребителей, более четко планировать режимы работы энергетических систем.

Для расчета интегральных показателей используются либо относительные единицы, либо проценты, что позволяет получать сравнимые результаты. Так, каждое очередное измеренное напряжение (V_i) сравнивается с номинальным ($V_{ном}$) и эта разность соотносится с номинальным напряжением:

$$U_i = \frac{V_i - V_{ном}}{V_{ном}}. \quad (1)$$

Для лучшего восприятия этот полученный в относительных единицах результат переводится в проценты (умножается на 100). Для суждения о преобладающих знаках отклонений напряжения от номинального в суточном разрезе времени (N измерений) вычисляется среднее отклонение напряжения от номинального (со своим знаком):

$$\bar{V} = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N U_i, \quad (2)$$

где U_i определяется по формуле (1).

Если \bar{V} за суточный период наблюдения окажется числом отрицательным, значит, напряжение, подводимое к потребителю, было меньше номинального (паспортного) значения. Соответственно \bar{V} с положительным знаком станет сигналом о превышении подаваемого напряжения относительно номинального. Сама же абсолютная величина, получаемая в процентах, должна сравниваться с допустимыми (нормальными или предельными) отклонениями [2].

Заметим, что знание абсолютной величины \bar{V} позволит дать лишь ориентировочную оценку несоответствия подводимого напряжения номинальному, так как есть вероятность, что в периоды наиболее интенсивной загрузки технологического оборудования электропотребителя последнее будет снабжаться пониженным напряжением. В периоды же слабой нагрузки напряжение может оказаться выше номинального, но и использование электроэнергии (как производственного ресурса), возможно, будет минимальным. В итоге среднее отклонение напряжения от номинального \bar{V} (2), как и любую среднюю величину, в экономическом аспекте нельзя считать надежным ориентиром, поскольку оно по своей природе допускает нивелирование больших отклонений с разными знаками.

Интегральные характеристики напряжения. Интегральной характеристикой напряжения, нацеленной на безусловное обеспечение потребителя номинальным напряжением, является неодинаковость напряжения I . По математической сути I представляет собой квадрат среднеквадратичного отклонения напряжения от номинального и для нашей задачи может вычисляться по формуле

$$I = \frac{10000}{N} \sum_{i=1}^N U_i^2,$$

где U_i определяется по выражению (1).

Неодинаковость напряжения I характеризует как бы степень разброса случайной величины питающего напряжения относительно номинального напряжения, наблюдаемого в течение суток при измерении напряжения каждые 15 минут.

В практике эксплуатации электросетевого хозяйства энергосистем на первом месте по негативным последствиям стоят колебания напряжения, на втором — несоответствие уровня среднего напряжения номинальному. Зачастую технически проще подкорректировать уровень напряжения, чем погасить его колебания. В связи с этим важной

статистической интегральной характеристикой, аналогичной неодинаковости напряжения I , но отнесенной не к номинальному ($V_{\text{ном}}$) напряжению, а к смещенному уровню (на \bar{V}), будет стандартное отклонение напряжения (σ) от среднего отклонения за период наблюдения (N отсчетов) или дисперсия (D) кривой распределения отклонения напряжения. Ее целесообразно вычислять по формуле

$$D = \sigma^2 = \frac{10000}{N} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{V})^2,$$

памятуя о том, что статистическое среднее \bar{V} должно входить в это выражение в относительных единицах.

Обе интегральные характеристики (неодинаковость напряжения I и дисперсия D кривой распределения отклонения напряжения) в математическом плане представляют собой второй момент среднего [6]. Представляется, что наиболее подходящим для нашего случая осмыслением этого термина будет определение Е. С. Вентцель [7]: «Дисперсией случайной функции $x(t)$ называется неслучайная функция $D_x(t)$, значение которой для каждого t равно дисперсии соответствующего сечения случайной функции $D_x(t) = D[x(t)]$ ». Это определение является ключевым в задаче определения интервалов квазистационарности и назначения корректирующих воздействий. Именно непревышение неслучайной функцией $D_x(t)$ границы, продиктованной экономическим допуском Δx_3 , и станет тем сигналом, который будет свидетельствовать о принадлежности рассматриваемого сечения случайной функции интервалу квазистационарности.

Теоретически и практически в каждом временном интервале дисперсия случайной функции может меняться как сама по себе, так и за счет самого среднего, т. е. момента первого порядка. В [7] дисперсию случайной функции в каждом временном интервале также предлагается понимать, как «разброс возможных реализаций случайной функции относительно среднего, иными словами «степень случайности» случайной функции».

Пример регулирования напряжения у потребителя телекоммуникационных услуг. Изложенные теоретические начала были запрограммированы в специальную систему — «Лабораторию интегральных показателей качества напряжения». С ее помощью было обследовано качество напряжения у случайно выбранных потребителей (учреждение, узел связи и т. п.). В качестве примера рассмотрим картину напряжений на некотором объекте в период с 5 по 15 июня 2009 г.

Анализ показал, что силовая разгрузка электропитающей сети в воскресенье 7 июня 2009 г. привела к общему повышению уровня напряжения у интересующего нас электроприемника (рис. 1).

Неодинаковость по фазе А находилась в этот день в районе 81—91 единицы в квадрате, что означает своего рода несоответствие номинальному напряжению на $\sqrt{81} = 9\%$.

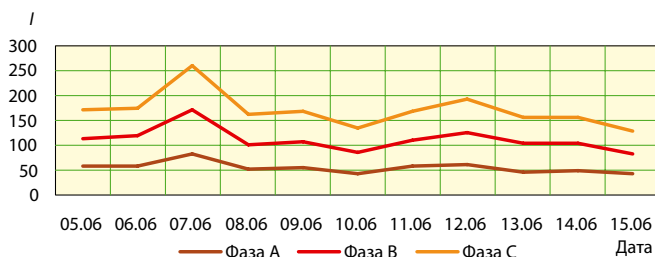


Рис. 1

В другие дни недели неодинаковость не превышала 69 единиц в квадрате ($\sqrt{69} = 8,3\%$), что также относится к диапазону предельно допустимых отклонений от номинального напряжения.

В любом случае для улучшения режима напряжений непосредственно у потребителя необходимо стабилизирующими приемами либо с питающей стороны, либо непосредственно на территории потребителя добиться того, чтобы центром колебаний (уровнем напряжения) стало само номинальное напряжение сети.

Математически центр колебаний означает статистически среднюю величину, поэтому если этот центр колебаний совместить с номинальным напряжением сети, то картина несоответствия напряжений существенно улучшится. Оценить это улучшение можно вычислением квадрата среднеквадратичного отклонения напряжения (σ^2) от статистического среднего. График σ^2 для тех же условий наблюдения, что представлены на рис. 1, приведен на рис. 2. Их сравнение свидетельствует о заметном улучшении качества электропитающего напряжения по фазе А: расхождение с номинальным (статистическим средним) составит уже $\sqrt{9} = 3\%$, что подтверждает целесообразность регулирования отпайками трансформаторов [8].

Напомним, что границы регулирования напряжения, своего рода «тонкость» (точность) регулирования, продиктованы требованиями оборудования, подключаемого к электропитающим шинам.

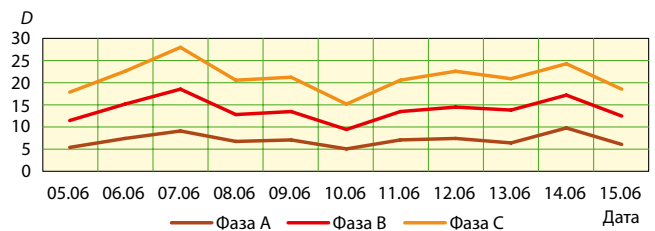


Рис. 2

Заключение. Подводя итоги, можно отметить, что введение в практику взаимоотношений между энергетическими системами и телекоммуникационными предприятиями — электропотребителями вычислительной системы «Лаборатория интегральных показателей качества напряжения» позволяет разграничить зоны ответственности энергосистемы и самого предприятия за качество напряжения на электропитающих шинах предприятия. В договорах на электроснабжение будут четко прописаны цивилизованные обязательства и санкции за их нарушения, рыночный баланс интересов при правильной антимонопольной политике позволит найти оптимум, при котором заданное качество электроэнергии у потребителя телекоммуникационных услуг будет достигаться при минимуме суммарных затрат с обеих сторон. Вопросы сертификации качества электроэнергии получают технологическую и юридическую основы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тешабаев Б. М. Вопросы эффективности производства, передачи и распределения электроэнергии в Узбекистане: существующая практика и новые подходы // Проблемы энергии и ресурсосбережения. — Ташкент, 2006. — № 3. — С. 18—23.
2. ГОСТ 13109-97. Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах энергоснабжения общего назначения. Издание офици-

- альное//Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации.— Минск, 1997.
3. **Соколов В.К.** Управление режимами напряжений электрической сети с селекцией признаков качества//Изв. АН СССР: Энергетика и транспорт.— № 2.— 1985.— С. 32—35.
 4. **Albert A.** A measure of the effort required to Increase reliability.— Techn. Report.— 1958.— № 43.
 5. **Хамидов А.Х., Соколов В.К., Дацкевич Ю.Г.** Интегральные оценки режимных параметров электроэнергетической системы в условиях функционирования АСДУ//Изв. АН СССР: Энергетика и транспорт.— № 2.— 1977.— С. 144—147.
 6. **Крамер Г.** Математические методы статистики.— М.: Мир, 1975.

7. **Вентцель Е.С.** Теория вероятностей.— М.: Наука, 1964.
8. **Кадиров Т.М., Усманов Э.Г., Абдураимов Э.Х.** Эффективная автоматическая система управления секциями обмоток вольтодобавочного стабилизатора напряжения//Innovation: Сб. статей международной научной конференции.— Ташкент, 2007.— С. 177—178.

Получено 02.09.10

УДК 621.395.38

Кыргызская Республика

СИСТЕМА ОПОВЕЩЕНИЯ О СЕЛЕВОЙ ОПАСНОСТИ В БАССЕЙНЕ РЕКИ АЛААРЧА

В.И. Замай, заведующий лабораторией Института автоматики и информационных технологий НАН Кыргызской Республики, к.т.н.; vzamai@mail.ru
А.Н. Ревтов, инженер-проектировщик ООО «СНГ» г. Щелково; rantan@yandex.ru

Ключевые слова: системы оповещения, селевая опасность, радиосенсоры, сигнализаторы вибрации.

Решение проблем оповещения и защиты объектов и территорий от катастрофических паводков и селей очень важно не только для Кыргызстана, но и для многих районов мира.

В статье описываются принципы построения и технические средства оповещения о селевой опасности при прорыве моренных озер ледников, расположенных в районе Кыргызского хребта и угрожающих затоплением населенным пунктам предгорной зоны и г. Бишкеку.

Система оповещения о селевой опасности (СОС) представляет собой автоматизированную информационную систему мониторинга зон, подверженных опасности селевых проявлений [1—2]. Система предназначена для оповещения о возникновении и прохождении селя в случае прорыва моренных озер ледников Аксай, Алаарча и Адыгене.

Технические средства СОС имеют модульную структуру, приведенную на рис. 1 (КС — кустовая станция, ЦС — центральная станция).

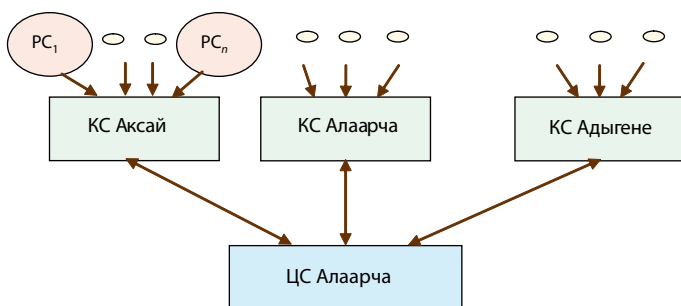


Рис. 1

Первичные преобразователи (радиосенсоры РС₁...РС_n) устанавливаются в очагах селеобразования и предназначены для преобразования контролируемых физических величин: высокого уровня вибрации и смещения чувствительного элемента в радиосигналы.

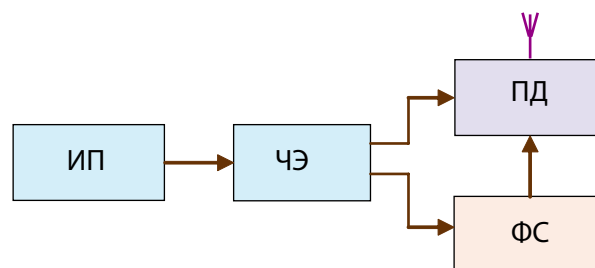


Рис. 2

Структурная схема радиосенсора представлена на рис. 2. Чувствительный элемент (ЧЭ) фиксирует изменение физического параметра (например, смещения или удара). Формирователь сигнала (ФС) обрабатывает его до уровня и длительности, необходимых для восприятия сигнала передатчиком (ПД). Он передает сигнал на КС, которая может быть расположена от РС на расстоянии до 50 м. Питание аппаратуры РС осуществляется от источника питания (ИП) через контакты ЧЭ, замыкающиеся в момент возникновения катастрофической ситуации.

Для повышения надежности функционирования СОС в структуре системы предусматривается резервирование РС. Для этого на каждом селеопасном объекте устанавливается несколько (3—5) дублирующих РС. Количество и схема расположения радиосенсоров определяется морфометрическими параметрами очага селеобразования. Однако при этом должно быть предусмотрено, как минимум, трехкратное резервирование.

Одна из важных проблем, которую необходимо решить в процессе разработки и создания СОС — взаимодействие отдельных модулей системы с нестандартными первичными преобразователями и устройствами, логика приема и передачи данных которых не соответствует ни одному современному коммуникационному протоколу.

Одним из возможных достаточно простых и дешевых вариантов конструктивной реализации ЧЭ является использование магнитно-контактных датчиков типа ДИМК