

2. WO2009008763A1 Wind-electric power generation by using the structure of a residential building [Электронный ресурс]. Реж. доступа: <https://patents.google.com/patent/WO2009008763A1/en>

3. «Аэродинама – Математическое моделирование ветроколеса ВЕУ» / «Светотехника и электроэнергетика». - №3 (50), 2017. – С. 42 – 48. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://seiger.pp.ua/>

4. Справочник авиационных профилей [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://kipla.kai.ru/liter/Spravochnic_avia_profiley.pdf

УДК 621.311:621.316

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНОГО УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ 6–35 кВ Понижительных Подстанций

Непша Ф.С.¹, Шестаков В.С.²

¹*Кузбасский государственный технический университет
имени Т.Ф. Горбачева,*

²*Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС»*

В настоящее время потенциал устройств возможности регулирования на понизительных подстанциях 35-110 кВ реализуется не полностью. Большая часть эксплуатируемых устройств РПН не используются в автоматическом режиме, что связано с их эксплуатационным состоянием. В качестве альтернативы замене УРПН авторами предложена установка СКРМ 6-35 кВ различной конфигурации. В статье произведена технико-экономическая оценка различных вариантов их установки.

Рациональное регулирование напряжения на понизительных подстанциях 35-110 кВ является важной задачей, решение которой позволяет обеспечить нормативный уровень напряжения и повысить энергоэффективность систем внутреннего и внешнего электроснабжения. Проведенные исследования показывают [1], что на шинах понизительных подстанций не всегда обеспечивается нормативный уровень напряжения. При этом в послеаварийных режимах снижение напряжения может достигать 25%.

В разомкнутых сетях 6-35 кВ с одним центром питания (ЦП) регулирование напряжения осуществляется с помощью

устройств регулирования под нагрузкой (УРПН) и переключения без возбуждения (ПБВ) на силовых трансформаторах ЦП или трансформаторных подстанциях (ТП) 6-10 кВ.

Тем не менее, использование вышеуказанных средств не позволяет обеспечить качественное регулирование напряжения, т.к. устройства РПН эксплуатируются в неавтоматическом режиме [2]. При этом процесс перевода УРПН занимает от 4 часов до нескольких суток, следовательно, становится невозможным обеспечить нормативный уровень напряжения. Отметим, что большинство эксплуатируемых УРПН требуют диагностики для выявления дефектов и их последующей эксплуатации в автоматическом режиме. В тоже время более 80% силовых трансформаторов эксплуатируются свыше 25 лет, следовательно, существует опасность аварийного выхода трансформатора из строя в случае перевода устройства РПН в автоматическом режиме.

В связи с этим, альтернативным вариантом для обеспечения нормативного уровня напряжения может стать использование средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), которые могут быть установлены на шинах 6-35 кВ. Их применение позволит разгрузить силовые трансформаторы по реактивной мощности, нормализовать уровень напряжения и снизить потери электроэнергии (ЭЭ).

Для оценки необходимости использования СКРМ были проанализированы графики изменения уровня напряжения и нагрузки ПС 110 кВ Топкинская.

Графики изменения уровня напряжения на шинах 6 кВ ПС Топкинская представлены на рис. 1.

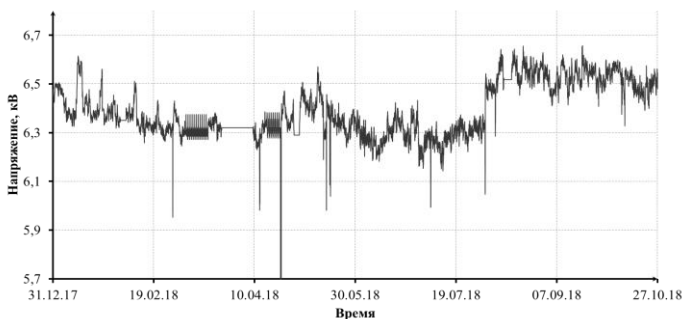


Рис. 1 – Графики изменения уровня нагрузки и напряжения на шинах 6 кВ ПС Топкинская

Данные на рис. 1 показывают, что за 2018 год на шинах 6 кВ ПС Топкинская уровень напряжения изменялся в пределах от 6,0 кВ до 6,6 кВ. Диапазон отклонения напряжения составляет 10%, следовательно, целесообразно использование УРПН в автоматическом режиме. График изменения уровня нагрузки ПС 110 кВ Топкинская в день зимнего контрольного замера представлен на рис. 2.

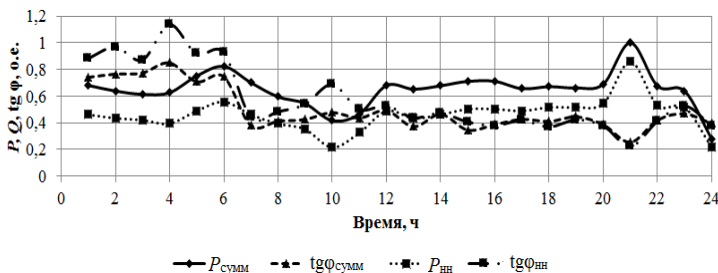


Рис. 2 – График изменения уровня нагрузки ПС 110 кВ Топкинская в день зимнего контрольного замера

Данные рис. 2 показывают, что $\text{tg}\phi$ в отдельные часы значительно превышает нормативные значения (0,4 для сети 6-35 кВ), следовательно, целесообразно рассматривать мероприятия по компенсации реактивной мощности.

В соответствии с [4] задача оптимизации размещения СКРМ может быть сформулирована исходя из условия минимизации целевой функции приведенных затрат:

$$Z = \sum_{i=1}^I Z_{\kappa}^{\text{ном}}(Q_{\kappa i}) + \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^I Z_{\kappa}^{\text{неп}}(Q_{\kappa in}) + \sum_{n=1}^N Z_n(Q_{\kappa n}, Q_{\text{кин}}) = Z_{\kappa} + Z_n \rightarrow \min, \quad (1)$$

где первое слагаемое связано с затратами на установку СКРМ, второе слагаемое определяется затратами на эксплуатацию, а третье слагаемое включает затраты, связанные с потерями ЭЭ в распределительной сети.

Решение задачи оптимизации размещения СКРМ будет сводиться к анализу определенной совокупности установившихся режимов с целью оценки эффекта от установки СКРМ разной конфигурации.

В процессе решения задачи оптимизации должны быть учтены следующие граничные условия:

- по нагрузке и установленной мощности УКРМ

$$Q_{ki \min} \leq Q_{kin} \leq Q_{k \max j}; \quad (2)$$

– по напряжениям в узлах сети

$$U_{mn \min} \leq U_{mn} \leq U_{mn \max}. \quad (3)$$

Так как установка СКРМ наиболее значительным образом влияет на потери активной мощности, в дальнейшем целесообразно рассматривать только эту составляющую потерь.

Потери в сети 6–110 кВ могут быть рассчитаны с использованием программного комплекса RastrWin3. С этой целью в программе была составлена модель сети 6-110 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Топкинская.

Для поиска минимума целевой функции (5) рассмотрены три варианта установки СКРМ: на шинах 6 кВ, на шинах 35 кВ и на шинах 6-35 кВ.

Путем подбора мощностей СКРМ с использованием метода покоординатного спуска было выявлено, что наиболее целесообразные конфигурации СКРМ следующие:

1. При установке СКРМ на шинах 6 кВ – СКРМ 6 кВ мощностью 2×3000 кВАр с шагом регулирования 500 кВАр.
2. При установке СКРМ на шинах 35 кВ – СКРМ 35 кВ мощностью 2×1000 кВАр.
3. При установке СКРМ на шинах 6-35 кВ – СКРМ 6 кВ мощностью 2×2500 кВАр и СКРМ 35 кВ мощностью 800 кВАр.

С целью оценки эффективности результатов оптимизации был произведен расчет экономического эффекта.

Затраты на потери активной электроэнергии в СЭС потребителя выражаются по формуле [5]:

$$Z_n = c_p \Delta W_p, \text{ тыс.руб.}, \quad (4)$$

где c_p – стоимость потерь ЭЭ, руб./кВт·ч;

ΔW_p – активная составляющая потерь ЭЭ, кВт·ч,

Z_n – затраты на покупку потерь активной ЭЭ, тыс. руб.

Установка СКРМ связана с затратами средств на приобретение, доставку, монтаж и обслуживание СКРМ и дополнительного оборудования. При решении задачи оптимизации принято допущение, что затраты могут быть представлены пропорционально зависимыми от мощности КУ. В таком случае затраты на установку компенсирующих устройств можно оценить по формуле:

$$Z_{\kappa} = z_{\kappa} \cdot Q_{\kappa}, \text{ тыс.руб,} \quad (5)$$

где z_{κ} – удельные приведенные затраты на СКРМ, руб/кВАр в год;

Q_{κ} – номинальная мощность СКРМ, кВАр.

Получаемая годовая экономия от использования СКРМ может быть определена по формуле:

$$\mathcal{E} = \Delta P_{\Delta} c_{\tau}, \text{ тыс.руб,} \quad (6)$$

где ΔP_{Δ} – разность потерь активной мощности «до» и «после» установки СКРМ, кВт;

c_{τ} – стоимость ЭЭ, руб/(кВт·ч);

τ – число часов использования максимума нагрузки в год, ч.

Тогда с учетом формулы (5) срок окупаемости СКРМ составит:

$$T_{ок} = \frac{Z_{\kappa}}{\Delta P_{\Delta} c_{\tau}}. \quad (7)$$

Приняв стоимость ЭЭ для предприятий потребителей равной 2,0 руб./кВт·ч, число часов использования максимума нагрузки 5760 часов, были получены затраты на потери мощности, приведенные затраты и срок окупаемости СКРМ в соответствии с формулами (5)–(7). Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Оценка эффективности применения СКРМ

Наименование параметра	Наименование метода оптимизации			
	Без СКРМ	СКРМ 6 кВ	СКРМ 35 кВ	СКРМ 6-35 кВ
ΔW , тыс. кВт·ч в год	2880	2837,0	2869,7	2812,5
$\Delta U_{ли}$, %	-12÷(+5)	-8÷(+6)	-8÷(+6)	-7÷(+6)
Затраты на потери электроэнергии $Z_{п}$, тыс. руб.	5760,04	5674,0	5739,4	5625,0
Затраты на установку СКРМ, тыс. руб.	-	429,860	144,480	472,667
Экономический эффект, тыс. руб.	-	85,972	20,64	135,05
Срок окупаемости $T_{ок}$, лет	-	5	7	3,5

Вариант с установкой СКРМ на стороне 6-35 кВ является наиболее эффективным по технико-экономическим показателям. При этом за счет наличия автоматики регулирования напряжения в ремонтных и послеаварийных режимах снижаются отклонения напряжения на зажимах электроприемников.

Выводы

1. В условиях отработки большинством силовых трансформаторов нормативного срока службы для повышения качества напряжения и снижения потерь активной энергии целесообразно рассматривать установку СКРМ в сети 6–35 кВ.

2. Использование СКРМ на шинах 6–35 кВ понизительных подстанций позволяет снизить диапазон отклонений напряжения в условиях неиспользования УРПН в автоматическом режиме.

3. Проведенный расчет электрических режимов для различных вариантов установки СКРМ показал, что наиболее эффективным вариантом для ПС 110 кВ Топкинская является установка БСК на шинах 6-35 кВ. При этом достигается снижение диапазона отклонения напряжения (на 5% в нормальных режимах и до 15% в аварийных режимах) и потерь активной энергии (на 2,4%). Срок окупаемости СКРМ составляет не более 3,5 лет.

Библиографический список

1. Непша, Ф.С. Особенности регулирования уровня напряжения в системах электроснабжения угольных шахт Кузбасса / Ф.С. Непша, В.М. Ефременко // *Промышленная энергетика*, 2017. № 11. – С. 16–21.

2. Непша, Ф.С. Анализ проблемы использования устройств регулирования под нагрузкой трансформаторов на подстанциях Кемеровской области / Ф.С. Непша, В.М. Ефременко // *Фёдоровские чтения – 2017: XLVII Международная научно-практическая конференция с элементами научной школы (Москва, 15–17 ноября 2017 г.) / под общ. ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. – М.: Издательский дом МЭИ, 2017. – С. 174–180.*

3. Непша, Ф.С. Оценка эффективности оптимизации положений устройств встречного регулирования напряжения на примере электрических сетей филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго – РЭС» / Ф.С. Непша, А.А. Шевченко, В.В. Дабаров // *Вестн. Кузбасского гос. тех. унив.*, 2013. – № 2. – С. 112–115.

4. Идельчик, В.И. *Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем* / В.И. Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1988.

5. Железко, Ю.С. *Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии* / Ю. С. Железко. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.

УДК 662.997

САМОДРЕНИРУЕМЫЕ ГЕЛИОУСТАНОВКИ: ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ В МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ

Рашидов Ю.К.¹, Файзиев З.Х.²

¹*Ташкентский архитектурно-строительный институт,*

²*Самаркандский государственный архитектурно-строительный институт, Узбекистан*

Рассмотрен мировой и отечественный опыт разработки и применения самодренируемых гелиоустановок для защиты солнечных коллекторов от замерзания воды в зимний и от её вскипания в летний периоды года. Показано, что применение саморегулирующегося активного элемента в виде трубы Вентури позволяет сократить до 65-80% затраты энергии на перекачку теплоносителя, а также исключить вероятность возникновения гидравлических ударов.

Расширение масштабов практического использования солнечной энергии в системах теплоснабжения требует разработки гелиоустановок большой мощности [1]. Поэтому за последние годы обнаружилась тенденция к росту количества крупных систем централизованного солнечного теплоснабжения. В мире насчитывается 300 установок с площадью СК более 500 м², общая площадь коллекторов в них - 1648 тыс.м². Лидером этого направления является Дания, где построено 110 установок (1318 тыс.м²).

В таких гелиоустановках в отличие от маломощных термосифонных систем с естественной циркуляцией теплоносителя применяется насосная циркуляция. Необходимость защиты солнечных коллекторов (СК) от разрушения зимой из-за замерзания в них воды, а также летом из-за её вскипания и быстрого увеличению давления перегретых водяных паров (или антифриза) в режиме стагнации (остановки циркуляции), требует разработки