

Новая статья дополняет материал [1], опубликованный в «Новостях ЭлектроТехники», посвященный регулированию напряжения в нагрузочных узлах систем электроснабжения в целях минимизации электропотребления.

Леонид Александрович Кучумов и Антон Алексеевич Кузнецов рассматривают вопросы практического регулирования напряжения.



Леонид Кучумов,
к.т.н.

Антон Кузнецов,
к.т.н.

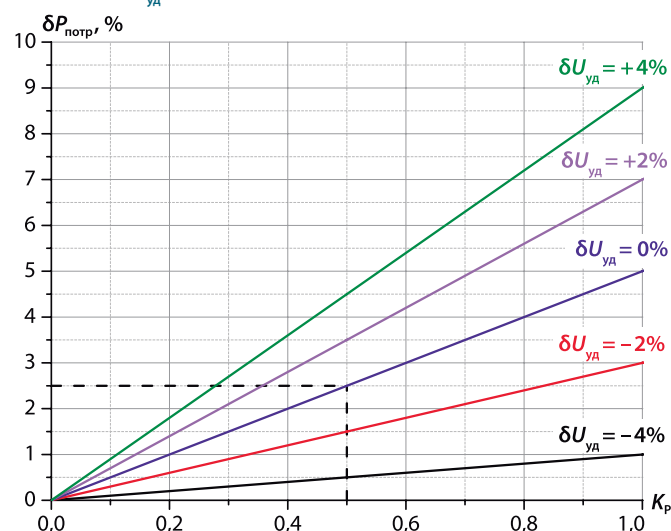
ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ»,
г. Санкт-Петербург

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

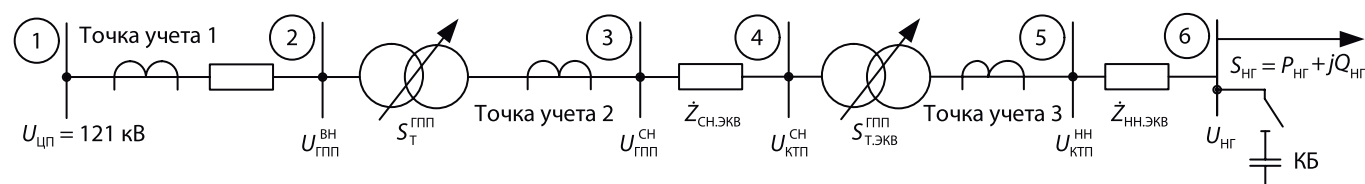
Объективно существующие зависимости мощности нагрузок и потерь мощности в питающих сетях от напряжения свидетельствуют об уменьшении потребляемой активной мощности и энергии в среднем на 0,5% при уменьшении напряжения на 1%. Поэтому в системах электроснабжения (СЭ) с номинальным или несколько его превышающим значением напряжения электропотребители (ЭП) могут практически без затрат заметно уменьшить плату за электроэнергию только благодаря понижению напряжения на несколько процентов без нарушения требований к качеству электроэнергии.

В [1] также было обращено внимание на то, что мероприятия по компенсации реактивной мощности (КРМ), массово применяемые в СЭ для уменьшения активных потерь, связанных с протеканием реактивных токов, из-за возникающего при этом роста напряжения могут приводить к противоположному эффекту – увеличению результирующего электропотребления.

• Рис. 1 Ожидаемое уменьшение в СЭ потребления активной мощности $\delta P_{\text{потр}}$ [%] в зависимости от регулирующего эффекта нагрузки K_p и при отклонении напряжения $\delta U_{\text{уд}} = -5\%$.



• Рис. 2 Принятая для анализа эквивалентная расчетная схема СЭ



В дополнение и развитие высказанных в [1] соображений рассмотрим вопросы практического осуществления регулирования напряжения, влияющего на электропотребление. Обсудим приемы выделения сетей, имеющих заметный потенциал энергосбережения. Для более детального анализа рекомендуется использовать профессиональные программы для выполнения серий оптимизационных расчетов установленных режимов СЭ с учетом статических характеристик нагрузок по напряжению (СХН). Приведем примеры такого анализа.

ПРОБЛЕМЫ РЕАЛИЗАЦИИ

В [1] обоснована достаточность представления активных и реактивных нагрузок как линейно зависящих от относи-

тельного изменения напряжения $\delta U = \frac{U - U_0}{U_0} = \frac{\Delta U}{U_0}$:

$$P_{\text{нг}} = P_{\text{нг}0} (1 + K_p \delta U); \quad Q_{\text{нг}} = Q_{\text{нг}0} (1 + K_Q \delta U), \quad (1)$$

где индекс «0» относится к принятому за исходный (базовый) режим СЭ, а коэффициенты

$$K_p = \frac{\Delta P}{P_0} / \frac{\Delta U}{U_0}; \quad K_Q = \frac{\Delta Q}{Q_0} / \frac{\Delta U}{U_0} \quad (2)$$

обычно называются регулируемыми эффектами активной и реактивной нагрузок по напряжению.

Возможные величины регулирующих эффектов нагрузки обсуждались в [1]. Для суммарной нагрузки СЭ их можно оценить, например, при осциллографировании опытов кратковременных переключений РПН трансформаторов ГПП хотя бы на одну ступень с последующим вычислением входящих в (2) напряжений, мощностей и их приращений. Коэффициенты K_p также можно оценить, изменяя напряжение за счет включения-отключения в сети компенсирующих устройств.

В СЭ с промышленной и коммунально-бытовой нагрузкой наблюдаются средние значения регулирующих эффектов $K_p = 0,5$ и $K_Q = 2$, что означает уменьшение активной и реактивной мощности нагрузки соответственно на 0,5 и 2% при уменьшении напряжения на 1%.

Достижение эффекта уменьшения электропотребления возможно только в СЭ, не имеющих затруднений с поддержанием близких к номинальным напряжений в часы максимума нагрузки и при регулирующем эффекте активной

нагрузки $K_p \geq 0,3$. Таких СЭ большинство, поэтому потенциал энергосбережения при обоснованном, не наносящем вреда электропотребителям регулировании напряжений в сторону их понижения может составлять 1% и более [1].

Но на практике данное направление не реализуется по следующим причинам:

- малая осведомленность пользователей электроэнергии в этом вопросе;
- ошибочное представление многих специалистов о наличии жесткой связи между уровнем напряжения и объемом и качеством выполненной полезной работы;
- риск отрицательного влияния пониженного напряжения на условия пуска и самозапуска электродвигателей, на работу систем релейной защиты и автоматики;
- недостаточность имеющихся в распоряжении электропотребителей средств для регулирования напряжения;
- незаинтересованность энергоснабжающих организаций в дополнительных мероприятиях по регулированию напряжения, тем более что это приводит к уменьшению отпуска электроэнергии.

Действительно, публикации и дискуссии по вопросам энергосберегающего регулирования напряжения практически прекратились почти 15 лет тому назад. Авторы надеются, что статья [1] и настоящая публикация вызовут отклики и новые предложения по развитию этого направления.

В отношении вреда пониженного напряжения заметим, что во всех международных стандартах закреплено положение о приемлемости для ЭП напряжения в пределах $\pm 10\%$ от $U_{ном}$. При этом не подвергается сомнению выполнение всего объема полезной работы с должным качеством и нормальное функционирование РЗА. Для целей энергосбережения не предлагается выходить на предельно допустимое понижение напряжения 10%. Вполне достаточным может быть отклонение напряжения $\delta U_{уд.доп} = -5\%$, но только в удаленных нагрузочных узлах с наибольшей потерей напряжения при передаче мощности от центра питания. При таких условиях большинство ЭП имели бы напряжение, близкое или даже превышающее $U_{ном}$. Заметим, что информация о напряжении на удаленных ЭП собирается и анализируется в соответствии с требованиями ГОСТ 33073 2014 по мониторингу и контролю качества напряжения.

Итак, величина возможного уменьшения напряжения в конкретной СЭ зависит от соотношения признанной допустимой отрицательной величины $\delta U_{уд.доп}$ и фактически наблюдаемого наименьшего напряжения $\delta U_{уд}$ у удаленных потребителей. При обычно выполняемом условии $\delta U_{уд.доп} < \delta U_{уд}$ потенциал возможного энергосбережения с использованием (1) может быть оценен по формуле:

$$\delta P_{потр} = \frac{\Delta P_{потр}}{P_{потр}} \cdot 100\% \cong K_p (\delta U_{уд} - \delta U_{уд.доп}). \quad (3)$$

Например, расчет по (3) при $\delta U_{уд} = 0\%$, $\delta U_{уд.доп} = -5\%$ и $K_p = 0,5$ дает оценку сбережения $\delta P_{потр} = 0,5(0 - (-5)) = 2,5\%$. При других возможных значениях K_p и $\delta U_{уд}$ величину $\delta P_{потр}$ можно видеть на рис. 1.

Поясним возможность участия ЭП и энергоснабжающей организации в регулировании напряжения в нагрузочных узлах с использованием эквивалентной схемы СЭ с нагрузкой, сосредоточенной на стороне 0,4 кВ (рис. 2). Полагаем, что мощность к нагрузке передается через сеть ВН (например, ВЛ 110 кВ) с сопротивлением $Z_{вл}$, трансформатор ГПП $S_t^{ГПП}$ (110/10 кВ), сети с КЛ 10 кВ, имеющие эквивалентное сопротивление $Z_{сн.экв}$, трансформаторы 10/0,4 кВ комплектных распределительных подстанций с мощностью $S_{т.экв} \geq S_t^{ГПП}$ и сети 0,4 кВ с сопротивлением $Z_{ин.экв}$.

На рис. 2 показаны три возможные точки учета электроэнергии, зависящие от границы раздела балансовой принадлежности (ГРБП) сетей ЭП и системы.

Если вся СЭ находится в собственности ЭП, то учет должен производиться в узле центра питания на стороне 110 кВ (точка учета 1). При этом для желательного регулирования напряжения в распоряжении ЭП имеются устройства РПН трансформаторов $S_t^{ГПП}$ для изменения под нагрузкой коэффициентов трансформации.

В обесоченном состоянии возможно также изменение коэффициентов трансформации трансформаторов $S_t^{КТП}$

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА ЭНЕРГОСОЮЗ

- Разработка и внедрение автоматизированных систем управления электротехническим оборудованием станций и подстанций всех классов напряжения.
- Создание полномасштабных систем диспетчеризации электроснабжения промышленных предприятий.
- Проведение энергетических обследований промышленных предприятий.



Лидер на рынке энергетики
с 1991 года!

194354, Россия, Санкт-Петербург
ул. Есенина, д. 5 «Б»
Тел./факс: (812) 320-0099, 591-6245
E-mail: mail@energ soyuz.spb.ru

www.energ soyuz.spb.ru

с диапазоном $\pm 2 \cdot 2,5\%$ с помощью системы переключения без возбуждения (ПБВ). Невозможность оперативного привлечения к регулированию трансформаторов с ПБВ и дискретность изменения напряжения заметно затрудняют регулирование напряжения. Но, главное, потребитель может оказать регулирующее воздействие при любых значениях напряжений $U_{\text{шт}}$, поддерживаемых энергосистемой в центрах питания.

Если ГРБП находится на шинах 10 кВ трансформатора ГПП $S_t^{\text{ГПП}}$ (точка учета 2) или в сетях 0,4 кВ (точка учета 3), то у потребителей нет оперативных средств для регулирования напряжения. Этими средствами можно воспользоваться только по согласованию, получить которое трудно, так как энергосистемы не заинтересованы в энергосберегающем регулировании напряжения: для них это дополнительные заботы, приводящие к тому же к уменьшению отпуска электроэнергии.

Если СЭ находится в собственности нескольких юридически независимых организаций, то требуется выработать согласованную позицию по граничным уровням понижения напряжения, удовлетворяющим всех пользователей электро-энергии.

Свою специфику в регулирование напряжения вносят устройства КРМ. Их подключение в нагрузочных узлах, как известно, приводит к заметному увеличению напряжения и в соответствии с (1) к росту активной мощности нагрузки на величину, которая может превышать достигаемое за счет КРМ уменьшение активных нагрузочных потерь. Чтобы этого избежать, необходимо после осуществления КРМ принимать меры к понижению напряжения как минимум до исходного уровня, а это не всегда реализуемо.

Представляется, что прогресс в деле уменьшения энергозатрат на изготовление продукции за счет регулирования напряжения возможен только после подготовки и принятия соответствующей нормативно-технической документации, регламентирующей действия служб энергосистем, ответственных за поддержание согласованных с ЭП уровней напряжения и предупреждение возникновения режимов с повышенным напряжением.

МОДЕЛЬ ДЛЯ АНАЛИЗА

Для анализа энергосберегающего регулирования напряжения в СЭ необходимо создавать математические модели СЭ с использованием профессиональных программ расчета установившихся режимов с учетом СХН нагрузок. Рассмотрим примеры расчетов и анализа таких режимов с использованием программного комплекса RASTR.

Отметим, что расчеты установившихся режимов СЭ повсеместно выполняются с использованием версии программы, в которой нагрузки полагаются известными и СХН нагрузок не учитываются. Задаются также напряжение в балансирующем узле (в данном случае в центре питания) и коэффициенты трансформации трансформаторов. Результатами расчета являются значения узловых напряжений, потоки и потери мощности в ветвях расчетной схемы.

Для расчетного режима, достоверно отображающего реальный, может быть активизирована версия программы с процедурой учета СХН, причем во всех нагрузочных узлах в качестве номинальных принимаются значения напряжения, полученные в версии без учета СХН. В таком режиме, называемом далее базовым, обе версии программы дают идентичные расчетные параметры режима, но в варианте с СХН появляется возможность расчета и анализа специфических режимов, устанавливающихся под влиянием регулирования напряжения или выполнения КРМ.

Именно такая процедура создания модели базового режима была применена к показанной на рис. 2 предельно упрощенной эквивалентной расчетной схеме СЭ с шестью узлами и пятью ветвями. Обсуждаемые далее расчеты применительно к такой простой схеме СЭ позволяют сконцентрировать внимание на основных закономерностях влияния напряжения и СХН на потребление и потери активной мощности. Полагаем, что специалисты, заинтересованные в уменьшении электропотребления, выполнить подобные расчеты для своей конкретной СЭ с необходимой подробностью представления ее элементов.

Параметры СЭ по рис. 2 определялись с использованием каталожных данных соответствующих элементов. Трансформаторы моделировались с учетом нагрузочных потерь, потерь

холостого хода, положения анцапф РПН и ПБВ. Сопотвление трансформаторов приводилось к стороне высокого напряжения.

Принято, что на ГПП установлен трансформатор 115/10,5 кВ мощностью $S_t^{\text{ГПП}} = 40$ МВА с диапазоном регулирования РПН $\pm 9 \cdot 1,78\%$. Установленная мощность трансформаторов КТП 10/0,4 кВ составляет $S_t^{\text{КТП}} = 1,2 \cdot S_t^{\text{ГПП}} = 48$ МВА (условно предполагаем наличие 48 параллельно включенных трансформаторов мощностью 1 МВА каждый).

Линия 110 кВ глубокого ввода длиной 20 км выбрана по условию ее пропускной способности 40 МВА. Выполненные кабелями 10 и 0,4 кВ сети СН и НН замещались эквивалентными сопротивлениями $Z_{\text{сн.экв}}$ и $Z_{\text{нн.экв}}$, в которых активные нагрузочные потери в долях от активной мощности нагрузки $P_{\text{н}}$ составляли соответственно ~ 1 и $\sim 3\%$.

В принятой для исследования эквивалентной СЭ нагрузка сосредоточена в узле 6. В режиме максимальной нагрузки при отсутствии компенсирующих устройств она составляет $S_{\text{н}} = 30$ МВА (75% от мощности $S_t^{\text{ГПП}}$) при $\text{tg}\varphi_{\text{н}} = Q_{\text{н}}/P_{\text{н}} = 18,7/23,4 = 0,8$.

Регулирующие эффекты для активной и реактивной нагрузок принимались равными $K_p = 0,5$ и $K_Q = 3$. Напряжение в балансирующем узле 1 задавалось равным $1,1 U_{\text{ном}} = 121$ кВ.

Базовый режим в рассматриваемой СЭ устанавливался при условии, что напряжение в нагрузочном узле 6 на 2,5% превышает номинальное значение ($\delta U_{\text{н}} = 2,5\%$). Возможный диапазон его понижения зависит от допустимых уровней напряжения $\delta U_{\text{уд}}$ у потребителей, удаленных от центра питания.

В пояснениях к обоснованию формулы (3) говорилось, что величина возможного энергосбережения в СЭ пропорциональна разности между существующим отклонением напряжения на удаленном электроприемнике $\delta U_{\text{уд}}$ и согласованным в качестве допустимого отклонением $\delta U_{\text{уд.доп}}$ (например, $\delta U_{\text{уд.доп}} = -5\%$). Чтобы реализовать такое энергосбережение следует воздействовать на средства регулирования напряжения (РПН, ПБВ) для предельно возможного приближения $\delta U_{\text{уд}}$ к $\delta U_{\text{уд.доп}}$.

Поскольку в принятой модели СЭ сеть НН не детализирована, непосредственное вычисление и регулирование напряжения $\delta U_{\text{уд}}$ невозможно. Информация есть только о напряжении $\delta U_{\text{н}}$. Для преодоления этого затруднения примем вполне понятное условие, что $\delta U_{\text{уд}}$ во всех рассчитываемых режимах на фиксированную величину меньше контролируемого отклонения напряжения $\delta U_{\text{н}}$. Если эта принятая величина равна 2,5%, справедлива следующая запись:

$$\delta U_{\text{уд}} = \delta U_{\text{н}} - 2,5\%. \quad (4)$$

Так, в базовом режиме при $\delta U_{\text{н}} = 2,5\%$ имеем $\delta U_{\text{уд}} = 0\%$.

СРАВНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ

Сопоставим режимные параметры СЭ, рассчитанные с учетом и без учета СХН.

На рис. 3 обозначены номера шести сравниваемых режимов СЭ, устанавливающихся из базового режима при воздействии на РПН и ПБВ трансформаторов или при включении устройства КРМ для достижения указанных уровней напряжения в узле нагрузки $\delta U_{\text{н}}$ и у удаленного ЭП $\delta U_{\text{уд}}$. Режимы 1, 2 и 3 рассчитывались с учетом СХН. Режимы 1', 2' и 3' реализованы без учета СХН. Для каждого режима указаны положения выбранных анцапф РПН и ПБВ.

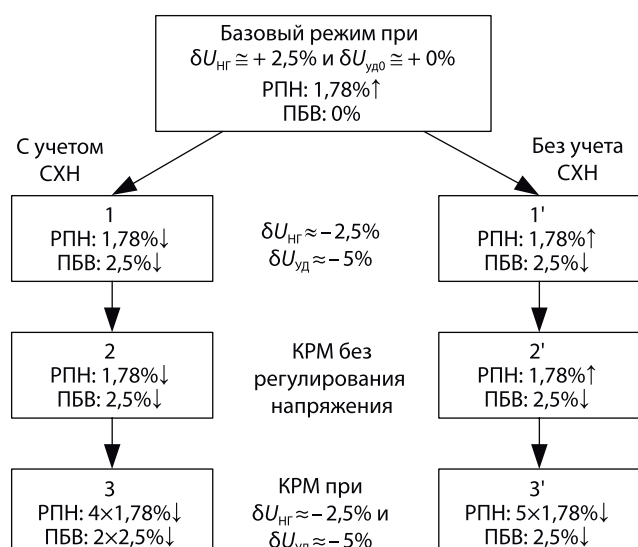
В табл. 1 в именованных и условных по отношению к базовому режиму единицах представлены параметры режимов: напряжение $U_{\text{н}}$, мощности нагрузок $P_{\text{н}}$ и $Q_{\text{н}}$, потребляемые в узле 1 мощности $P_{\text{потр1}}$ и $Q_{\text{потр1}}$, суммарные активные потери нагрузочные и холостого хода ΔP_{Σ} .

В режимах 1 и 1' полагалось допустимым поддержание $\delta U_{\text{уд}} \approx \delta U_{\text{уд.доп}} = -5\%$, поэтому в соответствии с (4) имеем $\delta U_{\text{н}} \approx -2,5\%$.

Режимы 2 и 2' с повышенными значениями напряжения устанавливались из режимов 1 и 1' при подключении в нагрузочном узле 6 конденсаторной батареи (КБ), мощность которой при отклонении напряжения в базовом режиме $\delta U_{\text{н}} \approx 2,5\%$ была равна 18,7 Мвар. При этом осуществляется практически стопроцентная КРМ. Активные потери в КБ приняты равными 0,5% от ее мощности.

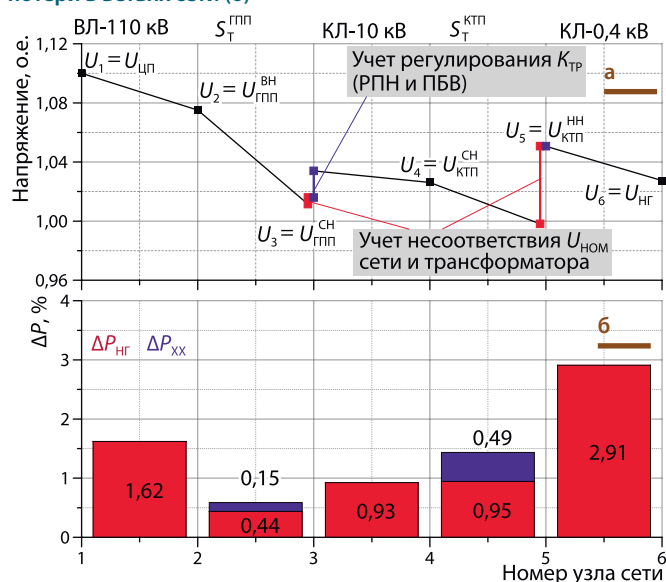
Сопоставление режимов СЭ, рассчитанных с учетом и без учета СХН

Рис. 3 •



Базовый режим. Приведенные к номинальным значениям напряжения в узлах СЭ (а) и активные потери в ветвях сети (б)

Рис. 4 •



В режимах 3 и 3', рассчитанных при наличии КБ, выполнялось регулирование напряжения, чтобы достичь примерно тех же уровней напряжения, что и в режимах 1 и 1'.

Из-за дискретности РПН и ПБВ невозможно строго поддерживать указанные выше уровни напряжения для рассчитываемых режимов, но они отличаются от желательных значений не более чем на $\delta U_{\text{погр}} \leq 0,4\%$. И это не помешало зафиксировать эффекты, обусловленные существованием СХН нагрузок.

Параметры базового режима близки к часто наблюдаемым в СЭ. Напряжение в нагрузочном узле на $\delta U_{\text{нр}} = 2,74\%$ больше номинального. Диаграмма приведенных к номинальным значениям напряжений вдоль трассы передачи мощности к потребителям показана на рис. 4а.

С учетом вводов соответствующих ЭДС на повышение напряжений за счет переключения на одну ступень 1,78% РПН и несоответствия номинальных напряжений сети и обмоток трансформаторов результирующие потери напряжения составляют 7,3%. При отсутствии указанных ЭДС потери были бы 14,4%.

Потери активной мощности в базовом режиме $\Delta P_{\Sigma} = P_{\text{потр}1} - P_{\text{нр}} = 1,89 \text{ МВт}$ составляют 7,5% от мощности $P_{\text{потр}1}$, потребляемой в центре питания (узле 1). Распределение потерь

Реклама
1/2

• Таблица 1 Режимные параметры СЭ для указанных на рис. 3 расчетов

N п/п	Расчет режима	Режимные параметры											
		$U_{нг}$	$\delta U_{нг}$	$P_{нг}$		$Q_{нг}$		$P_{потр1}$		$Q_{потр1}$		ΔP_{Σ}	
		кВ	%	МВт	%	Мвар	%	МВт	%	Мвар	%	МВт	%
1	Базовый	0,3904	2,74	23,4	100	18,7	100	25,29	100	23,9	100	1,89	100
2	1	0,3717	-2,18	22,84	97,6	16,02	85,7	24,57	97,15	20,51	88,8	1,73	91,5
3	1'	0,3716	-2,21	23,4	100	18,7	100	25,38	100,4	23,97	100,3	1,98	104,8
4	2	0,4025	5,92	23,76	101,5	20,44	109,3	25,01	98,9	3,48	14,5	1,25	66,1
5	2'	0,4164	9,58	23,4	100	18,7	100	24,59	97,2	0,214	0,89	1,17	61,9
6	3	0,3724	-2,0	22,86	97,7	16,02	85,7	24,1	95,3	1,81	7,6	1,16	61,4
7	3'	0,3690	-2,9	23,4	100	18,7	100	24,73	97,8	4,9	20,5	1,33	70,4

по элементам СЭ показано на рис. 46. При принятых для базового режима условиях $\delta U_{уд} = \delta U_{нг0} - 2,5\% = 0\%$ и $\delta U_{удоп} = -5\%$ по (3) ожидаемый потенциал уменьшения потребляемой мощности равен $P_{потр} = 0,5(0 - (-5))\% = 2,5\%$ от $P_{потр1} = 25,29$ МВт, или 0,63 МВт. Расчеты свидетельствуют о еще большей экономии.

Переход от базового режима к режиму 1 с понижением напряжения от значения 2,74% до -2,18% (на 4,92%) за счет регулирующих эффектов СХН $K_p = 0,5$ и $K_Q = 3$ создал следующие изменения активных мощностей (табл. 1, строки 1 и 2):

- активная мощность нагрузки уменьшилась на 2,5%, или на 0,58 МВт;
- учитываемая в узле 1 потребляемая мощность $P_{потр1}$ уменьшилась на 2,9%, или на 0,74 МВт;
- активные потери мощности ΔP_{Σ} уменьшились на 8,5%, или на 160 кВт;
- в результате в данной СЭ снижение напряжения на 1% позволяет уменьшить потребление на 0,5%.

Переход к режиму 1' с такими же пониженными напряжениями при традиционно используемой версии программы без учета СХН, то есть при постоянстве нагрузок, свидетельствует о принципиально противоположных и ошибочных результатах (строки 1 и 3 табл. 1): активные потери возросли на 4,8%, или на 90 кВт, из-за увеличения токов, и это привело к росту потребления активной мощности $P_{потр1}$ на 90 кВт, или на 0,35%.

Можно так же проследить изменения реактивных мощностей под влиянием изменений напряжения: они при принятом параметре $K_Q = 3,0$ в 4–6 раз более значимы в процентах и в Мвар по сравнению с активными мощностями.

Переход от режима 1 к режиму 2 состоял в подключении в узле 6 КБ с мощностью, приводящей к практически 100%-ной КРМ. При этом напряжение в нагрузочном узле повышается примерно на 10%, и при учете СХН резко возрастают активная и реактивная мощности нагрузки на 0,92 МВт и 4,3 Мвар.

Увеличивается и оплачиваемое потребление мощности $P_{потр1}$ на 0,44 МВт (1,8%), несмотря на разгрузку сети от реактивной мощности и соответственно уменьшение активных потерь на 480 кВт, или на ~34% (строки 2 и 4 табл. 1). В таких условиях установка КБ без принятия мер по регулированию напряжения к уровням, предшествовавшим подключению КБ, наносит очевидный ущерб электроснабжающим.

И этот важный вывод никак не просматривается из расчетов, выполнявшихся при переходе из режима 1' в режим 2' без учета СХН (строки 3 и 5 таблицы 1).

Режим 3 устанавливался из режима 2 путем перестройки напряжений до пониженных уровней, близких к существовавшим в режимах 1 и 1'. Мощности нагрузок в режимах 3 и 1 практически совпадают, и они заметно понижены по сравнению с базовым режимом вследствие учета СХН. Но режим 3 эффективнее режима 1 вследствие установки КБ, разгружающей сеть от реактивной мощности, и уменьшения тем самым активных потерь в СЭ на величину 0,57 МВт.

Сравнение режимов 3 и 3' (строки 6 и 7 табл. 1) также свидетельствует о существенном завышении в расчетах без учета СХН мощностей, потребляемых из питающей сети.

Расчеты при других возможных сочетаниях регулирующих эффектов K_p и K_Q показали, что в данной СЭ достаточно (при

любых реальных значениях коэффициента K_Q) для существования эффекта уменьшения потребления активной мощности при уменьшении напряжения. Более того, даже при $K_p = 0$ наличие $K_Q > 2$ также придает СЭ свойства, позволяющие организовать энергосберегающее регулирование напряжения. Но наибольшие результаты такого регулирования будут наблюдаться в СЭ с повышенными регулирующими эффектами $K_p > 0,5$ и $K_Q > 3$.

Помимо упомянутых режимов СЭ, выполнялись расчеты с анализом зависимости потребляемой мощности от значений напряжения в других показанных на рис. 2 точках учета 2 и 3. Каких-либо качественно новых свойств режимов, требующих пояснений, обнаружено не было.

ВЫВОДЫ

1. Во многих системах электроснабжения промышленных предприятий и городов, в которых поддерживаются номинальные или превышающие их уровни напряжения и регулирующие эффекты активной и реактивной нагрузки по напряжению превышают значения $K_p > 0,3$ и $K_Q > 2$, может быть реализован режим с понижением на несколько процентов напряжения и соответственно оплаты электропотребления. Предполагается приемлемой организация регулирования напряжений при условии поддержания только у небольшого числа наиболее удаленных от центра питания потребителей отклонений напряжения $\delta U_{уд} = -5\%$
2. Установка в СЭ устройств компенсации реактивной мощности всегда приводит к повышению напряжения и к увеличению в соответствии с СХН активной мощности нагрузки. Это увеличение может быть соизмеримым и даже превышать ожидавшийся при КРМ эффект снижения нагрузочных потерь мощности вследствие уменьшения реактивных токов. Устранение негативных факторов повышения активной нагрузки при выполнении компенсации реактивной мощности возможно только при восстановлении напряжений в сети до уровней, существовавших до КРМ. Проблематичность такой коррекции напряжения может привести к ущербу от реализации мероприятий по компенсации реактивной мощности.
3. Примеры сопоставления рассчитанных с использованием программного комплекса RASTR режимных параметров систем электроснабжения с учетом и без учета СХН призваны показать необходимость и относительную простоту проведения подобных расчетов для оптимизации режимов систем электроснабжения.
4. Необходима подготовка приемлемой для потребителей и энергоснабжающих организаций научно-технической документации, разъясняющей процедуры регулирования в СЭ уровней напряжения с целью минимизации потребления активной мощности и энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучумов Л.А., Кузнецов А.А. Зависимость нагрузки и потерь мощности от напряжения. Реальность повышения потребления электроэнергии // Новости ЭлектроТехники. 2018. № 2(110). С. 48–53.