

4.3.2. ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИИ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ АГРОПРОМЫШЛЕННОГО КОМПЛЕКСА
(ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ)

Научная статья

УДК 621.311

DOI: 10.53914/issn2071-2243_2025_1_84

EDN: LVAVKY

**Оценка эффективности применения системы накопления
электрической энергии для компенсации потерь напряжения
в воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4 кВ**

Евгений Александрович Извеков^{1✉}

¹ Воронежский государственный аграрный университет имени императора Петра I,
Воронеж, Россия

¹ izvek@yandex.ru[✉]

Аннотация. Для поддержания качественных показателей напряжения у потребителей, подключенных к длинным воздушным линиям (ВЛ) электропередачи напряжением 0,4 кВ, используются различные методы и средства регулирования, в том числе установка на линии системы накопления электрической энергии (СНЭ). Изучение проектной документации и опубликованной технической литературы по рассматриваемой тематике показало, что в настоящий момент как таковые методические рекомендации по определению оптимального места установки СНЭ в воздушных линиях напряжением 0,4 кВ отсутствуют. В некоторых источниках информации указывается, что место установки определяется исходя из топографических особенностей района установки СНЭ. В качестве примера рассмотрена ВЛ № 1, отходящая от ТП №28-47, расположенная в п. Отрадное Новоусманского района Воронежской области, в которой СНЭ установлена в месте критического падения напряжения у опоры № 13. Составлена расчетная схема замещения ВЛ, проведены вычислительные эксперименты режимов работы ВЛ без СНЭ и при установке СНЭ в различных узлах. Анализ результатов расчета режимов показал, что место установки СНЭ в рассматриваемой ВЛ 0,4 кВ выбрано ошибочно. Целесообразнее была бы установка СНЭ в наиболее удаленном узле № 19, так как в данном узле наблюдается самое низкое напряжение. В зависимости от выбранного режима работы требуемая мощность СНЭ при установке ее в узле № 19 должна составлять 16,5–28,0 кВА, в то время как мощность СНЭ при ее фактическом расположении составляет 31,5–50,0 кВА. Таким образом, вычислительные эксперименты доказывают существенное влияние места установки СНЭ на ее требуемую мощность, которая в рассматриваемой проблемной ВЛ 0,4 кВ может быть снижена в 1,91–1,79 раза.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, напряжение, потери напряжения, мощность, система накопления энергии (СНЭ)

Для цитирования: Извеков Е.А. Оценка эффективности применения системы накопления электрической энергии для компенсации потерь напряжения в воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4 кВ // Вестник Воронежского государственного аграрного университета. 2025. Т. 18, № 1(84). С. 84–95. https://doi.org/10.53914/issn2071-2243_2025_1_84–95.

4.3.2. ELECTROTECHNICS, ELECTRICAL EQUIPMENT AND ELECTRICAL
POWER SUPPLY FOR AGRO-INDUSTRIAL COMPLEX (ENGINEERING SCIENCES)

Original article

**Assessment of feasibility of the electrical energy storage system
of compensation for losses in overhead power transmission
lines with voltage of 0.4 kV**

Evgeniy A. Izvekov^{1✉}

¹ Voronezh State Agrarian University named after Emperor Peter the Great, Voronezh, Russia

¹ izvek@yandex.ru[✉]

Abstract. To maintain high-quality voltage indicators for consumers connected to long overhead power transmission lines (OHTL) with voltage of 0.4 kV, various methods and means of regulation are used, including the installation of an electrical energy storage (EES) system on the line. A study of the design documentation and published technical literature on the subject under consideration has shown that currently there are no methodological recommendations, as such, for determining the optimal installation location of the EES system in a 0.4 kV overhead line. Some authors in reference sources indicate that placement location is determined based on the topographic features of the EES system installation position. As an example, overhead line No. 1, extending from setup substation (SS) No. 28-47, located in Otradnoye in Novousmansky district of Voronezh Oblast, where the EES

system is installed at the site of a critical voltage drop (suspension pole No. 13), is considered. A calculation scheme for overhead line replacement has been designed, computational experiments of overhead line operating modes have been carried out taking into account EES system installation location in various overhead line locations, and the overhead line operating without the EES system. An analysis of the calculation results of the modes showed that the location of the EES system in the considered 0.4 kV overhead line was chosen incorrectly. It would be most advisable to install the EES system in the most remote node No. 19, since the lowest voltage is observed in this node. Depending on the selected operating mode, the required power of the EES system when installed in node No. 19 should be 16.5–28.0 kVA, while the power of the EES system at its actual location is 31.5–50.0 kVA. Thus, computational experiments prove a significant influence of the EES system installation position on the required power, which in the considered problematic 0.4 kV overhead line can be reduced by 1.91–1.79 times.

Keywords: overhead power transmission line (OHTL), voltage, voltage losses, power, electrical energy storage (EES) system

For citation: Izvekov E.A. Assessment of feasibility of the electrical energy storage system of compensation for losses in overhead power transmission lines with voltage of 0.4 kV. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta = Vestnik of Voronezh State Agrarian University*. 2025;18(1):84-95. (In Russ.). https://doi.org/10.53914/issn2071-2243_2025_1_84-95.

Поддержание качественных показателей напряжения у потребителей является основой формирования и функционирования распределительных электрических сетей. С течением времени нагрузки на электрические сети изменяются, появляются новые потребители, увеличивается энергонасыщенность старых потребителей. Это приводит к тому, что существующие электрические сети не справляются с растущими нагрузками, качественные показатели напряжения начинают снижаться (зачастую ниже критических значений). Такая проблема особенно актуальна для потребителей, расположенных в сельской местности, где центры питания и потребители удалены друг от друга на значительные расстояния.

С целью предупреждения возникновения различных проблем в пункте 2.2 Технической политики ОАО «МРСК Центра» [15] устанавливаются максимальные длины воздушных и кабельных линий электропередачи класса напряжений 0,4 кВ не более 0,5 км от центра питания до наиболее удаленной точки и 2 км суммарной длины воздушной линии (ВЛ) напряжением 0,4 кВ, причем в городской и сельской местности протяженность ВЛ варьирует в зависимости от типа применяемой конструкции трансформаторной подстанции (ТП). Такие требования обусловлены невозможностью поддержания допустимого напряжения у удаленных потребителей. Однако опыт эксплуатации распределительных сетей показывает, что у потребителей, удаленных от центра питания даже на меньшую величину, могут возникать существенные проблемы с качественными показателями напряжения. Так, воздушные линии, длиннее 1 км, уже считаются потенциально проблемными, особенно в часы пикового потребления [8].

Рациональным решением этой проблемы является разукрупнение сети с установкой дополнительных трансформаторных подстанций ближе к потребителям. Однако глубокая реконструкция сети не всегда возможна как из-за финансовых ограничений, так и из-за топографических особенностей местности. В этом случае сетевые организации ограничиваются частичной реконструкцией существующей сети.

При реконструкции существующих ВЛ распределительных электрических сетей напряжением 0,4 кВ приходится осуществлять выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения. Технически возможны следующие варианты:

- 1) установка вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) [13];
- 2) установка системы накопления электрической энергии (СНЭ/СНЭЭ) [3].

Необходимость установки ВДТ должна быть обоснована анализом параметров качества электроэнергии на основании проведенного обследования сети, а также расчетом места установки ВДТ. Вариант установки вольтодобавочного трансформатора является достаточно хорошо апробированным техническим решением, при этом местом установки ВДТ выбирается точка критического падения напряжения [14]. Выбор мощности ВДТ осуществляется по рабочему току линии в часы пиковых нагрузок.

Так как применение систем накопления электрической энергии (СНЭ) к настоящему времени недостаточно широко апробировано, на практике возникают определенные сложности, в частности с выбором места размещения СНЭ. Чаще всего разработчики выбирают второй вариант, то есть установку СНЭ вместо ВДТ. Однако такое решение, по нашему мнению, можно отнести к недостаточно обдуманному, поверхностным, в связи с чем были выполнены вычислительные эксперименты с целью обоснования оптимального места размещения СНЭ.

Анализ проектной документации по установке системы накопления электрической энергии показал, что как таковые методические рекомендации по определению места установки СНЭ отсутствуют [4, 5]. В некоторых источниках информации указывается, что место установки определяется «...исходя из топографических особенностей района установки СНЭ» [10].

Попробуем составить рекомендации для определения места установки системы накопления электрической энергии (СНЭ) на примере конкретной проблемной ВЛ 0,4 кВ, расположенной в п. Отрадное Новоусманского района Воронежской области. На данной воздушной линии СНЭ была установлена в 2021 г. в результате реализации пилотного проекта по внедрению технологий накопления энергии в электросетевых организациях [10] (проект разработан на основе применения утвержденных типовых конструкций и оборудования серийного заводского изготовления). В данном конкретном случае выбрана система накопления электрической энергии модель MRSK2.0/ESS-50.40 с литий-ионной аккумуляторной батареей энергоемкостью 40 кВт·ч, номинальным напряжением 799,2 В и преобразователем мощности 50 кВА [12].

Рассмотрим поопорную схему, которая приведена на рисунке 1 [11]. Воздушная линия 0,4 кВ питается от трансформаторной подстанции № 28-47 и представляет собой фидер длиной 1,12 км, протянутый проводом марки СИП-2 3×50+1×50 (протяженность Ф1 – 1100 м). Количество потребителей, подключенных к этому фидеру, составляет 75 единиц. Потребителями являются газифицированные дома бытового сектора. Система накопления электрической энергии установлена у опоры № 13 (ул. Октябрьская, 42).

Для расчета нагрузок из справочной литературы [7] принимаем коэффициент мощности $\cos \varphi$ равным 0,9. Так как коэффициент мощности всех потребителей принят одинаковым, то данная схема может рассматриваться как однородная электрическая сеть. Активную получасовую нагрузку усредненного бытового потребителя принимаем равной 1 кВт, а реактивную нагрузку вычисляем по формуле (2).

$$S = P / \cos \varphi = 1 / 0,9 = 1,11 \text{ кВА}, \quad (1)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{1,11^2 - 1^2} = 0,484 \text{ кВАр}. \quad (2)$$

Так как потребители идентичны и однородны, то для расчета нагрузок можно применить метод коэффициента одновременности. Суммарную мощность групп потребителей рассчитываем по следующей формуле:

$$P_{\Sigma} = P_1 \cdot n \cdot k_0, \quad (3)$$

где P_1 – мощность одного потребителя;

n – число потребителей в группе;

k_0 – коэффициент одновременности.

На основе имеющейся поопорной схемы объединяем близко расположенных потребителей в группы и получаем 19 нагрузочных узлов. Результаты этой группировки отражают степень нагрузки на каждом узле схемы с учетом влияния неодновременного использования электроприборов потребителями (табл. 1).



Рис. 1. Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ

Таблица 1. Расчетные нагрузки в узлах схемы

№ узла	Число подключенных потребителей, n	Коэффициент одновременности, K_o	Активная нагрузка P , кВт	Реактивная нагрузка Q , кВар
1	Центр питания			
2	1	1,000	3,000	1,453
3	1	1,000	1,000	0,484
4	1	1,000	1,000	0,484
5	2	0,750	1,500	0,726
6	2	0,750	1,500	0,726
7	2	0,750	1,500	0,726
8	19	0,340	6,460	3,129
9	4	0,585	2,340	1,133
10	4	0,585	2,340	1,133
11	6	0,508	3,048	1,476
12	4	0,585	2,340	1,133
13	5	0,530	2,650	1,283
14	4	0,585	2,340	1,133
15	7	0,486	3,402	1,648
16	7	0,486	3,402	1,648
17	4	0,585	2,340	1,133
18	1	1,000	1,000	0,484
19	1	1,000	1,000	0,484

Далее, используя справочные значения погонных активного [9] и индуктивного [1] сопротивления провода СИП-2 $3 \times 50 + 1 \times 50$ $r_0 = 0,822$ Ом/км, $x_0 = 0,085$ Ом/км, можно определить сопротивление каждого участка (каждой ветви) воздушной линии. Результаты расчетов, приведенные в таблице 2, дают ясное представление о сопротивлении на каждом участке.

Таблица 2. Значения сопротивлений на участках фидера

Участок	Длина, км	R , Ом	X , Ом
1-2	0,04	0,03290	0,002790
2-3	0,36	0,29590	0,025150
3-4	0,12	0,09860	0,008380
4-5	0,04	0,03290	0,002790
5-6	0,04	0,03290	0,002790
6-7	0,04	0,03290	0,002790
7-8	0,001	0,000822	0,0000699
8-9	0,08	0,06580	0,005590
9-10	0,04	0,03290	0,002790
10-11	0,04	0,03290	0,002790
11-12	0,04	0,03290	0,002790
12-13	0,04	0,03290	0,002790
13-14	0,04	0,03290	0,002790
14-15	0,04	0,03290	0,002790
15-16	0,04	0,03290	0,002790
16-17	0,04	0,03290	0,002790
17-18	0,04	0,03290	0,002790
18-19	0,04	0,03290	0,002790
Сумма 1-19	1,121	0,88900	0,075500

Для анализа режимов напряжений в ветвях и узлах схемы воспользуемся программой RastrWin3, которая позволяет провести расчет режима работы системы с учетом всех входных данных, а также визуализировать полученные результаты.

Для работы в программе заполняем поля вкладок «Узлы» и «Ветви» необходимой информацией о структуре и характеристиках сети (отдельно по каждому узлу и ветви), выполняем расчеты режимов напряжений, включая все заданные параметры и условия (рис. 2 и 3, табл. 3).

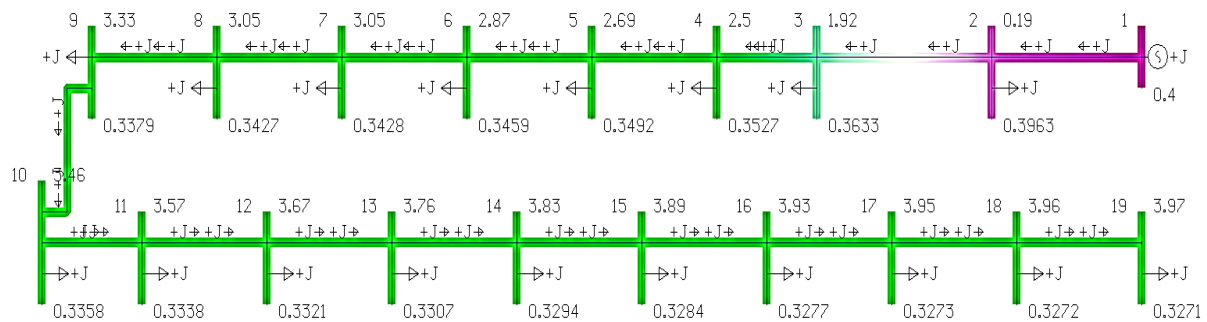


Рис. 2. Модель сети в RastrWin3 (исходный вариант, без СНЭ)

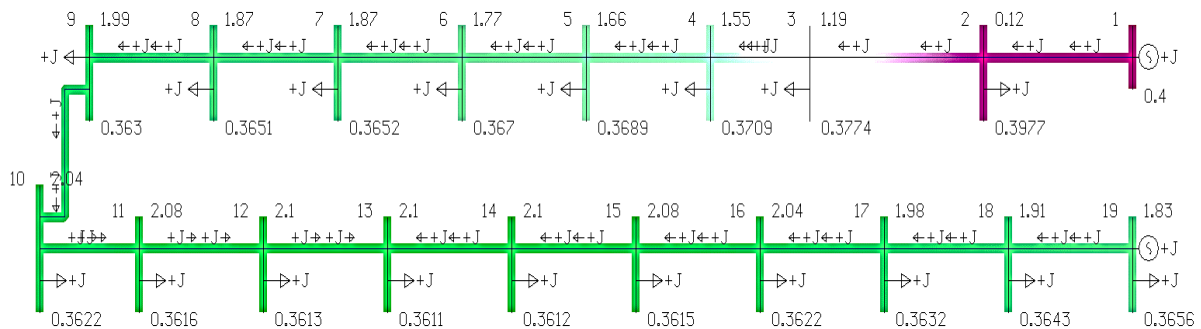


Рис. 3. Модель сети в RastrWin3 (эксперимент № 1)

Таблица 3. Результаты расчетов режимов напряжений U , кВ

№ узла	Без СНЭ	При поддержании минимально допустимого напряжения				При поддержании номинального напряжения			
		Место установки СНЭ, № узла и S _{СНЭ}							
		Узел № 4 S _{СНЭ} = 31,5 кВА	Узел № 8 S _{СНЭ} = 25,0 кВА	Узел № 13 S _{СНЭ} = 18,5 кВА	Узел № 19 S _{СНЭ} = 16,5 кВА	Узел № 4 S _{СНЭ} = 50,0 кВА	Узел № 8 S _{СНЭ} = 40,0 кВА	Узел № 13 S _{СНЭ} = 29,0 кВА	Узел № 19 S _{СНЭ} = 28,0 кВА
1	0,4000	0,4000	0,4000	0,4000	0,4000	0,4000	0,4000	0,4000	0,4000
2	0,3963	0,3989	0,3984	0,3978	0,3977	0,4004	0,3996	0,3987	0,3986
3	0,3633	0,3895	0,3847	0,3792	0,3774	0,4045	0,3964	0,3881	0,3871
4	0,3527	0,3866	0,3804	0,3733	0,3709	0,4060	0,3956	0,3849	0,3835
5	0,3492	0,3832	0,3791	0,3714	0,3689	0,4028	0,3954	0,3839	0,3824
6	0,3459	0,3799	0,3779	0,3697	0,3670	0,3997	0,3954	0,3830	0,3814
7	0,3428	0,3768	0,3768	0,3681	0,3652	0,3967	0,3954	0,3823	0,3805
8	0,3427	0,3768	0,3768	0,3680	0,3651	0,3967	0,3955	0,3823	0,3805
9	0,3379	0,3720	0,3720	0,3663	0,3630	0,3919	0,3908	0,3822	0,3803
10	0,3358	0,3699	0,3699	0,3656	0,3622	0,3898	0,3886	0,3824	0,3804
11	0,3338	0,3679	0,3679	0,3652	0,3616	0,3878	0,3867	0,3828	0,3807
12	0,3321	0,3662	0,3663	0,3650	0,3613	0,3862	0,3850	0,3835	0,3812
13	0,3307	0,3648	0,3648	0,3651	0,3611	0,3847	0,3836	0,3843	0,3820
14	0,3294	0,3635	0,3636	0,3639	0,3612	0,3835	0,3824	0,3831	0,3830
15	0,3284	0,3625	0,3626	0,3628	0,3615	0,3825	0,3814	0,3821	0,3843
16	0,3277	0,3618	0,3619	0,3621	0,3622	0,3818	0,3807	0,3814	0,3858
17	0,3273	0,3615	0,3615	0,3617	0,3632	0,3814	0,3803	0,3810	0,3877
18	0,3272	0,3613	0,3613	0,3615	0,3643	0,3812	0,3801	0,3809	0,3897
19	0,3271	0,3612	0,3612	0,3614	0,3656	0,3811	0,3800	0,3808	0,3918

Из таблицы 3 видно, что если напряжение в центре питания (узел № 1) составляет 0,400 кВ, то в наиболее удаленном узле № 19 напряжение будет составлять всего 0,327 кВ. Полученные значения напряжений сравниваем с номинальным напряжением и допустимым отклонением напряжения. Согласно ГОСТ 13109-97 [2] нормально допустимое отклонение от номинального напряжения электрической сети составляет $\pm 5\%$, что при номинальном напряжении 0,38 кВ соответствует 0,399–0,361 кВ. По результатам расчета можно сделать вывод, что снижение напряжения в узлах с № 4 по № 19 является недопустимым.

Некоторого повышения напряжения у потребителей можно было бы добиться путем повышения напряжения в центре питания выше 0,4 кВ, однако такой режим привел бы к перенапряжению в часы минимальных нагрузок у близко расположенных к ТП потребителей, что также является недопустимым [6].

Для решения проблемы с низким напряжением у удаленных потребителей в программе RastrWin3 выполнили четыре расчета (вычислительных эксперимента) режима работы схемы. В ходе экспериментов оценивали влияние установки СНЭ в разных узлах схемы на нормализацию напряжений в сети и обеспечение надлежащего уровня напряжений у удаленных потребителей.

Результаты вычислительных экспериментов необходимы для более четкого понимания, какая конкретная мощность СНЭ в разных узлах сети будет наиболее эффективной для нормализации напряжений и обеспечения стабильной работы сети, что позволит принять решение относительно выбора места установки СНЭ и ее мощности.

В первом эксперименте СНЭ располагается в узле № 19, который является самым удаленным на схеме. В процессе эксперимента мощность СНЭ повышали от 0 до тех пор, пока напряжение у всех потребителей не достигало сначала допустимых значений, а затем номинальных. Мощность СНЭ в данном эксперименте составила 16,5 кВА для поддержания минимально допустимого напряжения и 28 кВА для поддержания номинального напряжения.

Отметим, что самое низкое напряжение наблюдалось в узлах от № 11 до № 15 – 0,361 кВ. Это значение соответствует допустимому отклонению от номинального напряжения, что указывает на эффективность установки СНЭ в узле № 19 и говорит о том, что СНЭ успешно компенсирует потери напряжения и обеспечивает нормальную работу потребителей.

Во втором эксперименте СНЭ располагается в узле № 13. В процессе эксперимента мощность СНЭ повышали от 0 до тех пор, пока напряжение у всех потребителей не достигало сначала допустимых значений, а затем номинальных. В этом эксперименте мощность СНЭ составила 18,5 кВА для поддержания минимально допустимого напряжения и 29 кВА для поддержания номинального напряжения.

Самое низкое напряжение наблюдалось в узле № 19 – 0,36145 кВ. Это значение также соответствует допустимому отклонению от номинального напряжения. Таким образом, можно сделать вывод о том, что установка СНЭ мощностью от 18,5 кВА в узле № 13 позволяет эффективно стабилизировать напряжение в системе и обеспечивать надлежащую работу сети. Результат данного эксперимента подтверждает, что установка СНЭ в узле № 13 также эффективно справляется с задачей компенсации потерь напряжения и обеспечения нормализации работы сети, но мощность СНЭ необходимо увеличить относительно первого эксперимента с 16,5 до 18,5 кВА.

В третьем эксперименте СНЭ располагается в узле № 8. В этом случае мощность СНЭ составила 25 кВА для поддержания минимально допустимого напряжения и 40 кВА для поддержания номинального напряжения. Минимальное напряжение составило 0,3612 кВ. Это значение находится в пределах допустимого отклонения от номинального напряжения.

В четвертом эксперименте СНЭ располагается в узле № 4 (фактическое расположение СНЭ). Начиная с данного узла, напряжение имеет недопустимое отклонение от номинального. Также следует отметить, что так как узел № 4 является местом критического падения напряжения, то именно в нем следовало бы установить ВДТ, а не СНЭ.

В этом эксперименте мощность СНЭ составила 31,5 кВА для поддержания минимально допустимого напряжения и 50 кВА для поддержания номинального напряжения, что подтверждает правильность выбора преобразователя СНЭ мощностью 50 кВА при его установке в узле № 4.

Исходя из таблицы напряжений, составленной по результатам экспериментов, построены графики напряжений, представленные на рисунке 4. Анализируя эти графики, мы можем сделать выводы относительно оптимального места установки системы накопления энергии (СНЭ) и ее мощности, необходимой для нормализации напряжения.

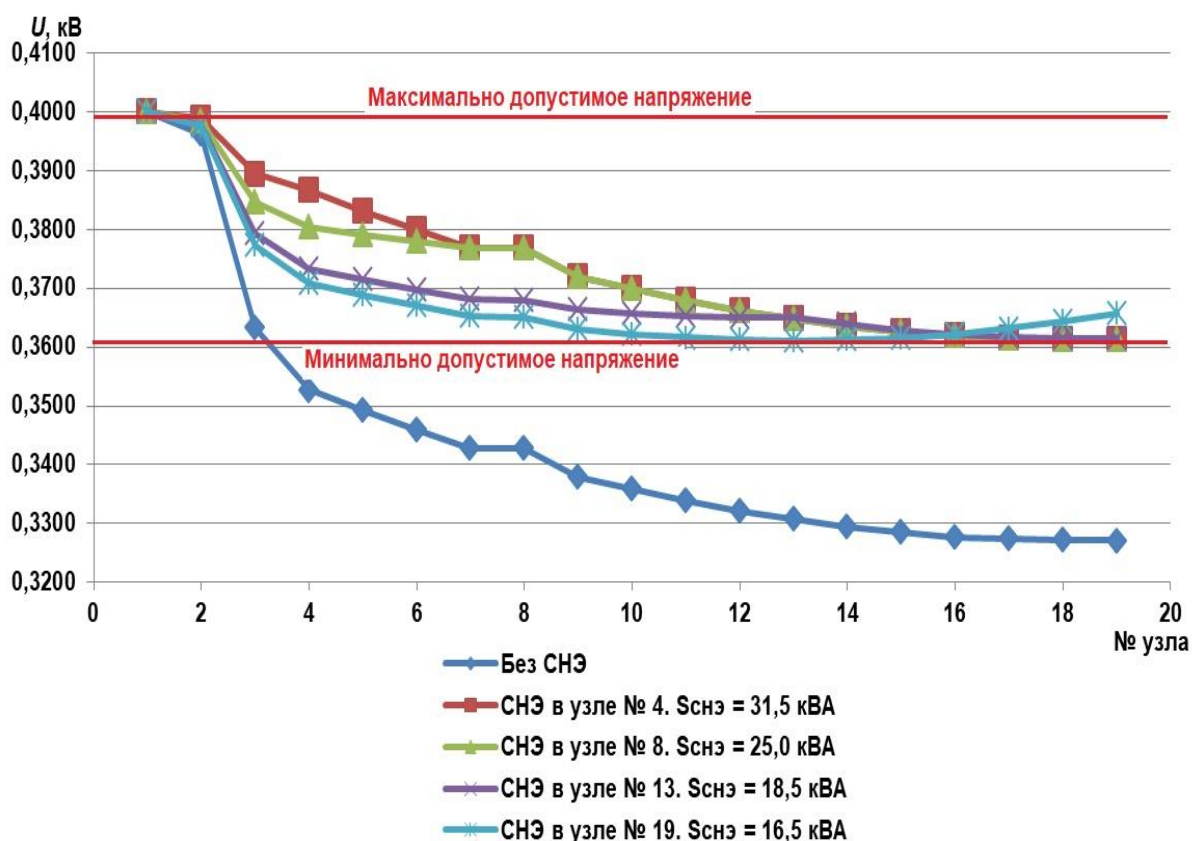


Рис. 4. Графики напряжений в узлах линии при работе СНЭ в режиме поддержания минимально допустимого напряжения у потребителей

Из рисунка 4 видно, что все эксперименты дают нужный эффект стабилизации напряжения выше минимально допустимых значений. Однако при установке СНЭ в узле № 19 потребуется наименьшая мощность СНЭ.

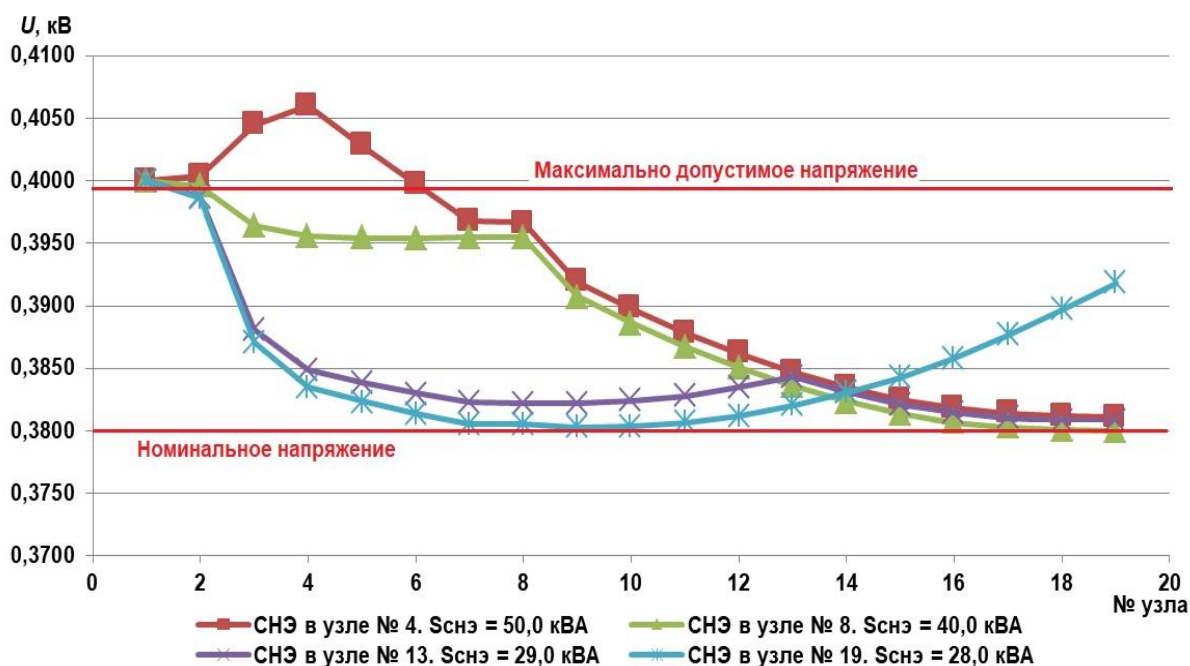


Рис. 5. Графики напряжений в узлах линии при работе СНЭ в режиме поддержания номинального напряжения у потребителей

Из рисунка 5 следует, что в режиме поддержания номинального напряжения при установке СНЭ в узле № 4 напряжение в узлах с № 2 по № 6 превышает максимально допустимые значения. То есть установка СНЭ в узле № 4 не позволяет использовать его в режиме поддержания номинального напряжения на полную мощность.

Основываясь на данных графиков и анализа результатов экспериментов, мы можем сделать вывод, что установка СНЭ мощностью 16,5 кВА в узле № 19 является оптимальным решением для нормализации напряжения в линии, так как позволяет минимизировать потребляемую мощность и снизить экономические затраты на ее установку и эксплуатацию.

Таким образом, можно сделать вывод, что узел № 19 является наиболее подходящим местом для установки СНЭ, так как в данном узле наблюдается самое низкое напряжение. Этот вывод можно масштабировать и на иные объекты распределительных сетей.

Также можно сделать заключение, что с технической точки зрения место установки СНЭ в рассматриваемой ВЛ 0,4 кВ выбрано ошибочно. По факту СНЭ была установлена вместо ВДТ только из условия удобства подъезда для эстетичной демонстрации проекта, используя топографические особенности местности. Наиболее целесообразна была бы установка СНЭ в узле № 19 (рис. 6).

На рисунке 6 представлена зависимость мощности СНЭ, необходимой для поддержания качественных характеристик напряжения у всех потребителей на линии, от места ее установки на линии. В зависимости от выбранного режима работы СНЭ при установке ее в узле № 4 диапазон мощностей должен находиться в интервале от 31,5 до 50,0 кВА, при установке в узле № 8 – от 25 до 40 кВА, при установке в узле № 13 – от 18,5 до 29,0 кВА, при установке в узле № 19 – от 16,5 до 28,0 кВА.

Кривые, представленные на рисунке 6, доказывают существенное влияние места расположения СНЭ на требуемую мощность СНЭ. При этом в рассматриваемой проблемной ВЛ 0,4 кВ требуемая мощность СНЭ может снизиться в 1,91–1,79 раза, что, в свою очередь, предопределяет выбор оборудования и экономичность всего проекта реконструкции ВЛ в целом.

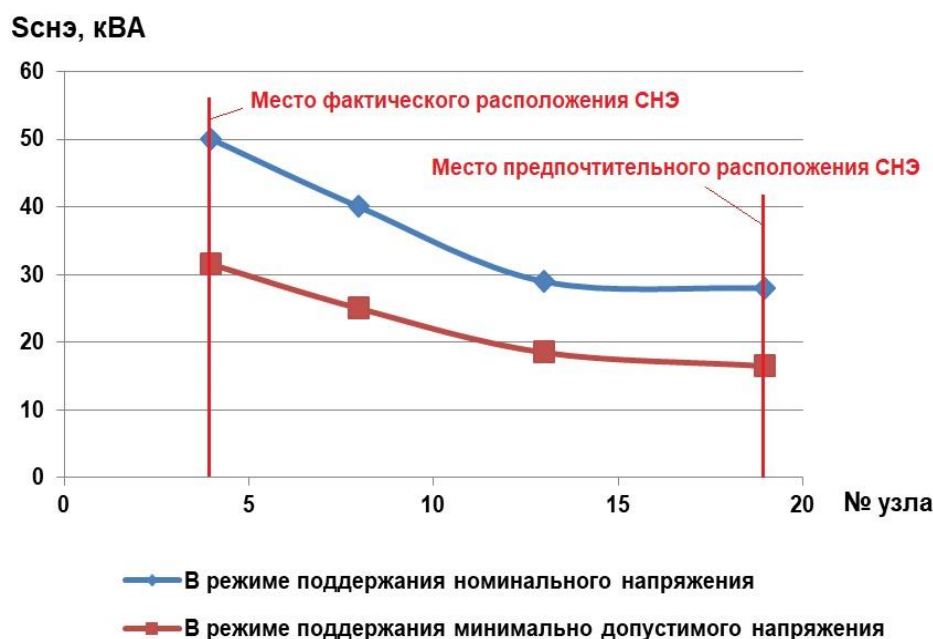


Рис. 6. Зависимость мощности СНЭ от места установки по длине линии, необходимой для поддержания качественного напряжения у потребителей, подключенных к линии

Дополнительно следует отметить, что результаты всех четырех экспериментов подтверждают значимость СНЭ в плане нормализации напряжения и повышения эффективности работы сети. Выбор оптимальной мощности и емкости СНЭ, а также правильное размещение в рамках сети играют ключевую роль в обеспечении стабильной работы и, как следствие, повышении удовлетворенности потребителей.

Выводы

Применение системы накопления электрической энергии (СНЭ) представляет собой эффективное решение для устранения возможных проблем с напряжением в распределительных сетях 0,4 кВ как наиболее предпочтительное при реконструкции проблемных воздушных линий. При проектировании новых ВЛ целесообразно применять традиционные методы разукрупнения нагрузок ТП с установкой дополнительных ТП и, как следствие, уменьшения длин линий.

В длинных радиальных линиях 0,4 кВ, выполненных проводом одного сечения, целесообразно устанавливать СНЭ в наиболее удаленной точке ВЛ, то есть в узле с наибольшим падением напряжения.

Сравнение применения вольтодобавочного трансформатора (ВДТ) и СНЭ некорректно, так как, хотя действие этих устройств и направлено на выполнение одной и той же задачи, это разные устройства, требующие разных подходов (методов) для определения их оптимального места расположения.

Правильный выбор системы накопления энергии и выбор места ее установки позволяют сократить расходы на строительство дополнительных потребительских подстанций и повысить эффективность работы сети в целом. Такой подход способствует достижению устойчивого и надежного энергоснабжения.

Системы накопления электрической энергии позволяют эффективнее управлять потреблением и сглаживать колебания нагрузки, что приводит к более стабильному и качественному энергоснабжению. Кроме того, установка СНЭ может способствовать оптимизации расходов на энергию и снижению нагрузки на существующую инфраструктуру.

Список источников

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие. 2-е изд. Ростов н/Д: Феникс, 2008. 720 с.
2. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва: Изд-во Стандартов, 1997. 36 с.
3. ГОСТ Р 58092.1-2018. Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Термины и определения (IEC 62933-1:2018, NEQ). Москва: Стандартинформ, 2018. 54 с.
4. ГОСТ Р 58092.2.2-2023. Системы накопления электрической энергии. Параметры установок и методы испытаний. Области применения и определение рабочих характеристик (IEC/TS 62933-2-2:2022, NEQ). Москва: Российский институт стандартизации, 2023. 62 с.
5. ГОСТ Р 58092.3.3-2023. Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров. Применения с преимущественным использованием энергии и резервного энергоснабжения (IEC/TS 62933-3-3:2022, NEQ). Москва: Российский институт стандартизации, 2023. 7 с.
6. Извеков Е.А., Дерканосова Н.М. Обоснование режимов работы систем накопления энергии // Энергоэффективность и энергосбережение в современном производстве и обществе: материалы международной научно-практической конференции (Воронеж, 08–09 июня 2021 г.). Воронеж: ФГБОУ ВО Воронежский ГАУ, 2021. Ч. I. С. 385–392.
7. Извеков Е.А., Картавцев В.В., Лакомов И.В. Проектирование систем электроснабжения. Курсовое проектирование: учебное пособие для вузов. 3-е изд., стер. Санкт-Петербург: Лань, 2022. 152 с.
8. Извеков Е.А., Картавцев В.В. Оценка повышения надежности электроснабжения потребителя, резервируемого с помощью системы накопления энергии // Вестник Воронежского государственного аграрного университета. 2022. Т. 15, № 2(73). С. 53–63. DOI: 10.53914/issn2071-2243_2022_2_53.
9. Каталог кабельно-проводниковой продукции [Электронный ресурс] // КПС. Кабельная поисковая система. URL: https://k-ps.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyye/dlya-vozdushnyix-linij-peredach/sip-2/provod-sip-2-3x50_1x50.html/ (дата обращения: 02.05.2024).
10. Модернизация ВЛ 0,4 кВ №1 ТП №28-47 ф.28 ПС 110/35/10 кВ Новоусманская с установкой накопителя электроэнергии (1 шт.), с. Новая Усмань Новоусманского района Воронежской области (код ИП ВР-3474). Проектная документация 20200807 ТКР. Белгород: ООО «СлавянСтрой», 2020. 68 с.
11. Поопорная схема ВЛ 0,4 кВ № 1 от ТП-28-47 ПС Новоусманская. Воронеж: Филиал ПАО «Россети Центр»-«Воронежэнерго», 2023. 3 с.
12. Система накопления энергии 40 кВт·ч. Модель MRSK2.0/ESS-50.40. Паспорт. Санкт-Петербург: ООО «Энер Зэт», 2020. 8 с.
13. СТО 34.01-3.2-013-2017. Вольтодобавочные трансформаторы. Общие технические требования [Электронный ресурс] // ПАО «Россети». URL: [https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1714740849&tld=ru&lang=ru&name=4293734160.pdf&text=вольтодобавочные%20трансформаторы%](https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1714740849&tld=ru&lang=ru&name=4293734160.pdf&text=вольтодобавочные%20трансформаторы%20) (дата обращения: 03.05.2024).
14. СТО 34.01-3.2.17-014.2-2020. Методические указания по применению вольтодобавочных трансформаторов (пунктов регулирования напряжения) 6-20 кВ и вольтодобавочных трансформаторов 0,4 кВ в линиях электропередачи распределительных сетей [Электронный ресурс] // ПАО «Россети». <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/7a6/1gkxlaibhj852wrqlr4ewclxwoa9yux.pdf> (дата обращения: 03.05.2024).
15. Техническая политика ОАО «МРСК Центра». 2010 [Электронный ресурс] // ПАО «Россети». URL: https://www.mrsk-1.ru/docs/tex_politic.pdf/ (дата обращения: 02.05.2024).

References

1. Gerasimenko A.A., Fedin V.T. Transmission and distribution of electrical energy: textbook. 2nd edition. Rostov on Don: Phoenix Publishers; 2008. 720 p. (In Russ.).
2. GOST 13109-97. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in public electrical systems. Moscow: Publishing House of Standards; 1997. 36 p. (In Russ.).
3. GOST R 58092.1-2018. Electrical energy storage (EES) systems. Terms and definitions (IEC 62933-1: 2018, NEQ). Moscow: Standartinform Publishers; 2018. 54 p. (In Russ.).
4. GOST R 58092.2.2-2023. Electrical energy storage (EES) systems. Unit parameters and testing methods. Application and performance testing (IEC/TS 62933-2-2:2022, NEQ). Moscow: Russian Institute of Standardization Publishers; 2023. 62 p. (In Russ.).
5. GOST R 58092.3.3-2023 Electric energy storage systems. Planning and performance assessment. Energy intensive and backup power applications (IEC/TS 62933-3-3:2022, NEQ). Moscow: Russian Institute of Standardization Publishers; 2023. 37 p. (In Russ.).
6. Izvekov E.A., Derkanosova N.M. Justification of operating modes of energy storage systems. In: Energy efficiency and energy saving in modern production and society: Proceedings of the International Research-to-Practice Conference (Voronezh, June 08-09, 2021). Voronezh: Voronezh State Agrarian University Publishers. 2021;1:1385-392. (In Russ.).
7. Izvekov E.A., Kartavtsev V.V., Lakomov I.V. Design of power supply systems. Course design: study guide for graduate students. 3rd edition, stereotyped. St. Petersburg: Lan' Publishers; 2022. 152 p. (In Russ.). (In Russ.).
8. Izvekov E.A., Kartavtsev V.V. Evaluation of reliability improvement of electric power supply to a consumer reserved with the help of an energy storage system. *Vestnik of Voronezh State Agrarian University*. 2022;15(2):53-63. DOI: 10.53914/issn2071-2243_2022_2_53-63. (In Russ.).
9. Catalog of cable and wire products. CBSE Official Website. Cable Business Search Engine. URL: https://k-ps.ru/spravochnik/provoda-izolirovannyie/dlya-vozdushnykh-linij-peredach/sip-2/provod-sip-2-3x50_1x50.html/. (In Russ.).
10. Modernization of 0.4 kV overhead line No. 1 TP № 28-47 f. 28 PS 110/35/10 kV Novousmanskaya with installation of an electric power storage unit (1 pc.), Novaya Usman, Novousmansk District, Voronezh Oblast (IP code BP-3474). Project documentation 20200807 TPD. Belgorod: OOO SlavyanStroy; 2020. 68 p. (In Russ.).
11. Suspension towers spacing circuit of 0.4 kV overhead line No. 1 from TP-28-47 Novousmanskaya substation. Voronezh: Branch of PAO Rosseti Center-Voronezhenergo; 2023. 3 p. (In Russ.).
12. Energy storage system of 40 kWh. MRSK2.0/ESS-50.40 model. Customer Data Sheet. St. Petersburg: OOO Ener Zet 2020. 8 p. (In Russ.).
13. STO 34.01-3.2-013-2017. Additional voltage transformers. General technical requirements. Official Website of PAO Rosseti. URL: <https://docs.yandex.ru/docs/view?tm=1714740849&tld=ru&lang=ru&name=4293734160.pdf&text=вольтодобавочные%20трансформаторы%20>. (In Russ.).
14. STO 34.01-3.2.17-014.2-2020. Guidelines for the use of 6-20 kV compensator transformers (voltage regulation points) and 0.4 kV compensator transformers in power transmission lines of electrical power distribution networks. Official Website of PAO Rosseti. URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/7a6/1gkxlaibh852wrqlr4ewclxwoa9yyx.pdf>. (In Russ.).
15. Technical Policy of Interregional Electrical Power Distribution Company. 2010. Official Website of PAO Rosseti. URL: https://www.mrsk-1.ru/docs/tex_politic.pdf/. (In Russ.).

Информация об авторе

Е.А. Извеков – кандидат технических наук, доцент кафедры электротехники и автоматики ФГБОУ ВО «Воронежский государственный аграрный университет имени императора Петра I», izvek@yandex.ru.

Information about the author

E.A. Izvekov, Candidate of Engineering Sciences, Docent, the Dept. of Electrical Engineering and Automation, Voronezh State Agrarian University named after Emperor Peter the Great, izvek@yandex.ru.

Статья поступила в редакцию 20.10.2024; одобрена после рецензирования 15.12.2024; принята к публикации 26.12.2024.

The article was submitted 20.10.2024; approved after reviewing 15.12.2024; accepted for publication 26.12.2024.

© Извеков Е.А., 2025