

УДК 621.31

ББК 31.27

Е.В. ЖИЛИН, А.Д. МАЛЫШЕВА, И.А. БЕЛОУСОВ

РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ УЧАСТКА СЕТИ 10 кВ С УПРАВЛЯЕМЫМ НАКОПИТЕЛЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Ключевые слова: имитационное моделирование, накопитель электроэнергии, потери активной мощности, потери электроэнергии, распределительная сеть, система управления, электроэнергетические системы.

В настоящее время наблюдается тенденция к применению новых подходов в оптимизации баланса мощностей и снижении потерь электрической энергии в распределительных сетях 10 кВ, что отражено в обновленных федеральных стандартах и стандартах ПАО «Россети». В связи с этим становятся актуальными вопросы применения управляемых накопителей электроэнергии.

Цель исследования – оценка влияния управляемого накопителя электроэнергии на режим работы распределительной сети.

Материалы и методы. В работе используются методы имитационного моделирования: разрабатываются имитационные модели участка распределительной сети и управляемого накопителя электроэнергии в среде динамического моделирования MATLAB/Simulink с использованием типовых математических блоков базовых библиотек Simulink. Участок распределительной сети представляется шестью трансформаторными подстанциями 10/0,4 кВ, которые подключены к источнику питания по магистральной схеме электроснабжения.

Управляемый накопитель электроэнергии реализуется в модели подсистемой хранения электроэнергии и объединяет в себе подсистему батареи, которая состоит из восьми ячеек, последовательно включенных Li-Ion аккумуляторных батарей с DC-DC преобразователями, и подсистему контроллера с ПИ-регуляторами тока и напряжения. Обмен энергией между сетью и накопителем реализуется в модели посредством AC-DC преобразователя с промежуточным звеном постоянного тока С0. Использование управляемого накопителя электроэнергии в такой системе предполагается в качестве дополнительного источника электрической энергии. Выполняется математическое описание взаимосвязи физических параметров сети электроснабжения и управляемого накопителя электроэнергии.

Результаты исследования. На базе разработанной имитационной модели проведено исследование возможности повышения эффективности работы электроэнергетической системы за счет использования управляемого накопителя электроэнергии. Проведено наблюдение переходных процессов в управляемом накопителе электроэнергии посредством измерения таких параметров аккумуляторной батареи, как состояние заряда SOC, %, напряжение V_B , В и ток I_B , А. Проведены измерения напряжения и мощности в узлах на сторонах низшего (0,4 кВ) и высшего (10 кВ) напряжения.

Выводы. Результаты анализа имитационного моделирования распределительной сети с подключенным управляемым накопителем электроэнергии в конце магистральной линии показали повышение эффективности работы системы.

Введение. Современные электроэнергетические системы сталкиваются с рядом таких проблем, как нестабильность сети, рост энергопотребления и потерь мощности [1], отклонение напряжения в узлах и изменения климата [7, 9]. Согласно новой Энергетической стратегии России¹, одним из способов повышения

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утв: распоряжение Правительства Рос. Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р // Собрание законодательства РФ. 2020 г. № 24. Ст. 3847.

эффективности работы энергосистемы является использование накопителей электроэнергии [6, 8]. Эти устройства представляют собой важное средство для повышения надежности и устойчивости современных систем электроснабжения [10]. Использование накопителя электроэнергии позволяет: амортизировать сглаживание пиков нагрузки, увеличить устойчивость системы электроснабжения, интегрировать возобновляемые источники энергии в сеть [16], снизить потери мощности в сетевых элементах, повысить автономность работы локальной сети [11].

При внедрении систем накопления электроэнергии необходимо учитывать такие параметры, как плотность энергии, удельная мощность, срок службы, рабочий цикл, время реакции системы, коэффициент преобразования, а также техническое обслуживание и воздействие на окружающую среду [12].

Среди существующих на сегодняшний день способов накопления электроэнергии, к которым относят: механические, химические, электрические, электрохимические, термические и термохимические [2, 15, 17], системы хранения электроэнергии на базе литий-ионных аккумуляторных батарей, получили наибольшее распространение в электроэнергетике. Это обусловлено их надежностью, простотой управления, высокой плотностью накопления энергии, высокой удельной энергией, длительным сроком службы батареи, высокой энергоэффективностью рабочего цикла, быстротой реакции системы на управляющее воздействие и низкой скоростью саморазряда [4]. Однако существуют некоторые сложности с их внедрением, связанные с высокой стоимостью материалов и их свойствами. Li-Ion накопитель электроэнергии подвержен перегревам, а также возможны внутренние короткие замыкания при процессах перезаряда.

Для оптимизации циклов заряда и разряда накопителя электроэнергии и синхронизации его с сетью необходимо использование системы управления. Управляемый накопитель электроэнергии (УНЭ) способен забирать энергию из системы, когда потребление энергии значительно ниже, чем количество произведенной энергии, и отдавать энергию в сеть в часы повышенного спроса на нее. Это обеспечивает гибкость системы с точки зрения энергопотребления [5].

Цель исследования – оценка влияния УНЭ на режим работы распределительной сети 10 кВ.

Материалы и методы. С целью исследования влияния УНЭ на распределительную сеть 10 кВ предлагается разработка имитационных моделей распределительной сети 10/0,4 кВ и УНЭ в среде динамического моделирования *MATLAB/Simulink*. Разработанная имитационная модель представлена на рис. 1.

На имитационной модели (рис. 1) распределительная сеть представлена шестью трансформаторными подстанциями 10/0,4 кВ, которые подключены по магистральной схеме электроснабжения от источника питания. Источник трехфазного переменного напряжения выполняется блоком *3-phase Source*, номинальным напряжением 10 кВ. Линии электропередач, соединяющие источник питания и трансформаторные подстанции между собой, моделируются блоками *Line (Three-Phase Series RLC Branch)* с учетом активных и реактивных

сопротивлений линий. Трансформаторные подстанции представлены блоками T (*Three-Phase Transformer*), в которых задаются параметры схемы замещения и напряжения обмоток трансформаторов. Активно-реактивные элементы S (*Three-Phase Parallel RLC Load*), подключенные к шинам 0,4 кВ трансформаторной подстанции, моделируют нагрузку распределительной сети. Подсистема *Nodes 3-5* содержит участок распределительной сети с третьей по пятую подстанциями включительно.

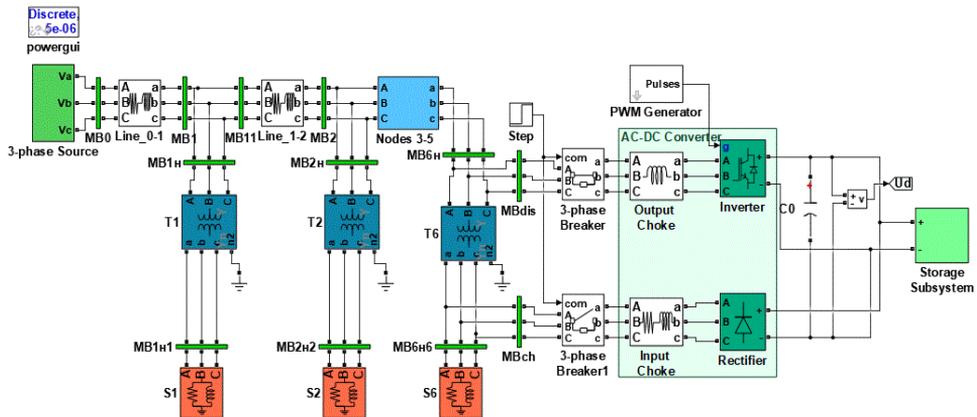


Рис. 1. Имитационная модель участка распределительной сети и УНЭ

Измерение основных параметров (ток, напряжение, мощность) в различных точках распределительной сети выполняется блоками *Three-Phase V-I Measurement* и *Power Calcul* (рис. 2), которые обозначаются на схеме как MB , MBn , $MBch$, $MBdis$.

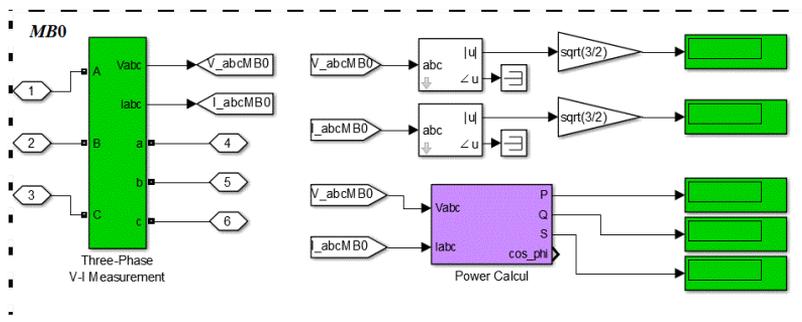


Рис. 2. Подсистема измерительной шины $MB0$

Подключение подсистемы УНЭ (рис. 1) выполняется на шине 0,4 кВ на шестой подстанции, которая является крайней в магистральной линии. Это выполняется посредством преобразователя *AC-DC Converter* на базе стандартного неуправляемого диодного выпрямителя с мостовой схемой выпрямления со звеном постоянного тока $C0$ и стандартного мостового трехфазного инвертора с ШИМ-управлением [3] для связи системы УНЭ с сетью. Подавление

высших гармонических составляющих сигнала на входе выпрямителя *Rectifier* осуществляют входные фильтры *Input Choke*, установленные в каждой фазе. Для сглаживания пульсаций на выходе инвертора используются сглаживающие дроссели *Output Choke*, подключенные к каждой из трех фаз. Переключением процессов накопления и отдачи энергии УНЭ выполняют трехфазные расцепители *3-phase Breaker* с нормально разомкнутыми и нормально замкнутыми контактами соответственно: на вход подается сигнал блока *Step = 0* – преобразователь работает в режиме инвертирования, на вход подается сигнал *Step = 1* – преобразователь работает в режиме выпрямления.

Взаимосвязь между напряжением сети и напряжением *AC-DC*-преобразователя с учетом сбалансированного напряжения сети и входных дросселей описывается следующим выражением [13]:

$$U_{CABC} = R_{CABC}i_{CABC} + L_{CABC} \frac{di_{CABC}}{dt} + u_{CABC},$$

где U_{CABC} – трехфазное напряжение сети на входе выпрямителя, В; i_{CABC} – трехфазный ток, протекающий со стороны сети, А; R_{CABC} – активное сопротивление трех фаз входного фильтра, Ом; L_{CABC} – индуктивность трех фаз входного фильтра, Гн; u_{CABC} – трехфазное напряжение со стороны выпрямителя, В.

Динамические изменения мощности в звене постоянного тока описываются следующим соотношением:

$$C_0 U_{DC} = \frac{dU_{DC}}{dt} = P_C = P_{PEK} - P_{HAГP},$$

где U_{DC} – напряжения звена постоянного тока, В; P_C – мощность конденсатора, представленная разностью запасенной мощности и мощности нагрузки, подключенной параллельно конденсатору, Вт; P_{PEK} – мощность, запасенная конденсатором, Вт; $P_{HAГP}$ – мощности нагрузки, $P_{HAГP} = U_{DC} I_{DC}$, Вт.

Моделирование подсистемы УНЭ осуществляется блоком *Storage Subsystem* (рис. 3), который состоит из двух основных подсистем аккумуляторной батареи *Battery Subsystem* и ее системы управления *Battery Controller*.

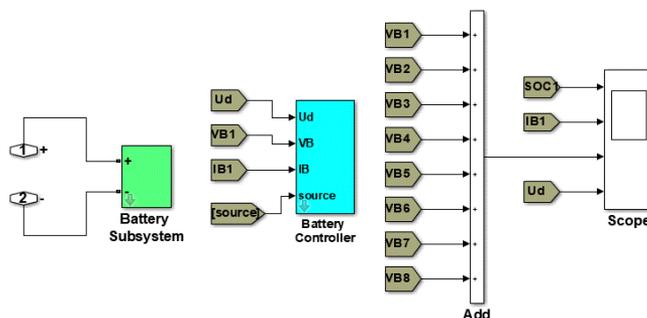


Рис. 3. Подсистема УНЭ *Storage Subsystem*

В подсистеме *Battery Subsystem* (рис. 4) ячейки аккумуляторной батареи с одинаковыми техническими параметрами (табл. 1), управление каждой из которых выполняется посредством модульного многоуровневого одноплечевого

преобразователя *DC-DC-Converter* на базе *MOSFET*-транзисторов (*Mosfet*) с включением обратных диодов и параллельных конденсаторов *C*, соединены последовательно. Использование преобразователя необходимо для согласования по напряжению промежуточного звена постоянного тока и напряжения аккумуляторной батареи [14, 18, 19]. Параметры из табл. 1 вводятся в окна блоков *Battery* имитационной модели.

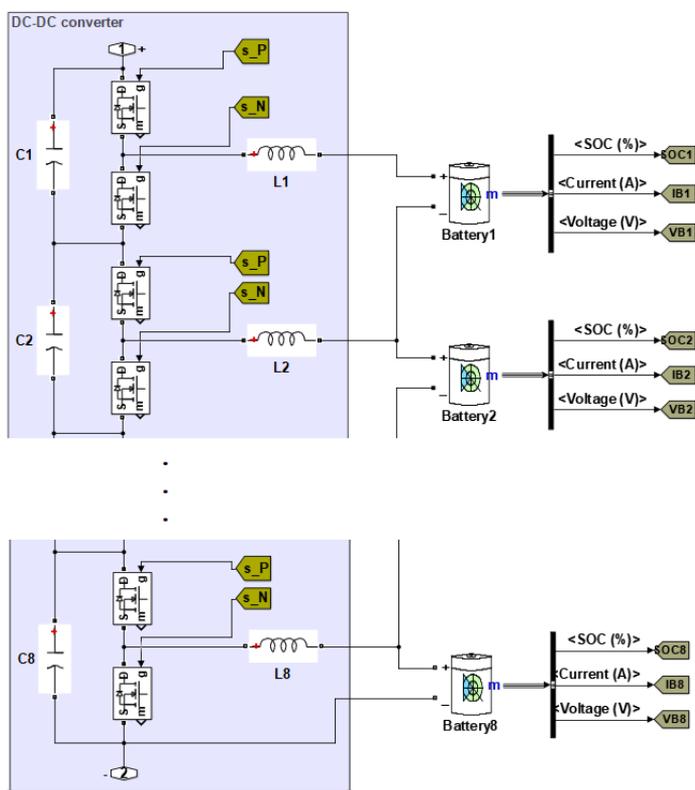


Рис. 4. Подсистема батареи *Battery Subsystem*

Таблица 1

Технические параметры одного модуля аккумуляторной батареи

Параметр	Обозначение	Значение	Единица
Номинальное напряжение батареи	V_B	48	В
Номинальная емкость батареи	C_B	100	А·ч
Номинальная мощность батареи	P_B	4,8	кВт
Рабочий диапазон напряжения	$V_{РАБ}$	40–54	В

Управление процессами заряда и разряда аккумуляторной батареи *Battery* осуществляется соответствующим блоком *Battery Controller*, подсистема которого приведена на рис. 5. В окно ввода параметров блока подсистемы вводятся значения пропорционального и интегрального коэффициентов ПИ-регуляторов напряжения заряда, разряда и ПИ-регулятора тока.

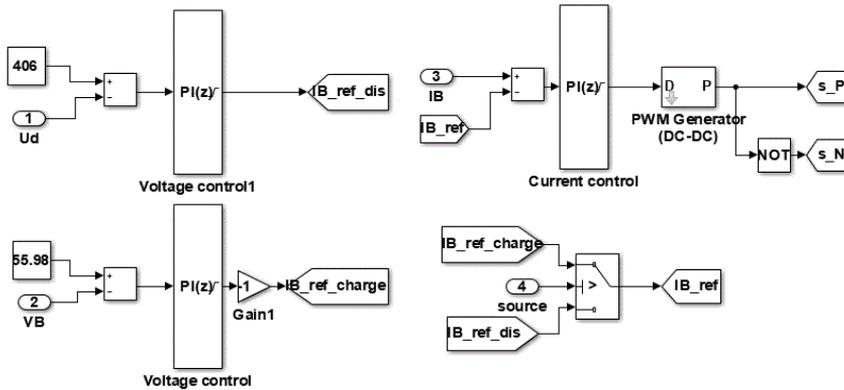


Рис. 5. Подсистема контроллера батареи *Battery Controller*

В подсистеме *Battery Controller* осуществляется управление по напряжению и току в режимах заряда и разряда УНЭ. Эту функцию моделируют блоки ПИ-контроллеров *Voltage Control* и *Current Control*. Коэффициенты ПИ-регуляторов напряжения определяются из следующих соотношений:

$$K_{П, Uch} (V_B^* - V_B) + K_{И, Uch} \int (V_B^* - V_B) dt = 0;$$

$$K_{П, Udis} (U_{DC}^* - U_{DC}) + K_{И, Udis} \int (U_{DC}^* - U_{DC}) dt = 0,$$

где $K_{П, Uch}$, $K_{И, Uch}$ – пропорциональный и интегральный коэффициенты ПИ-регулятора напряжения заряда аккумуляторной батареи; $K_{П, Udis}$, $K_{И, Udis}$ – пропорциональный и интегральный коэффициенты ПИ-регулятора напряжения разряда аккумуляторной батареи; $V_B^* = \text{const}$ – напряжения одной ячейки батареи из рабочего диапазона, В; V_B – мгновенное значение напряжения одной ячейки батареи, В; $U_{DC}^* = \text{const}$ – опорное напряжение, В; U_{DC} – напряжение в звене постоянного тока, В;

Коэффициенты ПИ-регулятора тока определяются как

$$K_{П, I} (I_B - I_{B, ref}) + K_{И, I} \int (I_B - I_{B, ref}) dt = 0,$$

где $K_{П, I}$ и $K_{И, I}$ – пропорциональный и интегральный коэффициенты ПИ-регулятора тока; $I_{B, ref}$ – опорное значение тока, А; I_B – мгновенное значение тока батареи, А.

На вход ПИ-регулятора напряжения блока *Voltage Control* подается сигнал рассогласования по напряжению двух сигналов: напряжения из рабочего диапазона одной ячейки батареи $V_B^* = \text{const} = 52,98$ В и мгновенного значения напряжения батареи V_B . На выходе регулятора формируется значение опорного напряжения зарядного тока УНЭ. На вход ПИ-регулятора напряжения блока *Voltage Control1* подается сигнал рассогласования между напряжением звена постоянного тока U_{DC} и напряжением на нагрузке U_{load} , в результате чего на выходе формируется значение опорного напряжения разрядного тока УНЭ. Сигнал, соответствующий разности измеренного значения тока аккумуляторной батареи и опорного значения с выхода регуляторов напряжения УНЭ *Voltage Control* или *Voltage Control1* (в зависимости от режима работы

УНЭ), поступает на блок ПИ-регулятора тока *Current Control*, выходной сигнал которого формирует задание для блока ШИМ (*PWM-Generator*). Блок ШИМ осуществляет управление вентилями *DC-DC*-преобразователя.

Результаты исследования. Для оценки возможности компенсации потерь напряжения и активной мощности в узлах сети электроснабжения при помощи УНЭ проведено имитационное моделирование для двух случаев работы сети электроснабжения: без УНЭ, а затем с подключенным УНЭ в режиме разряда. Время моделирования составляет $t = 20$ с. Результаты имитационного моделирования представлены на рис. 6.

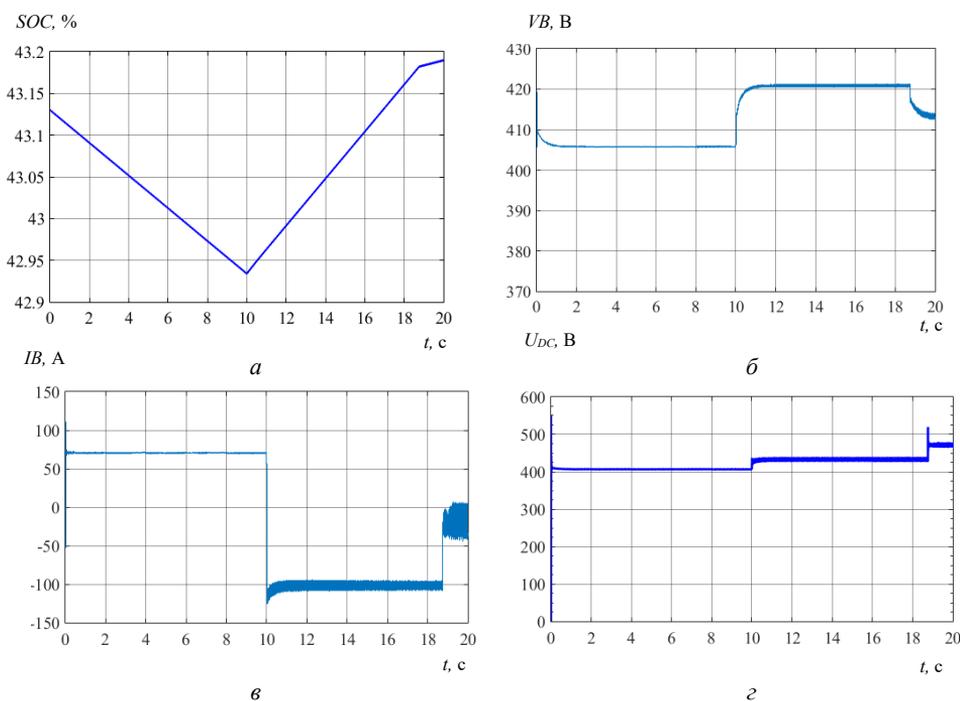


Рис. 6. Графические результаты имитационного моделирования:

а – состояние заряда УНЭ; *б* – изменение напряжения на УНЭ;

в – изменение тока, протекающего в УНЭ;

г – изменение напряжения на емкости *C0*

Как видно из графиков (рис. 6), в интервале времени $t_1 = 0 \dots 10$ с открыты ключи MOSFET-транзисторов инвертора *AC-DC* преобразователя; энергия движется в направлении от УНЭ к сети; состояние заряда *SOC%* (рис. 6, *а*) уменьшается; уровень напряжения аккумуляторной батареи (рис. 6, *б*) в этот период составляет $V_{Bdis} = 406$ В; ток разряда УНЭ (рис. 6, *в*) устанавливается на значении $I_{Bdis} = 70$ А. Напряжение емкости *C0* (рис. 6, *г*) равно напряжению разряда аккумуляторной батареи $U_{DC} = V_{Bdis} = 406$ В. В интервале времени $t_2 = 10 \dots 20$ с трехфазный диодный мост *AC-DC* преобразователя находится в проводящем состоянии; энергия сети передается УНЭ. Напряжение на емкости *C0* возрастает и устанавливается на значении $U_{DC} = 430$ В. Поэтому состояние заряда *SOC%* аккумуляторной батареи увеличивается, ток заряда аккумуляторной

батареи составляет $I_{Bch} = -100$ А. Уровень напряжения аккумуляторной батареи устанавливается на отметке $V_B = 421$ В. В момент времени $t_1 = 18,6$ с возрастает количество энергии, передаваемое из сети, напряжение звена постоянного тока возрастает до $V_B = 471$ В; при этом напряжение аккумуляторной батареи снижается до уровня $V_B = 414$ В.

В процессе имитационного моделирования также были проведены измерения напряжения и мощности в узлах на сторонах низшего и высшего значений напряжения. Результаты измерений приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты имитационного моделирования участка сети 10 кВ

Моделирование	№ п/п	Напряжение		Мощность					
		ВН в узле	НН на нагрузке	в линии			в узле на стороне НН		
		$U_{Вн}$, кВ	$U_{Нн}$, кВ	P , кВт	Q , квар	S , кВА	$P_{Нн}$, кВт	$Q_{Нн}$, квар	$S_{Нн}$, кВА
Моделирование без УНЭ	0	10,2	–	890,6	677,7	1119	–	–	–
	1	9,75	372,5	850,7	648,5	1070	26,22	19,67	32,78
	2	9,45	359,3	798	607,9	1003	465,1	410,2	620,2
	3	9,27	355,0	314,2	174,7	359,5	67,2	39,9	78,12
	4	9,09	350,3	240,9	129,2	273,4	94,9	46,0	105,5
	5	8,97	343,0	142,7	79,1	163,2	27,71	11,81	30,12
	6	8,89	340,7	113,3	64,86	130,6	111,7	60,29	126,9
Моделирование с УНЭ	0	10,2	–	853,2	665,4	1082	–	–	–
	1	9,81	372,6	813,7	620,7	1023	26,22	19,67	32,78
	2	9,55	359,5	761,9	580,3	957,7	465,2	410,2	620,2
	3	9,42	355,0	277,1	157,9	318,9	67,19	39,86	78,12
	4	9,30	350,3	204,5	117,7	235,9	94,92	45,97	105,5
	5	9,43	363,0	108,2	61,7	124,5	27,7	11,8	30,11
	6	9,88	370,4	78,8	44,9	90,7	111,7	60,26	126,9

Выводы. Результаты имитационного моделирования распределительной сети с подключением УНЭ в конце магистральной линии показали повышение эффективности работы системы. Он выступил в качестве дополнительного источника питания, повысив напряжение в узлах и сгенерировал 30% от потребляемой мощности в шестой подстанции. Снижение потребления мощности на последней подстанции магистрали привело к снижению уровня протекающей мощности в линиях от источника к узлам нагрузки. Использование УНЭ способствовало повышению напряжения в узлах, снижению потерь мощности в элементах сети, повышению устойчивости работы системы электроснабжения. Однако УНЭ имеет ряд недостатков, указанных выше, поэтому для повышения окупаемости его работы необходимо разработать систему управления накопителем, которая позволит оптимизировать процессы заряда и разряда, учитывать изменение климата и перепады потребления мощности, а также управлять потоками реактивной мощности в распределительной сети.

Литература

1. Авербух М.А., Жилин Е.В., Сизганова Е.Ю., Абдулваххаб М.В. Выбор узлов подключения распределенной генерации в сетях Республики Ирак // Электротехнические системы и комплексы. 2020. № 2(47). С. 4–10. DOI: 10.18503/2311-8318-2020-2(47)-4-10.

2. Калимуллин Л.В., Левченко Д.К., Смирнова Ю.Б., Тузикова Е.С. Приоритетные направления, ключевые технологии и сценарии развития систем накопления энергии // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2019. № 1. С. 42–54. DOI: 10.17588/2072-2672.2019.1.042-054.
3. Коробко Г.И., Шилов М.П., Коробко И.Г. Разработка систем управления преобразователем частоты для дизель-генератора с изменяемой частотой вращения и их сравнительный анализ // Вестник Чувашского университета. 2019. № 3. С. 97–109.
4. Орлов А.И., Воробьев К.М., Гарипов И.Х., Самойлов К.А. Снижение стоимости электроэнергии для потребителей за счет использования накопителей энергии // Вестник Чувашского университета. 2020. № 1. С. 123–135.
5. Орлов А.И., Гарипов И.Х., Самойлов К.А. Алгоритм управления накопителем для сглаживания пикового потребления электроэнергии // Вестник Чувашского университета. 2020. № 1. С. 136–144.
6. Павлов А. Развитие систем накопления энергии в мире: от концепций до проектов // Электроэнергия. Передача и распределение. 2020. № 2. С. 12–17.
7. Сидоров С.В., Сушков В.В., Сухачев И.С. Разработка методики определения места однофазного замыкания на землю воздушной линии электропередачи напряжением 6(10) кВ с учетом климатических факторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331, № 2. С. 115–123. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2486.
8. Соснина Е.Н., Шалухо А.В., Эрдили Н.И. Повышение эффективности использования возобновляемых источников энергии в составе виртуальной электростанции на основе мультиагентного управления // Вестник Чувашского университета. 2022. № 3. С. 103–113. DOI: 10.47026/1810-1909-2022-3-103-113.
9. Счастный В.П., Жуковский А.И. Взаимовлияние режимов регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 3. С. 239–249. DOI: 10.21122/1029-7448-2021-64-3-239-249.
10. Baumann A.E., Burns D.A., Liu B., Thoi V.S. Metal-organic framework functionalization and design strategies for advanced electrochemical energy storage devices. *Communications Chemistry*, 2019, vol. 2(1), p. 86. DOI 10.1038/s42004-019-0184-6.
11. Duffner F., Duffner F., Kronmeyer N. et al. Post-lithium-ion battery cell production and its compatibility with lithium-ion cell production infrastructure. *Nature Energy*, 2021, vol. 6(2), pp. 123–134.
12. Eroğlu F., Kurtoglu M., Vural A.M. Bidirectional DC–DC converter based multilevel battery storage systems for electric vehicle and large-scale grid applications: A critical review considering different topologies, state-of-charge balancing and future trends. *IET Renewable Power Generation*, 2021, vol. 15 (5), pp. 915–938. DOI 10.1049/rpg2.12042.
13. Gui Y., Blaabjerg F., Wang X. et al. Improved DC-link voltage regulation strategy for grid-connected converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2020, vol. 68(6), pp. 4977–4987.
14. Kadam A.H., Williamson S.S. A common DC-bus-configured traction motor emulator using a virtually isolated three-phase AC-DC bidirectional converter. *IEEE Access*, 2021, vol. 9, pp. 80621–80631.
15. Koohi-Fayegh S., Rosen M.A. A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 2020, vol. 27, p. 101047.
16. Mahon H., O'Connor D., Friedrich D., Hughes B. A review of thermal energy storage technologies for seasonal loops. *Energy*, 2022, vol. 239, p. 122207.
17. Olabi A.G., Onumaegbu C., Wilberforce T. et al. Critical review of energy storage systems. *Energy*, 2021, vol. 214, p. 118987. DOI 10.1016/j.energy.2020.118987.
18. Safayatullah M., Elrais M.T., Ghosh S. et al. A comprehensive review of power converter topologies and control methods for electric vehicle fast charging applications. *IEEE Access*, 2022, vol. 10, pp. 40753–40793.
19. Tashakor N., Keshavarzi D., Iraj F. et al. Voltage estimation in combination with level-adjusted phase-shifted-carrier modulation (LA-PSC) for sensor less balancing of diode-clamped modular multilevel converters (MMCs). *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2022, vol. 38(4), pp. 4267–4278.

ЖИЛИН ЕВГЕНИЙ ВИТАЛЬЕВИЧ – кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики и энергоэффективности горной промышленности, Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС», Россия, Москва (zhilinevg@mail.ru; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2076-6463>).

МАЛЫШЕВА АЛЬВИНА ДМИТРИЕВНА – аспирантка кафедры технической кибернетики, Белгородский государственный технологический университет имени В.Г. Шухова, Россия, Белгород (kuznetsova.alvina@yandex.ru; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6001-5074>).

БЕЛОУСОВ ИГОРЬ АЛЕКСАНДРОВИЧ – аспирант кафедры технической кибернетики, Белгородский государственный технологический университет имени В.Г. Шухова, Россия, Белгород (belousov.i.a@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-9877-5088>).

Evgeniy V. ZHILIN, Alvina D. MALYSHEVA, Igor A. BELOUSOV

**THE SIMULATION MODEL DESIGN
FOR THE SECTION OF 10 kV NETWORK
WITH CONTROLLABLE ENERGY STORAGE DEVICE**

Key words: simulation modeling, electric power storage, active power losses, electric power losses, distribution network, control system, electric power systems.

Currently, there is a tendency to apply new approaches to optimize the capacity balance and reduce electric energy losses in 10 kV distribution networks, which is reflected in the updated federal standards and standards of PJSC "ROSSETI". In this regard, the issues of the use of controlled energy storage devices become relevant.

The study purpose is to assess the impact of a controlled electricity storage device on the operating mode of the distribution network.

Materials and methods. Simulation modeling methods are used in the paper: simulation models of a section of a distribution network and a controlled electric power storage device are developed in the Matlab/Simulink dynamic modeling environment using typical mathematical blocks of Simulink base libraries. The distribution network section is represented by six transformer substations of 10/0.4 kV, which are connected to a power source according to the highway power supply scheme. A controlled electric power storage device is implemented in the model by an electric power storage subsystem and combines a battery subsystem, which consists of eight cells of series-connected Li-Ion batteries with DC-DC converters, and a controller subsystem with PI current and voltage regulators. The energy exchange between the network and the energy storage system is realized in the model by means of an AC-DC converter with an intermediate DC link C0. The controlled electric energy storage device in such system is used as an additional source of electrical energy. A mathematical description of the relationship between the physical parameters of the power supply network and the controlled electric energy storage device is performed.

The work results. On the basis of the developed simulation model, the study of the possibility of increasing the efficiency of the electrical energy system through the use of a controlled electric energy storage device was carried out. Transient processes were observed in a controlled electric power storage by measuring the parameters of the battery such as state of charge SOC, %; voltage V_B , V and current I_B , A. Voltage and power measurements were carried out in nodes on the sides of the lower (0.4 kV) and higher (10 kV) voltage.

Conclusions. The analysis results of simulation of the distribution network with a connected controlled electric energy storage device at the end of the trunk line showed a possible increase in the efficiency of the system.

References

1. Averbukh M.A., Zhilin E.V., Sizganova E.Yu., Abdulvakhkhab M.V. *Iybor uzlov podklyucheniya raspredelennoi generatsii v setyakh Respubliki Irak* [Selection of distributed generation nodes in the networks of republic of Iraq]. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2020, no. 2(47), pp. 4–10. DOI: 10.18503/2311-8318-2020-2(47)-4-10.

2. Kalimullin L.V., Levchenko D.K., Smirnova Yu.B., Tuzikova E.S. *Prioritetnye napravleniya, klyuchevye tekhnologii i stsennarii razvitiya sistem nakopleniya energii* [Priority areas, key technologies and scenarios of energy storage systems' development]. *Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta*, 2019, no. 1, pp. 42–54. DOI: 10.17588/2072-2672.2019.1.042-054.

3. Korobko G.I., Shilov M.P., Korobko I.G. *Razrabotka sistem upravleniya preobrazovatelem chastoty dlya dizel'-generatora s izmenyaemoi chastotoi vrashcheniya i ikh sravnitel'nyi analiz* [Development of control systems of frequency converter for diesel generator with variable frequency rotation and their comparative analysis]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2019, no. 3, pp. 97–109.

4. Orlov A.I., Vorobyev K.M., Garipov I.Kh., Samoilov K.A. *Snizhenie stoimosti elektroenergii dlya potrebiteli za schet ispol'zovaniya nakopitelei energii* [Electricity cost reduction for consumers by using energy stores]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2020, no. 1, pp. 123–135.

5. Orlov A.I., Garipov I.Kh., Samoilov K.A. *Algoritm upravleniya nakopitelem dlya sglazhivaniya pikovogo potrebleniya elektroenergii* [Electric storage control algorithm for smoothing peak electric power consumption]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2020, no. 1, pp. 136–144.

6. Pavlov A. *Razvitie sistem nakopleniya energii v mire: ot kontseptsii do proektov* [Development of energy storage systems in the world: from incept to project]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie*, 2020, no. 2, pp. 12–17.

7. Sidorov S.V., Sushkov V.V., Suhachev I.S. *Razrabotka metodiki opredeleniya mesta odnofaznogo zamykaniya na zemlyu vozduшной linii elektroperedachi napryazheniem 6(10) kV s uchetom klimaticheskikh faktorov* [Development of a method for determining the location of a single-phase ground fault of an overhead power line 6(10) kv voltage considering climatic factors]. *Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta. Inzhiniring geoesursov*, 2020, vol. 331. no. 2, pp. 115–123. DOI: 10.18799/24131830/2020/2/2486.

8. Sosnina E.N., Shaluhu A.V., Erdili N.I. *Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya vozobnovlyayemykh istochnikov energii v sostave virtual'noi elektrostantsii na osnove mul'tiagentnogo upravleniya* [Increasing the efficiency of renewable energy sources in a virtual power plant based on multiagent control]. *Vestnik Chuvashskogo universiteta*, 2022, no. 3, pp. 103–113. DOI: 10.47026/1810-1909-2022-3-103-113.

9. Schastnyi V.P., Zhukovskii A.I. *Vzaimovliyaniye rezhimov regulirovaniya napryazheniya i kompensatsii reaktivnoi moshchnosti v elektricheskikh setyakh promyshlennykh predpriyatii* [On the mutual influence of voltage control modes and the compensation of reactive power in the electrical networks of industrial enterprises]. *Energetika. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii i energeticheskikh ob'edinenii SNG*, 2021, vol. 64. no. 3, pp. 239–249. DOI: 10.21122/1029-7448-2021-64-3-239-249.

10. Baumann A.E., Burns D.A., Liu B., Thoi V.S. Metal-organic framework functionalization and design strategies for advanced electrochemical energy storage devices. *Communications Chemistry*, 2019, vol. 2(1), p. 86. DOI 10.1038/s42004-019-0184-6.

11. Duffner F., Duffner F., Kronmeyer N. et al. Post-lithium-ion battery cell production and its compatibility with lithium-ion cell production infrastructure. *Nature Energy*, 2021, vol. 6(2), pp. 123–134.

12. Eroğlu F., Kurtoğlu M., Vural A.M. Bidirectional DC–DC converter based multilevel battery storage systems for electric vehicle and large-scale grid applications: A critical review considering different topologies, state-of-charge balancing and future trends. *IET Renewable Power Generation*, 2021, vol. 15 (5), pp. 915–938. DOI 10.1049/rpg2.12042.

13. Gui Y., Blaabjerg F., Wang X. et al. Improved DC-link voltage regulation strategy for grid-connected converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2020, vol. 68(6), pp. 4977–4987.

14. Kadam A.H., Williamson S.S. A common DC-bus-configured traction motor emulator using a virtually isolated three-phase AC-DC bidirectional converter. *IEEE Access*, 2021, vol. 9, pp. 80621–80631.

15. Koohi-Fayegh S., Rosen M.A. A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 2020, vol. 27, p. 101047.

16. Mahon H., O'Connor D., Friedrich D., Hughes B. A review of thermal energy storage technologies for seasonal loops. *Energy*, 2022, vol. 239. p. 122207.

17. Olabi A.G., Onumaegbu C., Wilberforce T. et al. Critical review of energy storage systems. *Energy*, 2021, vol. 214. p. 118987. DOI 10.1016/j.energy.2020.118987.

18. Safayatullah M., Elrais M.T., Ghosh S. et al. A comprehensive review of power converter topologies and control methods for electric vehicle fast charging applications. *IEEE Access*, 2022, vol. 10, pp. 40753–40793.

19. Tashakor N., Keshavarzi D., Iraj F. et al. Voltage estimation in combination with level-adjusted phase-shifted-carrier modulation (LA-PSC) for sensor less balancing of diode-clamped modular multilevel converters (MMCs). *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2022, vol. 38(4), pp. 4267–4278.

EVGENIY V. ZHILIN – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Energy and Energy Efficiency of the Mining Industry Department, National University of Science and Technology «MISIS», Russia, Moscow (zhilinevg@mail.ru; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2076-6463>).

ALVINA D. MALYSHEVA – Post-Graduate Student, Technique Cybernetics Department, Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov, Russia, Belgorod (kuznetsova.alvina@yandex.ru; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6001-5074>).

IGOR A. BELOUSOV – Post-Graduate Student, Technique Cybernetics Department, Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov, Russia, Belgorod (belousov.i.a@gmail.com; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-9877-5088>).

Формат цитирования: Жилин Е.В., Мальшева А.Д., Белоусов И.А. Разработка имитационной модели участка сети 10 кВ с управляемым накопителем электроэнергии // Вестник Чувашского университета. – 2024. – № 2. – С. 28–39. DOI: 10.47026/1810-1909-2024-2-28-39.