

УДК 621.311

СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛЕ ОЭС СИБИРИ ГУСИНООЗЕРСКАЯ ГРЭС – ПС ПЕТРОВСК-ЗАБАЙКАЛЬСКАЯ

Сичевский А.С., магистрант гр. ЭПм-181, II курс

Научный руководитель: Долгопол Т.Л., доцент

Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева
г. Кемерово

Развитие единой энергетической системы (ЕЭС) Российской Федерации является одной из приоритетных задач, которая стоит перед энергетической отраслью нашего государства. Быстрорастущий объем валового энергопотребления страны, критический износ объектов электросетевого хозяйства (около 70% [1]), а также нерациональное использование объектов энергетики, становятся причинами низких показателей энергоэффективности и надежности энергетической системы России в целом.

Данная проблема характерна и для энергоузла ОЭС Сибири, объединяющего Республику Бурятия и Забайкальский край, где эксплуатируется ЛЭП-220 кВ, выполненной в габаритах линии на 500 кВ, по которой передается большая часть транзитной мощности, что обуславливает большие потери напряжения в этой линии.

В рассматриваемый энергоузел ОЭС Сибири (Гусиноозерская ГРЭС – ПС Петровск-Забайкальская) входят следующие объекты электросетевого хозяйства: Гусиноозерская ГРЭС и ПС Петровск-Забайкальская, четыре ЛЭП-220 кВ (I, II, III, IV) и шесть тяговых подстанций.

На рис. 1 и рис. 2 представлены суточные графики потерь напряжения в сетях ЛЭП-220 кВ рассматриваемого энергоузла.

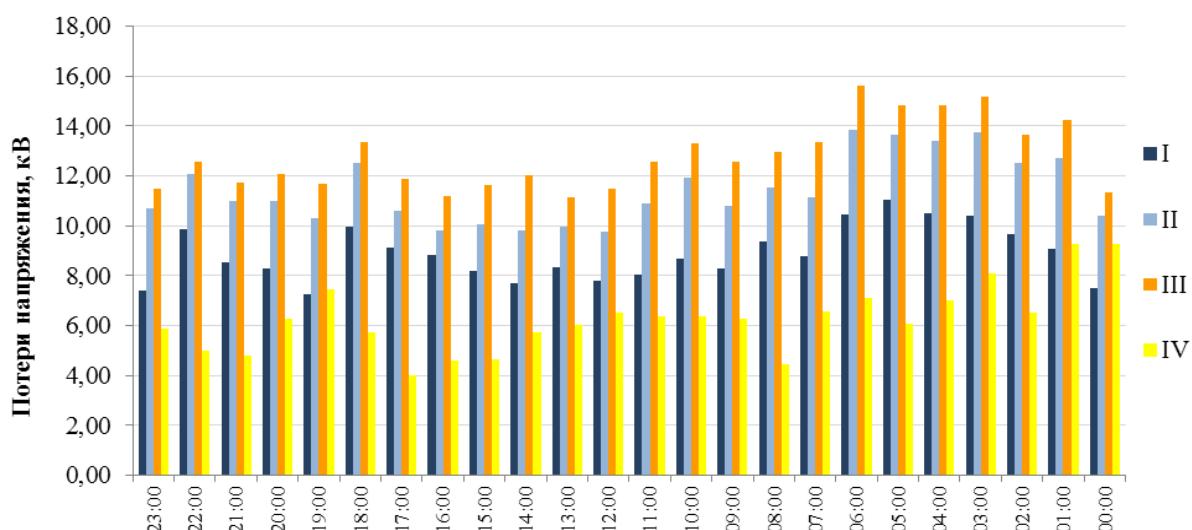


Рис. 1. Потери напряжения в линиях Гусиноозерская ГРЭС –
ПС Петровск-Забайкальская

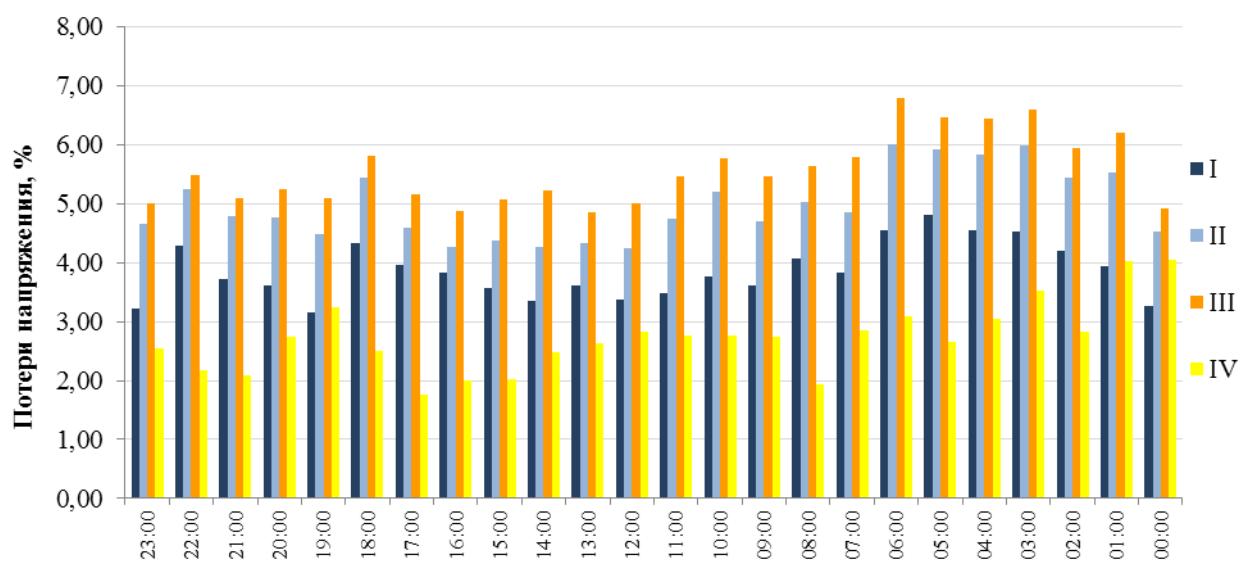


Рис. 2. Потери напряжения на участках сети в процентном выражении

Как видно из рис. 1 потери напряжения в сети имеют наименьшие значения на ВЛ IV (4 – 9 кВ в зависимости от времени суток), а наибольшие потери – на ВЛ III (11 – 15 кВ в зависимости от времени суток), что в процентном выражении составляет 1,8 – 4 % в ВЛ IV, и 4,8 – 6,8 % в ВЛ III.

Согласно ГОСТ 32144-2013 [2] медленные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать $\pm 10\%$ от номинального. Данное условие выполняется на всех ВЛ энергоузла Гусиноозерская ГРЭС – ПС Петровск-Забайкальская. Следовательно, энергоузел работает в нормальном режиме с допустимыми потерями напряжения.

Однако, уровень электропотребления увеличивается с каждым годом, что приводит к увеличению нагрузки на эксплуатируемые в настоящее время ЛЭП, а значит и к увеличению потерь напряжения в линиях.

Обеспечение требуемых отклонений напряжения для потребителей ЛЭП IV может быть осуществлено за счет реализации следующих технических мероприятий:

- перевод ЛЭП с переменного тока промышленной частоты на постоянный за счет использования вставки постоянного тока (ВПТ);
- установка компенсаторов реактивной мощности (КРМ);
- повышение уровня напряжения ЛЭП с 220 кВ до 500 кВ.

Произведем оценку эффективности этих мероприятий по уровню снижения потерь напряжения на рассматриваемом участке энергоузла Гусиноозерская ГРЭС – ПС Петровск-Забайкальская.

Результаты приведены на рис. 3 и рис. 4, на которых в виде гистограмм представлены потери напряжения в линиях до и после реализации технических мероприятий в зависимости от нагрузки линий в течение суток, как в абсолютном выражении, так и в процентном.

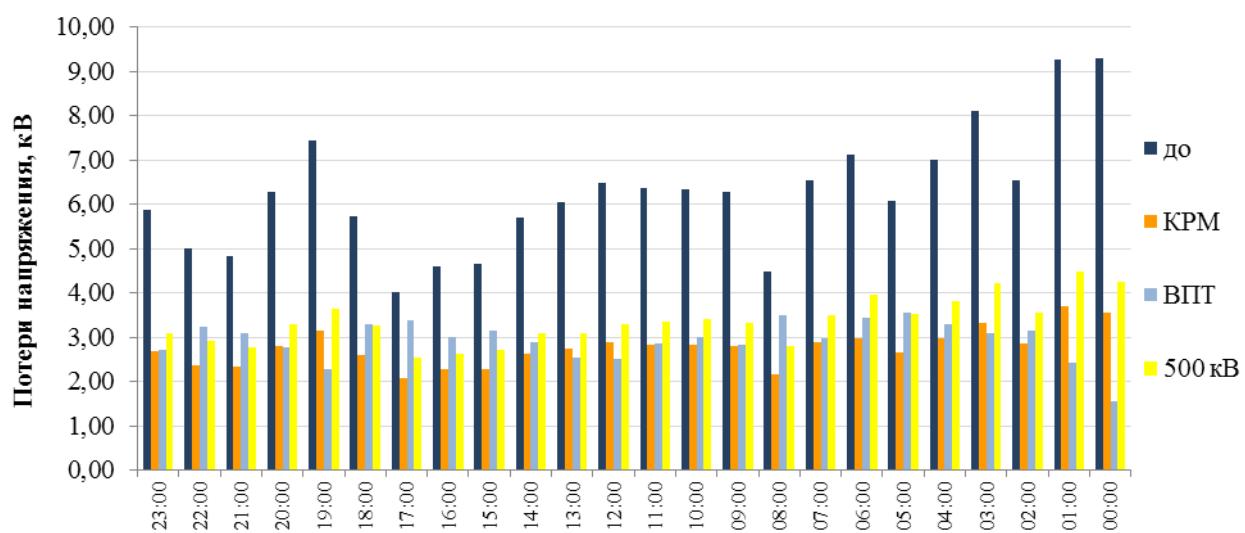


Рис. 3. Потери напряжения в линиях Гусиноозерская ГРЭС – ПС Петровск-Забайкальская до и после реализации технических мероприятий

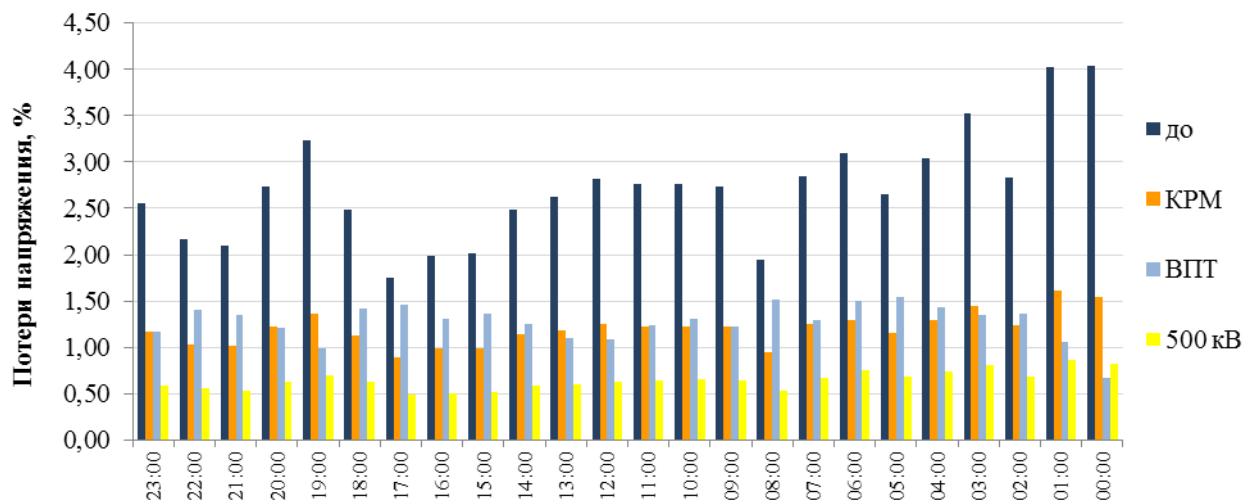


Рис. 4. Потери напряжения в процентном выражении в линиях Гусиноозерская ГРЭС – ПС Петровск-Забайкальская до и после реализации технических мероприятий

Как следует из гистограмм, потери напряжения при реализации любого из мероприятий снижаются почти в два раза, при этом нет явного преимущества одного мероприятия перед другим.

Для выбора наиболее целесообразного способа снижения потерь напряжения необходимо определить объем инвестиций для реализации технических мероприятий. В табл. 1 указаны стоимостные показатели рассматриваемых мероприятий по снижению потерь напряжения в ЛЭП IV.

Стоит учитывать тот факт, что вставки постоянного тока импортного производства, поэтому их стоимость может варьироваться в зависимости от курса евро [3]. Стоимость двух подстанций с тремя однофазными автотранс-

форматорами 500/220 кВ взята из укрупненных стоимостных показателей ПАО «ФСК ЕЭС» [4].

Реализация указанных технических мероприятий приведет к снижению технологических потерь в линии, годовой объем которых повлияет на сроки окупаемости инвестиционных вложений.

Таблица 1
Стоимость технических мероприятий

Наименование технического мероприятия/оборудования	Стоимость, руб.
ВПТ: 2 × АВВ (Asea Brown Boveri)	4 609 612 500
БСК: 1 × БСК-220-50 УХЛ1	4 624 000
ПС 500/220 кВ: 2 × 3 × АОДЦТН 267000/500/220-У1	979 821 000

Для определения целесообразности использования технических мероприятий необходимо произвести расчет сроков окупаемости:

$$\mathcal{E} = \frac{K}{(\Delta W_{do} - \Delta W_{mex.меропр.}) \cdot T_{\Delta ЭЭ}}, \quad (1)$$

где K – капитальные затраты на реализацию технических мероприятий, руб.; $(\Delta W_{do} - \Delta W_{mex.меропр.})$ – снижение годовых потерь электроэнергии, МВт·ч; $T_{\Delta ЭЭ}$ – ставка на оплату технологического расхода (потерь), для Республики Бурятия равна 316,01 руб./МВт·ч [5].

Расчеты сроков окупаемости для рассматриваемых технических мероприятий представлены в табл. 2.

Таблица 2
Сроки окупаемости технических мероприятий

Наименование технического мероприятия	Срок окупаемости, год
Установка вставок постоянного тока	712,5
Установка батарей статических конденсаторов	0,8
Повышение напряжения до 500 кВ	6,3

Как следует из табл. 2, наиболее выгодными вариантами являются повышение напряжения линии IV до 500 кВ и установка БСК. Стоит отметить, что данные варианты можно использовать комплексно.

Использование вставки постоянного тока в данном энергоузле является нецелесообразным, т.к. требует значительного объема инвестиций. Следует

отметить, что в электроэнергетике нормативный срок окупаемости составляет 7 лет. Устанавливать ВПТ выгодно для связи двух энергосистем, когда экономический эффект окупаемости зависит в большей степени от объема продаж электроэнергии.

Таким образом, наиболее целесообразными решениями по обеспечению качества электроэнергии для потребителей рассматриваемого энергоузла являются повышение номинального напряжения ЛЭП IV с 220 кВ до 500 кВ и установка БСК. Суммарный срок окупаемости данного мероприятия составляет 6,3 года, что меньше нормативного срока окупаемости в электроэнергетике.

Список литературы:

1. Износ оборудования – системная проблема всей электроэнергетической отрасли [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://infoline.spb.ru/pdf/infoline_2_08062011.pdf.
2. ГОСТ 32144-2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
3. Концепция развития электропередач и вставок постоянного тока в ЕЭС России. ОАО «НИИПТ». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.niipt.ru/news/conception_ppt.pdf.
4. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.fskees.ru/about/management_and_control/test/Sbornik_IK_FSK_USP_35-750_part_01.pdf.
5. Предложения о размере цен (тарифов), долгосрочных параметров регулирования на 2020 год. Филиал публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Сибири» - «Бурятэнерго». 2019. – 4 с.