

## КВАЗИДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СТАРЕНИЯ ЕМКОСТИ Li-ION НАКОПИТЕЛЕЙ

П.Ю. Губин<sup>1</sup>, К.В. Рындина<sup>1</sup>, А.А. Нестеров<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Уральский федеральный университет имени первого Президента России

Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия,

<sup>2</sup> ГК РТСофт-СГ, г. Екатеринбург, Россия

На сегодняшний день Li-Ion накопители электроэнергии представляются все более интересными с точки зрения применения их в электроэнергетике. Появляется новый спектр задач, которые могут быть решены с использованием данного типа устройств, а именно: сокращение затрат на электропотребление, снижение максимумов нагрузок в пиковые часы для выполнения требований к пропускной способности сети, применение в системах возобновляемой генерации. При этом пренебрежение сравнительно быстрым и необратимым старением таких систем приводит к чрезмерно оптимистичным экономическим и техническим оценкам их внедрения, что обуславливает необходимость учета старения систем накопления.

В данной статье предложена методика квазидинамического моделирования деградации Li-Ion накопителей, которая позволяет в отличие от прочих на стадии предварительного анализа оценивать степень старения систем с неравномерным графиком заряда и разряда, и приведены результаты ее апробации.

*Ключевые слова:* система накопления электроэнергии, деградация, старение, моделирование, Li-Ion накопитель электроэнергии, уровень заряда, глубина разряда, цикл работы накопителя.

### Введение

На протяжении последних десятилетий наблюдается все возрастающий интерес к экологическим проблемам, в связи с чем вопросы производства так называемой «зеленой» энергии выходят на лидирующие позиции в обсуждениях энергетики будущего. Активная интеграция солнечной, ветровой и других типов возобновляемой генерации везде, где это возможно и экономически целесообразно, приводит к внедрению и развитию технологий промышленного накопления электроэнергии, которые на сегодняшний день представлены не только привычными гидроаккумулирующими станциями (ГАЭС), но также полноценными линейками средств, аккумулирующих электрическую энергию, основываясь на различных физических принципах [1]. К таким технологиям сегодня относятся маховики, накопители энергии на основе сверхпроводимости, Li-Ion накопители электроэнергии, суперконденсаторы, Redox-накопители и другие [2, 3].

Особое внимание при этом следует уделить именно Li-Ion накопителям, которые обладают по сравнению с другими конкурирующими технологиями рядом преимуществ [4], а именно: высоким КПД, оптимальным временем разряда (от минут до нескольких часов) и быстрым временем заряда, сравнительно малыми габаритами, большим количеством циклов разряда до списания, мобильностью и простотой эксплуатации. Кроме того, в ряду развивающихся технологий накопления электроэнергии именно указанный подход на сегодняшний день более прочих приблизился к полноценному промышленному внедрению. Обозначенные особенности очерчивают область применения

Li-Ion накопителей, и эта область оказывается достаточно обширной, включая в себя применение в электротранспорте [1, 5], обеспечение бесперебойного электроснабжения [6], снижение потерь мощности в сетях [7] и выравнивание графиков нагрузки, что может осуществляться как с целью снижения финансовых затрат на покупку электроэнергии, так и для поддержания параметров электрического режима удаленных и изолированных сетей в области допустимых значений [3, 8, 9].

Внедрение систем накопления электроэнергии (СНЭЭ) в целом и Li-Ion накопителей в частности ставит новые задачи перед инженерами энергосистем, одной из наиболее комплексных среди которых оказывается выбор оптимальной емкости и мощности СНЭЭ [10]. Решение данной задачи, а также задачи моделирования работы накопителя на длительных интервалах времени с помощью квазидинамического моделирования широко применяется при оценке экономической и технической целесообразности внедрения СНЭЭ. В такой постановке задачи, как будет более подробно показано ниже, особенности работы накопителя учитываются в виде ограничений, описывающих те или иные характерные особенности: скорость заряда, скорость разряда, КПД, саморазряд и другие.

Тем не менее Li-Ion накопители обладают таким недостатком, как деградация емкости, которая для данных установок может достигать 20 % за 5 лет хранения и использования [1, 3] и в значительной степени зависит от глубины разряда (DoD) и уровня заряда (SoC) аккумуляторной системы при их эксплуатации, что представляет собой дополнительную трудность при моделировании. Так, существующие подходы к учету старения

накопителей в процессе эксплуатации при квазидинамическом моделировании работы систем на продолжительных интервалах времени (месяцы – годы) обладают рядом недостатков:

1) метод основывается на физическом, химическом и техническом состоянии системы в каждый из моментов времени, что крайне затруднительно реализовать и моделировать на этапе предварительной оценки эффективности и экономичности предлагаемого решения [11–13];

2) метод рассматривает усредненные глубину разряда и уровень заряда для СНЭЭ на протяжении всего жизненного цикла и не позволяет оценить реальный уровень старения систем в динамике, работа которых по своей сути неравномерна и непостоянна [14–16].

Здесь же следует отметить, что, к сожалению, зачастую деградация емкости СНЭЭ не учитывается в расчетах и анализе, это приводит к чрезмерно оптимистичным оценкам проектов по внедрению Li-Ion накопителей для решения экономических и сетевых задач в энергосистемах: деградация накопителя на 20 % за 5 лет с последующим повышением темпов старения может оказаться серьезным препятствием окупаемости проектов и привести к невыполнению технических требований к вводимым системам.

В данной статье излагается методика учета старения СНЭЭ, которая позволяет на основании паспортных параметров Li-Ion накопителя моделировать с помощью эмпирической модели его старение при неравномерном графике циклов заряда-разряда без использования сложного математического аппарата. Представленный подход к моделированию процесса старения накопителей разработан на основе эмпирической модели, описанной в статье [14].

Далее в разделах последовательно рассматриваются следующие вопросы: метод, лежащий в основе предлагаемой методики, развитие методики оценки уровня старения Li-Ion накопителей, пример применения методики, выводы.

### Методика моделирования старения СНЭЭ

Как отмечалось выше, базой для построения новой модели расчета уровня старения Li-Ion накопителя служит эмпирическая модель, предложенная авторами в статье [14] для моделирования  $\text{LiFePO}_4/\text{C}$  СНЭЭ, что хотелось бы подчеркнуть особо. В этой работе авторы предлагают моделировать деградацию двух ключевых параметров СНЭЭ, ограничивающих по мере эксплуатации эффективность данной системы, а именно – емкости и мощности. При этом среди всех влияющих на скорость старения факторов, которые будут перечислены ниже при математической постановке задачи, авторы не рассматривали изменение температуры, т. е. приняли ее постоянной, что допустимо в случае установки систем накопления

внутри помещений. В данном исследовании также не рассматривается снижение максимальной мощности накопителя со временем, поскольку, согласно результатам экспериментов [14], за 20 лет моделируемой работы СНЭЭ ее мощность снизилась только на 5 % от номинального уровня, что представляется несущественным на стадии предварительной оценки окупаемости и эффективности внедрения объекта.

В базисном исследовании результирующая деградация Li-Ion накопителя является суперпозицией двух факторов – естественного старения и наработанного износа.

Уровень естественного старения  $C_{cal}$  не зависит от числа циклов работы накопителя и постепенно возрастает во времени по мере эксплуатации СНЭЭ в зависимости от среднего уровня заряда накопителя  $SOC_a$ . Данная величина определяется по следующему выражению

$$C_{cal} = 0,1723 \cdot e^{0,74 \cdot SOC_a} \cdot \left(\frac{t}{730}\right)^{0,8}, \quad (1)$$

где  $SOC_a$  – средний уровень заряда СНЭЭ на цикле, определяемый по выражению

$$SOC_a = \frac{W_n + W_k}{2 \cdot W_{ном}}, \quad (2)$$

где  $W_k$  – энергия накопителя в конце цикла, кВт·ч;  $W_n$  – энергия накопителя в начале цикла, кВт·ч;  $W_{ном}$  – номинальная емкость накопителя, кВт·ч.

Наработанный износ  $C_{сус}$  определяется числом циклов  $n_{сус}$  и глубиной разряда на цикле  $DoD$ . Данная величина определяется по следующему выражению

$$C_{сус} = 0,021 \cdot e^{-1,95 \cdot SOC_a} \times (100 \cdot DoD)^{0,717} \cdot n_{сус}^{0,5}, \quad (3)$$

где  $DoD$  – глубина разряда на цикле разряда, о.е.; определяемая на основании выражения

$$DoD = 1 - SOC_a; \quad (4)$$

$n_{сус}$  – число циклов от начала эксплуатации с заданными параметрами заряда ( $SOC_a, DoD$ ).

Таким образом, уровень деградации для момента  $t$  можно определить, суммируя величины, вычисленные по выражениям (1) и (3), по формуле

$$Deg_t = C_{сус_t} + C_{cal_t}. \quad (5)$$

При этом рабочую емкость СНЭЭ можно рассчитывать для момента  $t$  следующим образом:

$$C_t = C_{ном} - Deg_t. \quad (6)$$

Описанная методика, предложенная в [14], обладает уже указанным ранее недостатком – позволяет производить расчет уровня деградации только для усредненных значений уровня заряда и глубины разряда для всего периода работы. В тех же случаях, когда график зарядов и разрядов накопителей оказывается непостоянным, например, при решении задачи ограничения перетоков мощности по питающим ЛЭП, такой подход может оказаться неприемлемым – необходимо учитывать инерционность процессов деградации во времени.

В данном исследовании представлено развитие описанной выше методологии, которое позволяет перейти в рамках той же эмпирической модели от усредненного прогноза на некоторый период к оценкам уровня старения для каждого интересующего момента времени.

## Развитие методики оценки уровня старения СНЭЭ

**Задача.** Требуется для некоторого момента времени  $t_i$  оценить деградацию емкости Li-Ion накопителя с учетом неравномерности предшествующего графика циклов заряда-разряда.

**Математический метод.** В данной работе предлагается использовать метод квазидинамического моделирования, который заключается в последовательном расчете уровня деградации параметров СНЭЭ для каждого момента времени  $t_i$  на интервале  $T$ .

**Рекуррентные выражения.** Для перехода к квазидинамической модели процесса, предлагается вычислять уровень деградации емкости накопителя от каждой из составляющих для момента времени  $t_i$  после  $k$  пройденных циклов в соответствии с выражением

$$C_{t_i} = C_{\text{НОМ}} - \text{Deg}_{t_i, k} = C_{\text{НОМ}} - \left( \text{Deg}_{t_{i-1}, k-1} + \Delta C_{\text{cal } t_i} + \Delta C_{\text{cyc } k} \right), \quad (7)$$

где  $C_{t_i}$  – фактическая величина емкости в момент времени  $t_i$  после  $k-1$  прошедших циклов, % от  $C_{\text{НОМ}}$ ;  $\Delta C_{\text{cal } t_i}$  – снижение емкости накопителя за  $\Delta t = t_i - t_{i-1}$  часов, % от  $C_{\text{НОМ}}$ ;  $\Delta C_{\text{cyc } k}$  – снижение емкости накопителя за цикл  $k$ , % от  $C_{\text{НОМ}}$ .

Основываясь на формуле (1), можно получить рекуррентное выражение для приращения деградации от естественного старения  $\Delta C_{\text{cal } t_i}$  для интервала  $\Delta t_i$ :

$$\begin{aligned} \Delta C_{\text{cal } t_i} = & 0,1723 \cdot e^{0,74 \cdot \text{SOC}_{a_i}} \cdot \left( \frac{1}{730} \left( \sqrt[0,8]{730 \cdot \frac{\text{Deg}_{t_{i-1}, k-1}}{0,1723 \cdot e^{0,74 \cdot \text{SOC}_{a_i}}} + \Delta t} \right)^{0,8} - \right. \\ & \left. - 0,1723 \cdot e^{0,74 \cdot \text{SOC}_{a_i}} \cdot \left( \frac{1}{730} \sqrt[0,8]{730 \cdot \frac{\text{Deg}_{t_{i-1}, k-1}}{0,1723 \cdot e^{0,74 \cdot \text{SOC}_{a_i}}} \right)^{0,8} \right), \end{aligned} \quad (8)$$

где  $\text{SOC}_{a_i}$  – средний уровень заряда СНЭЭ на интервале  $\Delta t_i$ , о.е., определяемый по выражению

$$\text{SOC}_{a_i} = \frac{W_{t_{i-1}} + W_{t_i}}{2 \cdot W_{\text{НОМ}}}, \quad (9)$$

$\Delta t = 1$  – шаг моделирования, ч.

Аналогичным образом, на базе формулы (3) выводится рекуррентное выражение для приращения деградации от наработанного износа  $\Delta C_{\text{cyc } k}$  для цикла работы  $k$ :

$$\begin{aligned} \Delta C_{\text{cyc } k} = & 0,021 \cdot e^{-1,95 \cdot \text{SOC}_{a_k}} \cdot (100 \cdot \text{DoD}_k)^{0,717} \cdot \sqrt{\left( \frac{\text{Deg}_{t_{i-1}, k-1}}{0,021 \cdot e^{-1,95 \cdot \text{SOC}_{a_k}} \cdot (100 \cdot \text{DoD}_k)^{0,717}} \right)^2 + \Delta n_{\text{cyc}}} - \\ & - 0,021 \cdot e^{-1,95 \cdot \text{SOC}_{a_k}} \cdot (100 \cdot \text{DoD}_k)^{0,717} \cdot \frac{\text{Deg}_{t_{i-1}, k-1}}{0,021 \cdot e^{-1,95 \cdot \text{SOC}_{a_k}} \cdot (100 \cdot \text{DoD}_k)^{0,717}}, \end{aligned} \quad (10)$$

где  $\text{SOC}_{a_k}$  – средний уровень заряда СНЭЭ на цикле  $k$  в интервале от  $t_{i-1}$  до  $t_i$ , о.е., определяемый по выражению

$$\text{SOC}_{a_k} = \frac{W_{t_{i-1}} + W_{t_i}}{2 \cdot W_{\text{НОМ}}}, \quad (11)$$

$\text{DoD}_k$  – глубина разряда СНЭЭ на цикле  $k$  в интервале от  $t_{i-1}$  до  $t_i$ , о.е., определяемая по выражению

$$\text{DoD}_k = 1 - \text{SOC}_k; \quad (12)$$

$\Delta n_{\text{cyc}} = 1$  – шаг учета циклов.

Таким образом, используя выражения (7), (8) и (10), можно смоделировать процесс работы СНЭЭ при алгоритме управления системой любой сложности и оценить конечную величину деградации емкости системы.

**Алгоритм.** На рис. 1 приводится блок-схема моделирования процесса старения Li-Ion накопителя.

В первоначальный момент времени, согласно представленному алгоритму, задаются начальные значения времени  $t$ , номера цикла  $k$  и уровня деградации  $\text{Deg}_{0,0}$ . В общем случае в соответствии со схемой эти величины первоначально равны нулю, что соответствует началу работы нового накопителя электро-энергии.

Расчет производится для всех моментов  $t_i$  в заданном интервале  $T$  и прекращается, когда этот интервал исчерпан, что отражается первым условием на диаграмме. Энергия накопителя в начале и в конце интервала определяется в соответствии с электрической моделью накопителя и режимом его работы, в зависимости от мощности заряда/разряда системы на некотором интервале.

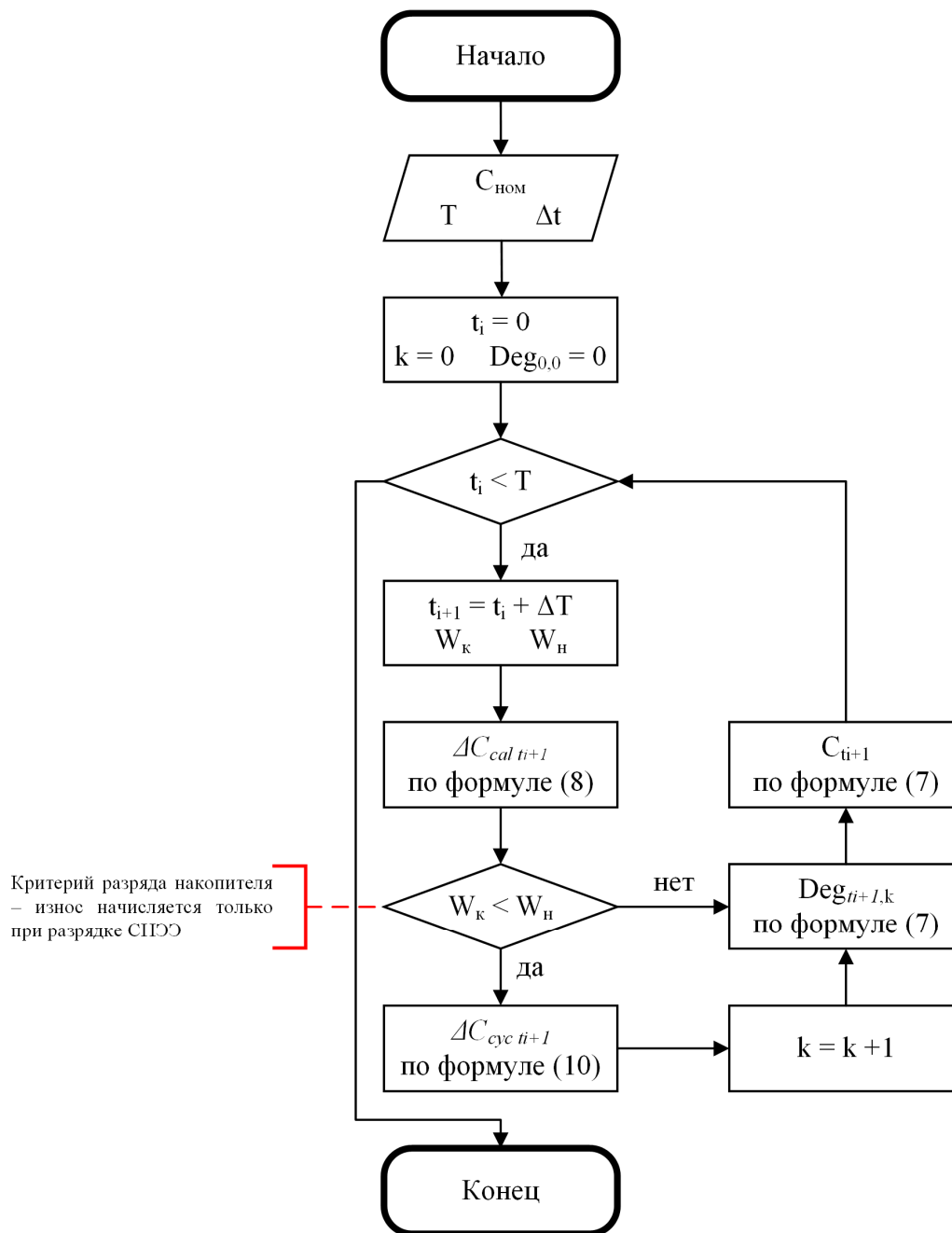


Рис. 1. Блок-схема алгоритма моделирования старения Li-Ion накопителя

Также в данной методике принято, что накопленный износ системы прирастает только в интервалы времени, когда происходит разряд накопителя, что и считается циклом. Данная особенность учитывается вторым условием в блок-схеме, где происходит сравнение энергии в начале и конце интервала. Важно заметить, что условие может быть изменено в зависимости от модели накопителя, поскольку в ряде случаев оно может оказаться некорректным. Например, при простое системы накопления, если учитывается саморазряд системы, происходит постепенная потеря энергии с течением времени, но разрядом СНЭЭ с точки зрения моделирования старения это считать никак нельзя. В таком случае критерий должен быть доработан либо заменен.

*Результат моделирования.* Результат расчета представлен рядом значений уровня снижения емкости накопителя относительно номинальной величины для всех  $t_i$  интервала  $T$ .

#### Применение методики моделирования старения СНЭЭ

В качестве примера применения предлагаемой методики рассмотрим результаты моделирования работы СНЭЭ для  $T = 5$  лет, параметры которой приводятся в табл. 1, для двух сценариев.

Паспортные параметры тестовой СНЭЭ

Номинальная емкость $C_{ном}$ , кВт·ч	Глубина разряда $DoD$ , %	КПД, %	Скорость заряда	Скорость разряда
300	20	98	1С	0,5С

1. *Сценарий А.* В течение 5 лет накопитель разряжается каждый день в период с 12:00 до 13:00 до 20 % своей номинальной емкости, после чего заряжается в период с 13:00 до 15:00 на величину 40 % за час;

2. *Сценарий В.* В течение 5 лет накопитель:

а) в зимний период (с октября по март) разряжается каждый день в период с 9:00 до 10:00 до 20 % своей номинальной емкости, после чего заряжается в период с 10:00 до 12:00 на величину 40 % за час, и в период с 14:00 до 15:00 до 20 % своей номинальной емкости, после чего заряжается в период с 15:00 до 17:00 на величину 40 % за час;

б) в летний период (с апреля по сентябрь) разряжается каждый день в период с 12:00 до 13:00 до 20 % своей номинальной емкости, после чего заряжается в период с 13:00 до 15:00 на величину 40 % за час.

Результаты моделирования представлены графически на рис. 2, где показаны траектории изменения емкости накопителя в рассматриваемый

период, и в табл. 2, которая предоставляет численные данные о состоянии системы в конце периода для двух сценариев работы.

Расчетные данные демонстрируют, что разработанная методика позволяет учесть неравномерный режим работы накопителей. В частности, для сценария В конечный износ оказывается большим, что продемонстрировано численно и графически.

Необходимо обратить внимание на то, что в неизменном виде предлагаемый алгоритм подходит не всем Li-Ion накопителям, поскольку он не учитывает индивидуальные особенности старения тех или иных видов накопителя, которые, как правило, производитель задает в виде гарантийного числа циклов работы при заданных средних уровнях заряда и разряда. Предложенная модель может быть адаптирована пользователем путем изменения первых множителей уравнений (8) и (10), таким образом, чтобы при регулярном разряде за заданное число циклов накопитель достигал нормированного уровня износа.

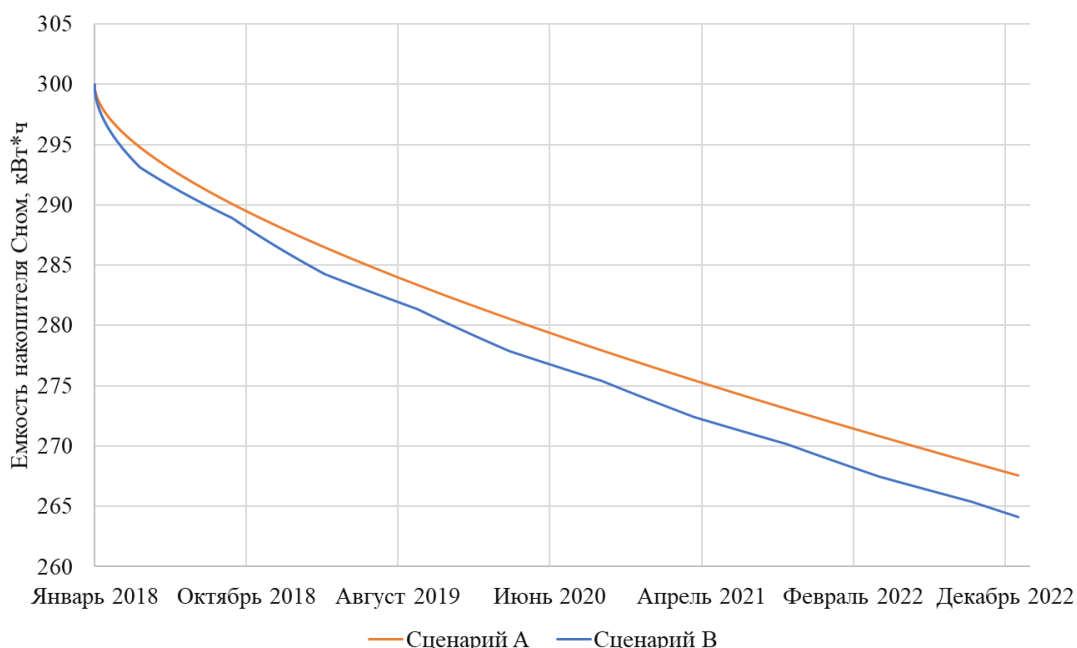


Рис. 2. Траектории деградации емкости СНЭЭ в рассматриваемый период для двух сценариев работы

Таблица 2

Численные данные о состоянии СНЭЭ в конце периода для двух сценариев работы через 5 лет работы

Сценарий	Естественное старение, %	Наработанный износ, %	Уровень деградации емкости, %
А	6,075	4,737	10,812
В	5,754	6,206	11,960

### Заключение

Предлагаемая методика, как показал тестовый расчет, может оказаться полезной при моделировании СНЭЭ в оценочных расчетах эффективности проектов по внедрению Li-Ion накопителей, режим работы которых сложно охарактеризовать некоторыми постоянными характеристиками.

В дальнейшем представляется интересным ввести полную модель накопителя с учетом всех существующих технических особенностей и ограничений для корректного моделирования работы таких систем в задаче расчета режимов и квазидинамическом моделировании энергосистем.

### Литература

1. Milano, F. *Converter-Interfaced Energy Storage Systems* / F. Milano, A.O. Manjavacas. – Cambridge: Cambridge University Press, 2019.
2. Rufer, A. *Energy Storage Systems and Components* / A. Rufer. – Boca Raton: CRC Press Taylor and Francis Group, 2018.
3. Кузнецова, Н.Д. Анализ эффективности применения различных типов аккумуляторных батарей в автономных системах электроснабжения / Н.Д. Кузнецова, С.В. Митрофанов // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2018. – № 25. – С. 48–57.
4. Alotto, P. Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review / P. Alotto, M. Guarnieri, F. Moro // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2014. – Vol. 29. – P. 325–335. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.001
5. Обзор состояния и перспектив тягового электропривода автономного транспорта / М.А. Слепцов, В.И. Нагайцев, В.Г. Комаров, А.В. Банакин // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2016. – № 4. – С. 21–28.
6. Раубаль, Е.В. Перспективы применения накопителей электроэнергии для сетей электроснабжения 0,4 кВ / Е.В. Раубаль, М.А. Ращевская, С.И. Гамазин, С.В. Логинова // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2013. – № 3. – С. 55–57.
7. Лыкин, А.В. Оценка снижения потерь электроэнергии при использовании сетевых накопителей энергии / А.В. Лыкин // *Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития: сб. материалов 18 Всерос. науч.-практ. конф.* – С. 218–224.
8. Никитин, Д.В. О применении накопителей электроэнергии в электроэнергетике / Д.В. Никитин, О.Н. Кузнецов // *Электричество*. – 2007. – № 9. – С. 52–60.
9. Рыбалко, А.Я. Выбор ёмкости накопителя энергии для обеспечения снижения максимума потребляемой мощности / А.Я. Рыбалко, С.В. Дыбрин // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2008. – № 8. – С. 356–361.
10. Mercier, P. Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System / P. Mercier, R. Cherkaoui, A. Oudalov // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2009. – Vol. 24, iss. 3 – P. 1469–1477. DOI: 10.1109/tpwrs.2009.2022997
11. Delacourt, C. Mathematical Modeling of Aging of Li-Ion Batteries / C. Delacourt, M. Safari // *Physical Multiscale Modeling and Numerical Simulation of Electrochemical Devices for Energy Conversion and Storage*. – 2016. DOI: 10.1007/978-1-4471-5677-2\_5
12. Troltsch, U. Characterizing aging effects of lithium ion batteries by impedance spectroscopy / U. Troltsch, O. Kanoun, H.-R. Trankler // *Electrochimica Acta*. – 2005. – Vol. 51, iss. 8–9, 20 January 2006. – Pages 1664–1672 DOI: 10.1016/j.electacta.2005.02.148
13. Spotnitz, R. Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries / R. Spotnitz // *Journal of Power Sources*. – 2003. – Iss. 113 – P. 72–80. DOI: 10.1016/s0378-7753(02)00490-1
14. Degradation Behavior of Lithium-Ion Batteries based on Lifetime Models and Field Measured Frequency Regulation Mission Profile / D.I. Stroe, M. Swierczynski, A.I. Stroe et al. // *IEEE Transactions on Industry Applications*. – 2016. – Vol. 52, iss. 6. – P. 5009–5018. DOI: 10.1109/tia.2016.2597120
15. Batteries 2020 – Lithium-ion battery first and second life ageing, validated battery models, lifetime modelling and ageing assessment of thermal parameters. / J.M. Timmermans, A. Nikolian, J. De Hoog et al. // *18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*. – 2016. DOI: 10.1109/epe.2016.7695698
16. Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of Lithium-ion batteries used in augmented wind power plants / D.I. Stroe, M. Swierczynski, A.I. Stan et al. // *IEEE Transactions on Industry Applications*. – 2014. – Vol. 50, iss. 6 – P. 4006–4017. DOI: 10.1109/tia.2014.2321028

**Губин Павел Юрьевич**, аспирант, кафедра «Автоматизированные электрические системы», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; p-tul@yandex.ru, ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-3736-652X>.

**Рындина Ксения Владимировна**, аспирант, кафедра «Автоматизированные электрические системы», Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург; anohinaksunya@gmail.com, ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0003-4644-8188>.

**Нестеров Артем Александрович**, ведущий специалист, ГК РТСофт-СГ, г. Екатеринбург; nesterov\_aal@rtsoft.ru, ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-4635-5339>.

Поступила в редакцию 30 ноября 2019 г.

---

DOI: 10.14529/power200107

## QUASI-DYNAMIC SIMULATION OF THE LI-ION ENERGY STORAGE SYSTEM CAPACITY DEGRADATION

**P.Yu. Gubin**<sup>1</sup>, p-tul@yandex.ru, ORCID ID: 0000-0002-3736-652X,  
**K.V. Ryndina**<sup>1</sup>, anohinaksunya@gmail.com, ORCID ID: 0000-0003-4644-8188,  
**A.A. Nesterov**<sup>2</sup>, nesterov\_aal@rtsoft.ru

<sup>1</sup> Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russian Federation,

<sup>2</sup> RTSoft-SG, Ekaterinburg, Russian Federation

Li-Ion energy storage systems are currently becoming more and more interesting in terms of their application in power systems engineering. There appeared a new range of tasks that can be solved using such devices appears, i.e. the electrical energy consumption losses reduction, peak loads reduction to meet the network transmission capacity requirements, application in renewable generation systems. However, the neglect of relatively fast and irreversible aging leads to excessively optimistic economic and technical assessments of their implementation, which necessitates to make allowance for their degradation.

The article provides the quasi-dynamic Li-Ion storage systems degradation simulation methodology which allows, unlike others, evaluating the aging degree for systems with uneven charge and discharge graph at the stage of preliminary analysis. The results of the methodology testing are also given.

*Keywords: energy storage system, degradation, aging, simulation, Li-Ion energy storage system, state of charge, depth of discharge, storage system operating cycle.*

### References

1. Milano F., Manjavacas A.O. *Converter-Interfaced Energy Storage Systems*. 1st ed. Cambridge, Cambridge University Press, 2019.
2. Rufer A. *Energy Storage Systems and Components*. 1st ed. Boca Raton, CRC Press Taylor and Francis Group, 2018.
3. Kuznetsova N.D., Mitrofanov S.V. [Analysis of the effectiveness of application of different types of storage batteries in autonomous power systems]. *Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Electrotechnics, Informational Technologies, Control Systems*, 2018, no. 25, pp. 48–57. (in Russ.)
4. Alotto P., Guarnieri M., Moro F. [Redox flow batteries for the storage of renewable energy]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, vol. 29, pp. 325–335. DOI: 10.1016/j.rser.2013.08.001
5. Slepcev M.A., Nagajcev V.I., Komarov V.G., Banakin A.V. [Review of the status and perspectives of electric drive autonomous transport]. *Bulletin of Moscow Power Engineering Institute*, 2016, no. 4, pp. 21–28. (in Russ.)
6. Raubal' E.V., Rashevskaya M.A., Gamazin S.I., Loginova S.V. [Perspectives of storage batteries to be used in terms of power network 0.4 kV]. *Bulletin of Moscow Power Engineering Institute*, 2013, no. 3, pp. 55–57. (in Russ.)
7. Lykin A.V. [Assessment of the reduction of energy losses using network energy storage]. *Sectors of the economy: problems and development perspectives. Infrastrukturnye otrasli ekonomiki: problemy i perspektivy razvitiya: sb. materialov 18 Vseros. nauch.-prakt. konf*, 2018, pp. 218–224. (in Russ.)

8. Nikitin D.V., Kuznecov O.N. [Application of storage systems in the electrical power industry]. *Electricity*, 2007, no. 9, pp. 52–60. (in Russ.)
9. Rybalko A.Ya., Dybrin S.V. [Optimal capacity of the energy storage to decrease peak load]. *Mountain Information and Analysis Bulletin*, 2008, no. 8, pp. 356–361. (in Russ.)
10. Mercier P., Cherkaoui R., Oudalov A. Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2009, vol. 24, iss. 3, pp. 1469–1477. DOI: 10.1109/tpwrs.2009.2022997
11. Delacourt C., Safari M. Mathematical Modeling of Aging of Li-Ion Batteries. *Physical Multiscale Modeling and Numerical Simulation of Electrochemical Devices for Energy Conversion and Storage*, 2016. DOI: 10.1007/978-1-4471-5677-2\_5
12. Troltzsch U., Kanoun O., Trankler H.-R. Characterizing aging effects of lithium ion batteries by impedance. *Electrochimica Acta*, 2005. Vol. 51, iss. 8–9, 20 January 2006, pp. 1664–1672 DOI: 10.1016/j.electacta.2005.02.148
13. Spotnitz R. Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 2003, iss. 113, pp. 72–80. DOI: 10.1016/s0378-7753(02)00490-1
14. Stroe D.I., Swierczynski M., Stroe A.I., Teodorescu R., Laerke R., Carne Kjaer P. Degradation Behavior of Lithium-Ion Batteries based on Lifetime Models and Field Measured Frequency Regulation Mission Profile. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2016, vol. 52, iss. 6, pp. 5009–5018. DOI: 10.1109/tia.2016.2597120
15. Timmermans J.-M., Nikolian A., De Hoog J. et al. Batteries 2020 – Lithium-ion battery first and second life ageing, validated battery models, lifetime modelling and ageing assessment of thermal parameters. *18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, 2016. DOI: 10.1109/epe.2016.7695698
16. Stroe D.I., Swierczynski M., Stan A.-I., Teodorescu R., Andreassen S. J. Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of Lithium-ion batteries used in augmented wind power plants. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2014, vol. 50, iss. 6, pp. 4006–4017. DOI: 10.1109/tia.2014.2321028

Received 30 November 2019

---

#### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Губин, П.Ю. Квазидинамическое моделирование старения емкости Li-Ion накопителей / П.Ю. Губин, К.В. Рындина, А.А. Нестеров // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 56–63. DOI: 10.14529/power200107

#### FOR CITATION

Gubin P.Yu., Ryndina K.V., Nesterov A.A. Quasi-Dynamic Simulation of the Li-Ion Energy Storage System Capacity Degradation. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 56–63. (in Russ.) DOI: 10.14529/power200107

---