

• результаты анализа нарушений ППБ однотипных предприятий I-го Управления, включающие:

– сведения о числе нарушений ППБ и результаты расчётов усреднённых оценок вероятности нарушения ППБ на всех ($M_{П}$) предприятиях I-го Управления с указанием их степени пожарной опасности;

– результаты ранжирования оценок вероятности нарушения $M_{П}$ однотипных предприятий I-го Управления;

– формирование групп (кластеров) предприятий I-го Управления по степени пожарной опасности

Фрагмент обобщённой формы ФПО-У представлен на рис. 3.

Выводы

1. Количественная оценка пожарной опасности на объектах предприятий ЭЭС требует совершенствования системы контроля выполнения Правил пожарной опасности.

2. Традиционно выполнение Правил пожарной безопасности контролируется путём проверки выполнения Правил по предварительно составленной выборки из их перечня. Применение одной и той же выборки для контроля однотипных предприятий, недостаточная компетентность инспекторов по ряду контролируемых Правил и другие особенности обуславливают субъективный характер контроля, а непредставительность выборки — его односторонний характер.

3. Перечисленные недостатки полностью устраняются рекомендуемым методом формирования контрольных выборок, индивидуальных для каждого объекта. Рекомендуемый блочный метод статистического моделирования, прежде всего, обеспечивает представительность выборки с расчётным числом реализаций Правил. Повышение достоверности контроля обеспечивается вводом системы документального подтверждения выполнения Правил в сочетании с визуальным контролем. Размещение подтверждающих документов в базе данных ЭВМ исключает возможные несоответствия при контроле.

4. Разработан метод количественной оценки пожарной опасности объектов. Метод основан на признании, что уровень пожарной опасности состояния объекта изменяется от безопасного до недопустимого. Нарушение Правил ведёт к пожарной опасности. Чем нарушений больше, тем пожарная опасность выше. Безопасность обеспечивается выполнением всех Правил пожарной безопасности.

5. Количественная оценка пожарной опасности позволяет сопоставить и ранжировать объекты, предприятия, Управления ЭЭС. Такая возможность получена впервые.

6. Громоздкость и трудности статистического анализа нарушений Правил пожарной безопасности вследствие их многомерного характера обусловили целесообразность разработки автоматизированной системы анализа. Выход-

ные формы с результатами анализа обеспечивают руководителей объектов, предприятий и Управлений ЭЭС необходимой информационной и методической поддержкой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воропай Н. И., Ковалев Г. Ф. Об основных положениях Концепции обеспечения надежности в электроэнергетике // Энергетическая политика. 2010. № 3. С. 7 – 10.

2. Пожары и пожарная безопасность в 2005 – 2015 году. Статистический сборник. Статистика пожаров и их последствия / Под ред. Матюшина А. В. — М.: ВНИИПО МЧС России, 2006 – 2016. — 124 с.

3. Варникова Д. А. Тушение пожаров на трансформаторных подстанциях // Технологии техногенной безопасности. 2016. Вып. 6(70). С. 1 – 5.

4. Мироненко Я. В. Пожарная безопасность на объектах энергетической отрасли // Алгоритм безопасности. 2017. № 4.

5. Количественная оценка интегрального показателя безопасности жизнедеятельности персонала электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, С. М. Исмаилова //

Безопасность жизнедеятельности. 2017. № 4. С. 9 – 14.

6. Повышение пожарной безопасности высоковольтного маслонаполненного электрооборудования на основе выявления комбинированных дефектов / А. Н. Назарычев, С. Н. Животычина, И. Ю. Зеленков // Пожаробезопасность. 2012. Т. 21. № 8. С. 56 – 59.

7. Метод и алгоритм прогнозирования опасности технического состояния объектов электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, С. М. Исмаилова, Р. Ф. Юсифли // Электричество. 2019. № 4.

8. РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

9. Дьяков А. Ф., Молодюк В. В. Проблемы и пути повышения надежности ЭЭС России. В сб. «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Иваново, 2011. Вып. 62. С. 3–11.

10. Количественная оценка индивидуальной надежности оборудования и устройств энергосистемы / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, Ю. З. Фарзалиев // Электронное моделирование. 2013. № 2. С. 67 – 80.



Л. А. Кучумов



А. А. Кузнецов

Влияние уровней напряжения и устройств компенсации реактивной мощности на потребление электроэнергии

КУЧУМОВ Л. А., канд. техн. наук

ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»

194358, Санкт-Петербург, ул. Есенина, 5Б

КУЗНЕЦОВ А. А., канд. техн. наук

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, 29

etf@energosoюз.spb.ru

Рассмотрена концепция энергосберегающего регулирования напряжения в сетях электропотребителей. В связи с реально существующими зависимостями мощностей нагрузок от напряжения и возможностями выполнения электропотребителями запланированной полезной работы при любых разрешённых стандартами напряжениях в пределах $\pm 10\%$, желательно поддерживать напряжение в нижней зоне разрешённого диапазона и без дополнительных затрат уменьшить электропотребление на несколько процентов. Выполнены аналитические расчёты, подтверждённые расчётами с использованием компьютерных программ, свидетельствующие об ошибочности представлений о росте нагрузочных потерь мощности при уменьшении напряжения. При осуществлении мероприятий по компенсации реактивной мощности, всегда приводящих к повышению напряжения, во избежание роста мощностей нагрузки и, соответственно, достижения целевого эффекта уменьшения нагрузочных потерь, следует после подключения компенсирующего устройства обеспечить понижение напряжения до исходного или даже более низкого уровня. Обращается внимание на ограниченные возможности привлечения существующих средств регулирования напряжения в сетях электропотребителей.

Ключевые слова: мощность нагрузки, нагрузочные потери, зависимость от напряжения, энергосбережение.

Настоящая статья ориентирована на специалистов распределительных электрических сетей и систем электроснабжения (СЭ) промышленных предприятий, отвечающих за надёжность электроснабжения при возможно меньшем электропотреблении за счёт минимизации непроизводительных расходов электроэнергии. Обращается внимание на парадоксальное влияние уровней напряжения в нагрузочных узлах на потребляемую мощность и, соответственно, её оплату, на потери мощности, на эффективность мероприятий по компенсации реактивной мощности (КРМ). Поставлен вопрос о необходимости регулирования напряжений по специфическим энергосберегающим критериям.

Такие подходы принципиально отличаются от реализуемого в ПАО «ФСК ЕЭС» важного направления развития в сетях высокого напряжения систем регулирования напряжения и реактивной мощности для решения актуальных задач недопущения опасных для оборудования повышений напряжений, обеспечения нормативных запасов устойчивости по напряжению в узлах нагрузки, повышения качества электроэнергии и снижения потерь в сетях [1].

В том, что мощность нагрузки в СЭ зависит от уровней напряжения можно наглядно убедиться, регистрируя осциллограммы трёхфазных напряжений и токов на головной подстанции с последующим вычислением активных и реактивных мощностей. На рис. 1 показаны подобные процессы в одной из СЭ при возникновении изменений напряжения в моменты переключения анцапф трансформатора на главной понижающей подстанции (ГПП). По имеющимся публикациям и результатам замеров авторов при повышении (пони-

жении) напряжения на 1 % активная мощность может возрасти (уменьшиться) на 1 %, а реактивная на $(2 \div 3)$ %.

Зависимости мощностей нагрузок от напряжения в соответствующих службах энергосистем обозначают как статические характеристики нагрузок по напряжению (СХН). Эти нелинейные характеристики при диапазоне изменения напряжений ± 30 % от $U_{ном}$ используются при прогнозных расчётах режимов, устанавливаемых после значительных аварийных изменений мощностей нагрузок или конфигураций сетей. В расчётах городских и промышленных СЭ СХН нагрузок не используются.

Существование СХН активной нагрузки преимущественно связано с зависимостями от напряжения КПД электрооборудования электропотребителей (ЭП). Рост реактивной мощности нагрузок при увеличении напряжения в значительной степени связан с нелинейными шунтами намагничивания трансформаторов и электродвигателей.

На то, что некорректный выбор напряжений, поддерживаемых в нагрузочных узлах, может заметно сказаться на величине оплачиваемого электропотребления было обращено внимание ещё 35 лет тому назад. Соответствующие сведения по этой теме можно увидеть, например, в [2 – 7]. Особо следует выделить выполненную в 1998 г. работу Е. А. Конюховой [6], в докторской диссертации которой исследовались алгоритмы управления электропотреблением при взаимосвязанном выборе режимов напряжения и КРМ.

Однако идеи энергосберегающего регулирования напряжения практически не реализуются. По мнению авторов, основная причина состоит в том, что в этом мероприятии заинтересованы только многочисленные разобщённые

потребители электроэнергии, не имеющие квалифицированных специалистов в данной области и в вопросах регулирования напряжения, зависящие от действий энергоснабжающих организаций. Последние заинтересованы в сбережении электроэнергии только в подконтрольных им сетях и воспринимают мероприятия по уменьшению электропотребления как снижение отпуска энергии и, соответственно, дохода.

В статьях [8, 9] была сделана очередная попытка обратить внимание технической общественности на важность анализа влияния СХН нагрузок на режимы электропотребления в СЭ. Основные тезисы авторов сводятся к следующему.

1. Современные стандарты на качество электрической энергии допускают возможность поддержания в нагрузочных узлах напряжений в диапазоне ± 10 % от $U_{ном}$, и при этом безоговорочно признаётся возможность выполнения со стороны ЭП запланированной работы с должным объёмом и качеством. На практике в СЭ стремятся поддерживать напряжение не ниже $U_{ном}$ и во многих случаях повышенным до 5 % в целях встречного регулирования в режимах максимальных нагрузок. Важно подчеркнуть, что возникающее при повышенных напряжениях дополнительное оплачиваемое электропотребление должно быть отнесено к разряду активных потерь и подлежит, по возможности, минимизации за счёт соответствующего регулирования напряжения. К сожалению, эта составляющая потерь в повседневной практике сетевых предприятий энергосистем и, тем более, в СЭ промышленных предприятий никак не анализируется.

2. Наличие СХН нагрузок вызывает необходимость корректировки применяемых алгоритмов расчёта активных нагрузочных потерь мощности, поскольку они ориентированы на режимы с заданными мощностями нагрузок и не позволяют выделить для анализа составляющие потерь, зависящие от возможных изменений токов нагрузок под влиянием СХН. При повсеместно принимаемой независимости нагрузки от напряжения имеем знакомый по учебной литературе эффект уменьшения потерь на 2 % при увеличении напряжения на 1 %. Но при учёте реальных СХН, как показано ниже, эффект может быть противоположный — потери и, следовательно, электропотребление, при росте напряжения не уменьшаются, а увеличиваются.

3. СХН нагрузок может заметно изменить существующие «радужные» представления об эффективности мероприятий по компенсации реактивной мощности (КРМ) нагрузок. Достижимое при КРМ уменьшение активных потерь всегда рассчитывается в предположении о постоянстве нагрузок, но

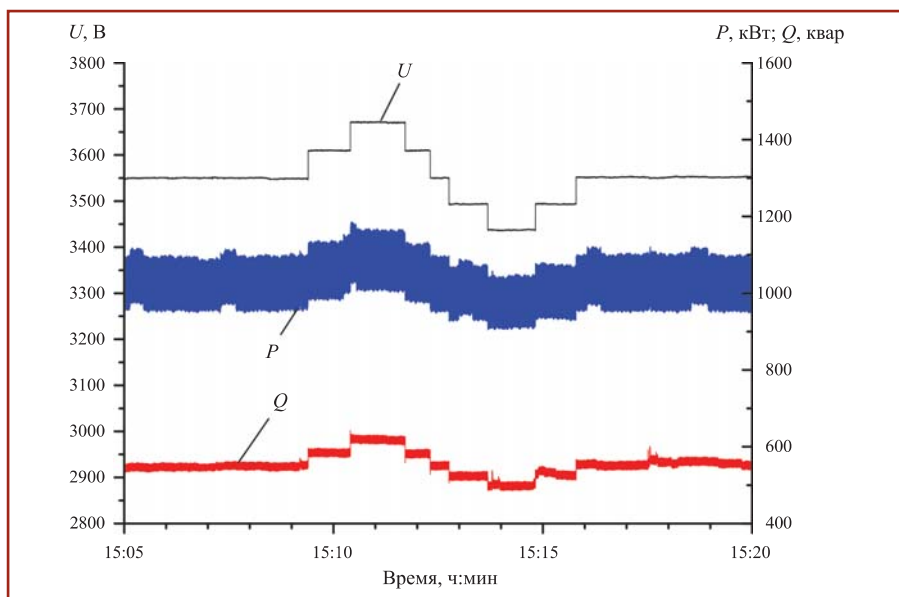


Рис. 1. Регистрограмма активной и реактивной мощностей при переключении анцапф трансформатора на ГПП системы электроснабжения

возникающий рост напряжений в сети при её разгрузке от реактивной мощности приводит к увеличению активных мощностей нагрузок на величину, соизмеримую или даже превышающую достигаемое при КРМ уменьшение активных потерь. Избежать этого можно при восстановлении напряжений в нагрузочных узлах за счёт, например, изменения коэффициентов трансформации сетевых трансформаторов до уровней, которые были до КРМ. Но сделать это на практике затруднительно по причинам частых запретов на использование РПН¹ трансформаторов и дискретности ступеней регулирования. Поэтому реальны ситуации, когда возрастают текущие уровни оплаты за электроэнергию, а затраты на КРМ не окупаются.

Итак, выше обозначены три проявления СХН нагрузки, которые можно назвать парадоксальными:

- возможность практически беззатратного снижения оплачиваемой электроэнергии за счёт изменений в меньшую сторону напряжений в нагрузочных узлах до уровней, приемлемых для ЭП;

- ошибочность существующих представлений об уменьшении нагрузочных потерь мощности в распределительных сетях электропотребителей при увеличении напряжений;

- большая вероятность уменьшения ожидаемого от затратного мероприятия КРМ эффекта снижения активных потерь мощности, вплоть до возникновения режимов с возрастанием оплаты электроэнергии.

Количественным оценкам указанным проявлениям СХН ниже предшествует вывод аналитических выражений для расчёта изменяющихся под влиянием отклонений напряжения мощности нагрузки P и потерь мощности ΔP . При этом будем ориентироваться на показанную на рис. 2 простейшую одноузловую схему замещения СЭ.

Зависимость оплачиваемой нагрузки от напряжения

Версии программ расчёта установившихся режимов энергосистем с учётом СХН, например используемые в расчётном комплексе RASTR, представляют активные P и реактивные Q мощности нагрузок в виде полинома второго порядка от напряжения $U = U_0 + \Delta U$:

$$\begin{aligned} P &= P_0 \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_0} + a_2 \frac{U^2}{U_0^2} \right); \\ Q &= Q_0 \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_0} + b_2 \frac{U^2}{U_0^2} \right), \end{aligned} \quad (1)$$

где индекс «0» помечает напряжение и мощности в исходном, условно счи-

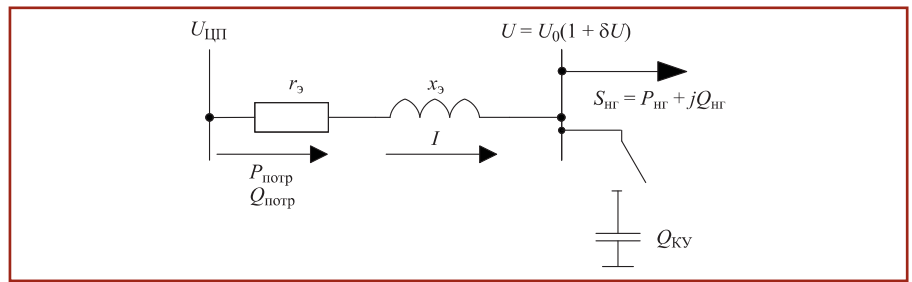


Рис. 2. Простейшая одноузловая схема замещения СЭ

тающимся нормальным режиме, и значения коэффициентов a и b подобраны при условии

$$a_0 + a_1 + a_2 = b_0 + b_1 + b_2 = 1.$$

В интересующей нас задаче энергосберегающего регулирования напряжения для анализа вполне достаточно диапазона изменений напряжения в пределах $\pm 5\%$ от номинального. Поэтому зависимости (1) в целях получения относительно простых, но достаточных по точности формул могут быть линеаризованы. Примем условия $a_2 = b_2 = 0$, $a_0 = 1 - a_1$, $b_0 = 1 - b_1$ и обозначим $a_1 = K_P$, $b_1 = K_Q$, $\Delta U / U_0 = \delta U$ (изменение напряжения относительно исходного значения). Тогда мощности (1) примут вид:

$$\begin{aligned} P &= P_0(1 + K_P \delta U); \\ Q &= Q_0(1 + K_Q \delta U). \end{aligned} \quad (2)$$

Безразмерные коэффициенты K_P и K_Q могут быть представлены в виде:

$$K_P = \frac{\Delta P / P_0}{\Delta U / U_0}; \quad K_Q = \frac{\Delta Q / Q_0}{\Delta U / U_0} \quad (3)$$

и названы регулируемыми эффектами соответственно активной и реактивной нагрузок по напряжению. Они показывают на сколько процентов изменится мощность нагрузки при изменении напряжения на $\delta U = \pm 1\%$.

Подборка сведений о коэффициентах K_P и K_Q дана в [2, 3, 5, 7, 8]. Регулирующие эффекты активной мощности могут изменяться в диапазоне 0 – 2 при наиболее часто встречающихся случаях для СЭ промышленных предприятий $K_P = 0,3 \div 0,5$ и для городских сетей $K_P = 0,5 \div 1,0$.

Характерные значения коэффициентов K_Q при отсутствии в сетях компенсирующих устройств типа конденсаторных батарей составляют $K_Q = 2,0 \div 3,0$. При наличии таких устройств целесообразно в расчётах представлять их как отдельную отрицательную по величине реактивную нагрузку с регулирующим эффектом $K_{Q_{кв}} = 2,0$.

В СЭ, где была получена регистраграмма рис. 1, расчётные значения регулирующих эффектов составили $K_P = 1,7$ и $K_Q = 3,5$.

В связи с объективно существующими зависимостями нагрузки от напряжения потребителям безразлично, какие напряжения поддерживаются

в нагрузочных узлах СЭ. Хотя по нормативно-техническим документам отклонение напряжения в пределах $\pm 10\%$ от $U_{ном}$ допустимо, по энергосберегающему критерию напряжения должны выбираться из нижней части допустимого диапазона. Согласно (2) зависящая от отклонения напряжения δU составляющая мощности нагрузки $P_0 K_P \delta U$ должна минимизироваться как не совершающая полезной работы и относящаяся к дополнительным оплачиваемым потерям в сетях и электрооборудовании потребителя.

В [9] обсуждались проблемы реализации такого энергосберегающего регулирования напряжений в распределительных сетях. Один из возможных алгоритмов регулирования состоит в поддержании только в нагрузочных узлах наиболее удалённых ЭП напряжения на 5% меньше номинального ($\delta U_{уд. доп} = -5\%$), с тем, чтобы у большинства ЭП это напряжение было бы ближе к $U_{ном}$. При предварительно оцененных в конкретной СЭ величинах среднего регулирующего эффекта нагрузки K_P и относительного отклонения напряжения $\delta U_{уд}$ у наиболее удалённого от центра питания ЭП относительная доля $\Delta P_{потр} / P_0$ практически беззатратного снижения потребления мощности может быть оценена по формуле:

$$\begin{aligned} \delta P_{потр} &= \frac{\Delta P_{потр}}{P_0} \cong \frac{P(\delta U) - P_0}{P_0} = \\ &= K_P(\delta U_{уд} - \delta U_{уд, доп}). \end{aligned} \quad (4)$$

Например, при $\delta U_{уд, доп} = -5\%$ и часто наблюдаемых условиях $K_P = 0,5$ и $\delta U_{уд} = 0\%$ снижение потребления мощности $\delta P_{потр}$ составит $0,5 \cdot [0 - (-5)] = 2,5\%$.

Опасаться, что понижение напряжения будет наносить ущерб потребителям, полезная работа которых связана с нагревом (регулирующий эффект активной нагрузки $K_P = 2,0$), нет оснований, так как за счёт увеличения длительности нагрева на несколько процентов выполнение работы будет успешно завершено. Для подобных потребителей регулирующий эффект потреблённой энергии по напряжению близок к нулю.

Если по условиям надёжности работы СЭ в аварийных и послеаварийных режимах возникают опасения выставить пони-

¹ РПН — регулирование под нагрузкой.

женные напряжения в длительных установившихся режимах, можно предусматривать автоматическое повышение напряжений в относительно коротких интервалах времени таких режимов.

Реализации регулирования напряжений в определённой степени препятствует крайняя ограниченность в средствах изменения напряжений в сетях 6 – 10 и 0,4 кВ. Переключения отпаяк понижающих трансформаторов 6 – 10/0,4 кВ могут быть проведены только при их обесточивании. Для большинства ЭП использование РПН трансформаторов ГПП (если РПН исправны) недоступно. К тому же имеются ограничения по числу срабатываний РПН в течение суток. Дискретность ступеней регулирования РПН также мешает выполнению энергосберегающего регулирования напряжения. Тем не менее, значимость эффектов уменьшения оплаты электроэнергии оправдывает усилия по их реализации. При определённых условиях также могут окупаться затраты на дорогостоящие стабилизаторы напряжений для сетей (0,4 – 10) кВ, включаемые в головные цепи питания нагрузок.

Заметим, что при выполнении расчётов по оптимизации режимов электропотребления следовало бы оперировать зависимостями от напряжения не мощностей, как это было принято выше, а потреблённых энергий W_p , зависящих от усреднённых отклонений напряжения на расчётных интервалах времени

$$W_p = W_{p0}(1 + K_{WP}\delta U);$$

$$K_{WP} = \frac{W_p / W_{p0}}{U_{cp} / U_{cp0}}.$$

Регулирующие эффекты K_{WP} несколько отличаются в меньшую сторону от регулирующих эффектов мощности K_p . Проведение таких расчётов следует выполнять с использованием временных графиков нагрузок.

Итак, возможность практически беззатратного уменьшения оплачиваемой мощности (энергии) нагрузок СЭ является первым из трёх анонсированных парадоксов, связанных с наличием СХН нагрузок. В развертывании работ в этом направлении заинтересованы в первую очередь электропотребители. Но они, к сожалению, не имеют подготовленных специалистов по данному направлению и полноценных средств для регулирования напряжений, а энергосистемы, ухудшающие свои показатели при снижении электропотребления, могут быть привлечены к реализации специального регулирования напряжений, очевидно, только после разработки и принятия на государственном уровне соответствующих нормативно-технических документов.

Парадоксы влияния напряжений на нагрузочные потери мощности

Потери мощности в исходном до появления отклонения напряжения режиме применительно к СЭ (рис. 2) рассчитываются по формуле

$$\Delta P_0 = 3I_0^2 r_s = \frac{P_0^2 + Q_0^2}{U_0^2} r_s = \frac{P_0^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_0)}{U_0^2} r_s. \quad (5)$$

При изменении напряжения на относительную величину δU формула для потерь с учётом (2) приобретает вид

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} r_s = \frac{[P_0(1 + K_p \delta U)]^2 + [Q_0(1 + K_Q \delta U)]^2}{[U_0(1 + \delta U)]^2} r_s. \quad (6)$$

После возведения мощностей и напряжений в квадрат, учёта близкого равенства $1 / (1 + 2\delta U) \cong 1 - 2\delta U$ и пренебрежения малыми величинами $(\delta U)^2$ получим формулу

$$\Delta P = \Delta P_0(1 + K_{\Delta P} \delta U); \quad (7)$$

$$K_{\Delta P} = \frac{2[K_p - 1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_0(K_Q - 1)]}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_0},$$

в которой ΔP_0 определяется по (5), а коэффициент $K_{\Delta P}$ может быть назван регулирующим эффектом нагрузочных потерь по напряжению. Коэффициент $K_{\Delta P}$ зависит от трёх параметров K_p , K_Q , $\operatorname{tg} \varphi_0 = Q_0 / P_0$ и может иметь как положительное, так и отрицательное значение.

При неучёте СХН нагрузки, что равносильно принятию в (7) условия $K_p = K_Q = 0$, получим $K_{\Delta P} = -2$, и мощность потерь представляется в виде

$$\Delta P = \Delta P_0(1 - 2\delta U) \quad (8)$$

(снижение потерь на 2 % при увеличении напряжения на 1 %).

Полученные выше формулы (5) – (7) позволяют оценить нагрузочные потери ΔP при учёте СХН в случае изменения напряжения на относительную величину δU . В учебной и технической литературе формулы, подобные (7), не анализировали. Мощности нагрузок традиционно полагали независимыми от δU , и поэтому мощность потерь ΔP_0 записывали в виде (5), а при наличии δU в виде (8).

В действительности при характерных для СЭ регулирующих эффектах K_p и K_Q потери $\Delta P(\delta U)$ при повышении напряжения вследствие увеличения токов нагрузки часто не уменьшаются, а увеличиваются. Приравнявая выражение (7) для $K_{\Delta P}$ нулю, можно получить условие (9) для граничных сочетаний параметров K_p , K_Q и $\operatorname{tg} \varphi_0$, при которых начинает наблюдаться эффект $K_{\Delta P} \geq 0$, то есть рост потерь при увеличении δU

$$K_{pgr} = 1 - \operatorname{tg}^2 \varphi_0(K_{Qgr} - 1). \quad (9)$$

Иллюстрация расчётов по формуле (9) приведена на рис. 3. Условие роста потерь ΔP при увеличении δU гарантируется при всех параметрах K_p и $\operatorname{tg} \varphi_0$, если в СЭ фиксируется регули-

рующий эффект нагрузки $K_p \geq 1$. Вероятность такого события при $K_p < 1$ возрастает при увеличении регулирующего эффекта реактивной мощности K_Q и при повышенных значениях $\operatorname{tg} \varphi_0$. Например, при $K_Q \geq 3$ и $\operatorname{tg} \varphi_0 = 0,7$ регулирующий эффект потерь $K_{\Delta P}$ будет больше нуля даже при $K_p = 0$.

Подводя итог разделу об изменениях нагрузочных потерь под влиянием δU , отметим малое влияние этих составляющих потерь $K_{\Delta P} \Delta P_0 \delta U$ на потребляемую мощность по сравнению с обуславливающей выше составляющей мощности нагрузки $P_0 K_p \delta U$. Их отношение

$$\frac{\Delta P_0 K_{\Delta P}}{P_0 K_p} = \delta P_0 K_{\Delta P} / K_p$$

при учёте соизмеримости $K_{\Delta P}$ и K_p и при относительной величине активных потерь в СЭ $\delta P_0 = \Delta P_0 / P_0 < 0,1$ обычно не превышает 3 – 10 % от мощности нагрузки. Представляется, что в инженерных расчётах возможного уменьшения электропотребления за счёт изменения δU составляющую потерь $K_{\Delta P} \Delta P_0 \delta U$ можно не учитывать.

Компенсация реактивной мощности может быть неэффективной

Третий парадокс специфического проявления СХН нагрузок состоит в большой вероятности увеличения потребления из сети активной мощности при выполнении мероприятий по КРМ вследствие возможных повышений напряжений в сети и возникновения соответствующего роста нагрузки. Об этом принципиально в важном явлении, к сожалению, никогда не упоминается в проектах КРМ, нет технических публикаций с результатами экспериментальных измерений для подтверждения заявленных эффектов КРМ.

Установка КУ разгружает сеть от протекания реактивных токов и тем самым уменьшаются нагрузочные потери ΔP . Ориентируясь на эквивалентную схему СЭ по рис. 2, величина уменьшенных потерь при общепринятом неучёте СХН рассчитывается как разность потерь ΔP_0 в исходном режиме и потерь $\Delta P_{крм0}$ в режиме после подключения компенсирующего устройства с мощностью $Q_{ку0}$

$$\Delta P_0 - \Delta P_{крм0} = \frac{\Delta P_0(\operatorname{tg}^2 \varphi_0 - \operatorname{tg}^2 \varphi_{крм0})}{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_0}, \quad (10)$$

где ΔP_0 и $\operatorname{tg} \varphi_0$ определяются по (4) и $\Delta P_{крм0}$ выражается

$$\Delta P_{крм0} = \frac{P_0^2 + (Q_0 - Q_{ку0})^2}{U_0^2} = \frac{P_0^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{крм0})}{U_0^2}. \quad (11)$$

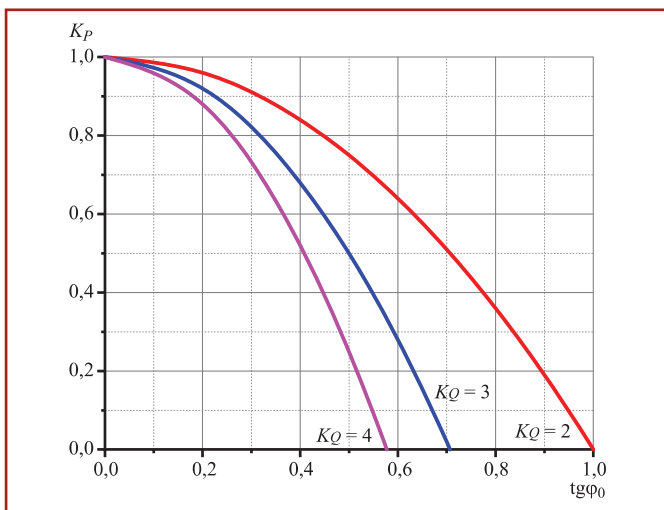


Рис. 3. Граничные значения параметров СЭ, при которых начинается рост нагрузочных потерь в СЭ при росте напряжения

Индекс «0» у переменных в (10) и (11) означает их расчёт в предположении о независимости мощности от δU и о равенстве напряжений в нагрузочном узле до и после подключения КУ.

По отношению к исходным потерям ΔP_0 доля уменьшения потерь зависит от коэффициентов реактивной мощности $\text{tg}\varphi_0$, $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0}$, и она, например, при большой величине реактивной мощности ($\text{tg}\varphi_0 = 0,8$) и при 100 %-ной КРМ ($\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$) может составлять 39 %

$$\frac{\Delta P_0 - \Delta P_{\text{крм}0}}{\Delta P_0} = \frac{(\text{tg}^2\varphi_0 - \text{tg}^2\varphi_{\text{крм}0})}{1 + \text{tg}^2\varphi_0} = \frac{0,8^2}{1 + 0,8^2} = 0,39.$$

Но по отношению к активной мощности нагрузки P_0 доля сэкономленных потерь заметно меньше и, например, при исходных потерях $\delta\Delta P_0 = \Delta P_0 / P_0 = 0,05$ (обычно в СЭ $\delta\Delta P_0 = 0,03 \div 0,1$) будет составлять только 2 %

$$\frac{\Delta P_0 - \Delta P_{\text{крм}0}}{P_0} = \frac{\delta\Delta P_0(\text{tg}^2\varphi_0 - \text{tg}^2\varphi_{\text{крм}0})}{1 + \text{tg}^2\varphi_0} = 0,05 \cdot 0,39 = 0,02.$$

Однако подобного рода оценки эффекта КРМ могут кардинально поменяться, если принять во внимание неизбежно возникающий рост напряжения в нагрузочном узле после подключения КУ на относительную величину $\delta U_{\text{крм}} = \Delta U_{\text{крм}} / U_0$, зависящую от мощности $Q_{\text{ку}}$ и эквивалентного индуктивного сопротивления питающей сети x_3 (мощности $S_{\text{кз}}$ трёхфазного КЗ в узле установки КУ)

$$\delta U_{\text{крм}} \cong \frac{Q_{\text{ку}} x_3}{U_0^2} \cong \frac{Q_{\text{ку}}}{S_{\text{кз}}}. \quad (12)$$

Если не принять меры по уменьшению $\delta U_{\text{крм}}$, то в соответствии с (2) на величину $K_P P_0 \delta U_{\text{крм}}$ увеличится активная мощность нагрузки, снижая и даже перекрывая рассчитываемый по (10) эффект снижения потерь под влиянием КРМ.

При строгом подходе следовало бы учесть влияние $\delta U_{\text{крм}}$ на величины нагрузочных потерь $\Delta P_{\text{крм}}$ — они будут отличаться от определённых по (11) потерь $\Delta P_{\text{крм}0}$. Ввиду малости влияния этих уточнений полагаем допустимым их неучёт при оценочных расчётах.

Представления о возможных сочетаниях пяти взаимосвязанных параметров СЭ, приводящих при выполнении КРМ к парадоксальным эффектам отсутствия снижения потерь, можно получить, приравнявая рассчитанную по (10) долю уменьшения потерь с долей увеличения мощности нагрузки $K_P P_0 \delta U_{\text{крм}}$ под влиянием роста напряжения после установки КУ

$$\frac{\delta\Delta P_0 P_0 (\text{tg}^2\varphi_0 - \text{tg}^2\varphi_{\text{крм}0})}{1 + \text{tg}^2\varphi_0} = K_P P_0 \delta U_{\text{крм}}. \quad (13)$$

Например, при известных четырёх параметрах $\delta U_{\text{крм}} = 0,05$, $\delta\Delta P_0 = 0,05$,

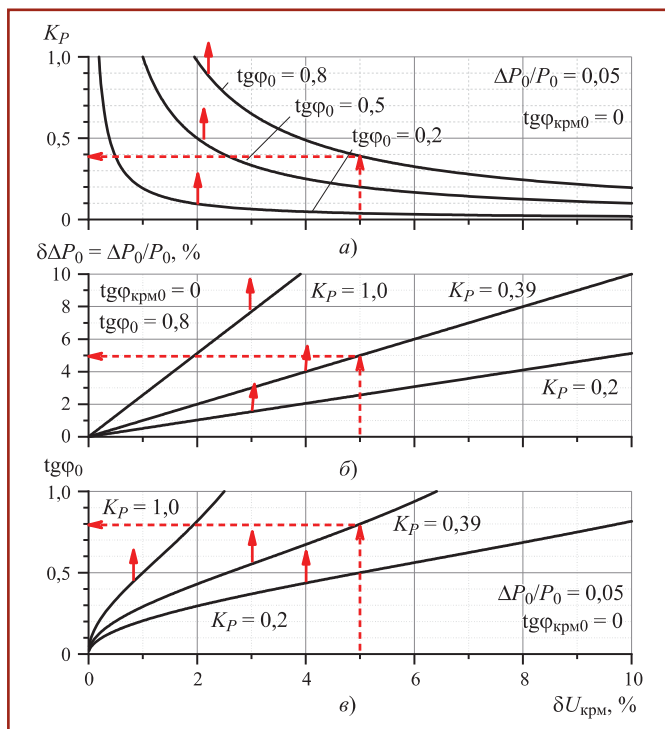


Рис. 4. Примеры построения номограмм для расчёта совокупности параметров СЭ, приводящих к отсутствию снижения потерь при установке устройств КРМ:

а — зависимости $K_P(\delta U_{\text{крм}})$ с изменением параметра $\text{tg}\varphi_0$ при неизменных $\delta\Delta P_0 = 0,05$ и $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$; б — зависимости параметра $\delta\Delta P_0$ от $\delta U_{\text{крм}}$ при $\text{tg}\varphi_0 = 0,8$, $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$ и трёх возможных регулирующих эффектов K_P ; в — зависимости параметра $\text{tg}\varphi_0$ от $\delta U_{\text{крм}}$ при трёх значениях K_P и $\delta\Delta P_0 = 0,05$, $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$

$\text{tg}\varphi_0 = 0,8$ и $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$ (100 %-ная КРМ) находится параметр K_P

$$K_P = \frac{\delta\Delta P_0(\text{tg}^2\varphi_0 - \text{tg}^2\varphi_{\text{крм}0})}{(1 + \text{tg}^2\varphi_0)\delta U_{\text{крм}}} = \frac{0,05(0,8^2 - 0)}{(1 + 0,8^2)0,05} = 0,39.$$

Графическая иллюстрация выполненных с использованием (13) расчётов показана на рис. 4, а, где построены зависимости $K_P(\delta U_{\text{крм}})$ с варьированием параметра $\text{tg}\varphi_0$ и при неизменных параметрах $\delta\Delta P_0 = 0,05$ и $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$. Построения на рис. 4, б показывают зависимости от $\delta U_{\text{крм}}$ параметра $\delta\Delta P_0$ при $\text{tg}\varphi_0 = 0,8$, $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$ и трёх возможных регулирующих эффектов K_P . Зависимости от $\delta U_{\text{крм}}$ параметра $\text{tg}\varphi_0$ при трёх значениях K_P и $\delta\Delta P_0 = 0,05$, $\text{tg}\varphi_{\text{крм}0} = 0$ даны на рис. 4, в. Стрелки красного цвета дают направление в область параметров СЭ, где реализация КРМ будет приводить только к увеличению потребления и является неприемлемой. Подобные неблагоприятные режимы наиболее вероятны в СЭ с повышенными регулируемыми эффектами нагрузки K_P и нагрузочными потерями $\delta\Delta P_0$, в сетях с высоким уровнем подлёжащей компенсации реактивной мощности.

Эти и другие выполнявшиеся авторами расчёты свидетельствуют о необхо-

димости при выполнении КРМ правила недопущения повышения напряжения после установки компенсирующими устройствами ($\delta U_{\text{крм}} \rightarrow 0$) за счёт соответствующих изменений коэффициентов трансформации трансформаторов и привлечения других возможных средств регулирования напряжения. В СЭ с установленными компенсирующими устройствами также целесообразно применять рассматривавшиеся выше алгоритмы энергосберегающего регулирования напряжения с его поддержанием на уровнях вблизи нижней согласованной границы приемлемых для ЭП значений. В случаях технической невозможности выполнения указанных действий оправданным может стать решение об отказе от КРМ.

Обратим внимание на то, что при анализе условий КРМ не учитывалось влияние отклонения напряжения $\delta U_{\text{крм}}$ на нагрузочные потери мощности $\Delta P_{\text{крм}}$. Как показали более строгие расчёты с использованием программного обеспечения подобное допущение оправдано малыми величинами потерь $\Delta P_{\text{крм}}$ и их малым влиянием на обсуждаемые здесь вопросы связи оплаты электроэнергии с СХН нагрузок.

Приводившиеся соображения о том, как уровни поддерживаемых напряжений связаны с решением актуальной задачи энергосбережения, пояснялись для простейшей схемы замещения СЭ. Это в определённой степени оправдывалось стремлением дать понятное для читателей обоснование направления энергосберегающего регулирования напряжения. Реализации подобных идей на практике, безусловно, должны предшествовать оптимизационные расчёты с использованием программного обеспечения, когда появляется возможность воспроизводить детальную конфигурацию сетей и индивидуальные регулирующие эффекты СХН нагрузочных узлов при их представлении квадратичными полиномами (1), определять энергосберегающие эффекты для реальных точек учёта электроэнергии. При проведении многовариантных расчётов относительно просто учитываются временные графики нагрузок и напряжений с разработкой энергосберегающего алгоритма управления

напряжениями и устройствами КРМ для минимизации потребления энергии.

Пример выполнения сопоставительных расчётов режимов СЭ без учёта и с учётом СХН подробно рассмотрен в [9].

Заключение

1. Применяемые правила принятия решений об уровнях напряжений, поддерживаемых в нагрузочных узлах СЭ, не учитывают объективно существующие зависимости мощностей нагрузок от напряжения. В результате при часто наблюдаемых случаях повышенных напряжений увеличивается оплата электроэнергии при отсутствии дополнительно произведённой полезной работы. Реализация обсуждаемых в статье энергосберегающих критериев регулирования напряжений может позволить без дополнительных затрат снизить электропотребление на несколько процентов.

Энергетическим службам промышленных предприятий, как наиболее заинтересованной стороне, следует рекомендовать проводить расчёты возможного уменьшения потребления, используя, например, формулу (4), для чего предвзительно сделать оценки поддерживаемых напряжений и регулирующего эффекта активной нагрузки K_p .

2. Следует критически относиться к сложившимся стереотипам об уменьшении нагрузочных потерь в линиях, питающих нагрузочные узлы 0,4 – 6 – 10 кВ промышленных предприятий и городов в случаях повышения напряжения. Практически при всех наблюдаемых регулирующих эффектах нагрузки K_p и K_Q эти потери увеличиваются с ростом напряжения.

3. В связи с ростом напряжения в нагрузочных узлах после установки компенсирующих устройств неизбежен рост мощности нагрузки и величины её оплаты. Поэтому неукоснительным правилом при осуществлении КРМ должно стать понижение напряжения до исходного или даже более низкого уровня. Процедура такого изменения напряжения должна предусматриваться уже в проекте КРМ. При невозможности выполнения таких действий следует

рассмотреть возможность отказа от КРМ.

4. Для организации более глубокого изучения направления энергосбережения за счёт применения энергосберегающего регулирования напряжений в узлах подключения нагрузки желательно организовать дискуссию с обсуждением поставленных вопросов, выбрать и реализовать проекты для внедрения, подготовить соответствующие нормативно-технические документы для ориентации специалистов, работающих в этих направлениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС / В. Воронин, М. Гаджиев, Р. Шамонов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 2.
2. Маркушевич Н. С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 214 с.
3. Абрамович Б. Н., Каменев П. М. Регулирующие эффекты нагрузки промышленных предприятий и их использование в часы максимума нагрузки энергосистемы // Промышленная энергетика. 1988. № 8.
4. Орлов В. С. Снижение электропотребления путем регулирования напряжения // Промышленная энергетика. 1991. № 4.
5. Конюхова Е. А. Определение регулирующих эффектов нагрузки цеховых трансформаторных подстанций расчетным путем с помощью ПЭВМ // Изв. вузов. Электромеханика. 1998. № 2.
6. Конюхова Е. А. Регулирование электропотребления промышленного предприятия при взаимосвязанном выборе режима напряжения и компенсации реактивной мощности. Автореф. дисс. ... д-ра техн. наук; МЭИ. — М., 1998.
7. Расчёты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах // Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 390 с.
8. Кучумов Л. А., Кузнецов А. А. Зависимость нагрузки и потерь мощности от напряжения. Реальность повышения потребления электроэнергии // Новости ЭлектроТехники. 2018. № 2(110).
9. Кучумов Л. А., Кузнецов А. А. Энергосберегающее регулирование напряжения в узлах нагрузки // Новости ЭлектроТехники. 2018. № 5(113) – 6(114).

ПОДПИСКА

Цены на подписку через редакцию на второе полугодие 2019 г.

Наименование издания	Подписной индекс	Цена одного экземпляра без почтовых расходов в рублях	
		без НДС	с НДС
Энергетик	71108	1280,00	1408,00
Библиотечка электротехника	88983	790,00	869,00
Энергетика за рубежом	87261	695,00	764,50

115280, Москва,
3-й Автозаводский проезд, 4, корп. 1.
Тел. +7 (495) 234-74-21.
energetick@mail.ru