

ОСНОВНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛИНИЯХ И ТРАНСФОРМАТОРАХ РЭС НА ПРИМЕРЕ СТАНЦИИ КАРЫМСКАЯ

Аннотация. В статье рассматриваются процесс обеспечения электрической энергией для нормального функционирования на примере станции Карымская, Забайкальского края. Электроэнергия осуществляется через соединение станции с энергосистемой, которая может обеспечивать ее электроэнергией. Для этого проводится коммутация станции с сетью энергосистемы, что позволяет передавать электрическую энергию от генераторов станции в электропотребители. В случае независимых или автономных станций, которые не подключены к центральной энергосистеме, электроснабжение может осуществляться с помощью дизель-генераторов или других источников энергии.

Проблемы с электроснабжением станции могут возникать из-за различных причин, таких как сбои в работе энергосистемы, устаревание технических средств, аварии, отключения электроэнергии и др. Для обеспечения непрерывности электроснабжения станции могут использоваться резервные источники энергии, такие как аккумуляторы или дизель-генераторы.

Ключевые слова: трансформатор, потери, процесс, кабель.

S.Y. Elpashev¹,

¹Transbaikal Institute of Railway Transport, Chita, Russian Federation

MAIN LOSSES OF ELECTRIC POWER IN LINES AND TRANSFORMERS OF NPP ON THE EXAMPLE OF KARYMSKAYA STATION

Annotation. The article deals with the process of providing electrical energy for normal operation on the example of Karymskaya station. Electric power is provided through connection of the station with the power system, which can provide it with electric power. For this purpose switching of the station with the grid of the power system is carried out, which allows to transfer electric energy from the generators of the station to electric consumers. In the case of independent or stand-alone plants that are not connected to the central grid, power can be supplied by diesel generators or other energy sources.

Problems with power supply to the plant may arise due to various reasons such as failures in the operation of the power system, obsolescence of technical facilities, accidents, power outages, etc. To ensure continuity of power supply to the plant, backup energy sources such as batteries or diesel generators can be used.

Keywords: transformer, losses, process, cable.

Введение

Технологические потери электроэнергии (ТПЭ) при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии [3].

Технологические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) – условно- постоянных потерь, и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь [5].

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются за базовый (отчетный год, предшествующий году расчета) и на регулируемый периоды (год) по фактическим и прогнозным показателям баланса электроэнергии. [10, 11]

В этой статье были рассчитаны и исследованы потери в линиях и трансформаторах РЭС станции Карымская, а также были предложены мероприятия по их уменьшению.

Потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета, определяются в соответствии с методикой их определения. Расход электроэнергии на собственные нужды определяется в соответствии с приборами учета. Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитываются отдельно по составляющим: условно-постоянные, нагрузочные и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета [9].

Цели анализа потерь электроэнергии заключаются в выявлении зон конкретных элементов с повышенными технологическими потерями в сетях всех напряжений; оценке влияния на технологические потери основных параметров поступления и отпуска электроэнергии в сети на основе сопоставительных расчётов потерь при различных значениях параметров или по нормативной характеристике потерь; определение количественных заданий по снижению потерь для различных служб и подразделений сетевой организации [14:17].

Расчёт потерь электроэнергии в линиях:

При передаче электрической энергии от электростанций до потребителя существуют потери электроэнергии в проводниках воздушных и кабельных линий.

Расчёт потерь электроэнергии определяется по формуле (1)

$$\Delta \mathcal{E}_a = K_\phi^2 \cdot \frac{\mathcal{E}_a^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}^2 \cdot T_{\text{рх}}} \cdot r_0 \cdot l, \quad (1)$$

где K_ϕ^2 - коэффициент формы, учитывающий отличие среднеквадратичного тока от среднего, принимается равным 1,1;

\mathcal{E}_a - расход активной электроэнергии по присоединению за 2022 год кВт.ч.;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, 10 кВ;

$T_{\text{рх}}$ - число часов работы линии в год, 8760 час;

r_0 - удельное активное сопротивление одной фазы, Ом/км;

l - длина линии, км;

$\operatorname{tg} \varphi = 0,6$ (при отсутствии данных).

Произведём расчёт на примере ТП 1, ввод Т1. Марка провода данного присоединения АСБ 3×50 мм², длина составляет 0,05 км. Удельное активное сопротивление $r_0 = 0,62$ Ом/км. Потребление на 2022 год 97940 кВт.ч. Тогда

$$\Delta \mathcal{E}_a = 1,1^2 \cdot \frac{97940^2 \cdot (1 + 0,6^2) \cdot 10^{-3}}{10^2 \cdot 8760} \cdot 0,62 \cdot 0,05 = 2,17 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Результаты расчёта потерь в линиях по остальным ТП сведём в таблицу 5.1.

Оценим долю технологических потерь в линиях в общем потреблении 2022 г. по формуле (2),

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}\%} = \frac{\sum \Delta \mathcal{E}_{\text{л}}}{\mathcal{E}_a} \cdot 100\% \quad (2)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}\%} = \frac{3056,82}{15065049} \cdot 100\% = 0,02\%$$

Таблица 1

Потери электроэнергии в линиях

Наименование присоединения	Марка провода	Длина, км	Потребление электроэнергии за 2022 г., кВт·ч	Удельное активное сопротивление, Ом/км	Потери электроэнергии, кВт·ч
ТП-1, ввод Т1	2 АСБ 3х50	0,05	97940	0,62	2,17
КТПН-2	3 АС 50	0,15	438084	0,43	23,25
ТП-3, ввод Т1	СБ 3х95	0,24	250736	0,19	5,39
ТП-4, ввод Т1	АСБ 3х120	1,10	409239	0,26	93,84

ТП-4, ввод Т2	2 АСБ 3х120	0,90	228072	0,26	23,85
ТП-6, ввод Т1	АСБ 3х50	0,19	273679	0,62	17,29
ТП-6, ввод Т2	ААБ 3х70	0,90	470356	0,44	171,63
КТПН-7	АСБ 3х50	0,45	78741	0,62	6,33

Продолжение таблицы 1

Наименование присоединения	Марка провода	Длина, км	Потребление электроэнергии за 2022 г., кВт·ч	Удельное активное сопротивление, Ом/км	Потери электроэнергии, кВт·ч
КТПН-7/1	ААБ 3х50	0,01	15584	0,62	0,01
КТП-8/1	АСБ2Л 3х70	0,14	8024	0,44	0,01
КТП-8/2	АСБ 3х70	0,12	269389	0,44	7,19
КТП-8/3	АСБ 3х70	0,12	293980	0,44	15,99
КТП-8/4	АСБ2Л 3х70	0,14	99554	0,44	1,21
ТП-8, ввод Т1	2ААШВ 3х120	0,06	118640	0,26	0,80
ТП-8, ввод Т2	АСБ 3х120	0,06	206560	0,26	2,43
КТПН-9	2 АСБ 3х50	0,30	141500	0,62	13,62
КТПН-10, ввод Т1	АСБ 3х95	0,12	610251	0,32	28,02
КТПН-11, ввод Т1	3 АС 50	0,20	595680	0,43	111,59
ТП-12, ввод Т1	2ААБЛУ 3х70	0,20	614720	0,44	121,60
ТП-12, ввод Т2	2АСБ 3х120	0,25	567622	0,26	76,58
КТП-13	ААБ 3х95	0,25	12124	0,32	0,09
КТП-14	3 АС 50	0,15	86789	0,43	1,78
КТП-15	3 АС 50	0,30	46216	0,43	0,54
КТП-16	3 АС 50	0,25	107502	0,43	2,33
КТП-18	3 АС 70	0,15	153451	0,43	2,85
КТПН-22	2СБЛУ 3х25	0,25	432473	0,19	16,69
ТП-23, ввод Т1	ААБЛУ 3х50	0,52	665064	0,62	279,36
ТП-24, ввод Т1	ААБЛУ 3х185	0,65	503760	0,17	54,94
ТП-24, ввод Т2	ААБЛУ 3х185	1,17	607890	0,17	143,99
КТП-26	3 АС 50	0,20	95952	0,43	2,90
КТП-28	3 АС 50	2,15	57977	0,43	22,73
ТП-31, ввод Т1	ААБЛУ 3х50	0,19	503590	0,62	109,25
ТП-31, ввод Т2	ААБЛУ 3х70	0,16	443338	0,44	50,60
ТП-32, ввод Т1	2 ААБЛУ 3х50	0,25	1079889	0,62	354,11
ТП-32, ввод Т2	ААБЛУ 3х70	0,12	1248023	0,44	161,11

Продолжение таблицы 1

Наименование присоединения	Марка провода	Длина, км	Потребление электроэнергии за 2022 г., кВт·ч	Удельное активное сопротивление, Ом/км	Потери электроэнергии, кВт·ч
КТПН-33, ввод Т1	2 ААБЛУ 3х70	0,40	641585	0,44	264,93
КТПН-33, ввод Т2	2 ААБЛУ 3х50	0,40	567688	0,62	292,27
КТП-34	2 ААБЛУ 3х70	0,32	51242	0,44	2,70
КТП-35	2 ААБЛУ 3х70	0,73	61871	0,44	2,41
КТП-36	2 ААБЛУ 3х70	0,70	145621	0,44	23,88
КТП-37	2 ААБЛУ 3х70	0,60	191724	0,44	35,49
КТП-38	2 ААБЛУ 3х70	0,73	28820	0,44	1,95
КТПН-40	2 ААБЛУ 3х50	0,40	13200	0,62	0,16
МТЖП-41	3 АС 50	0,20	1600	0,43	0,00
КТПН-42, ввод Т1	АПвБп 3х95	5,50	0	0,32	0,00
КТПН-42, ввод Т2	АПвБЛ 3х185	1,35	607000	0,17	309,22
КТПН-43, ввод Т1	АПвБВ 3х70	0,27	508407	0,44	112,29
КТПН-43, ввод Т2	АПвБЛ 3х70	0,31	413902	0,44	85,45

Наибольшие потери электроэнергии при расчете в кабельных и воздушных линиях получили ТП-6 ввод Т2, ТП-23 ввод Т1, ТП-32 ввод Т1, ТП-32 ввод Т2, КТПН-33 ввод Т1, КТПН-33 ввод Т2 и КТПН-42 ввод Т2. Это объясняется либо значительной передаваемой мощностью (ТП-32, ТП-33), либо небольшим сечением линии, либо значимой длиной (ТП-6), либо сочетанием этих факторов.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Потери электроэнергии в сетях (включая трансформаторы) составляют в среднем 8,7 % от общего объема потребления электроэнергии предприятием и зависят от многих факторов, в частности:

- величины электрической нагрузки предприятия;
- конфигурации и разграничения общезаводских и внутрицеховых сетей, их сечения и длины;
- режима работы трансформаторов;
- значения средневзвешенного коэффициента мощности предприятия;
- места установки компенсационных устройств.

Потери электроэнергии в силовых трансформаторах определяются по формуле (3)

$$\Delta \mathcal{E}_T = \Delta \mathcal{E}_{xx} + \Delta \mathcal{E}_k$$

(3)

где ΔW_{xx} -потери холостого хода, кВт·ч;

ΔW_k -нагрузочные потери, кВт·ч;

Потери холостого хода определяются по формуле (4)

$$\Delta \mathcal{E}_{xx} = (\Delta P_{xx} + K_{ин} \cdot \Delta Q_{xx}) \cdot T_{рк} \quad (4)$$

где ΔP_{xx} -активные потери холостого хода, взятые из справочника для данного трансформатора, кВт;

$K_{ин}$ -коэффициент изменения потерь активной мощности из-за наличия реактивной. Для ТП 6-10/0,4 кВ принимается согласно 0,15 кВт/кВАр;

ΔQ_x -реактивные потери холостого хода, кВАр.

$T_{рк}$ – число часов работы в год, час;

Нагрузочные потери определяются по формуле (5)

$$\Delta \mathcal{E}_к = (\Delta P_к + K_{ин} \cdot \Delta Q_к) \cdot K_3^2 \cdot T_{рк} \quad (5)$$

где $\Delta P_к$ – активные нагрузочные потери, кВт, принимается по справочнику [7:8]

Активные потери определяются по формуле (16)

$$\Delta Q_к = \frac{\Delta U_к \cdot S_{ном}}{100} \quad (6)$$

где $U_к$ – напряжение короткого замыкания данного трансформатора, в %, принимается по справочнику;

$\Delta Q_к$ – реактивные нагрузочные потери, кВАр.

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, у.е.;

$T_{рк}$ – число часов работы в год: для ТП питающих жилой сектор 8760 час; для ТП питающих промышленные потребители: в 3 смены 8400 час, в 2 смены 4500 час, в 1 смену 2250 час.

Произведём расчёт на примере ТП 1, ввод Т1. Согласно справочнику $\Delta P_x = 0,94$ кВт, $\Delta Q_x = 7,5$ кВАр, $\Delta P_к = 7,6$ кВт, $\Delta Q_к = 36,54$ кВАр. Тогда

$$\Delta \mathcal{E}_x = (0,94 + 0,15 \cdot 7,5) \cdot 8760 = \text{кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta \mathcal{E}_к = (7,6 + 0,15 \cdot 36,54) \cdot 0,0398^2 \cdot 2250 = \text{кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta \mathcal{E}_т = 20235,6 + 7702,6 = 27938,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 2

Потери электроэнергии в трансформаторах

Наименование присоединения	ΔP_x кВт	$\Delta P_к$ кВт	ΔQ_x кВАр	$\Delta Q_к$ кВАр	Кз ср, у.е.	$\Delta \mathcal{E}_{xx}$ Вт·ч	$\Delta \mathcal{E}_к$ Вт·ч	$\Delta \mathcal{E}_т$ Вт·ч
ТП-1, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	36,54	0,08	4653	194	4847
КТПН-2	0,53	3,7	4,24	11,33	0,24	10214,16	2619	12833
ТП-3, ввод Т1	0,75	5,4	6	17,48	0,08	14454	498	14952
ТП-4, ввод Т1	0,75	5,4	6	17,68	0,14	13860	1389	15249
ТП-4, ввод Т2	0,75	5,4	6	17,76	0,08	13860	432	14292
ТП-6, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	36,86	0,06	17371,2	408	17779
ТП-6, ввод Т2	0,94	7,6	7,52	32,76	0,10	17371,2	1149	18521
КТПН-7	0,53	3,7	4,24	11,33	0,08	5247	165	5412
КТПН-7/1	0,53	3,7	4,24	11,75	0,02	5247	7	5254
КТП-8/1	0,68	2,85	5,44	11,25	0,01	6732	1	6733
КТП-8/2	0,7	2,35	5,6	18,00	0,09	12936	377	13313
КТП-8/3	0,7	2,35	5,6	18,00	0,19	6930	839	7769
КТП-8/4	0,51	2,25	4,08	8,80	0,09	9424,8	228	9653
ТП-8, ввод Т1	0,53	3,7	4,24	11,75	0,12	5247	378	5625
ТП-8, ввод Т2	0,53	3,7	4,24	11,75	0,22	5247	1147	6394
КТПН-9	0,53	3,7	4,24	11,48	0,15	5247	534	5781
КТПН-10, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	31,50	0,14	17371,2	1905	19277
КТПН-11, ввод Т1	0,75	5,4	6	19,08	0,39	7425	5636	13061
ТП-12, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	35,66	0,26	9306	3792	13098

ТП-12, ввод Т2	0,94	7,6	7,52	35,66	0,24	9306	3233	12539
КТП-13	0,105	0,6	0,84	1,15	0,25	519,75	112	632

Продолжение таблицы 2

Наименование присоединения	ΔP_x кВт	ΔP_k , кВт	ΔQ_x кВт	ΔQ_k , кВт	Кз ср, у.е.	$\Delta \mathcal{E}_{xx}$ Вт·ч	$\Delta \mathcal{E}_k$, Вт·ч	$\Delta \mathcal{E}_T$, Вт·ч
КТП-14	0,53	3,7	4,24	10,45	0,09	5247	195	5442
КТП-15	0,53	3,7	4,24	10,80	0,03	9794,4	30	9824
КТП-16	0,26	1,97	2,08	5,00	0,14	5010,72	497	5507
КТП-18	0,53	3,7	4,24	11,33	0,08	10214,16	321	10536
КТПН-22	0,53	3,7	4,24	11,25	0,23	10214,16	2547	12761
ТП-23, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	29,61	0,15	17371,2	2211	19582
ТП-24, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	29,30	0,11	17371,2	1264	18635
ТП-24, ввод Т2	0,94	7,6	7,52	28,98	0,14	17371,2	1833	19204
КТП-26	0,53	3,7	4,24	11,75	0,10	5247	247	5494
КТП-28	0,175	1,27	1,4	2,84	0,48	866,25	883	1749
ТП-31, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	34,52	0,21	9306	2511	11817
ТП-31, ввод Т2	0,94	7,6	7,52	34,52	0,18	9306	1946	11252
ТП-32, ввод Т1	0,94	7,6	7,52	34,65	0,24	17371,2	6196	23567
ТП-32, ввод Т2	0,94	7,6	7,52	34,65	0,28	17371,2	8275	25646
КТПН-33, ввод Т1	1,4	10,8	11,2	56,30	0,17	13860	2437	16297
КТПН-33, ввод Т2	1,4	10,8	11,2	56,30	0,15	13860	1908	15768
КТП-34	0,26	1,97	2,08	4,34	0,27	1287	423	1710
КТП-35	0,105	0,6	0,84	1,14	0,35	1940,4	778	2718
КТП-36	0,74	3,7	5,92	12,20	0,15	7326	577	7903
КТП-37	0,74	3,7	5,92	12,00	0,20	7326	995	8321
КТП-38	0,22	1,28	1,76	2,83	0,24	1089	219	1308
КТПН-40	1,3	7,6	10,4	34,65	0,01	12870	2	12872
МТЖП-41	0,16	0,04	1,28	0,06	0,33	1584	25	1609
КТПН-42, ввод Т2	0,7	2,35	5,6	55,00	0,16	6930	1201	8131
КТПН-43, ввод Т1	0,7	2,35	5,6	55,00	0,13	6930	843	7773
КТПН-43, ввод Т2	0,7	2,35	5,6	55,00	0,11	6930	559	7489

Оценим величину потерь электроэнергии в трансформаторах по отношению к общему потреблению РЭС станции Карымская в 2022 г. по формуле (7)

$$\Delta \mathcal{E}_{T\%} = \frac{\sum \Delta \mathcal{E}_T}{\mathcal{E}_a} \cdot 100 \% \quad (7)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{T\%} = \frac{495931}{15065049} \cdot 100\% = 3,29 \%$$

Из таблицы 2 видно, что наибольшие технологические потери в трансформаторах имеют ТП-4 ввод Т1, КТПН-10 ввод Т1, ТП-23 ввод Т1, ТП-24 ввод Т2, ТП-32 ввод Т1, ввод Т2 и КТПН-33 ввод Т1 и Т2. Следовательно, требуется мероприятие по их замене.

Предлагаемые изменения схемы электроснабжения РЭС станции Карымская:

Из предыдущих пунктов видно, что технологические потери на РЭС станции Карымская составляют около 4%, в связи с этим предлагается мероприятие по добавлению в схему компенсирующего устройства.

Активная энергия применяется по назначению и превращается в тепловую, механическую, а реактивная отсылается на создание электромагнитных полей и не дает никакой пользы. При этом создаёт дополнительную нагрузку на кабельные линии и проекты электроснабжения приходится разрабатывать с учетом появления реактивной мощности. А реактивная мощность оплачивается по счетчику согласно тарифу наряду с активной, а это довольно большая часть потребления электроэнергии. Конденсаторные установки снижают потерю в кабельных линиях, что приводит соответственно к уменьшению общего энергопотребления и снижению токовой нагрузки на линию [6].

Конструкция конденсаторной установки выполнена в виде электроприбора, состоящего из конденсатора и дополнительного электрического оборудования.

Принцип работы компенсирующего устройства состоит в поддержании коэффициента мощности потребителя на заданном уровне путем отслеживания в режиме реального времени изменений нагрузки и подключения или отключения необходимого числа конденсаторных батарей.

Для установки компенсирующего устройства необходимо определиться с местом установки на ВН ЦРП, НН ЦРП или ЭЧЭ-10. Проанализировав, что при установке данного устройства на сторону НН (10 кВ) тяговой подстанции Карымская ЭЧЭ-10, будет компенсироваться весь РЭС, а не отдельная его часть как в других вариантах расположения.

Так же для установки необходимо рассчитать мощность установки по формуле (8)

$$Q_{ку} = \Sigma P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) \quad (8)$$

где ΣP – сумма максимальных значений потребления активной мощности всех подстанций за 2022 год;

$tg \varphi_1$ – фактическое значение, применяем равным 0,6;

$tg \varphi_2$ – нормативное значение, равное 0,4;

Тогда расчетная мощность компенсирующего устройства составит

$$Q_{ку} = 3999,06 \cdot 0,2 = 799,81 \text{ кВАр.}$$

Так как на тяговой подстанции шина 10 кВ разделена на две, следует устанавливать компенсирующее устройства на обе шины.

$$Q_{ку1} = Q_{ку2} = 399,95 \text{ кВАр.}$$

Таблица 3

Выбор компенсирующего устройства

Производитель	Название	Шаг регулирования	Стоимость
ООО «Новосибирский конденсаторный завод»	АКУ-НЗК-10-450-150	150 кВАр	335900 рублей
ООО НПП «ЭлектроПривод»	АКУ-10-400-12,5	12,5 кВАр	235500 рублей
ООО НПП «ЭлектроПривод»	АКУ-10-400-25	25 кВАр	225800 рублей

Из выше приведенной таблицы видно, что для данного проекта подходит устройство компании ООО НПП «ЭлектроПривод» АКУ-10-400-12,5, так как в отличие от других представленных оно имеет минимальный шаг регулирования, а значит может более точно производить компенсацию. Её габариты: 2740 – высота, 1800 – ширина и 780 – глубина.



Рис. 1 – АКУ-10-400-12,5 ООО НПП «ЭлектроПривод»

Также в существующей схеме электроснабжения есть проблемы в части питания потребителей I и II категорий от подстанций, не имеющих резервного питания. Для соответствия правилам устройства электроустановок необходимо изменить существующую схему питания района электрических сетей станции Карымская [2].

Снижение технологических потерь в линиях РЭС станции Карымская:

В предыдущем пункте мною было выбрано компенсирующее устройство АКУ-10-400-12,5 при его установке потери в линиях уменьшаться.

Произведём расчёт на примере ТП 1, ввод Т1 с учетом влияния АКУ по формуле (4) и заполним таблицу 234. Марка провода данного присоединения АСБ 3×50 мм², длина составляет 0,05 км. Удельное активное сопротивление $r_0=0,62$ Ом/км. Потребление на 2022 год 97940 кВт·ч.

$$\Delta \mathcal{E}_a = 1,1^2 \cdot \frac{97940^2 \cdot (1+0,4^2) \cdot 10^{-3}}{10^2 \cdot 8760} \cdot 0,62 \cdot 0,05 = 1,85 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Заметно что потери с 2,17 кВт·ч снизились до 1,85 кВт·ч, что составляет 15%.

Таблица 4

Потери электроэнергии в линиях с учетом влияния АКУ

Наименование присоединения	Марка провода	Длина, км	Потребление электроэнергии за 2022 г., кВт·ч	Потери электроэнергии, кВт·ч	Потери электроэнергии с учетом АКУ, кВт·ч
ввод ТП-1, Т1	2 АСБ 3x50	0,05	97940	2,17	1,85
ввод КТПН-2	3 АС 50	0,15	438084	23,25	19,83
ввод ТП-3, Т1	СБ 3x95	0,24	250736	5,39	4,59
ввод ТП-4, Т1	АСБ 3x120	1,10	409239	93,84	80,04
ввод ТП-4, Т2	2 АСБ 3x120	0,90	228072	23,85	20,34
ввод ТП-6, Т1	АСБ 3x50	0,19	273679	17,29	14,74
ввод ТП-6, Т2	ААБ 3x70	0,90	470356	171,63	146,39
ввод КТПН-7	АСБ 3x50	0,45	78741	6,33	5,40
ввод КТП-8/1	АСБ2Л 3x70	0,14	8024	0,01	0,01
ввод КТП-8/2	АСБ 3x70	0,12	269389	7,19	6,14

Продолжение таблицы 4

ввод КТП-8/3	АСБ 3x70	0,12	293980	15,99	13,64
ввод КТП-8/4	АСБ2Л 3x70	0,14	99554	1,21	1,03
ввод ТП-8, Т1	2ААШВ 3x120	0,06	118640	0,80	0,68
ввод ТП-8, Т2	АСБ 3x120	0,06	206560	2,43	2,08
ввод КТПН-9	2 АСБ 3x50	0,30	141500	13,62	11,62

ввод КТПН-10, Т1	АСБ 3x95	0,12	610251	28,02	23,90
ввод КТПН-10, Т2	СБ 3x95	0,50	0	0,00	0,00
ввод КТПН-11, Т1	3 АС 50	0,20	595680	111,59	95,18
ввод КТПН-11, Т2	3 АС 50	0,20	0	0,00	0,00
ввод ТП-12, Т1	2 ААБЛУ 3x70	0,20	614720	121,60	103,72
ввод ТП-12, Т2	2 АСБ 3x120	0,25	567622	76,58	65,32
ввод КТП-13	ААБ 3x95	0,25	12124	0,09	0,07
ввод КТП-14	3 АС 50	0,15	86789	1,78	1,52
ввод КТП-15	3 АС 50	0,30	46216	0,54	0,46
ввод КТП-16	3 АС 50	0,25	107502	2,33	1,99
ввод КТП-18	3 АС 70	0,15	153451	2,85	2,43
ввод КТПН-22	2 СБЛУ 3x25	0,25	432473	16,69	14,23
ввод ТП-23, Т1	ААБЛУ 3x50	0,52	665064	279,36	238,28
ввод ТП-24, Т1	ААБЛУ 3x185	0,65	503760	54,94	46,86
ввод ТП-24,Т2	ААБЛУ 3x185	1,17	607890	143,99	122,81
ввод КТП-26	3 АС 50	0,20	95952	2,90	2,47
ввод КТП-28	3 АС 50	2,15	57977	22,73	19,39
ввод ТП-31, Т1	ААБЛУ 3x50	0,19	503590	109,25	93,18
ввод ТП-31, Т2	ААБЛУ 3x70	0,16	443338	50,60	43,16
ввод ТП-32, Т1	2 ААБЛУ 3x50	0,25	1079889	354,11	302,03
ввод ТП-32, Т2	ААБЛУ 3x70	0,12	1248023	161,11	137,42
ввод КТПН-33, Т1	2 ААБЛУ 3x70	0,40	641585	264,93	225,97
ввод КТПН-33, Т2	2 ААБЛУ 3x50	0,40	567688	292,27	249,29
ввод КТП-34	2 ААБЛУ 3x70	0,32	51242	2,70	2,31
ввод КТП-35	2 ААБЛУ 3x70	0,73	61871	2,41	2,05

Продолжение таблицы 4

Наименование присоединения	Марка провода	Длина, км	Потребление электроэнергии за 2022 г., кВт·ч	Потери электроэнергии, кВт·ч	Потери электроэнергии с учетом АКУ, кВт·ч
ввод КТП-36	2 ААБЛУ 3x70	0,70	145621	23,88	20,37
ввод КТП-37	2 ААБЛУ 3x70	0,60	191724	35,49	30,27
ввод КТП-38	2 ААБЛУ 3x70	0,73	28820	1,95	1,66
ввод КТПН-40	2 ААБЛУ 3x50	0,40	13200	0,16	0,13
ввод КТПН-42, Т2	АПВБЛ 3x185	1,35	607000	309,22	263,75
ввод КТПН-43, Т1	АПвбВ 3x70	0,27	508407	112,29	95,78
ввод КТПН-43, Т2	АПвбЛ 3x70	0,31	413902	85,45	72,89

Σ	15065049	3056,82	2607,29
---	----------	---------	---------

Из приведенной выше таблицы видно, что потери снизили на 449,53 кВт·ч, 25%.

Также одним из вариантов снижения потерь в линиях является замена кабелей, для этого необходимо рассчитать оптимальное экономическое сечение по формуле (9)

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I}{J_{\text{ЭК}}} \quad (9)$$

где I — расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

J_{ЭК} — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², для заданных условий работы, выбираемое [17];

Произведём расчёт на примере ТП 6, ввод Т2, ААБ 3х70 мм²

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{14,5}{1,2} = 12,1 \text{ мм}^2 \approx 15 \text{ мм}^2$$

Из расчетов видно, что при замене кабельных линий по экономически оптимальному сечению необходимо будет уменьшить сечение кабелей, что в свою очередь наоборот увеличит потери в линиях, следовательно, такое мероприятие не целесообразно.

В данном пункте дипломного проекта были рассчитаны потери в линиях при установке АКУ, потери снизятся на 25%. Мероприятие по замене кабелей является не целесообразным, так как по его итогам потери увеличатся.

Снижение технологических потерь в трансформаторах РЭС станции Карымская

Для снижения технологических потерь в трансформаторах РЭС станции Карымская, существуют разные мероприятия. Одним из них является замена старых, устаревших трансформаторов, на сухие.

На предприятиях ОАО «РЖД» 2021 год был назван годом экологии и была принята «Декларация железнодорожного сектора в отношении решения в отношении проблем изменения климата». В связи с этим компания выбрала для себя направление по декарбонизации производственной деятельности ОАО «РЖД». Были выдвинуты основные направления мероприятия по снижению негативных воздействий на окружающую среду, среди которых главное место заняло направление по замене маслонаполненного оборудования на сухое. Следовательно, можно предложить мероприятие по замене масляных трансформаторов, установленных на малозагруженных подстанциях, на энергоэффективные трансформаторы серии ТМГэ2 [12].

Мною предложено мероприятие по замене старых трансформаторов на энергоэффективные серии ТМГэ2. Данные трансформаторы имеют потери холостого хода ниже, чем у своих аналогов, за счёт использования при изготовлении аморфные и других современных материалов [4, 7]. Конструктивно такие подстанции ничем не отличаются от КТП-Пилот, представленных ранее. На данный момент эти подстанции с таким видом трансформаторов пользуется спросом и их использование уже ведется на ПАО «Россети Волга», однако компаний производящие такое оборудование очень мало, можно выделить две ведущие ООО «Автотрансформатор» и АО «Электрозавод». Проведем выбор и сравнение их оборудования [1, 4, 14].

Таблица 5

Выбор исполнения подстанции 400 МВА

Производитель	Название	Тип трансформатора	Стоимость
ООО «Автотрансформатор»	КТП-400/10/0,4	ТМГэ2-400/10/0,4	603500 рублей
АО «Электрозавод» (ERCO)	КТП-400/10/0,4	ТМГэ2-400/10/0,4	628900 рублей

Таблица 6

Выбор исполнения подстанции 630 МВА

Производитель	Название	Тип трансформатора	Стоимость
ООО «Автотрансформатор»	КТП-630/10/0,4	ТМГэ2-630/10/0,4	788000 рублей
АО «Электрозавод» (ERCO)	КТП-630/10/0,4	ТМГэ2-630/10/0,4	812900 рублей

Таблица 7

Выбор исполнения подстанции 1000 МВА

Производитель	Название	Тип трансформатора	Стоимость
ООО «Автотрансформатор»	КТП-1000/10/0,4	ТМГэ2-1000/10/0,4	999500 рублей

АО «Электростанция» (ERCO)	КТП-1000/10/0,4	ТМГэ2-1000/10/0,4	1020900 рублей
----------------------------	-----------------	-------------------	----------------

Из выше представленных таблиц, можно сделать вывод, что комплектные подстанции от компании ООО «Автотрансформатор» нам подходят, так конструктивных отличий нету, кроме цены.

Рассчитаем потери в новых комплектных подстанциях с энергоэффективными трансформаторами, а также с учетом установки АКУ по формулам (1-4) и занесем в таблицу 13.

Таблица 8

Потери при замене трансформаторов на энергоэффективные и при учете АКУ

Наименование присоединения	Сном т,	Марка	$\Delta \text{Эт}$, при ТМГэ2, кВт·ч	$\Delta \text{Эт}$ с учетом АКУ, кВт·ч	$\Delta \text{Эт}$ с учетом АКУ и ТМГэ2, кВт·ч
КТП4 Т1	400	ТМГэ2	11101	15020	11019
КТП4 Т2	400	ТМГэ2	10843	14221	10776
КТП10 Т1	630	ТМГэ2	14596	18963	14307
КТП-23 Т1	630	ТМГэ2	14925	28413	14925
КТП24 Т1	630	ТМГэ2	14038	18427	13841
КТП24 Т2	630	ТМГэ2	14709	18902	14296
КТП-32 Т1	630	ТМГэ2	18564	22547	17427
КТП-32 Т2	630	ТМГэ2	20127	24284	18965
КТП-33 Т1	1000	ТМГэ2	11707	15895	11337
КТП-33 Т2	1000	ТМГэ2	11256	15454	10928

Из данной таблицы видно, что при установке КТП с энергоэффективными трансформаторами и при учете установки АКУ потери снижаются на 54306 Вт·ч, что в свою очередь равно 29%.

Заключение

Таким образом, рассчитаны потери в линиях и в трансформаторах, а также предложены мероприятия по снижению потерь в кабельных линиях и в трансформаторах. По итогу при установке АКУ потери в линиях уменьшатся на 25%, а при установке АКУ и замене шести подстанций, с наибольшими потерями на комплектные с энергоэффективными трансформаторами, потери снизятся на 29%, что доказывает целесообразность проведения данных мероприятий.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. RU-TRANSFORMATOR Производство и продажа энергооборудования: сайт / Трансформаторы с сухой изоляцией URL: <http://ru-transformator.ru/ktpn-optima-price> (дата обращения 05.05.2023).
2. Григорьев Н. П., Твердохлебов И.А., Фоков К.И. Выбор проектных решений при разработке подстанции 10 – 500 кВ. / Учебное пособие. Хабаровск: Издательство ДВГУПС, 2001. – 163 с.
3. Заваод Автотрансформатор: сайт / Энергоэффективные подстанции URL: <https://avtotransformator.ru/zheleznodorozhnaya-otrasl> (дата обращения 11.05.2023).
4. Марквардт, К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог: учебник для вузов ж. д. транспорта / К. Г. Марквардт – Изд. 4-е; перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1982 – 528 с.
5. Новосибирский конденсаторный завод: сайт / Автоматические конденсаторные установки (АКУ) URL: <https://po-nzk.ru/products/reguliruemye-kondensatornye-ustanovki-ecoline-auto> (дата обращения 05.05.2023).
6. Портал Энерго: сайт / Энергоэффективные трансформаторы URL: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/614> (дата обращения 04.05.2023).
7. Постановлению Правительства РФ №600 от 17.06.2015 года «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности».
8. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Железко Ю.С. – М.: ЭНАС, 2009 – 456 с.

9. Правила устройства электроустановок: 7-е изд. / Петров. Е.В. – Минэнерго РФ – Энергоатомиздат, 2007 – 240 с.
10. РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». М.: Официальное издание, 2000. – 38 с.
11. СТО 34.01-3.2-011-2021 ПАО «Россети» «Трансформаторы силовые распределительные 6-10 кВ мощностью 63-2500 кВА. требования к уровню потерь холостого хода и короткого замыкания».
12. Холдинг ERCO: сайт / Энергоэффективные трансформаторы и подстанции URL: <https://erso.group/catalog/transformatory-klassa-napryazheniya-3-35-kv-razlichnogo-naznacheniya> (дата обращения 11.05.2023).

REFERENCES

1. RU-TRANSFORMATOR Production and sale of power equipment: website / Dry-insulated transformers URL: <http://ru-transformator.ru/ktpn-optima-price> (accessed 05.05.2023).
2. Grigoriev N. P., Tverdokhlebov I.A., Fokov K.I. Choice of design solutions at development of substation 10 - 500 kV. / Tutorial. Khabarovsk: Publishing house DVGUPS, 2001. - 163 с.
3. Zavaod Avtotransformator: site / Energoefficient substations URL: <https://avtotransformator.ru/zheleznodorozhnaya-otrasl> (date of address 11.05.2023).
4. Marquardt, K.G. Power supply of electrified railways: textbook for universities of railway transport / K.G. Marquardt - Izd. 4th; revision and addendum - М.: Transport, 1982 - 528 p.
5. Novosibirsk capacitor plant: website / Automatic capacitor units (ACU) URL: <https://poznk.ru/products/reguliruemye-kondensatornye-ustanovki-ecoline-auto> (accessed 05.05.2023).
6. Portal Energo: website / Energy Efficient Transformers URL: <http://portal-energo.ru/articles/details/id/614> (accessed 04.05.2023).
7. Resolution of the Government of the Russian Federation No. 600 dated 17.06.2015 "On approval of the list of objects and technologies that are classified as objects and technologies of high energy efficiency".
8. Electricity losses. Reactive power. Electricity quality: Guide for practical calculations / Zhelezko Yu.S. - М.: ENAS, 2009 - 456 p.
9. Rules of the device of electrical installations: 7th edition / Petrov. E.V. - Ministry of Energy of the Russian Federation - Energoatomizdat, 2007 - 240 p.
10. RD 153-34.0-15.501-00 "Methodical instructions for control and analysis of electric energy quality in general purpose power supply systems". Moscow: Official Edition, 2000. - 38 с.
11. СТО 34.01-3.2-011-2021 PJSC ROSSETI "Power distribution transformers 6-10 kV with a capacity of 63-2500 kVA. requirements to the level of no-load and short-circuit losses".
12. ERCO Holding: website / Energy Efficient Transformers and Substations URL: <https://erso.group/catalog/transformatory-klassa-napryazheniya-3-35-kv-razlichnogo-naznacheniya> (accessed 11.05.2023).

Информация об авторах

Елпашев Сергей Юрьевич – старший преподаватель кафедры «Электроснабжения», Забайкальский институт железнодорожного транспорта Иркутский государственный университет путей сообщения, г. Чита, e-mail: elkka64@mail.ru

Authors

Elpashev Sergey Yuryevich - Senior Lecturer, Department of Electrical Supply, Transbaikal Institute of Railway Transport, Irkutsk State Transport University, Chita, e-mail: elkka64@