

## МОДИФИЦИРОВАННЫЙ СПОСОБ синхронизации MICROGRID С ВНЕШНЕЙ ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

На сегодняшний день локальные системы электроснабжения с собственной генерацией при использовании современных технологий управления становятся активными (интеллектуальными) сетями – Microgrid. Объекты Microgrid увеличивают децентрализацию управления энергосистемами. Одним из преимуществ сетей Microgrid является то, что в режиме параллельной работы с внешней сетью, при возникновении аварийного возмущения, происходит ускоренное разделение с последующим переходом к изолированной работе. Когда возмущение во внешней сети устраняется, появляется возможность возвращения к параллельной работе – выполняется ресинхронизация и подключение к внешней сети. Ввиду стохастического характера изменения нагрузки и малой инерционности энергоблоков Microgrid синхронизация и подключение к внешней сети приводит к колебаниям мощности и ударным моментам на валу генерирующего оборудования. Такие явления могут привести к отключению генераторов Microgrid защитами, сокращению их срока и даже повреждению, тем самым приводя к снижению надежности электроснабжения в локальной сети. Целью данной работы является исследование способа синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой. Исследован и предложен модифицированный алгоритм синхронизации с целью снижения вероятности возникновения ударных моментов и отключения генераторов. Представлена возможность использования реклоузера в качестве объединяющего элемента при выполнении синхронизации. Проиллюстрированы параметры переходного процесса при подключении Microgrid к внешней сети. Результаты исследования доказывают работоспособность предложенного алгоритма для безопасного выполнения синхронизации. Применение данного способа синхронизации позволяет снизить расход ресурса работоспособности генерирующего оборудования, повысить надежность и эффективность функционирования частей энергосистемы при синхронизации.

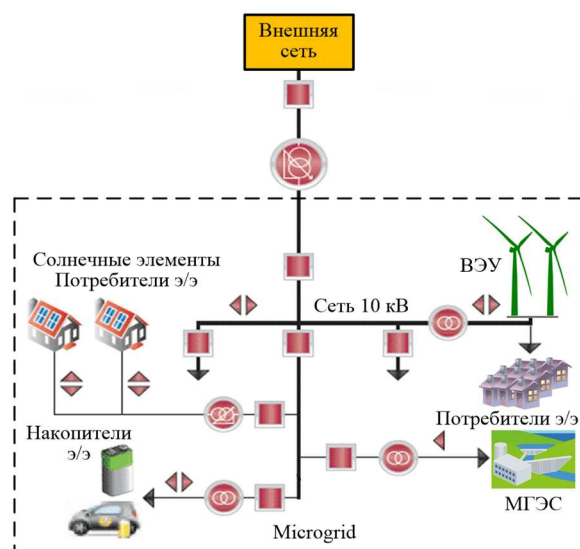
**Ключевые слова:** синхронизация Microgrid, реклоузер, изолированная энергосистема, децентрализованное управление.

### ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время актуальным является переход от централизованной к децентрализованной системе электроснабжения потребителей на основе Microgrid, позволяющий эффективно использовать распределенные по электрической сети источники электроэнергии, в том числе и возобновляемые (ВИЭ). Возникновение концепции Microgrid на основе развития силовой электроники и теории управления отражена в исследовательских работах, проведенных в США, Европе и Азии [1-3]. Microgrid объединяет в себе источники малой генерации, потребителей, накопители энергии, а также устройства управления, образуя целостную управляемую систему энергоснабжения.

Microgrid может иметь как автономный, так и параллельный режимы работы с внешней сетью, при котором обменная мощность может носить реверсивный характер. В аварийных ситуациях Microgrid может самостоятельно отделяться от внешней сети и переходить в островной режим. После устранения аварии Microgrid в определенных условиях может снова перейти в режим параллельной работы с внешней сетью. Таким образом, Microgrid является интеллектуальной автоматизированной системой, которая самостоятельно реконфигурируется, управляет балансом и распределяет потоки мощности.

На **рис. 1** показана базовая структура гибридной сети Microgrid.



**Рис. 1. Базовая структура гибридной Microgrid**

Как отмечалось, сети Microgrid могут работать как в параллельном режиме с внешней сетью, так и в изолированном режиме. Для успешного переключения Microgrid на параллельный режим работы с сетью необходимо выполнение условий синхронизации.

Одной из важных задач обеспечения нормального функционирования объектов малой распределенной генерации является синхронизация и дальнейшая их параллельная работа с другими объектами малой генерации или с сетью большой мощности для достижения максимального системного эффекта и обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей [4, 5].

При исследовании объектов Microgrid необходимо различать синхронизацию генераторов станций с внешней сетью (классический подход) и синхронизацию Microgrid между собой или же с внешней сетью (участие Microgrid).

Как известно, включение генераторов электрических станций на параллельную работу с энергосистемой требует выполнения условий синхронизации [6, 7]. Для успешного и безопасного включения генераторов электрических станций на параллельную работу с электрической сетью необходимо, чтобы уравнивающий ток в момент включения объединяющего выключателя не превысил допустимого значения. На практике получили распространение способ точной синхронизации и самосинхронизации.

Включение по способу точной синхронизации предполагается в условиях, близких к идеальным, при которых в момент замыкания контактов выключателя амплитуды, частоты и фазы напряжений генератора и системы одинаковы. Самосинхронизация осуществляется путем подключения генератора без возбуждения.

Синхронизация Microgrid немного отличается от синхронизации одиночной машины. Microgrid состоит из множества генераторов, включая возобновляемые источники энергии, а также сильно изменяющихся в реальном времени нагрузок потребителей. Следовательно, характер изменения как источников энергии, так и нагрузок потребителей сильно влияют на процесс синхронизации. Дело в том, что при постоянно изменяющихся параметрах синхронизации (частота, угол и модуль напряжения) системе Microgrid практически невозможно попасть в синхронные условия.

Для синхронизации Microgrid с внешней сетью прибегают к следующим методам [8, 9]:

- метод пассивной синхронизации – когда измеряемые параметры синхронизации с двух сторон коммутационного аппарата равны или близки друг другу. Этот вид прост в реализации, однако бывают случаи, когда процесс синхронизации может затягиваться [10-11];
- метод активной синхронизации – использует дополнительное управление для попадания синхронизируемых параметров в допустимую область, и это обеспечивает более быстрое и плавное подключение Microgrid к внешней сети [12-14].

Вопросу синхронизации Microgrid с внешней энергосистемой посвящено множество научных исследований. Можно проанализировать работы некоторых исследователей, например [14], в которой предлагается активный метод автоматической синхронизации. Активное управление синхронизацией заставляет несколько генераторов активно изменять напряжение и частоту в Microgrid, с целью повторного подключения к внешней сети. Предлагаемый алгоритм управления синхронизацией применяется для каждого вида источника генерации в Microgrid. В [15] подробно анализируются принцип управления частотой в Microgrid. Для достижения плавного перехода из островного в режим параллельной работы с сетью предлагается стратегия предварительной синхронизации. В статье [16] были

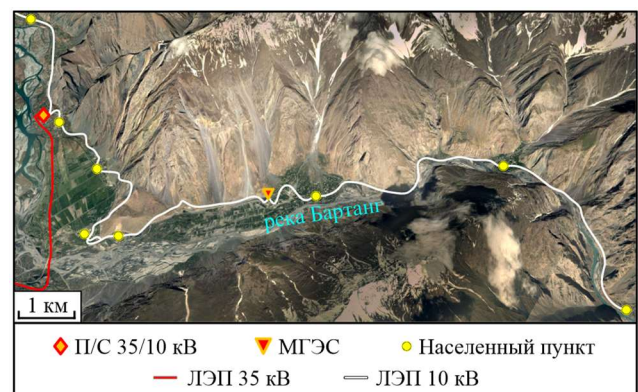
предложены алгоритмы управления, идентификации островного состояния, частотной разгрузки при переходе в островной режим, а также интеллектуальный алгоритм синхронизации для повторного подключения Microgrid к сети. Новый метод, основанный на комбинированном использовании различных систем фазовой автоматической подстройки частоты для синхронизации фазы и частоты Microgrid с распределительной сетью предложен в [17]. В статье [18] внимание уделено другой проблеме, недооцененной или игнорируемой в других работах, а именно тому факту, что в процессе синхронизации каналы связи могут быть подвержены задержкам по времени и это следует учитывать при проектировании контроллеров-синхронизаторов.

#### ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является изолированная энергосистема в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) в Таджикистане. Территория данной области, как и почти всей территории страны, является горной местностью. Производство электроэнергии преимущественно выполняется на основе возобновляемых источников энергии, т.е. гидроэнергии [19-21]. Электроснабжением потребителей в ГБАО, состоящей из 8-ми районов, занимается энергокомпания «Памир Энерджи». Компания на своем балансе имеет 11 малых гидроэлектростанций (МГЭС) общей мощностью 43,5 МВт [22, 23].

Одной из местностей Рушанского района, электроснабжение потребителей в которой выполняют источники малой генерации, является горная местность Шуджанд. В данной местности существует МГЭС «Шуджанд», построенная по деривационному типу на реке Бартанг. Географическая карта исследуемой сети Шуджанд в Рушанском районе приведена на **рис. 2**.

МГЭС «Шуджанд» питает потребителей данной местности, образуя локальную сеть электроснабжения [24]. Так как большинство месяцев в течение года данная локальная система работает в изолированном режиме от остальных частей Рушанской сети, производство электроэнергии МГЭС ограничивается потребляемой нагрузкой только данной местности. На **рис. 3** показан график производства электроэнергии МГЭС «Шуджанд» за 2019 год.



**Рис. 2. Географическая карта расположения сети Шуджанд с собственной генерацией**

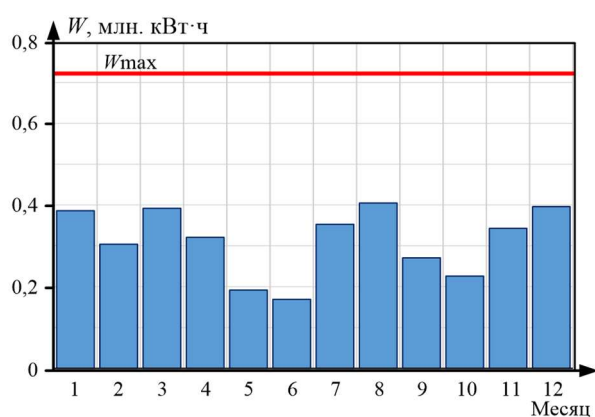


Рис. 3. График производства электроэнергии МГЭС «Шуджанд»

Как можно заметить из рис. 3, максимальное производство электроэнергии на МГЭС может достигать около 0,725 млн кВт·ч. Однако реальное производство электроэнергии не соответствует установленной. Причинами снижения выработки электроэнергии в основном являются: работа агрегатов только в островном режиме, ограниченная небольшим количеством потребителей; частые аварийные возмущения во внешней сети, приводящие к отключению как энергоблоков данной МГЭС, так и местных потребителей; влияние внешних факторов, таких как сезонное изменение стока воды и др. Перечисленные недостатки не позволяют должным образом обеспечить местных потребителей и передавать (продавать) излишнюю электроэнергию во внешнюю сеть.

Другой задачей является синхронизация и подключение на параллельную работу данной локальной сети с остальной сетью Рушана. Дело в том, что процедура синхронизации частей с источниками при постоянных колебаниях нагрузок невозможна из-за невыполнения условий синхронизации. Следовательно, для перехода на параллельный режим приходится обесточить местных потребителей путем отключения единственного источника, т.е. МГЭС, а затем подключить локальную сеть коммутационным аппаратом к основной сети и, выполняя синхронизацию, подключить агрегаты МГЭС к сети. Вся эта процедура является трудоемкой и занимает много времени.

Таким образом, актуализируются следующие задачи: решение проблемы обесточивания потребителей, снижение недоотпуска электроэнергии, обеспечение в достаточной мере качества поставляемой электроэнергии и улучшения надежности электроснабжения потребителей горной местности Шуджанд Рушанского района.

#### МЕТОДЫ И ПРЕДЛАГАЕМЫЕ ПОДХОДЫ

##### *Совместное использование специальной автоматики и интеллектуальных реклоузеров*

Для предотвращения аварийного отключения локальной сети электроснабжения (Microgrid) при возникновении аварийных возмущений во внешней сети применяется автоматика опережающего сбалансированного деления (АОСД). Данная автоматика показала свою эффективность [25] и может применяться как на планируемых объектах с малой генерацией, так и на уже существующих объектах, работа которых в таких режимах исходно не предполагалась. Для обеспечения безопас-

ной параллельной работы Microgrid в автоматике реализован специальный способ режимно-противоаварийного управления с автооператором [26]. Идея способа – опережающее сбалансированное отделение Microgrid по априори фиксированным сечениям сети при нарушениях нормального режима с переходом в автономный режим работы и последующим автоматическим восстановлением синхронизма и нормального режима с требуемой нагрузкой оборудования.

В сетях, где есть генерирующие устройства, при отключении линии связи с внешней сетью запрещается повторное ее включение. При каждом включении таких линий необходимо выполнить условия синхронизации. При несоблюдении этих правил, когда генерирующее устройство включается несинхронно, могут возникать значительные динамические моменты, что будет представлять угрозу повреждения генераторов и их первичных двигателей [27].

На сегодняшний день в качестве объединяющего элемента частей сети с источниками широко используются реклоузеры [28]. Реклоузеры – это элементы, выполняющие функции разделения, резервирования частей электрических сетей 6-10 кВ, имеющих длинные ЛЭП магистрально-радиальной конфигурации. Реклоузер объединяет в себе: вакуумный выключатель; систему преобразователей тока и напряжения; автономную систему оперативного питания; микропроцессорную релейную защиту и автоматику; систему портов для подключения устройств телемеханики; комплекс программного обеспечения.

Большинство современных реклоузеров не имеют синхронизирующей функциональности, необходимой при их работе в сетях с наличием генерации. Так как реклоузеры устанавливаются в разных местах сети удаленно от генераторов, синхронизация будет производиться на них, а не на генераторных выключателях. С этой целью в [29, 30] предложено улучшение в функциональности реклоузеров, т.е. добавлен блок синхронизации в шкаф управления реклоузера, переводя его в разряд интеллектуальных элементов сети.

##### *Алгоритм синхронизации Microgrid*

Как было отмечено, синхронизация Microgrid с внешней сетью или между собой имеет свои особенности, и в большинстве случаев выполнение условий синхронизации затруднительно. Причина невыполнения условий синхронизации состоит в частом изменении мощности нагрузок в самой Microgrid, возможны случаи, когда при выполнении условий выдается сигнал на включение объединяющего выключателя, и в этот момент изменяется мощность нагрузок, что приводит к недопустимому рассогласованию условий синхронизации (обычно угла сдвига фаз между вектором напряжения Microgrid и напряжением внешней сети) ещё до момента полного включения объединяющего выключателя. В результате из-за превышения допустимого угла сдвига фаз под действием уравнивающего тока появляется ударный момент, что может привести к отключению генераторов Microgrid защитами, сокращению их срока службы и даже повреждению.



С целью минимизации ударных моментов при подключении на параллельную работу предлагается следующий алгоритм работы автосинхронизаторов на реклоузерах, блок-схема которого представлена на рис. 4.

На рис. 4 обозначены:  $U_{Mcg}$  – напряжение в Microgrid, кВ;  $U_c$  – напряжение во внешней сети, кВ;  $U_{доп}$  – допустимая разность напряжений, кВ;  $f_{Mcg}$  – частота в Microgrid, Гц;  $f_c$  – частота во внешней сети, Гц;  $f_{доп}$  – допустимая разность частот, Гц;  $\Delta\delta$  – взаимный угол напряжения, град;  $\Delta\delta_{доп}$  – допустимый взаимный угол напряжения, град.

Суть предлагаемого алгоритма состоит в том, что при выполнении первых двух условий синхронизации ожидается выполнение третьего условия. Когда угол сдвига фаз напряжений достигнет значения  $|\Delta\delta| < \Delta\delta_{доп}$ , и до тех пор, пока этот угол не равен  $|\Delta\delta| \geq \Delta\delta_{доп}/2$ , команда на включение реклоузера не выдается (рис. 5).

С учетом смены знака скольжения третье условие синхронизации можно записать следующим образом:

$$0 \geq \Delta\delta \geq -\frac{\Delta\delta_{доп}}{2}, \quad (1)$$

при скольжении  $S \geq 0$  или

$$\frac{\Delta\delta_{доп}}{2} \geq \Delta\delta \geq 0, \quad (2)$$

при скольжении  $S \leq 0$ .

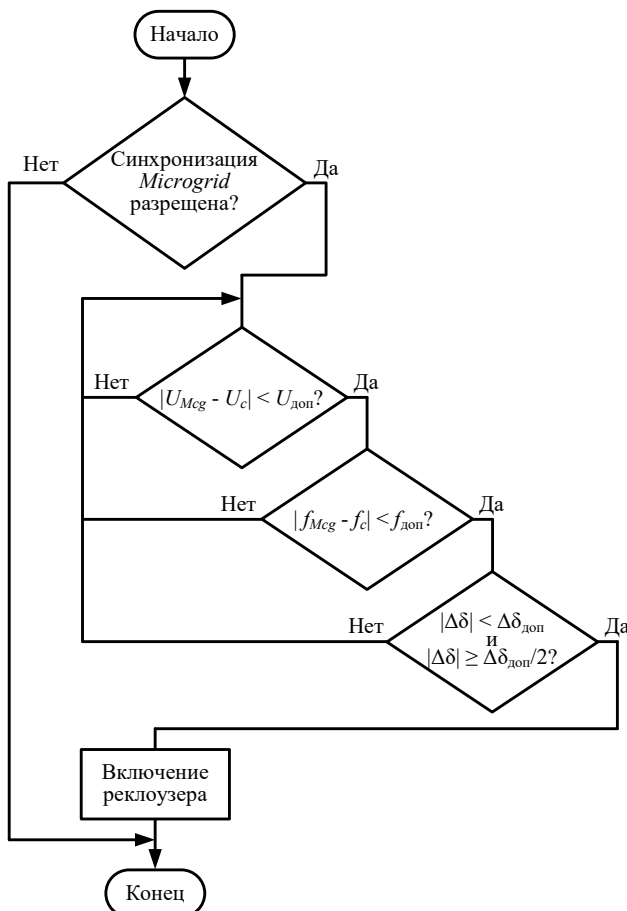


Рис. 4. Блок-схема предлагаемого алгоритма синхронизации

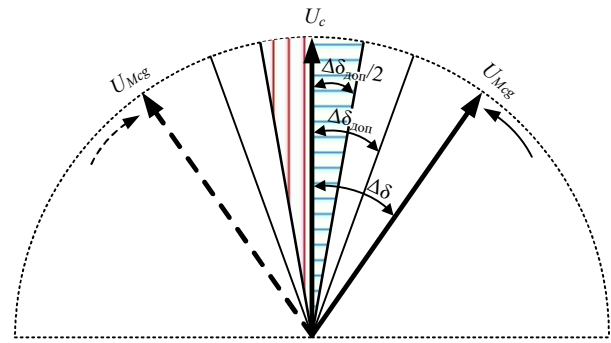


Рис. 5. К пояснению предложенного алгоритма синхронизации

Это необходимо, чтобы иметь запас на полное время включения реклоузера  $t_{вр}$  и чтобы в момент, когда подается команда на включение,  $\Delta\delta$  не превышала  $\Delta\delta_{доп}$  (см. рис. 5). В случаях, отличных от вышеупомянутых, команда на включение реклоузера блокируется, включение Microgrid на параллельную работу с внешней сетью не производится.

#### РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Моделирование выполнено для схемы электро-снабжения потребителей горной местности Шуджанд Рушанского района ГБАО Таджикистана. В схеме локальной сети данной местности присутствует собственный источник – МГЭС. Электроснабжение потребителей производится либо в островном режиме, либо в режиме питания от внешней сети на напряжении 10 кВ. Такой режим электроснабжения обусловлен тем, что во внешней сети происходят частые возмущения и в случае параллельной работы МГЭС с внешней сетью синхронная работа генераторов часто нарушается, что приводит к обесточиванию потребителей целого фидера. Учитывая высокую аварийность в схеме, приводящую к большому количеству отключений, длительному простое и недоотпуску электроэнергии потребителям, а также для выполнения удаленной синхронизации, предложена установка реклоузеров в разных местах схемы (рис. 6).

При моделировании места установки реклоузеров (P1, P2) на схеме рис. 6 выбирались исходя из условия баланса мощностей генерирующих устройств МГЭС и нагрузок потребителей. Такая расстановка позволяет Microgrid автоматически быстро отделяться от внешней сети в аварийных режимах и продолжить работу в островном режиме. В качестве противоаварийной автоматики, выполняющей функцию отделителя, применялась АОСД, а для восстановления нормального режима параллельной работы Microgrid с внешней сетью применялся алгоритм, предложенный в настоящей работе.

В схеме рис. 6 реклоузер P1 предназначен для отделения Microgrid от внешней сети и включения ее на параллельную работу с сетью (область, выделенная синим цветом). Реклоузер P2 служит для выполнения автоматической частотной разгрузки (АЧР) части потребителей (область, выделенная оранжевым цветом) в случаях, когда мощность нагрузок потребителей будет превышать (иногда в зимний период) мощность генерации МГЭС.

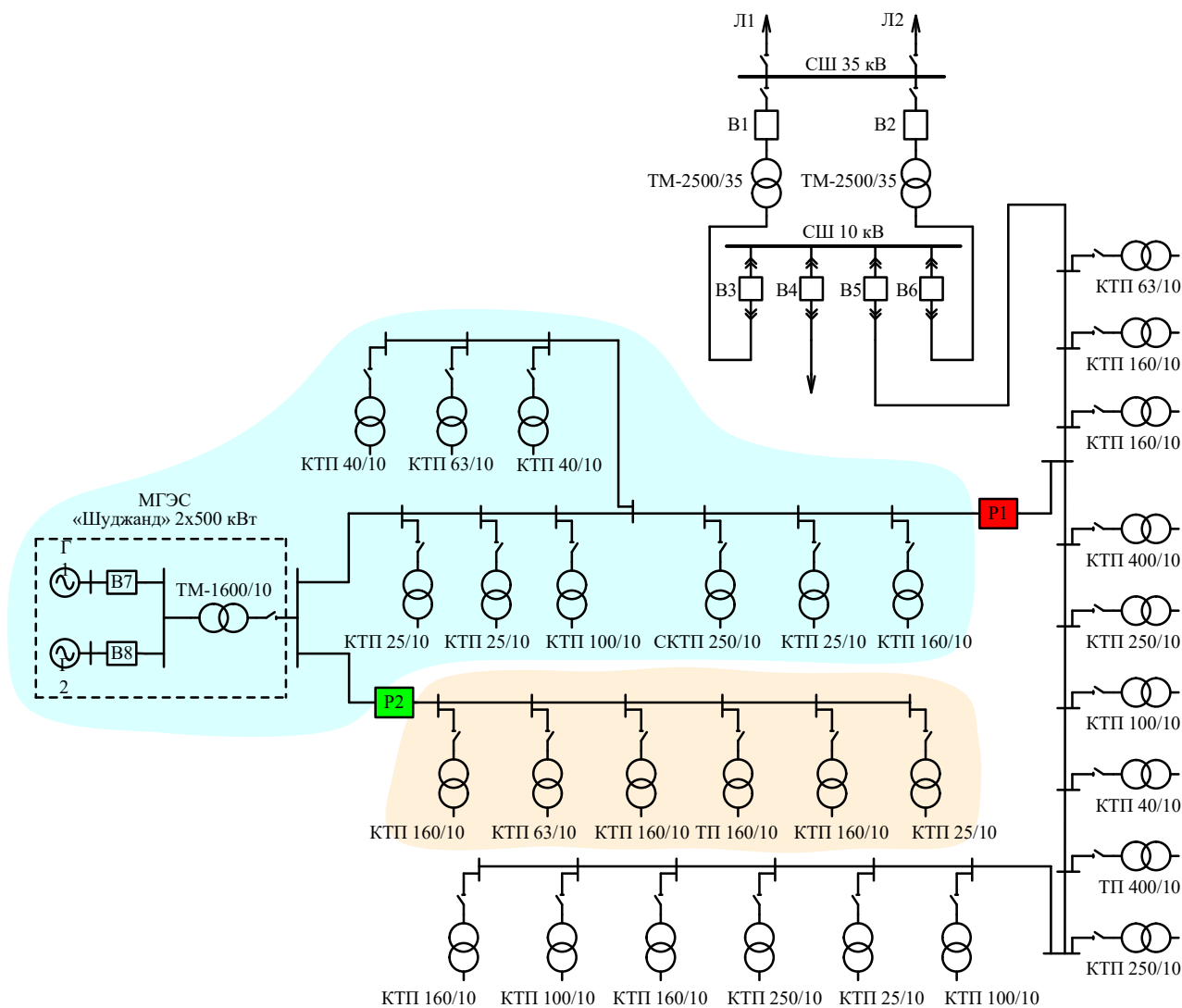


Рис. 6. Схема электроснабжения местности Шуджанд

Моделирование выполнялось на ПК Rustab RastrWin3. Допустимое рассогласование параметров при синхронизации следующее:

$$\begin{aligned} |U_{Mcg} - U_c| &< \Delta U_{доп} = 0,1 \text{ кВ}; \\ |f_{Mcg} - f_c| &< \Delta f_{доп} = 0,08 \text{ Гц}; \\ |\Delta \delta| &< \Delta \delta_{доп} = 5^\circ; \\ t_{вп} &= 0,1 \text{ с}. \end{aligned} \quad (3)$$

Результаты моделирования синхронизации Microgrid с внешней сетью без использования алгоритма, предложенного в настоящей работе, приведены на рис. 7-9.

Как можно заметить, смена знака взаимного угла при вариативных мощностях нагрузок (см. рис. 7) приводит к недопустимому рассогласованию синхронных условий. В результате с учетом времени  $t_{вп}$  генератор Microgrid подключается к внешней сети при угле  $\delta = 6,8^\circ$ , что является недопустимым (см. рис. 8), а ударный момент, равный скачку мощности на генераторе, составляет  $\Delta P = 154 \text{ кВт}$  (см. рис. 9).

С целью исключения больших ударных моментов на генератор воспользуемся алгоритмом, предложенным в настоящей работе. Результаты моделирования приведены

на рис. 10, 11.

Результаты моделирования синхронизации по предложенному алгоритму демонстрируют решение поставленных задач. Генератор Microgrid подключился к внешней сети при угле  $\delta = 0,3^\circ$  (см. рис. 10). Колебание мощности генератора  $\Delta P = 29 \text{ кВт}$  (см. рис. 11) и в отличие от неиспользования алгоритма (154 кВт) является хорошим результатом, доказывающим работоспособность предложенного алгоритма синхронизации.

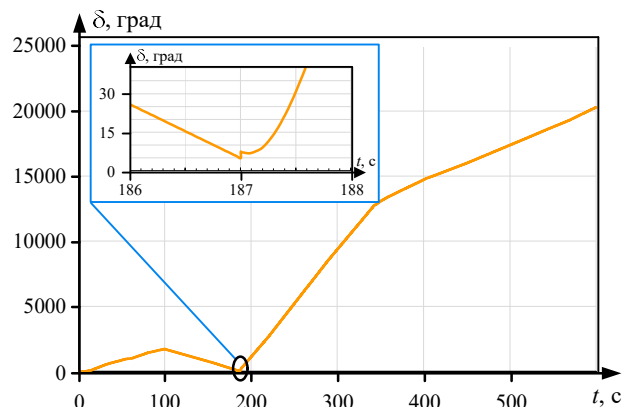


Рис. 7. График изменения взаимного угла в случае смены знака при запрещенной синхронизации

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Малая инерционность энергоблоков и стохастичность собственных нагрузок Microgrid могут привести к ошибочным подключениям к внешней сети при недопустимых рассогласованиях синхронных условий, последствием чего может стать отключение генераторов Microgrid защитами, сокращение их срока службы и даже повреждение последних.

В работе представлен модифицированный алгоритм синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой. Предложенный способ синхронизации по результатам исследования доказывает свою работоспособность и позволяет повысить надежность и эффективность функционирования энергосистемы при синхронизации. Данный подход является актуальным для применения в расширяющемся числе интеллектуальных энергосистем.

*Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90049.*

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Zhou X., Guo T., Ma Y. An overview on Microgrid technology // IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA). IEEE, 2015. Pp. 76-81. doi: 10.1109/ICMA.2015.7237460
2. Real-World MicroGrids-An Overview / M. Barnes, J. Kondoh, H. Asano, J. Oyarzabal, G. Ventakaramanan, R. Lasseter, N. Hatzigargyriou, T. Green // IEEE International Conference on System of Systems Engineering. IEEE, 2007. Pp. 1-8. doi: 10.1109/SYSOSE.2007.4304255
3. Zaidi A.A., Kupzog F. Microgrid automation – a self-configuring approach // IEEE International Multitopic Conference. IEEE, 2008. Pp. 565-570. doi: 10.1109/INMIC.2008.4777802
4. Синхронизация Microgrid с внешней электрической сетью и между собой в нормальных и послеаварийных режимах при разных схемах объединения / А.Г. Фишов, А.Х. Гуломзода, Е.С. Ивкин, Р.Ю. Семендяев // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 2(43). С. 32-42.
5. Азорин А.Ю. Автоматическая синхронизация «Островов» при восстановлении систем электроснабжения с распределенной генерацией // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018. Т. 22, № 8. С. 83-94. doi: 10.21285/1814-3520-2018-8-83-94
6. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. Санкт-Петербург: Центр подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001. 388 с.
7. Автоматика электроэнергетических систем / Алексеев О.П., Казанский В.Е., Козис Н.И., Овчаренко Н.И., Сиротинский Е.Л. Москва: Энергоатомиздат, 1981. 480 с.
8. Litwin M., Zielinski D., Gopakumar K. Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling // IEEE Access. 2020. Vol. 8. Pp. 212753-212764. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3040697
9. Nejbatkhah F., Li Y.W. Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid // IEEE Trans. Power Electron. 2015. Vol. 30, № 12. Pp. 7072-7089. doi: 10.1109/TPEL.2014.2384999
10. Laaksonen H., Kauhaniemi K. Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE, 2010. Pp. 1-8. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638911
11. Selective frequency synchronization technique for fast grid connection of islanded microgrid using prediction method /

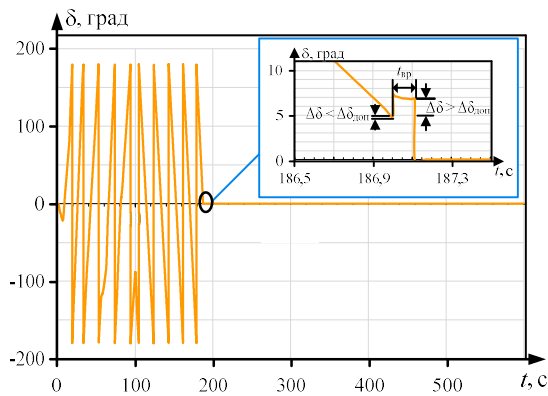


Рис. 8. График изменения взаимного угла в случае смены знака при разрешенной синхронизации (отображение угла в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )

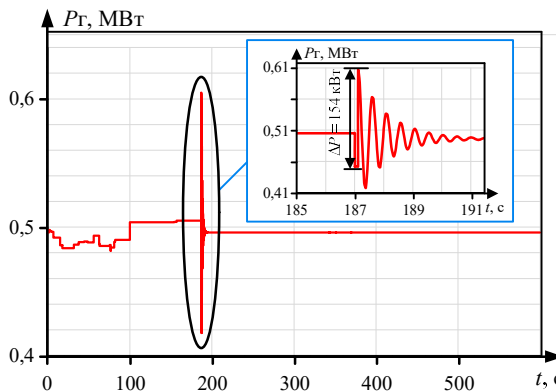


Рис. 9. График изменения мощности генератора (Г1) при разрешенной синхронизации

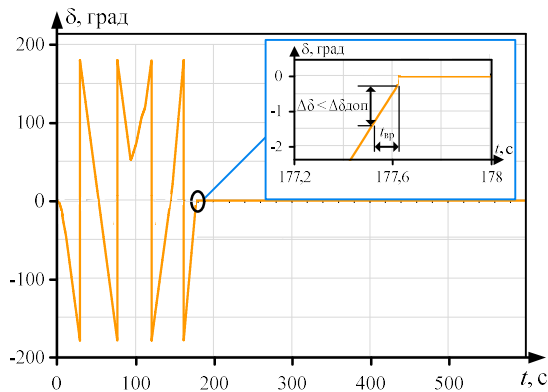


Рис. 10. График изменения взаимного угла при выполнении синхронизации (отображение угла в диапазоне  $\pm 180^\circ$ )

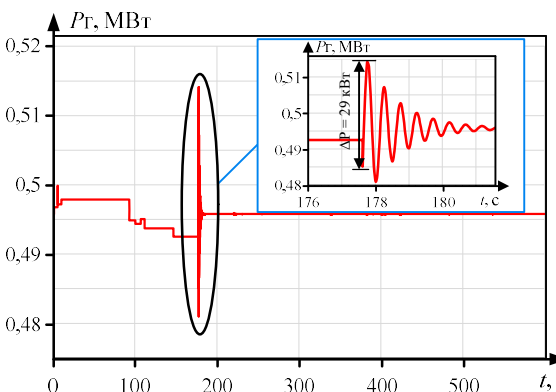


Рис. 11. График изменения мощности генератора (Г1) при выполнении синхронизации

- K. Choi, S. Kim, S. Jung, R. Kim // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2019. Vol. 111. Pp. 114-124. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.063
12. Пат. 2752693 Российская Федерация, МПК H02J3/42. Способ удаленной синхронизации и восстановления нормального режима аварийно разделенной электрической сети с генераторами / Фишов А.Г., Гуломзода А.Х.; ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», № 2020131758, заявл. 28.09.2020, опубл. 30.07.2021.
13. VSC-Based Active Synchronizer for Generators / Sh. Shah, H. Sun, D. Nikovski, J. Zhang // IEEE Trans. Energy Convers. 2018. Vol. 33, № 1. Pp. 116-125. doi: 10.1109/TEC.2017.2728718
14. Active Synchronizing Control of a Microgrid / Ch. Cho, J. Jeon, J. Kim, S. Kwon, K. Park, S. Kim // IEEE Trans. Power Electron. 2011. Vol. 26, № 12. Pp. 3707-3719. doi: 10.1109/TPEL.2011.2162532
15. A synchronization control method for micro-grid with droop control / Zh. Chen, W. Zhang, J. Cai, T. Cai, Zh. Xu, N. Yan // IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). IEEE, 2015. Pp. 519-524. doi: 10.1109/ECCE.2015.7309733
16. Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation / I. Balaguer, Q. Lei, Sh. Yang, U. Supatti, F. Peng // IEEE Trans. Ind. Electron. 2011. Vol. 58, № 1. Pp. 147-157. doi: 10.1109/TIE.2010.2049709
17. Bellini A., Bifaretti S., Giannini F. A Robust Synchronization Method for Centralized Microgrids // IEEE Trans. Ind. Appl. 2015. Vol. 51, № 2. Pp. 1602-1609. doi: 10.1109/TIA.2014.2339391
18. Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays / C. Ahumada, R. Cardenas, D. Saez, J.M. Guerrero // IEEE Trans. Smart Grid. 2016. Vol. 7, № 3. Pp. 1430-1441. doi: 10.1109/TSG.2015.2461190
19. Фишов А.Г., Гуломзода А.Х., Касобов Л.С. Анализ состояния и направление развития малой гидроэнергетики Таджикистана // Политехнический Вестник. Серия: Инженерные исследования. 2019. № 1(45). С. 13-20.
20. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Development of small-scale hydropower generation in Tajikistan // Proceedings VIIIth International Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019. Pp. 123-126.
21. Кокин С.Е., Сафаралиев М.Х., Султонов Ш.М. Особенности управления гидроэлектростанциями в энергосистеме Республики Таджикистан // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2017. № 2(77). С. 109-118.
22. Разработка моделей прогнозирования электропотребления на основе временных рядов в изолированных энергосистемах / Дж.Х. Худжасидов, А.Г. Русина, П.В. Матренин, С.А. Дмитриев, М.Х. Сафаралиев // Электротехнические системы и комплексы. 2020. № 3(48). С. 23-27. doi: 10.18503/2311-8318-2020-3(48)-23-27
23. Разработка моделей среднесрочного прогнозирования электропотребления в изолированно работающих энергосистемах на основе ансамблевых методов машинного обучения / С.М. Асанова, Дж.С. Ахъев, С.А. Дмитриев, П.В. Матренин, М.Х. Сафаралиев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2021. № 1 (84). С. 32-39.
24. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Technology of managing the modes of local energy supply systems // Proceedings 2018 IInd All Russia Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019. Pp. 70-72.
25. Системная автоматика для интеграции локальных систем электроснабжения с синхронной малой генерацией в электрические сети / Е.Н. Гежа, В.Е. Глазырин, Г.В. Глазырин, Е.С. Ивкин, А.И. Марченко, Р.Ю. Семендяев, О.В. Сердюков, А.Г. Фишов // Релейщик. 75 лет кафедре РЭиАЭ НИУ «МЭИ». 2018. № 2(32). С. 24-31.
26. Пат. 2662728 Российская Федерация, МПК H02J3/46. Способ противоаварийного управления режимом параллельной работы синхронных генераторов в электрических сетях / Фишов А.Г., Мукатов Б.Б., Марченко А.И.; ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет», № 2016147843, заявл. 06.12.2016, опубл. 30.07.2018.
27. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. М.: Энергия, 1977. 176 с.
28. Реклоузер – новый уровень автоматизации и управления ВЛ 6(10) кВ. URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php> (дата обращения 15.07.2021).
29. Фишов А.Г., Гуломзода А.Х., Касобов Л.С. Децентрализованная реконфигурация электрической сети с Microgrid с использованием реклоузеров // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24, № 2. С. 382-395. doi: 10.21285/1814-3520-2020-2-382-395
30. Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of the Rasht Grid in Tajikistan, Central Asia / A. Ghulomzoda, A. Gulakhmadov, A. Fishov, M. Safaraliev, X. Chen, Kh. Rasulzoda, K. Gulyamov, J. Ahyoev // Energies. 2020. Vol. 13, № 14. Pp. 3673. doi: 10.3390/en13143673

Поступила в редакцию 01 июля 2021 г.

## INFORMATION IN ENGLISH

### MODIFIED METHOD FOR SYNCHRONIZING MICROGRID WITH AN EXTERNAL ISOLATED POWER SYSTEM

Anvari H. Ghulomzoda

Postgraduate Student, Department of Automated Electric Power Systems, Novosibirsk State Technical University, Novosibirsk, Russia. E-mail: [anvar\\_4301@mail.ru](mailto:anvar_4301@mail.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4344-6462>

Murodbek Kh. Safaraliev

Postgraduate Student, Department of Automated Electrical Systems, Ural Federal University, Ural Power Engineering Institute, Yekaterinburg, Russia. E-mail: [murodbek\\_03@mail.ru](mailto:murodbek_03@mail.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3433-9742>

Egor A. Lyukhanov

Postgraduate Student, Department of Automated Electrical Systems, Ural Federal University, Ural Power Engineering Institute, Yekaterinburg, Russia. E-mail: [caluhanov@yandex.ru](mailto:caluhanov@yandex.ru). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4577-593X>

Nowadays, local power supply systems with their generation with aims of modern control technologies are becoming active (smart) grids, i.e. Microgrid. Microgrid facilities change the vector of power system management into the field of decentralization. One of the advantages of Microgrid networks is that in the mode of parallel operation with an external grid when an emergency disturbance occurs, an accelerated separation occurs followed by a transition to islanding operation. When the external grid disturbance is eliminated, it becomes possible to return to parallel operation, resynchronization and connection to the external grid performed. Due to the stochastic nature of Microgrid load changes, synchronization and reconnection to the external grid lead to power fluctuations and shock moments on the generating equipment shaft. This work aims at investigating a method for synchronizing Microgrid with an external isolated power system. A modified synchronization algorithm developed to reduce the likelihood of shock moments and generator shutdowns was investigated and proposed. The possibility of using a recloser as a unifying element when performing synchronization is presented. Transient parameters by the microgrid connection to an external grid are illustrated. The study results prove the efficiency of the proposed algorithm, which improves the reliability and efficiency of functioning when synchronizing parts of the power system.

**Keywords:** microgrid synchronization, recloser, isolated power system, decentralized control.

## REFERENCES

1. Zhou X., Guo T., Ma Y. An overview on microgrid technology. 2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA). IEEE, 2015, pp. 76-81. doi: 10.1109/ICMA.2015.7237460
2. Barnes M., Kondoh J., Asano H., Oyarzabal J., Ventakaraman G., Lasseter R., Hatziargyriou N., Green T. Real-World MicroGrids-An Overview. 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering. IEEE, 2007, pp. 1-8. doi: 10.1109/SYSENG.2007.4304255
3. Zaidi A.A., Kupzog F. Microgrid automation – a self-configuring approach. 2008 IEEE International Multitopic Conference. IEEE, 2008, pp. 565-570. doi: 10.1109/INMIC.2008.4777802
4. Fishov A.G., Ghulomzoda A.H., Ivkin E.S., Semendyaev R.Yu. Synchronization of Microgrid with the energy system and with other Microgrid in normal and postemergency modes using different interconnection schemes. *Relay protection and automation*, 2021, no. 2(43), pp. 32-42. (In Russian)
5. Azorin A.Yu. Automatic synchronization of “islands” at restoration of power supply systems with distributed generation. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Proceedings of Irkutsk State Technical University], 2018, vol. 22, no. 8, pp. 83-94. (In Russian) doi: 10.21285/1814-3520-2018-8-83-94
6. Pavlov G.M., Merkuryev G.V. *Avtomatika energosistem* [Power system automation]. St. Petersburg, Publication of the Personnel Training Center of RAO 'UES of Russia', 2001, 388 p. (In Russian)
7. Alekseev O.P., Kazanskiy V.E., Kozis N.I., Ovcharenko N.I., Sirotinskiy E.L. *Avtomatika elektroenergeticheskikh sistem* [Automation of electrical power systems]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1981, 480 p. (In Russian)
8. Litvin M., Zielinski D., Gopakumar K. Remote Micro-Grid Synchronization Without Measurements at the Point of Common Coupling. IEEE Access, 2020, vol. 8, pp. 212753-212764. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3040697
9. Nejathkhan F., Li Y.W. Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid. IEEE Trans. Power Electron, 2015, vol. 30, no. 12, pp. 7072-7089. doi: 10.1109/TPEL.2014.2384999
10. Laaksonen H., Kauhaniemi K. Synchronized re-connection of island operated LV microgrid back to utility grid. 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). IEEE, 2010, pp. 1-8. doi: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638911
11. Choi K., Kim S., Jung S., Kim R. Selective frequency synchronization technique for fast grid connection of islanded microgrid using prediction method. Int. J. Electr. Power Energy Syst, 2019, vol. 111, pp. 114-124. doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.063
12. Fishov A.G., Ghulomzoda A.H. *Sposob udalennoy sinkhronizatsii i vosstanovleniya normalnogo rezhima avariynorazdelennoy elektricheskoy seti s generatorami* [Method for remote synchronization and restoration of normal operation of an emergency divided electrical network with generators]. Patent RF, no.2752693, 2021.
13. Shah Sh., Sun H., Nikovski D., Zhang J. VSC-Based Active Synchronizer for Generators. IEEE Trans. Energy Convers. 2018, vol. 33, no. 1, pp. 116-125. doi: 10.1109/TEC.2017.2728718
14. Cho Ch., Jeon J., Kim J., Kwon S., Park K., Kim S. Active Synchronizing Control of a Microgrid. IEEE Trans. Power Electron, 2011, vol. 26, no. 12, pp. 3707-3719. doi: 10.1109/TPEL.2011.2162532
15. Chen Zh., Zhang W., Cai J., Cai T., Xu Zh., Yan N. A synchronization control method for micro-grid with droop control. 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). IEEE, 2015, pp. 519-524. doi: 10.1109/ECCE.2015.7309733
16. Balaguer I., Lei Q., Yang Sh., Supatti U., Peng F. Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation. IEEE Trans. Ind. Electron, 2011, vol. 58, no. 1, pp. 147-157. doi: 10.1109/TIE.2010.2049709
17. Bellini A., Bifaretti S., Giannini F. A Robust Synchronization Method for Centralized Microgrids. IEEE Trans. Ind. Appl, 2015, vol. 51, no. 2, pp. 1602-1609. doi: 10.1109/TIA.2014.2339391
18. Ahumada C., Cardenas R., Saez D., Guerrero J.M. Secondary Control Strategies for Frequency Restoration in Islanded Microgrids With Consideration of Communication Delays. IEEE Trans. Smart Grid, 2016, vol. 7, no. 3, pp. 1430-1441. doi: 10.1109/TSG.2015.2461190
19. Fishov A.G., Gulomzoda A.H., Kasobov L.S. Analysis of the state and direction of development of small hydropower of Tajikistan. *Politeknicheskii Vestnik. Seriya: Inzhenernye issledovaniya* [Polytechnic Bulletin. Series: Engineering studies], 2019, no. 1(45), pp. 13-20. (In Russian)
20. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Development of small-scale hydropower generation in Tajikistan. Proceedings 2019 VIIIth International Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019, pp. 123-126.
21. Kokin S.E., Safaraliev M.Kh., Sultonov Sh.M. Features of the management of hydroelectric power in the power system of the Republic of Tajikistan. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [Izvestia STC of the Unified Energy System], 2017, no. 2(77), pp. 109-118. (In Russian)
22. Khudzasaidov Dzh.Kh., Rusina A.G., Matrenin P.V., Dmitriev S.A., Safaraliev M.Kh. Development of models for the forecasting of electricity consumption based on time series in isolated electrical power systems. *Elektrotekhnicheskiiye sistemy i komplekxy* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2020, no. 3(48), pp. 23-27. (In Russian) doi: 10.18503/2311-8318-2020-3(48)-23-27
23. Asanova S.M., Akheev Dzh.S., Dmitriev S.A., Matrenin P.V., Safaraliev M.Kh. Development of models for power consumption medium-term forecasting in isolated power systems based on ensemble methods of machine learning. *Izvestiya NTTs Edinoy energeticheskoy sistemy* [STC of Unified Power System Proceedings], 2021, no. 1 (84), pp. 32-39. (In Russian)



24. Gulomzoda A., Fishov A.G., Nikroshkina S.V. Technology of managing the modes of local energy supply systems. Proceedings 2018 IInd All Russia Academic and Research Conference of Graduate and Postgraduate Students. NSTU, 2019, pp. 70-72.
25. Gezha E.N., Glazyrin V.E., Glazyrin G.V., Ivkin E.S., Marchenko A.I., Semendyaev R.Yu., Serdyukov O.V., Fishov A.G. System Automation to Integrate Local Power Supply Systems and Synchronous Small Generation into Electric Networks. *Releystchik* [Protection engineer], 2018, no. 2(32), pp. 24-31. (In Russian)
26. Fishov A.G., Mukatov B.B., Marchenko A.I. *Sposob protivopavariynogo upravleniya rezhimom parallelnoy raboty sinkhronnykh generatorov v elektricheskikh setyakh* [The emergency control method of the mode of parallel operation of synchronous generators in electrical networks]. Patent RF, no. 2662728, 2018.
27. Khachaturov A.A. *Nesinkhronnye vklyucheniya i resinkhronizatsiya v energosistemakh* [Asynchronous switching on and resynchronization in power systems]. Moscow, Energy Publ., 1977, 176 p. (In Russian)
28. Recloser as a new level of automation and control of 6(10) kV overhead lines. Available at: <http://www.news.elteh.ru/arh/2005/33/11.php> (accessed 15 July 2021). (In Russian)
29. Fishov A.G., Ghulomzoda A.Kh., Kasobov L.S. Decentralized reconfiguration of a Microgrid electrical network using reclosers. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta* [Proceedings of Irkutsk State Technical University], 2020, vol. 24, no. 2, pp. 382-395. (In Russian) doi: 10.21285/1814-3520-2020-2-382-395
30. Ghulomzoda A., Gulakhmadov A., Fishov A., Safaraliev M., Chen X., Rasulzoda Kh., Gulyamov K., Ahyoev J. Recloser-Based Decentralized Control of the Grid with Distributed Generation in the Lahsh District of the Rasht Grid in Tajikistan, Central Asia. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 14, pp. 3673. doi: 10.3390/en13143673

Гулумзода А.Х., Сафаралиев М.Х., Люханов Е.А. Модифицированный способ синхронизации Microgrid с внешней изолированной энергосистемой // Электротехнические системы и комплексы. 2021. № 3(52). С. 72-80. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-72-80](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-72-80)

Ghulomzoda A.H., Safaraliev M.Kh., Lyukhanov E.A. Modified Method for Synchronizing Microgrid with an External Isolated Power System. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы* [Electrotechnical Systems and Complexes], 2021, no. 3(52), pp. 72-80. (In Russian). [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3\(52\)-72-80](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-3(52)-72-80)