

**МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К НОРМИРОВАНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
СЕЛЬСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ВЫБОРУ СРЕДСТВ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ**

*Кадыркулов С.С.  
КГТУ им. И. Раззакова*

*Для условий сельских электросетей Кыргызстана предлагается норматив надежности электро-снабжения в виде эквивалентной годовой длительности перерывов для сельских населенных пунктов и рассматриваются пути ее обеспечения.*

*A new reliability standard for the countryside power distribution networks is suggested, which is equivalent to the annual duration of power outages for residential areas in the countryside, and different ways of reliability assurance are examined.*

Действующие «Руководящие материал» (РУМ) /1/ при проектировании и эксплуатации сельских распределительных сетей в качестве нормируемого показателя уровня их надежности для условий центральных районов России рекомендует следующее выражение для определения эквивалентной продолжительности перерыва электро-снабжения потребителей:

$$T_{экв} = T_{ав} + \gamma T_{пл}, \quad (1)$$

где  $T_{ав}$  и  $T_{пл}$  – соответственно суммарная за год продолжительность аварийных и плановых отключений, ч/год;  $\gamma$  – коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть плановых отключений для потребителей, равный 0,33. При этом рекомендуется:

$T_{экв} = 0$  для потребителей и электроприемников 1-й категории;

$T_{экв} = 25$  ч/год для остальных потребителей (в среднем три аварийных перерыва в год длительностью в среднем по 6 ч. и пять плановых перерывов по 3,5 ч.).

Наши исследования /2,5/ показали корректность методического подхода к обоснованию выражения (1), но рекомендуемый /1/ численный норматив надежности электроснабжения, равный  $T_{экв} = 25$  ч/год и его составляющие для сельских распределительных сетей современного Кыргызстана **не может быть принят**, так как он не отвечает требованиям надежности электроснабжения населенных пунктов, энергетические нужды которых главным образом удовлетворяются за счет электроэнергии.

На основе наших исследований /2,3,5/, для условий Кыргызстана рекомендовано принять  $T_{экв} = 10$  ч/год, который соответствует в среднем 4 аварийным перерывам в течение года длительностью по 2 ч. и одного планового перерыва (на ремонт) длительностью 6 ч, т.е. по выражению (1) имеем

$$T_{экв} = 4 \cdot 2 + 0,33 \cdot 6 = 10 \text{ ч.} \quad (2)$$

Следует отметить, что под особыми условиями Кыргызстана является признание перспективы полного перевода на электроэнергию всех энергетических нужд сельского населения страны. При таком положении в качестве оптимизируемого показателя надежности электроснабжения сельских коммунально-бытовых потребителей должен приниматься показатель  $T_{экв} = 10$  ч/год

Следует отметить, что в соответствии с данными наших исследований /4/ удельная повреждаемость ВЛ 10 кВ сельских районов Кыргызстана составляет 0,6 отключений в год на 1,0 км линии.

При принятии  $T_{экв} = 10$  ч/год длина ВЛ 10 кВ, где для повышения ее надежности можно не применять средства повышения надежности /СПН/, составляет 8,7 км при условии обязательного оснащения ее головного выключателя устройством телесигнализации /5/.

Предлагаемый норматив для фидеров 10 кВ должен обеспечиваться применением определенного набора СПН. При этом критерием оптимальности – целевой функцией предпочтительно принять минимум приведенных затрат на набор СПН с учетом ущерба потребителей, а оптимизируемым и ограничивающим показателем надежности электроснабжения сельских коммунально-бытовых потребителей должен приниматься  $T_{экв}$ .

При проектных расчетах показателей надежности рекомендуется принять /2/ удельные значения эквивалентной продолжительности отключений элементов сети, ч/(год·км) в соответствии с табл. 1.

Предлагаемые показатели обеспечивают единый подход к обоснованию надежности схем электросетей и удовлетворительную точность расчета при выборе СПН и системы электроснабжения в целом.

Конфигурацию действующих сетей 0,38-10 кВ сельских районов Кыргызстана можно считать сложившейся и в части схемы сетей за последние три десятилетия (с 80-х годов прошлого столетия) они не претерпели почти никаких изменений.

Таблица 1.

Удельные показатели эквивалентной продолжительности отключения элементов сети

Элементы сетей	Уд. показатель, ч/(г·км)
Одноцепная ВЛ 110 кВ	0,4
ВЛ 35 кВ	0,7
Двухцепная ВЛ 110 кВ	0,16
ВЛ 35 кВ	0,28
ВЛ 10(6) кВ	0,6
ВЛ 0,4 кВ	4,3
Однотрансформаторная подстанция 35-110/10(6) кВ	12 ч/год
Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ	2,7 ч/год

В отношении же структуры и величины нагрузок, объемов электропотребления, особенно режима напряжения сетей, за последние 20 лет произошли существенные негативные изменения: максимумы электрические нагрузки как летних, так и зимних возросли в 3,5-4 раза, объемы электропотребления возросли не менее 5-6 раз, а в отдельных районах до 10 раз. При этом пропускная способность сетей 0,38-10 кВ (длины

линий, сечения проводов), введенных в эксплуатацию более 45-50 лет назад, остались прежними, в большинстве случаев мощности трансформаторов ТП 10/0,4 кВ также остаются прежними. Следствием такого положения являются недопустимо низкий уровень напряжения у потребителей, снижение надежности электроснабжения из-за повышенной повреждаемости линий и трансформаторов, существенное увеличение технических потерь мощности и энергии.

В условиях, когда Кыргызстан испытывает серьезные затруднения в обеспечении населения и различных учреждений традиционными видами энергоносителей (углем, газом, нефтепродуктами и т.п.), удовлетворение их энергетических нужд в основном осуществляется за счет электроэнергии. Поэтому в обозримом будущем и за его пределами в качестве основного энергоносителя для этой группы потребителей будет оставаться только электроэнергия. В такой ситуации однозначно возрастает зависимость благополучной жизнедеятельности населения от надежности электроснабжения. Эти аргументы дают основание тому, чтобы сельские потребители были отнесены **ко второй категории** по надежности электроснабжения.

Отсюда следует, что улучшение качества электроснабжения, повышение его надежности в условиях Кыргызстана является актуальной задачей. Решение этой задачи возможно путем использования комплекса средств повышения надежности (СПН) работы распределительных электрических сетей. В набор СПН входят все мероприятия, направленные как на увеличение пропускной способностью сетей, так и на повышение надежности электроснабжения потребителей.

В общем случае к СПН распределительных электросетей относятся такие организационные и технические решения, как:

- сокращение длин линий как 0,38, так и 10 кВ исходя из условия обеспечения нормативного уровня напряжения в узловых точках сети;
- применение АПВ линии или ее секционированных участков;
- устройство концевых резервных связей с другими линиями с оснащением устройства АВР;
- секционирование линий на участки с помощью линейных разъединителей;
- оснащение участков линий указателями поврежденного участка (УПУ) или указателями короткого замыкания (УКЗ);
- применение телесигнализации аварийных отключений линии или ее пунктов автоматического секционирования.

Разумеется, выбор для конкретного фидера 10 кВ нужного набора СПН из вышеперечисленных требует разработки методического подхода и определения критерия, по которому должна определяться целесообразность выбранного набора.

Для проведения технико-экономической оценки и обоснования применения СПН нами предложена методика для выбора наиболее эффективного набора СПН из числа предлагаемых. Выбор производится по минимуму приведенных затрат с учетом удельных нормативных затрат на надежность:

$$\zeta_i^{(i)} = \hat{A}_i \hat{E}_i + \hat{E}_i + \zeta_i \Delta W_i, \quad (3)$$

где  $K_i, I_i$  – соответственно капитальные и текущие затраты на  $i$ -й вид СПН;  $Z_n$  – удельные нормативные затраты на надежность;  $\Delta W_i$  – годовой ожидаемый недоотпуск электроэнергии при использовании  $i$ -го СПН.

Удельные нормативные затраты на надежность  $Z_n$  представляют собой предельные приведенные затраты на предотвращение недоотпуска 1 кВтч электроэнергии, которые учитывают ущерб от нарушения электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и ущерб энергосистеме, включая недоиспользование оборудования и обслуживающего персонала сетевых предприятий, дополнительные потери электроэнергии в послеварийном режиме работы, затраты на восстановление нормального режима работы сети (затраты на оплату обслуживающего персонала по поиску и ремонту поврежденного оборудования, материалов, стоимость оборудования и эксплуатации механизмов и др.):

Годовой экономический эффект  $\mathcal{E}$  от применения СПН определяется как разность приведенных затрат по вариантам до и после применения СПН /15/:

$$\mathcal{E} = \zeta_0^{(i)} - \zeta_{\tilde{n}ii}^{(i)} = \Delta \tilde{I} - \Delta \zeta = \zeta_i (\Delta W_0 - \Delta W_{\tilde{n}ii}) - (\zeta_{\tilde{n}ii} - \zeta_0) \quad (4)$$

где  $\zeta_0^{(i)}, \zeta_{\tilde{n}ii}^{(i)}$  – приведенные затраты, для вариантов соответственно до и после применения СПН;  $\Delta \Pi$  – снижение экономических потерь от нарушений электроснабжения в результате применения СПН;  $\Delta W_0, \Delta W_{\tilde{n}ii}$  – годовой недоотпуск электроэнергии соответственно до и после установки СПН;  $Z_{\tilde{n}ii}, Z_0$  – приведенные затраты по вариантам.

Таким образом, для оценки экономической эффективности технических решений и выбора оптимального из них следует определить недоотпуск электроэнергии  $\Delta W_0$  и  $\Delta W_{\tilde{n}ii}$ , значение  $\Delta \Pi = 0,75(\Delta W_0 - \Delta W_{\tilde{n}ii})$ .

Разность в приведенных затратах по исходному и рассматриваемому вариантам по выражению (4) позволит оценить величину  $\mathcal{E}$ . При этом установка СПН будет целесообразна при условии  $\zeta_{\tilde{n}ii}^{(i)} < \zeta_0^{(i)}$  или  $\mathcal{E} > 0$ . При рассмотрении нескольких СПН соответственно определяют значения  $\zeta_i^{(i)}$  для каждого из них, и

оптимальным будет вариант с минимальным значением  $\Delta C_{\tau}^{(i)}$ , для которого значение  $\Theta$  будет максимальным.

При проектировании сельских электрических сетей в качестве основного показателя надежности, как выше показано, предлагается допустимое (нормативное) время отключений потребителя за год  $T_{\text{год}}$ .

В соответствии с предложенной нами методикой /3,5/ для электроприемников второй категории установлены следующие нормативные показатели надежности /4/: допустимая частота отказов в электропитании  $\omega_n$  для специально выделенной группы электроприемников, не допускающих длительности перерывов электроснабжения  $\tau$  более 0,5 ч,  $\omega_n (\tau \leq 0,5 \text{ ч}) = 2,5$  отказа в год; для остальных электроприемников второй категории  $\omega_n (\tau \leq 4 \text{ ч}) = 2,3$  отказа в год,  $\omega_n (4 \text{ ч} < \tau \leq 10 \text{ ч}) = 0,1$  отказа в год при расчетной нагрузке 120 кВт и более  $\omega_n (4 \text{ ч} < \tau \leq 10 \text{ ч}) = 0,2$  отказа в год при нагрузке менее 120 кВт. Для электроприемников третьей категории  $\omega_n (\tau \leq 24 \text{ ч}) = 3$  отказа в год.

При этом для электроприемников и потребителей первой категории в соответствии с ПУЭ /4/ допускается перерыв в подаче энергии лишь на время автоматического восстановления питания от резервного источника при нарушении электроснабжения от основного.

При принятии вышеприведенных нормативов по допустимому количеству и перерывов питания для упрощения и повышения технологичности проектирования непосредственный расчет показателей надежности можно не проводить. Выбор средств повышения надежности (СПН) осуществляется в соответствии с выражением (4).

Выбор целесообразного количества и мест установки СПН в сетях 10 кВ выполняют следующим образом.

В первую очередь рассматривают СПН для потребителей первой категории. Местное резервирование их целесообразно при условии /5/

$$l_{\text{рез}} < l_{\text{выл}} + 0,5 \text{ км}, \quad (5)$$

где  $l_{\text{рез}}$  – длина резервной линии 10 кВ, которую необходимо соорудить для осуществления местного резерва;  $l_{\text{выл}}$  – длина магистрального участка линии 10 кВ, который необходимо соорудить для осуществления схемы питания опорной ТП, км.

При условии соблюдения (5) следует принять схему с опорной ТП и устройством сетевого АВР по линии 10 кВ.

Для обеспечения рекомендованных выше нормативах каждый фидер 10 кВ должен быть оснащен: устройством двукратного АПВ (2АПВ) на головном и секционирующих выключателях, устройством для дистанционного измерения расстояния до места КЗ (ДИ), установленное на выключателе ввода 10 кВ РТП 35...110/10 кВ, телесигнализацией (ТС) положения СВ и выключателей пункта АВР при ее экономической эффективности.

Для обеспечения норматива надежности электроснабжения линия должна питаться от двухтрансформаторной РТП 35-110/6-10 кВ, имеющей двустороннее питание.

#### Литература

1. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства ВГПИ и НИИ [Текст] «Сельэнергопроект» М. 1986.
2. Каражанова Р.Т., Кадыркулов С.С. Анализ статистики аварийных отключений сельских электросетей 10 кВ [Текст] / Р.Т. Каражанова, С.С. Кадыркулов // Современное состояние и актуальные проблемы развития энергетики: докл. межд. науч.-техн. конф. Ош., 2008. – С. 127-129.
3. Каражанова Р.Т. Экономические последствия перерывов электроснабжения для сельских потребителей [Текст] / Р.Т. Каражанова // Вестник Алматинского института энергетики и связи, №3 (3) 2008. С.65-68.
4. Кадыркулов С.С., Каражанова Р.Т. О Методическом подходе к выбору оптимального сочетания средств повышения надежности электрических сетей [Текст] / Р.Т. Каражанова, С.С. Кадыркулов – Наука и новые технологии, №4, 2010. Бишкек. С. 44-47.
5. Каражанова Р.Т., Кадыркулов С.С. О задаче оптимизации стратегии поиска места повреждения сельских ВЛ 10 кВ [Текст] / Р.Т. Каражанова, С.С. Кадыркулов // Известия ВУЗов №4, 2010. Бишкек. – С. 34-35

## СОЛНЕЧНЫЕ ВОДОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ГОРНЫХ И СЕЛЬСКИХ РЕГИОНОВ КЫРГЫЗСТАНА

*Исманжанов А.И., Султанов С.К., Исманжанова А.К., Расаходжаев Б.С.  
Институт природных ресурсов имени А.С. Джаманбаева. Южное отделение НАН КР,  
Ошский государственный социальный университет г.Ош.  
E-mail: rashodjaev@mail.ru*

## SOLAR VODONAGREVATELINYE INSTALLATION FOR MOUNTAIN and RURAL REGION KYRGYZSTANA

*Ismanzhanov A.I., Sultanov S.K., Ismanzhanova A.K., Rasakhodzhaev B.S.  
The Institute natural resource name A.S. Dzhamanbaeva. The South branch NAN KR,  
Oshskiy state social university g.Osh.  
E-mail: rashodjaev@mail.ru*

*Приведены конструктивные особенности нами разработанных солнечных водонагревательных коллекторов и на их основе солнечные водонагревательные установки. Установлено, что разработанные солнечные водонагревательные установки по теплотехническим и технико-экономическим показателям не уступают традиционным солнечным водонагревательным установкам.*

*The brought heat-technical and technical-economic features us designed solar water-heating installation. It is installed that us designed solar water-heating installation on heat-technical and technical-economic factor do not yield traditional solar water-heating ustanovkam.*

Целью наших исследований является разработка и создание дешевых, мобильных, простых в конструкции и изготовлении, доступных для населения сельских и горных районов Кыргызстана солнечных водонагревательных коллекторов (СВК) и на их основе солнечных водонагревательных установок (СВУ).

В работе [1] приведены грунтовые солнечные водонагревательные коллекторы (ГСВК) и на их основе СВУ.

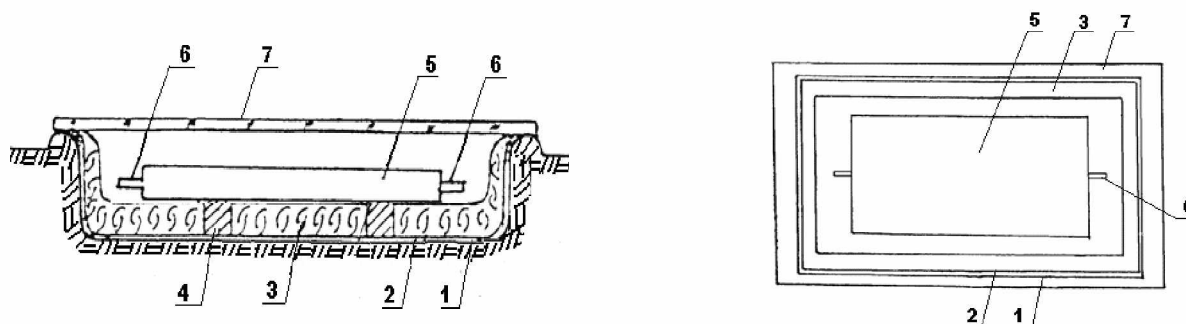
Разработаны два типа СВК, использующие в своей конструкции только несущие и теплоизолирующие свойства грунта. Это позволяет намного упростить конструкцию и существенно снизить стоимость СВК.

Первый тип разработанного СВК расположен непосредственно в грунте. В качестве теплоизолированного корпуса используется прямоугольная яма глубиной 160-180 мм и сторонами 650x1550 мм (в соответствии с размерами теплоприемника-абсорбера), выполненная в естественном грунте, рис.1.

Как показала практика, если в качестве теплоизолирующего материала используется сухая солома, пенопласт или более твердый материал, то можно обойтись и без теплоизолирующих подставок. Общий вид ГСВК показан на рис.2.

В качестве примера приведены результаты экспериментов на июль месяц рис. 4.

Устройство второго типа СВК приведено на рис.5. Он содержит прямоугольный корпус 1, выполненный из разборных деревянных досок шириной 10-12 см, толщиной 2-2,5 см, и длиной 130 см.



1- корпус яма, 2-полиэтиленовая пленка, 3-теплоизоляционный настил, 4- теплоизоляционные подставки, 5 теплоприемник-абсорбер, 6- патрубки для циркуляции воды, 7- остекление

Рис.1. Схема грунтового солнечного водонагревательного коллектора

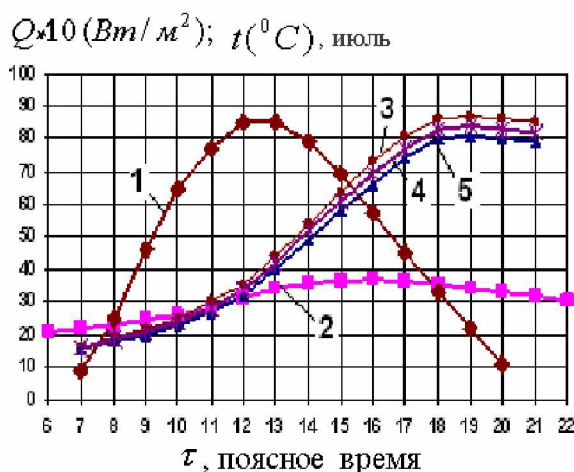


Рис. 2. Общий вид грунтового солнечного водонагревательного коллектора.



Рис. 3. Общий вид солнечной водонагревательной установки.

В качестве образца приводится СВУ на основе грунтовых СВК. Общий вид СВУ на основе грунтовых СВК приведен на рис.6.



Температуры воды в середине бака-аккумулятора:

1-плотность солнечной радиации; 2-температура окружающей среды; 3- СВУ на основе грунтового СВК со стеклянным покрытием; 4- СВУ на основе традиционных СВК; 5- СВУ на основе грунтового СВК с полиэтиленовым покрытием.

На рис. 4 показаны результаты испытаний грунтовых СВУ со стеклянным и с полиэтиленовым покрытием. Результаты испытаний показывают, что температура воды в максимуме в баке-аккумуляторе СВУ на основе СВК располагаемых на грунте на 5-7 %, выше, чем от температуры воды в СВУ на основе традиционных СВК, что можно объяснить меньшими теплотерями грунтовых СВК, чем у СВУ на основе традиционных СВК.

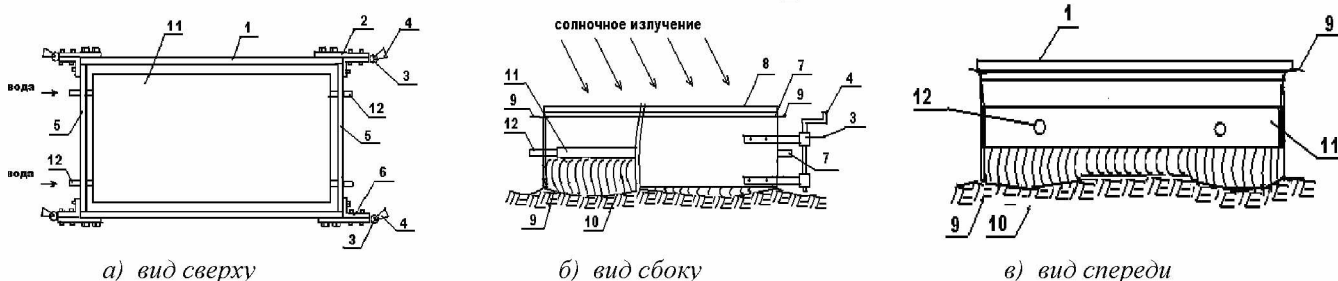


Рис. 5. Разрез схемы солнечного водонагревательного коллектора «Грунт».

1- прямоугольный корпус, выполненный из разборных деревянных досок шириной 10-12 см, толщиной 2-2,5 см, и длиной 130 см; 2-боковые крепежные элементы в виде металлических полосок с отверстиями; 3- гайки на концах крепежных элементов; 4-металлические опорные винты; 5- торцовые элементы соединяются с боковыми досками; 6- металлических полосок крепежных винтов; 7 - полоска поролона толщиной 0,7-1,0 см; 8 - листовое стекло; 9 – полиэтиленовая пленка; 10 - теплоизолирующий материал (солома, сухая трава и т.п.); 11 - плоский металлический водонагревательный регистр – теплоприемник; 12 - патрубки регистра.



Боковые элементы имеют крепежные элементы 2 в виде металлических полосок с отверстиями. На концах этих элементов имеются гайки 3, в которые входят и перемещаются металлические опорные винты 4. Два других торцовых элемента 5 соединяются с боковыми досками 1 с помощью металлических полосок 6 и крепежных винтов. Общий вид второго типа СВК, располагаемого на грунте приведен на рис.6.



Рис. 6. Общий вид СВК, располагаемого на грунте.

Результаты испытаний показывают, что разработанные СВУ имеют особенности и различия теплообменных процессов и по сравнению к традиционным СВУ, которые определяют и различия их КПД. В работе [2] описана мобильная солнечная водонагревательная установка (МСВУ) емкостного типа. Общий вид МСВУ показан на рис. 7. (на переднем плане, без полиэтиленовой пленки).



Рис. 7. Общий вид мобильной солнечной водонагревательной установки без полиэтиленовой пленки (на переднем плане).

Преимуществом предлагаемой МСВУ перед плоскими заключается в возникновении конвективного движения воды вдоль ребер призм и смешивании всей массы воды в объеме призм. Как известно, в плоских емкостных СВУ такая конвективное смешивание практически не происходит [3].

На таблице 1 приведены стоимости разработанных СВУ в ценах 2013 года.

Таблица 1.

Стоимость, годовой экономический эффект и сроки окупаемости разработанных и традиционных СВУ

№ п.п.	Вид СВУ	Стоимость (\$ ) США	Годовой эконом. эффект, (\$ )США	Срок окупаемости, лет
1.	СВУ с грунтовым СВК со стеклянным покрытием	\$ 118,8	\$ 34,8	3,4
2.	СВУ с грунтовым СВК с полиэтиленовым покрытием	\$ 98,6	\$ 37,2	2,6
3.	СВУ с СВК на грунте со стеклянным	\$ 147,1	\$ 31,4	4,6

	покрытием			
4.	СВУ с СВК на грунте полиэтиленовым покрытием	\$ 126,9	\$ 33,8	3,7
5.	МСВУ без полиэтиленового покрытия.	\$ 182	\$ 38,3	2,5
6.	МСВУ с полиэтиленовым покрытием.	\$ 185	\$ 41,4	2,8
5.	Традиционная СВУ со стеклянным покрытием	\$ 215,0	\$ 61,9	4,3
6.	Традиционная СВУ с полиэтиленовым покрытием	\$ 194,8	\$ 46,6	4,1

Примечание: 1 доллар США = 48.5 сом (кыргызский сом).

Расчеты показывают, что СВУ на основе грунтовых СВК с полиэтиленовым покрытием составляет 4782,1 сома. Это в 2-2,5 раза, а МСВУ с полиэтиленовым покрытием 1,2-1,4 раза дешевле, стоимости традиционных СВУ с несущими каркасами.

Исходя из полученных результатов, можно сделать следующие выводы:

- МСВУ и СВУ на основе грунтовых СВК располагаемых в грунте и на грунте по эксплуатационным характеристикам не уступают СВУ на основе традиционных СВК;
- разработанные СВУ можно рекомендовать для широкого использования в горных и сельских регионах Кыргызстана.

Необходимо отметить, что нами разработанные СВУ успешно эксплуатируются на полигоне Института природных ресурсов имени А.С. Джаманбаева Южного отделения НАН КР и на полигоне Ошского государственного социального университета.

#### Литература

1. Расаходжаев Б.С. Исследование технико-экономических показателей солнечных водонагревательных установок на основе грунтовых солнечных водонагревательных коллекторов // Международный семинар по освоению солнечной энергии в Центральной Азии, КНР, СУАР, - Сынцзян, 2010. - С. 171-173.

2. Исманжанов А.И., Султанов С.К., Расаходжаев Б.С. Инновационная деятельность в сфере солнечных водонагревательных установок. Материалы научно- конференции «Роль научно-технической информации в развитии инновационной деятельности», Ташкент, октябрь 2012г., Ташкент, Line Kalcon, UNESCO, 286 с., -С.220-223.

3. Ismanzhanov A. The role of renewable energy in providing energy sustainability of Kyrgyzstan. Book of abstracts 16 th ISTC Scientific Advisory Committee Seminar Energy Security, how to further the technology. Almaty, Kazakhstan, 22-23 October 2013 year. ISTC and National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, 50 p., p. 18-20.

4. Исманжанов А.И., Расаходжаев Б.С., Султанов С.К. Экспериментальное исследование мобильной солнечной водонагревательной установки емкостного типа. Материалы Международной научной конференции «Актуальные проблемы современной физики». Ташкент, НПО «Физика-Солнце» АН Руз, Ташкент, 15-16 ноября 2013 г.



УДК : 621.232

**РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ МИКРОГЭС С РАСПОЛОЖЕНИЕМ ТУРБИНЫ В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ ПОЛОЖЕНИИ**

*Чериков С.Т., Рыспаев Т.А., Сатыбалдиев Т.А., Мундузбаев Д.О., Сандыбаева А.Р.  
КГТУ им. И. Раззакова, ИТЦ, Бишкек, Кыргызская Республика,  
E-mail: scherikov@inbox.ru.*

**THE DESIGN OF THE MICRO LOCATION OF THE WATER TURBINE IN A HORIZONTAL POSITION**

*Cherikov S.T., Ryspaev T.A., Satibaldiev T.A., Munduzbaev D.O., Sandibaeva A.R.  
KGTU named after I. Razzakov, ITC, Bishkek, Kyrgyz Republik,  
E-mail: scherikov@inbox.ru.*

*Разработана конструкция портативного МикроГЭС с усовершенствованной турбиной, повышающей его КПД.*

*It was developed portable design with advanced Micro hydro turbine, increasing its efficiency.*

**Введение.** Малая энергетика - это на сегодняшний день наиболее экономичное решение энергетических проблем для территорий, относящихся к зонам децентрализованного электроснабжения, которые составляют более 80% территории Кыргызской Республики. Обеспечение энергией удаленных и энергодефицитных регионов требует значительных затрат. И здесь далеко не всегда выгодно использовать мощности существующей энергосистемы. Экологичность и экономичность мини-энергетики уже давно привлекли внимание иностранных государств таких, как России, Японии, Швеции, Польши и др.

МикроГЭС лишены многих недостатков, характерных для крупных ГЭС: они не требуют больших капитальных вложений, практически не оказывают негативного воздействия на окружающую среду, для их обслуживания не нужен квалифицированный персонал. Гидротехнические сооружения малых ГЭС не подтопляют сельскохозяйственные угодья, не приводят к сносу и переносу населенных пунктов. МикроГЭС, позволяют сохранить ландшафт и окружающую среду в процессе строительства и на этапе эксплуатации.

В отличие от других экологически безопасных возобновляемых источников электроэнергии - таких, как солнце, ветер, - малая гидроэнергетика практически не зависит от погодных условий и способна обеспечить устойчивую подачу дешевой электроэнергии потребителю. Еще одно преимущество микроГЭС - экономичность. В условиях, когда природные источники энергии - нефть, уголь, газ - истощаются, постоянно дорожают, использование дешевой, доступной, возобновляемой энергией рек, особенно малых, позволяет вырабатывать дешевую электроэнергию. К тому же сооружение объектов микроГЭС низкочастотно и быстро окупается. При совмещенном графике разработки проектной документации, изготовления оборудования и монтажа микро ГЭС вводится в эксплуатацию за 1...1,5 года. По данным авторов /1...4/ себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на подобной микроГЭС, составляет не более 0,45-0,5 рублей за 1 кВтч, что в 1,5 раза ниже, чем стоимость электроэнергии, фактически реализуемой энергосистемой. Реализация такого проекта с точки зрения экологии не нанесет ущерба окружающей среде.

**Цель исследования:** Разработать портативную конструкцию МикроГЭС с повышенным КПД.

**Экспериментальная часть.** С целью решения выше поставленных задач сотрудниками ИТЦ КГТУ им. И Раззакова, работающих по программе НИР МНО КР, разработана, изготовлена и испытана усовершенствованная конструкция МикроГЭС. Мощность МикроГЭС зависит от напора и расхода воды, а также от КПД используемых турбин и генераторов. В конструкцию МикроГЭС (рис.1) установлена усовершенствованная конструкция гидротурбины, которая является основным узлом МикроГЭС. Для повышения КПД конструкции рабочие детали лопастей турбины изготовлены согнутыми (рис.2), образующие полусферический желоб в сборке гидротурбин (рис.3).

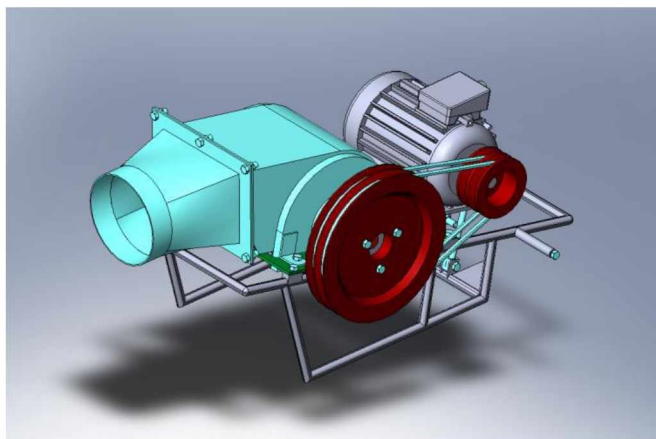


Рис. 1. Портативный микроГЭС с усовершенствованной гидротурбиной



Рис. 2. Подусферическая лопасть турбины

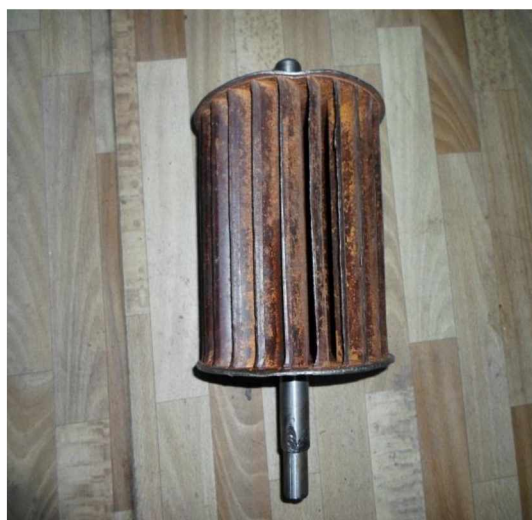


Рис. 3. Гидротурбина с однорядными лопастями

При расчете таких решеток канальный метод для определения необходимых геометрических и режимных параметров можно применять только для направляющих аппаратов. Для турбин, у которых число лопастей находятся в одном ряду, КПД невысок. В специальной литературе по этому вопросу информация отсутствует. В связи с этим нами была предложена и изготовлена усовершенствованная конструкция гидравлической турбины с 2-х рядными лопастями для микро-ГЭС небольшой мощности до 3 кВт (рис. 4).



Рис. 4. Усовершенствованная конструкция гидротурбин с 2-х рядными лопастями

В процессе работы гидротурбин, в известной аналогичной конструкции (например, конструкции «Шар-Булак» из-за выполнения прямых поверхностей лопастей, воспринимающие силы ударов воды были низкие. В этих конструкциях КПД составляло 0,43-0,45, частота вращения на валу лопасти достигло до 450-490 об/мин.

Лабораторные опыты показали (рис. 5), что для микроГЭС, производящую мощность на выходе 2-х кВт, достаточно иметь на валу асинхронного двигателя частоту вращения до 750-800 об/мин и мощность используемого двигателя в качестве генератора 4 – 4,5 кВт. Чтобы достичь 750-800 об/мин обычно используются разные механические передачи (ременные, цепные, шестеренчатые и т.д.).

Для сравнения этих конструкций нами проведены опыты последовательно на трех конструкциях гидротурбин (лопасти имеющие поверхности: прямые, сферические – однорядные, сферические – 2-х рядные). Все гидротурбины рассчитаны для получения на выходе МикроГЭС – 3 кВт. Двигатель, используемый в качестве генератора имел 4,0 кВт. Для возбуждения генератора использовали конденсатор, имеющий емкость 180 мкФ. Частота вращения на валу гидротурбин и двигателя измеряли портативным стробоскопом, работающего на батарейках.



Рис. 5. Испытательный стенд для предварительного определения нужной мощности и частоты вращения на валу асинхронного двигателя, используемый в качестве генератора для работы МикроГЭС

В процессе работы напор воды составлял 9 метров. Воду подавали трубой, имеющий диаметр 150 мм .

При одинаковых условиях измерения показали следующие средние результаты: частота вращения на валу гидротурбин (об/мин): лопастей, имеющие поверхности: прямые – 420; сферические однорядные – 580; сферические 2-х рядные – 830. Передаточные отношения на ременной передаче были 2:1. Соответственно, на валу двигателя частоту вращения получили в гидротурбинах (об/мин): лопастей имеющих поверхности: прямые – 840; сферические однорядные – 1160; сферические 2-х рядные – 1660. Мощность на выходе микроГЭС получили в гидротурбинах (кВт): лопастей, имеющих поверхности: прямые – 1,9 (47,5); сферические однорядные – 2,5 (62%); сферические 2-х рядные – 3,1 (77,5%) .

**Выводы.** При использовании в гидротурбинах лопастей, имеющих прямые поверхности сила удара воды недостаточно эффективна. Сконструированные лопасти, имеющие сферические поверхности получают силу удара воды в середине в концентрированном виде, поэтому КПД конструкции повышен. При использовании 2-х рядных сферических лопастей вода два раза при заходе и два раза при выходе ударяется об поверхности лопастей, увеличивая КПД конструкции.

#### Литература

1. Потапов В.М. Использование водной энергии [Текст] / В.М. Потапов., П.Е. Ткаченко., О.Л. Юшманов. - М., Колос, 1972, - 344 с.
2. Тезисы докладов республиканского совещания «Проблемы энергоресурсов малых рек». КиргизНИИЭ. Фрунзе, КиргНИОЭ, 1984, -4 с.
3. Беляков Ю.П. Энергетические ресурсы Киргизстана и их освоение [Текст] / Ю.П. Беляков., К.Р. Рахимов. Фрунзе, КиргизИНТИ. 1985, - 50 с.
4. Рахимов К., Беляков Ю. Гидроэнергетика Кыргызстана [Текст] / К. Рахимов., Ю.П. Беляков. Бишкек: ИЦ «Техник», 2009. 40 с.

## САМОВОССТАНАВЛИВАЮЩАЯСЯ АВТОМАТИЧЕСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ (САРЭС) ГОРОДСКАЯ СЕТЬ 6/10 КВ

*К.Б. Такырбашев*  
*КГТУ им. И Раззакова*

*Рассматривается принцип выполнения самовосстанавливающихся автоматических РЭС, ориентированных на концепции умные сети. Описаны алгоритмы автоматизации РЭС с учетом оптимизации.*

*The principle of performance of the self-repairing automatic DEN focused on the concepts clever networks is considered. Algorithms of automation of DEN taking into account optimization are described.*

### **Введение.**

Актуальность темы.

В настоящее время перед ОАО „Северэлектро“ остро стоит проблема модернизации и автоматизации традиционной распределительной электрической сети (РЭС) города Бишкек.

Существующая РЭС г. Бишкек очень громоздкая, сложная и неживучая. Из-за старения изоляции кабельной сети ежегодно аварийно отключается 2000 – 3000 шт. фидеров 6,10 кВ от питающих подстанций.

Для устранения повреждений затрачиваются много времени и ресурсов. Конфигурация сети 6/10 кВ неоптимизирована при изменениях конфигурации сети 6,10 кВ при повреждении участка сети, сеть неавтоматизирована и переключения производятся в ручную оперативным персоналом сетевого предприятия.

Поэтому разработка и внедрение новых способов снижения потерь электроэнергии при передаче и распределении электроэнергии и наиболее эффективного использования имеющейся РЭС является весьма актуальной задачей, а также существует проблема живучести РЭС и качества обслуживания потребителей.

В развитых странах известны следующие системы автоматического управления:

1. Система автоматического контроля поузлового баланса активной и реактивной мощности – это система АСКУЭ.

2. Системы автоматического контроля качества электроэнергии в узлах сети.

3. Система централизованного автоматического управления нагрузкой потребителей.

4. Система контроля и управления надежностью электроснабжения.

5 Система контроля за качеством обслуживания потребителей.

Вышеперечисленные системы автоматического управления неадаптированы к изменению конфигурации сети и нагрузки. Защита РЭС работает как хирург, не диагностируя состояние сети в режиме он-лайн.

**Новизной данной работы** является разработка методики решения, контроля за состоянием РЭС в режиме он-лайн, активно-адаптивное управление РЭС при аварийном отключении участка сети и автоматическое самовосстановление питания потребителей.

**Целью исследования** является разработка совершенно новых алгоритмов диагностики РЭС в режиме он-лайн, разработка метода оптимизации РЭС, разработка алгоритма самовосстанавливающейся сети, обеспечение транспортировки электрической энергии в соответствии со стандартом качества в требуемом объеме и с заданным уровнем напряжения в условиях минимизации эксплуатационных затрат.

Задачи исследования следующие:

- Разработка нового способа автоматического секционирования РЭС 6/10 кВ.
- Обеспечение живучести сети.
- Надежное электроснабжение потребителей.
- Оптимизация (разрез) конфигурации сети.
- Высокий уровень автоматизации.
- Высокий уровень управляемости и контролируемости.
- Низкий уровень затрат на обслуживание сети.
- Диагностика состояния РЭС в режиме он-лайн.

### **Постановка задачи.**

В РЭС 6/10 кВ необходимо решить следующие проблемы:

- длительное время поиска повреждения.
- отключение большого числа потребителей.
- высокие потери при распределении электроэнергии.

- высокие затраты на эксплуатацию сетей.
- отсутствие своевременной и исчерпывающей информации.
- ненадежные существующие коммутационные аппараты.
- некачественное обслуживание потребителей.
- отсутствие диагностики элементов сетей в режиме он-лайн.

**Пути решения.**

Для решения вышеперечисленных задач необходимо исследовать применение концепции Интеллектуальной сети (Smart grid), а также на основе интеллектуальной сети разработать самовосстанавливающиеся автоматические РЭС (САРЭС).

САРЭС состоит из следующих подсистем:

1. Система автоматического контроля поузлового баланса мощности.
2. Система контроля за качеством электроэнергии в узлах сети.
3. Система централизованного автоматического управления нагрузкой потребителей.
4. Применение управляемых сетевых элементов, изменяющих параметры сети.
5. Системы контроля и управления надежностью электроснабжения.
6. Система диагностики сети в режиме он-лайн.
7. Система оптимизации конфигурации сетей в зависимости от режима.
8. Система активно-адаптивного изменения функции защиты.
9. Система контроля за качеством обслуживания потребителей.

Для объекта исследования рассмотрим типовые схемы проходного ТП 10,6/0,4 кВ с двумя трансформаторами и четырьмя отходящими кабельными линиями 6 -10 кВ, один из них является питающим рис. 1.

Присоединения могут быть выполнены с помощью реклоузеров и выключателей нагрузки.

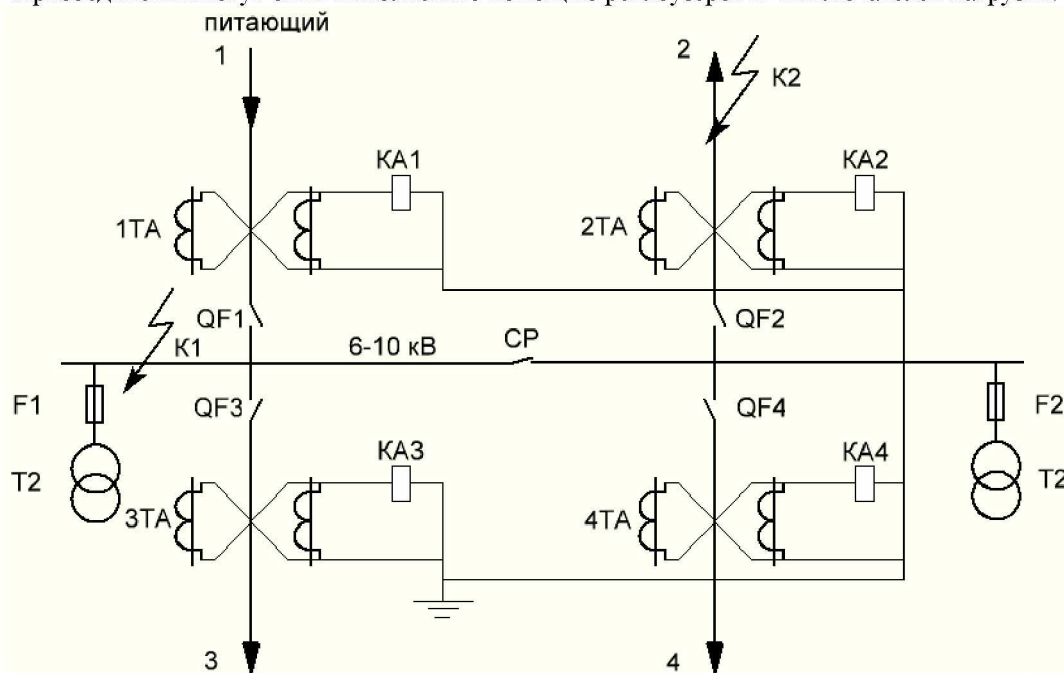


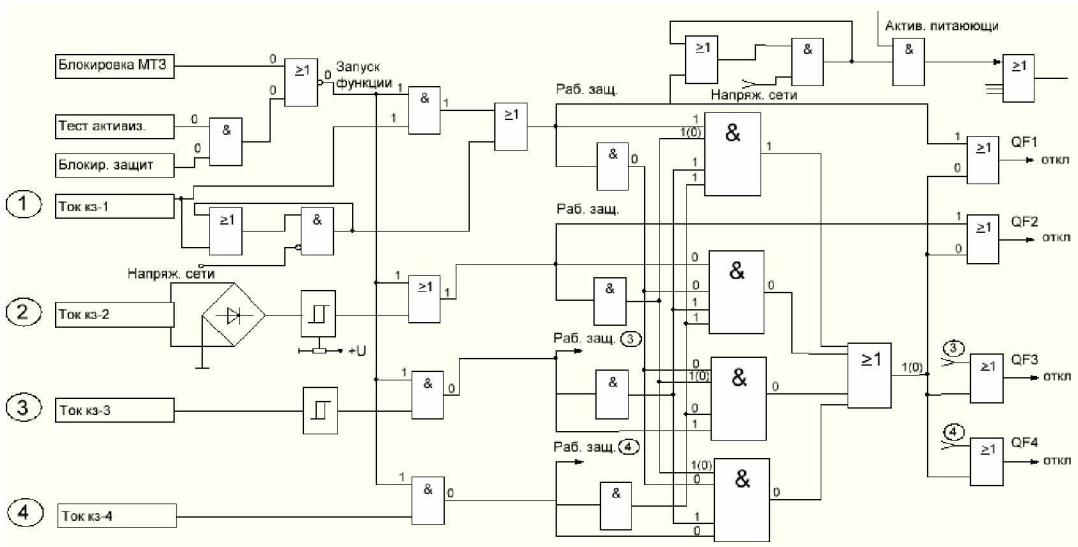
Рис. 1. Алгоритм работы САРЭС.

Если питающая КЛ-1, то остальные линии отходящие (КЛ-2, КЛ-3, КЛ-4).

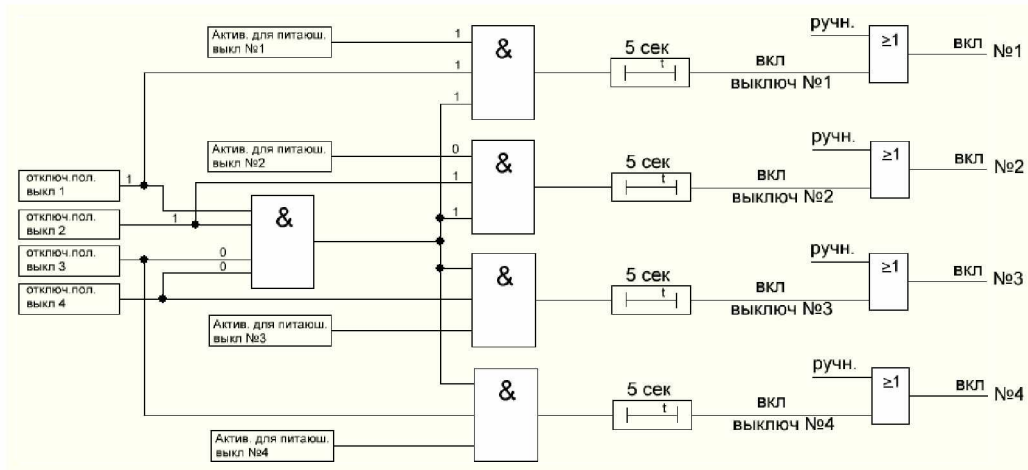
Случай 1. Короткое замыкание в точке К-1, ток проходит через ТТ ТА1 и отключает выключатели QF1, QF3, QF2, QF4, т.е. отделяется I СШ-10 кВ.

Случай 2. Если короткое замыкание в точке К-2, тогда ток К3 проходит через ТА1 и ТА2 и отключает только выключатель QF2. Питающими линиями могут быть любые из отходящих кабельных линий КЛ-1, КЛ-2, КЛ-3, КЛ-4.

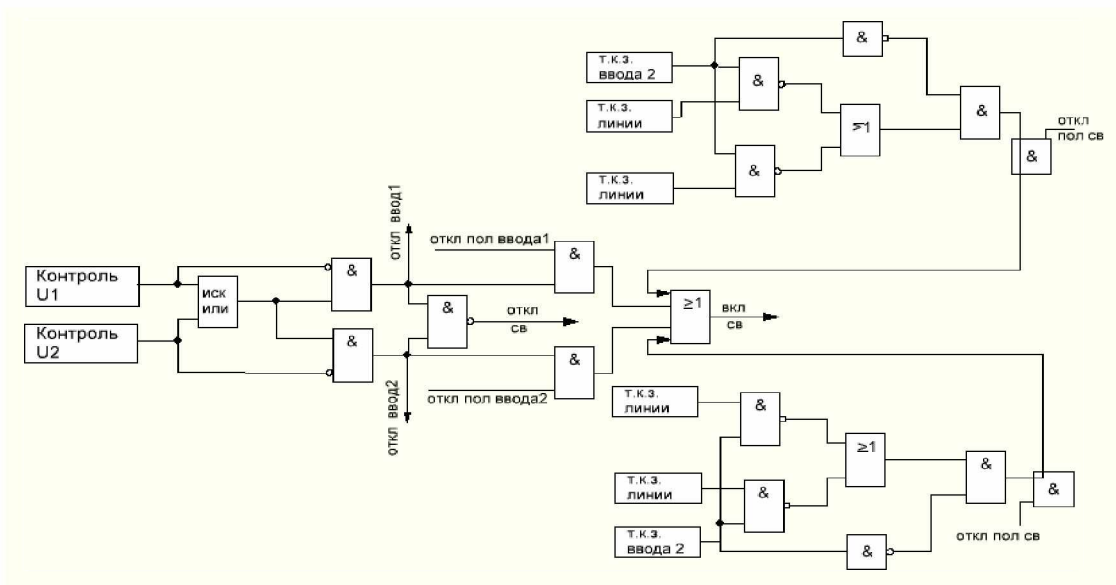




Алгоритм работы цепи отключения выключателей линий 6-10 кВ.



Алгоритм работы цепи включения выключателей линий 6-10 кВ.



Алгоритм работы АВР шин 6-10 кВ.

### Заключение

Самовосстанавливающая сеть 6-10 кВ позволяет решать живучесть распределительных сетей 6-10 кВ при повреждении участка сети без вмешательства персонала эксплуатирующей организации.

Разработан алгоритм работы автоматического включения и отключения цепи выключателя. Самовосстанавливающаяся система диагностирует сети и определяет место повреждения и отключает поврежденный участок.

### Литература

1. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. – М.: ФСК ЕЭС, 2011
2. Левченко М. Т. Автоматическое включение резерва. – М.: Энергия, 1971
3. Букреев П. Н. Микроэлектронные схемы цифровых устройств. – М.: Советское радио, 1975
4. Дорогунцев В. Г., Овчаренко А. И. Элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Энергия, 1979

УДК 621.311.16

## ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ТОРМОЗА ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ УСЛОВИЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЭС

*О.Н. Кузнецов, А.В. Панин, В.В. Чумаченко*

*федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ»», Москва, Россия,  
[kuznetsovon@mpei.ru](mailto:kuznetsovon@mpei.ru), [alexpan05@mail.ru](mailto:alexpan05@mail.ru), [lordofxaos@mail.ru](mailto:lordofxaos@mail.ru)*

*O.N. Kuznetsov, A.V. Panin, V.V. Chumachenko,*

*National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia,  
[kuznetsovon@mpei.ru](mailto:kuznetsovon@mpei.ru), [alexpan05@mail.ru](mailto:alexpan05@mail.ru), [lordofxaos@mail.ru](mailto:lordofxaos@mail.ru)*

*В статье рассматривается применение электромагнитного тормоза (ЭМТ) для улучшения условий устойчивости электроэнергетической системы (ЭЭС), содержащей распределённую генерацию с малоинерционными генерирующими агрегатами. Составлена математическая модель ЭЭС с ЭМТ для анализа устойчивости. Предложены законы управления ЭМТ. В численном эксперименте показано улучшение условий устойчивости ЭЭС с помощью ЭМТ.*

*The paper discusses Eddy Current Retarder (ECR) for power system with dispersed generation transient stability improvement. Transient stability analysis mathematical model was prepared. ECR control laws were shown. In numerical experiment power system transient stability improvement was shown.*

### ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития электроэнергетических систем (ЭЭС) стало актуальным применение генерирующих агрегатов (ГА) небольшой мощности от единиц до десятков мегаватт для электроснабжения промышленных предприятий и коммунально-бытовых потребителей. В немалом количестве случаев эти агрегаты работают параллельно с Единой энергосистемой. Применяемые ГА выполняются на базе газотурбинных установок (ГТУ), газопоршневых установок (ГПУ), дизельных установок (ДУ) и реже парогазовых установок (ПГУ), характеризуются небольшими значениями механических постоянных инерции, что обуславливает ограничение применения этих ГА с точки зрения обеспечения условий динамической устойчивости ЭЭС. Обеспечить условия устойчивости системы возможно путём коррекции баланса крутящего и электромагнитного момента на валу агрегата с помощью электромагнитного тормоза (ЭМТ).

### МОДЕЛЬ ЭМТ

Конструктивно ЭМТ может быть выполнен с применением массивного ротора (диск, цилиндр) вращающийся в электромагнитном поле, создаваемом обмоткой возбуждения, расположенной на статоре (раме) тормоза. Обмотка возбуждения питается от системы возбуждения, которая включает в себя управляемый источник напряжения (возбудитель), например, на базе тиристорного преобразователя, и автоматический регулятор ЭМТ (АРЭМТ). ЭМТ присоединяется к ГА между первичным двигателем и генератором (рис. 1).

### **Заключение**

Самовосстанавливающая сеть 6-10 кВ позволяет решать живучесть распределительных сетей 6-10 кВ при повреждении участка сети без вмешательства персонала эксплуатирующей организации.

Разработан алгоритм работы автоматического включения и отключения цепи выключателя. Самовосстанавливающаяся система диагностирует сети и определяет место повреждения и отключает поврежденный участок.

### **Литература**

1. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью. – М.: ФСК ЕЭС, 2011
2. Левченко М. Т. Автоматическое включение резерва. – М.: Энергия, 1971
3. Букреев П. Н. Микроэлектронные схемы цифровых устройств. - М.: Советское радио, 1975
4. Дорогунцев В. Г., Овчаренко А. И. Элементы автоматических устройств энергосистем. - М.: Энергия, 1979