

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Разработка автоматизированной системы контроля и учета
электроэнергии фармацевтического предприятия ООО «ОЗОН Фарм»

Студент

А.В. Чечеткин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

Введение.....	4
1 Анализ существующей системы электроснабжения фармацевтического предприятия ООО «ОЗОН ФАРМ».....	9
1.1 Характеристика объекта проектирования	9
1.2 Анализ затрат на электропотребление предприятия	10
1.3 Анализ существующей системы электроснабжения предприятия	15
1.3.1 Блок-контейнер.....	15
1.3.2 Блок УВН и трансформаторов Т-1, Т-2	17
1.3.3 Блок РУНН.....	21
1.4 Необходимость внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии.....	26
Вывод по главе 1	29
2 Выбор основного оборудования автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии фармацевтического предприятия	30
2.1 Выбор логического контроллера автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии	31
2.1.1 Контроллер ОВЕН СПК110	32
2.1.2 Контроллер Энергомера СЕ805	35
2.2 Выбор трансформаторов тока.....	37
2.2.1 Предъявляемые требования к трансформаторам тока и напряжения: ...	37
2.2.2 Условия выбора трансформатора тока	39
2.3 Выбор модуля HVD3-RTU5	42
2.3 Выбор приборов учета для проектирования автоматической системы контроля и учета электрической энергии фармацевтического предприятия.	47
2.4 Общая схема автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии	55
Выводы по главе 2.....	58
3. Техничко-экономические показатели автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии фармацевтического предприятия.	59
3.1 Техничко-экономическое обоснование установки автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии фармацевтического предприятия	59
3.2 Показатели доходности и эффективности проектируемой автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии	65

Выводы по главе 3	68
Заключение	69
Список используемых источников	72

Введение

Для многих промышленных предприятий из-за существенного подорожания энергоресурсов их доля в себестоимости продукции достигает 20-30% и более. При этом еще многие предприятия предпочитают иметь расчеты со своими поставщиками энергетических ресурсов либо основываясь на основе суммарных показаний различных приборов, которые не имеют высокой надежности и точности, и которые также не могут обходиться без визуального снятия различных измерительных данных (что приводит к обработке результатов вручную), либо основываясь на общей сумме всей мощности всех установок, а также различным расчетным нормам энергетического потребления. Вышеуказанные расчеты дают большую выгоду всем поставщикам энергетических ресурсов.

В наше время энергоресурсная торговля основана, в большей степени, на абсолютном использовании различного приборного энергоучета, который имеет автоматизацию. Данный факт приводит к минимуму всякое участие людей в процессе работы с информацией (сбор, обработка, передача). Также вышеуказанное обеспечивает идеально оперативный и точный учет, который имеет свойство подстраиваться к разным тарифным учетам, системам. Именно задаваясь данной целью, потребитель внедряет на объекте различные автоматизированные системы технического, а также коммерческого учета своих энергетических ресурсов. Только если потребитель имеет современную автосистему учета энергоресурсов, любое предприятие, занимающееся промышленностью, имеет возможность стопроцентного контроля всего процесса энергопотребления. Также возможен (при согласовании с поставщиком) переход на различные тарифные системы, с помощью которых можно минимализировать затраты.

Компьютерный мониторинг потребления энергоресурсов раскрыл потенциал непроизводительных расходов энергоносителей, позволил контролировать фактическую экономию платежей за энергообеспечение по

видам энергоресурсов, по субъектам хозяйствования, по периодам времени, по видам энергосберегающих мероприятий и т. Д.

Основные функции и главные задачи АСКУЭ заключаются в:

- сборе в автоматическом режиме по заданным периодам значений конкретных параметров;
- формировании нормативно - справочной базы энергоучета объекта;
- накоплении данных энергопотребления в базе данных;
- обработке накопленных данных;
- отражении процессов потребления в виде графиков, таблиц;
- документировании измерительной и вычислительной информации энергопотребления;
- сигнализации в случае внештатных ситуаций;
- прогнозировании нагрузки в энергопотреблении;
- автодиагностики АСКУЭ с анализом информации, поступающей от первичных преобразователей, информации об отказе и состоянии каналов связи.

«По своему назначению автоматизированную систему контроля и учета электрической энергии можно разъединить на две системы учета: коммерческий и технический учет. К коммерческому учету относят учет поставки (потребления) электрической энергии предприятием для последующего денежного расчета за поставленную электроэнергию (при этом все приборы для коммерческого учета имеют название расчетные или коммерческие). Техническим учетом можно назвать учет, который ведется, чтобы контролировать процесс потребления/поставки энергии внутри любого предприятия по его объектам и подразделениям (так, при этом принято использовать различные виды приборов технического учета). В наше время, когда полным ходом развиваются рыночные отношения, идет хозяйственное объединение отдельных подразделений предприятий, реструктуризируются малые и крупные предприятия, рождаются коммерчески самостоятельные, но, в свою очередь, связанные общей схемой энергоснабжения производства

- субабоненты, функции расчетного и технического учета вместе сочетаются в рамках единой системы. Отсюда следует, автоматизированная система контроля и учета электроэнергии технического и коммерческого учета реализуются как единая система, но, в то же время, возможна их реализация как отдельных систем»[26].

«Оба вида учета, и технический и коммерческий, не смотря на некоторое сходство, имеют свою специфику. Коммерческий учет является консервативным, он имеет единую схему энергоснабжения. Для коммерческого учета характерно наличие некоторого количества различных точек учета, по которым необходима установка различных приборов повышенной точности. В то же время средства учета среднего и нижнего уровней АСКУЭ необходимо выбирать только исходя из информации государственного реестра средств измерений. Также следует помнить, что все системы коммерческого учета пломбируются в обязательном порядке, данный факт существенно сужает возможность внесения оперативных изменений со стороны рабочих предприятия. В свою очередь, технический учет, вопреки коммерческому, является динамичным. Данный вид учета постоянно находится в развитии, показывая изменения производственных требований. Технический учет характеризуется большим количеством различных точек учета с различными задачами всех видов контроля энергоресурсов, а также приборами, которые имеют пониженную точность. Технический контроль может допустить использование устройств, которые не занесены в государственный реестр измерительных средств, но из-за этого возникают проблемы с выяснением причин дисбаланса всех видов данных по потреблению энергоресурсов от систем технического и коммерческого учета.»[26]. Также необходимо отметить, что оперативно внести изменения в схему техконтроля энергетических ресурсов, в специфику всякого вида производственных задач, которые решаются, главному энергетiku позволяет отсутствие пломбирования приборов энергопоставляющей организацией. Учитывая специфичность технического и коммерческого учета, есть

возможность оптимизации стоимости создания АСКУЭ, а также ее эксплуатации.

Внедрение систем контроля и учета энергоресурсов на предприятии способствует уменьшению затрат на энергетические ресурсы от 25% до 40% за счет:

- оптимизации всех режимов работы технологического оборудования, а также соблюдения технологической дисциплины;
- введение многотарифных систем расчетов за электроэнергетические ресурсы;
- возможность быстро и оперативно выявлять в удаленном режиме непроизводительные потери электроэнергетических ресурсов;
- точности расчетов с организациями и арендаторами - поставщиками энергоресурсов;
- выявление и пресечение несанкционированных подключений;
- уменьшение мощности (заявленной) и возможности контролировать и соблюдать режимы энергопотребления в оперативном режиме;
- определение затрат (фактических) на энергоресурсы отдельно по производственным заказом, технологическим линиям и оборудованию, а также структурным подразделениям;
- повышение экологических показателей предприятия.

Добиваясь меньшего потребления энергии мы способствуем понижению уровня загрязненности внешней окружающей среды не только самим предприятием - потребителем (включая экономию на уменьшение экологических платежей), но и способствуем компаниям, производящим энергию, сократить расход и сохранить невозполнимые природные ресурсы (такие как газ, уголь, нефть и т.д.) и тем самым значительно улучшаем экологическую обстановку в регионе.

«В связи с наличием всесторонней информации об энергетических потоках и полную реализацию функции контроля и учета за счет использования системы, у руководящего лица появляются концепции для

проведения энергетически сберегающих мероприятий, исходя из возможности их эффективности при адресном контроле»[25].

Качественные управленческие решения принимаются посредством получения достоверной, объективной, полной и своевременной информации.

Целью диссертационного исследования является разработка автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии промышленного фармацевтического предприятия ООО «ОЗОН ФАРМ».

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать существующую систему электроснабжения фармацевтического предприятия;
2. Выбрать необходимое оборудование для автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии фармацевтического предприятия;
3. Определить технико-экономические показатели автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии фармацевтического предприятия.

1 Анализ существующей системы электроснабжения фармацевтического предприятия ООО «ОЗОН ФАРМ»

1.1 Характеристика объекта проектирования

Организация ООО ОЗОН ФАРМ расположена по следующему адресу: РФ, обл. Самарская, Жигулёвск г., ул. Гидростроителей, д. 6.

Рисунок 1 представляет собой расположение фирмы ОЗОН ФАРМ.



Рисунок 1 – Расположение организации по производству ГЛ средств
Озон Фарм

Электроснабжение данной фирмы происходит от городских сетей мощностью 10 кВ. Указанное предприятие, занимающееся производством фармацевтики, относится ко второй категории надежности электроснабжения.

Организация представляет собой один этаж, общая площадь составляет около одной тысячи квадратных метров. На предприятии существуют три участка, на которых производятся таблетки, а также индивидуальный тепловой пункт и склад.

1.2 Анализ затрат на электропотребление предприятия

Проводя анализ электропотребления фармацевтического предприятия ООО «ОЗОН ФАРМ» были использованы данные предоставленные непосредственно самим предприятием за 2013-2016 год.

По формуле 2.1 произведем расчет затрат на электроэнергию производственного корпуса 2 в январе 2013 года зная что цена за 1 кв·ч в этом месяце составила 3,26 руб. а потребление составило 348 301 кв·ч:

$$Z = W \cdot z; \quad (1.1)$$

где W – потребление эл.эн. за январь 2013 года, кв·ч ;

z – цена за 1 кв·ч в этом же месяце, руб.

$$Z = 3,26 \cdot 348301 = 1136774 \text{ руб.}$$

По формуле 2.2 произведем расчет затрат на электроэнергию в январе 2013 года с НДС:

$$Z_{\text{ндс}} = Z \cdot 1,18; \quad (1.2)$$

$$Z_{\text{ндс}} = 1136774 \cdot 1,18 = 1341394 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов затрат на электроэнергию за период 2013-2015 года произведены аналогично и представлены в таблице 1.

Таблица 1 – расчет затрат на электроэнергию за 2013-2016 год

	месяц	Цена за 1 кВт час «Коралл», рублей	Потребление предприятием Озон корпус 1	Платежи за потребление предприятия Озон корпус 1, рублей	Цена кВт предприятия Озон корпус 1 рублей	Показания по мощности предприятия Озон 1 корпус кВт	Платежи по мощности предприятия Озон 1 корпус, рублей	Общ. Платеж по предприятию Озон 1 корпус, рублей (потр.+мощн.)	Цена 1 кВт ч предприятия Озон 2 корпус	Потребление предприятия Озон 2 корпус кВт.час	Платежи за потребление предприятия Озон 2 корпус, рублей	Потребление предприятия ООО«ОЗОН»	Платежи предприятия ООО «ОЗОН», рублей. без Налога на добавленную стоимость	Платежи предприятия ООО ОЗОН, рублей.. с налогом на добавленную стоимость
за 2013 Год	Янв.								3,27	348 311	1 136 874	348 321	1 137 774	1 342 394
	Февр.								3,44	360 059	1 234 307	360 089	1 235 207	1 457 364
	Март.								3,49	377 541	1 312 160	377 541	1 313 060	1 549 231
	Апре.								3,42	414 255	1 412 170	414 255	1 425 070	1 667 243
	Май	2,69	176 064	477 302	337	341	114 362	590 664	3,54	323 437	1 142 210	500 531	1 733 765	2 045 662
	Июнь	2,72	285 748	947 852	287	587	175 859	1 048 758	3,68	225 102	748 896	578 415	1 854 452	2 187 489
	Июль	3,09	366 534	1 142 559	323	557	175 189	1 307 748	3,52	224 781	789 867	591 285	2 098 705	2 476 292
	Авгу.	3,11	355 013	1 150 980	325	528	167 724	1 268 684	4,12	211 744	869 685	565 757	2 139 280	2 524 170
	Сентя.	2,95	334 940	987 123	324	522	171 944	1 157 067	4,12	187 142	769 896	521 082	1 927 853	2 274 686
	Окт.	2,42	383 686	928 378	323	522	171 444	1 100 222	4,10	165 039	675 263	548 625	1 776 376	2 095 943
	Нояб.	2,29	369 961	847 218	338	525	174 426	1 021 634	4,01	180 234	726 304	550 174	1 748 827	2 063 436
	Дека.	2,93	348 114	1 019 691	379	463	178 784	1 198 485	3,92	190 044	742 629	538 058	1 942 004	2 291 384
	За весь год	2,87	356 897	7 852 020	317	497	1 480 526	8 854 126	3,97	295 101	11 548 789	562 587	20 514 782	24 015 582
за 2014 год	Янв.	2,95	279 793	825 387	371	427	154 148	979 534	3,96	201 253	794 134	481 045	1 774 558	2 093 799
	Февр.	3,21	285 380	916 112	296	499	138 230	1 054 332	3,89	224 430	870 345	509 820	1 925 567	2 271 989
	Март.	2,93	345 971	1 013 734	385	475	186 135	1 199 859	4,06	196 585	795 835	542 586	1 996 784	2 353 025
	Апре.	2,01	359 832	723 062	386	527	199 948	922 989	4,17	203 152	845 171	562 884	1 769 070	2 087 323
	Май	2,07	370 884	767 752	378	543	201 615	969 366	4,19	193 678	810 204	564 572	1 778 459	2 098 762
	Июнь	2,21	383 654	846 772	329	587	194 186	1 041 058	4,31	206 521	887 395	590 174	1 929 343	2 276 445
	Июль	2,14	443 878	949 550	355	688	243 510	1 193 050	4,35	203 666	884 890	647 534	2 078 830	2 452 839
	Авгу.	2,18	485 451	1 028 520	346	695	245 841	1 284 150	4,28	204 841	885 521	685 459	2 125 122	2 547 130
	Сентя.	2,10	406 869	856 365	318	526	170 935	1 027 275	4,29	188 828	807 829	595 687	1 836 015	2 166 318
	Окт.	1,99	400 371	796 746	391	552	220 258	1 016 974	4,24	182 576	772 439	582 966	1 788 323	2 112 401

	месяц	Цена за 1 кВт час «Коралл», рублей	Потребление предприятием Озон корпус 1	Платежи за потребление предприятия Озон корпус 1, рублей	Цена кВт предприятия Озон корпус 1 рублей	Показания по мощности предприятия Озон 1 корпус кВт	Платежи по мощности предприятия Озон 1 корпус, рублей	Общ. Платеж по предприятию Озон 1 корпус, рублей (потр.+мощн.)	Цена 1 кВт ч предприятия Озон 2 корпус	Потребление предприятия Озон 2 корпус кВт.час	Платежи за потребление предприятия Озон 2 корпус, рублей	Потребление предприятия ООО«ОЗОН»	Платежи предприятия ООО «ОЗОН», рублей. без Налога на добавленную стоимость	Платежи предприятия ООО ОЗОН, рублей.. с налогом на добавленную стоимость
	Нояб.	1,98	387 139	765 924	337	548	181 782	947 676	4,01	208 887	834 971	596 015	1 783 557	2 104 417
	Дека.	2,00	368 457	738 134	338	515	170 195	908 327	3,98	181 020	718 722	549 377	1 627 940	1 918 789
	за весь год	2,42	368 852	10 251 485	365	568	2 285 158	12 584 756	4,21	189 120	9 587 456	584 158	22 475 850	26 854 486
за 2015 год	Янв.	1,87	354 283	659 780	389	518	201 103	859 893	3,88	213 680	831 186	567 853	1 691 159	1 995 451
	Февр.	1,98	364 834	727 219	348	559	194 964	921 191	3,98	224 580	891 632	589 524	1 812 904	2 139 109
	Март.	1,98	414 215	825 089	396	562	221 991	1 046 179	3,97	206 355	823 327	620 460	1 869 495	2 205 888
	Апре.	2,01	498 965	998 730	386	749	288 238	1 517 541	4,02	196 380	788 225	695 235	2 305 757	2 720 679
	Май	1,95	599 726	1 153 274	418	901	375 465	1 538 839	4,04	185 652	748 147	785 268	2 286 976	2 698 515
	Июнь	2,07	671 563	1 386 316	368	1 067	393 283	1 779 698	4,15	228 692	945 612	900 145	2 725 300	3 215 738
	Июль	2,18	675 190	1 454 945	408	1 001	409 565	1 874 610	4,69	229 429	1 074 364	904 509	2 948 873	3 479 554
	Авгу.	2,28	695 852	1 458 782	356	965	325 155	1 458 785	4,54	226 896	887 450	896 205	2 658 452	3 025 851
	Сентя.	2,35	664 810	1 545 889	372	890	329 713	1 885 702	4,75	171 468	812 988	836 368	2 698 680	3 184 326
	Окт.	2,33	657 100	1 534 240	413	927	381 499	1 905 838	4,65	195 767	908 322	852 757	2 814 150	3 320 578
	Нояб.	2,27	653 291	1 488 824	426	942	400 562	1 879 485	4,66	199 267	924 562	852 448	2 803 838	3 308 647
	Дека.	2,38	669 737	1 557 040	409	931	380 093	1 967 232	4,78	193 476	926 712	863 103	2 893 934	3 414 725
	Завесь год	2,24	587 562	11 457 712	382	845	3 958 452	19 025 852	4,56	201 452	11 520 145	785 452	26 528 520	31 025 458
за 2016 год	Янв.	2,29	640 185	1 469 394	469	940	439 545	1 898 928	4,69	195 686	915 774	835 761	2 814 801	3 321 349
	Февр.	2,26	664 799	1 515 676	397	979	389 005	1 894 690	4,58	196 239	901 588	860 928	2 796 378	3 299 609
	Март.	2,28	709 849	1 635 325	502	990	496 062	2 121 376	4,78	185 829	886 770	895 568	3 008 246	3 549 613
	Апре.	2,25	652 265	1 486 099	469	937	438 619	1 934 727	4,84	173 530	837 457	825 685	2 772 265	3 271 155
	Май	2,41	686 963	1 656 699	516	973	501 775	2 148 485	5,14	193 876	994 244	880 729	3 142 809	3 708 397
	Июнь	2,56	716 830	1 827 613	398	1 045	417 101	2 234 723	5,15	204 655	1 049 929	921 375	3 284 641	3 875 758
	Июль	2,57	790 907	2 034 466	438	1 151	502 988	2 527 463	5,18	220 494	1 144 412	1 011 291	3 671 865	4 332 684
	Авгу.	2,68	785 201	2 015 458	465	1 251	541 585	2 548 781	5,12	245 852	1 452 100	1 050 785	3 985 156	4 325 874
	Сентя.	2,56	670 478	1 718 861	412	926	381 053	2 089 923	5,08	193 965	982 780	864 333	3 072 783	3 625 767

	месяц	Цена за 1 кВт час «Коралл», рублей	Потребление предприятием Озон корпус 1	Платежи за потребление предприятия Озон корпус 1, рублей	Цена кВт предприятия Озон корпус 1 рублей	Показания по мощности предприятия Озон 1 корпус кВт	Платежи по мощности предприятия Озон 1 корпус, рублей	Общ. Платеж по предприятию Озон 1 корпус, рублей (потр.+мощн.)	Цена 1 кВт ч предприятия Озон 2 корпус	Потребление предприятия Озон 2 корпус кВт.час	Платежи за потребление предприятия Озон 2 корпус, рублей	Потребление предприятия ООО«ОЗОН»	Платежи предприятия ООО «ОЗОН», рублей. без Налога на добавленную стоимость	Платежи предприятия ООО ОЗОН, рублей.. с налогом на добавленную стоимость
	Окт.	2,43	657 841	1 582 217	493	891	438 286	2 030 512	4,94	193 084	956 286	851 015	2 986 897	3 524 422
	Нояб.	2,39	682 693	1 631 663	495	971	477 938	2 099 613	4,92	197 250	968 458	879 833	3 068 151	3 620 302
	Дека.	2,40	673 152	1 611 864	436	919	400 844	2 002 716	4,72	231 928	1 092 434	904 970	3 095 140	3 652 148
	за весь год	2,42	693 696	20 116 656	457	990	5 404 753	25 511 579	4,94	204 882	12 145 401	898 488	37 657 779	44 435 001

Рисунок 2 показывает ежегодные графики затрат на электроэнергию, которые основаны на полученных результатах.

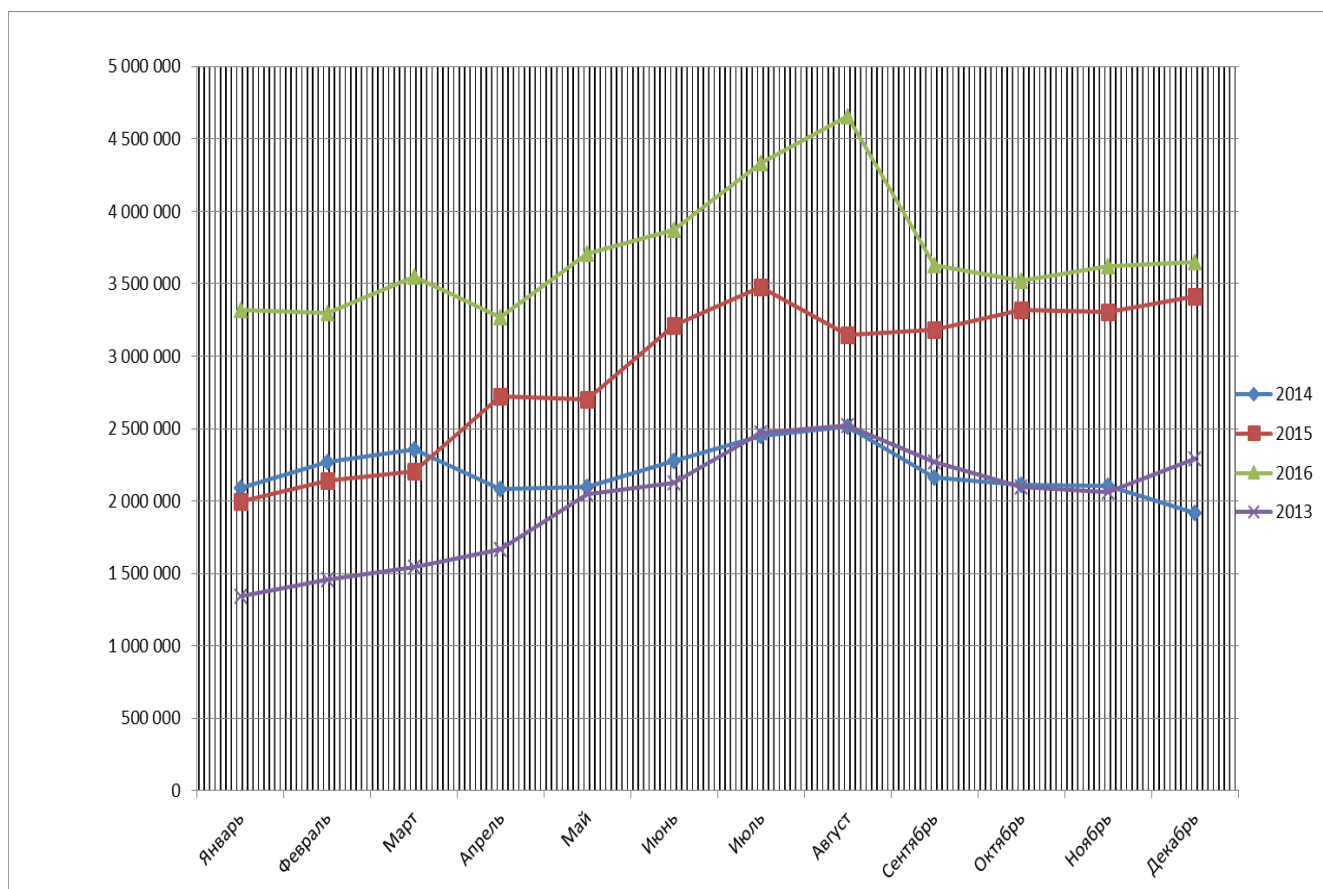


Рисунок 2 – Графики затрат на электроэнергию

1.3 Анализ существующей системы электроснабжения предприятия

1.3.1 Блок-контейнер

Основной функцией блок-контейнера является защита и обеспечение надежного функционирования инженерного оборудования по контролю и управлению объектами и сооружениями. В блок-контейнере установлено оборудование инженерно-технических средств охраны и пожарной сигнализации по обеспечению безопасности эксплуатации технологической площадки и самого блок-контейнера.

Исполнение КТП обычное, не взрывозащищенное в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.010-76* с учетом размещения вне взрывоопасной зоны. Оборудование максимальной заводской готовности рассчитано на экстремальные температуры района.

КТП конструктивно состоит из двух блоков:

- блок НКУ;
- блок трансформаторов и УВН.

Размеры каждого блока (ширина x длина x высота) - 2400 x 9000 x 2650 мм.

Наружные поверхности стен и крыша блок-контейнера грунтованы и окрашены в соответствии с требованиями ГОСТ 9.032, ГОСТ 15150 и СНиП 2.03.11.

Для обеспечения устойчивости к взлому блок-контейнера, наружные поверхности стен и крыши изготовлены из стальных листов толщиной 2, мм, а несущие конструкции выполнены из листов толщиной 4,0 мм.

Для входа в блок-контейнер предусмотрены площадки обслуживания с лестницей, прикрепляемая к корпусу. Для входа в КТП, а также для выката трансформаторов предусмотрены площадки обслуживания.

Двери изготовлены из стального листа с базальтовым утеплением. Все дверные проемы обеспечены двухконтурным силиконовым уплотнением, а также надежно открываются/закрываются при любой температуре окружающего воздуха. Над входными дверями предусмотрены козырьки.

Рабочее и наружное освещение реализовано с применением светодиодных светильников. Управление наружным освещением производится с помощью датчика освещенности. Ремонтное освещение выполнено через понижающий разделительный трансформатор с напряжением 12 В на низкой обмотке.

Отопление помещений КТП (кроме помещений трансформаторов) выполнено с применением электрическими нагревательными приборами конвекторного типа с терморегуляторами. Управление нагревательными приборами выполнено автоматическим терморегулированием, с применением датчика температуры и с возможностью переключения в ручной режим управления. В отсеках трансформаторов предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с естественным побуждением через жалюзийные решетки. В отсеках НКУ и РУНН предусмотрена естественная вентиляция через жалюзийные решетки.

По периметру блок-контейнера на высоте 300 мм от уровня пола выполнен заземляющий контур. Система заземления принята типа TN-S, TN-C-S. Самая важная система, которая имеет свойство уравнивать потенциалы, также данная система может соединить нижеуказанные проводящие части:

- корпуса трансформаторов;
- РЕ-проводники питающих линий;
- броня кабелей;
- металлические части каркаса здания;
- открытые проводящие части (УВН-10 кВ, РУНН-0,4 кВ, НКУ-0,4 кВ);
- двери шкафов РУВН, РУНН, НКУ-0,4 кВ.

Дополнительная система уравнивания потенциалов выполнена соединением между собой нулевых(защитных) проводников питающих линий, открытых (корпуса электрооборудования) и сторонних проводящих частей, одновременно доступных прикосновению.

К защитным проводникам подсоединены, выполненные из металла, каркасы перегородок, дверей и конструкций, используемых для прокладки

силовых кабелей. От внутреннего контура заземления сделаны два вывода на внешнюю сторону КТП стальными полосами, В качестве главной заземляющей шины (ГЗШ) приняты шины РЕ щитов НКУ-0,4 кВ.

Комплектная двухтрансформаторная подстанция КТП обеспечена следующими видами сигнализации:

- система пожарной сигнализации и оповещения при пожаре (ПС);
- система охранной сигнализации (ОС).

Охранная и пожарная сигнализация выполнена на базе приборов производства НВП «БОЛИД», Россия. В качестве датчиков охранной сигнализации использовать извещатели магнитно-контактные ИО 102.

Цветовое исполнение: рама, крыша, стены, двери , площадки обслуживания, цоколь окрашены в цвет RAL 9009 «шагрень», на наружных стенах наклеивающая полоса цветом RAL 9010.

Блок-контейнер обеспечивает непрерывную круглосуточную работу инженерных систем по контролю и управлению электрооборудованием в необслуживаемом режиме.

1.3.2 Блок УВН и трансформаторов Т-1, Т-2

УВН выполнено на базе компактного распределительного устройства серии RM6 производства Schneider Electric и имеет:

- номинальное (линейное) напряжение, данное напряжение равняется 10 кВ;
- номинальное рабочее (линейное) напряжение, оно равняется 10,2 кВ;
- номинальный ток отключения, он равен 20 кА.

КРУ RM6 осуществляет отключение и включение силовой цепи 10 кВ при помощи элегазового выключателя. Коммутационные аппараты и сборные шины расположены в герметичном корпусе.

Моноблок RM6 имеет:

- видимое положение главных контактов;
- кожух из нержавеющей стали, который имеет степень защиты IP67;

- аппарат на три положения, который может обеспечить естественную блокировку от любых неверных, а также ошибочных действий, также он является указателем гарантированного положения всех контактов аппарата;
- возможность утилизации элегаза по истечении срока эксплуатации;
- в течение полного срока пользования не требует никакого обслуживания.

В составе RM6 имеется автоматический выключатель для защиты распределительных линий от повреждений. Наличие реле защиты типа VIP 300 позволяет осуществлять необходимую селективность при любой конфигурации сети.

Группа моноблоков RM6 имеет конфигурацию IIDI (I - Сетевой выключатель нагрузки, D - защита трансформатора: выключатель 200 А)

Для проведения испытаний изоляции кабелей и для определения мест повреждения на кабели возможна подача до 42 кВ постоянного тока по времени в течение пятнадцати мин только через RM6, важно не отсоединять их от распределительного устройства. Чтобы это выполнить, необходимо включить заземляющий разъединитель и снять все шины заземления на этом присоединении. При этом напряжение будет подаваться только на испытательные стержни, которые установлены на прозрачных колпачках.

Заземление: отключение и включение заземляющего разъединителя можно осуществить только через спецгнездо управления, доступ к данному гнезду открыт, если аппарат отключен, напротив, если же аппарат имеет блокировку шторкой, значит аппарат включен.

Указатель положения аппарата: расположен на управляющем валу, который жестко связан с подвижными контактами. Только он указывает положение подвижных контактов.

Рычаг управления: имеет антирефлексное устройство, предотвращающее попытки отключения выключателя нагрузки или заземляющего разъединителя сразу после их включения.

Блокировка: возможно использование от 1 до 3 навесных замков, предотвращающих:

- доступ к гнезду управления выключателем (выключателем нагрузки);
- доступ к гнезду управления заземляющим разъединителем;
- управление с помощью кнопки отключения;
- видимому разрыву.

Каждый из обслуживающего персонала может в любой момент увидеть положение подвижных контактов выключателей нагрузки, а также всех выключателей через прозрачные колпачки, которые расположены в верхней части РМб.

Коммутационный аппарат совмещает в себе одновременно функции двух устройств - выключателя нагрузки (выключателя) и заземляющего разъединителя и имеет три положения:

- включено;
- отключено;
- заземлено.

Заземляющий разъединитель обладает стойкостью к включению на короткое замыкание. Имеется блокировка, исключая доступ в кабельный отсек, если аппарат не находится в положении "заземлено".

В трансформаторных отсеках расположены трансформаторы масляные герметичные Минского ЭТЗ имени В.И. Козлова ТМГ21 с алюминиевой обмоткой (Рисунок 3). Мощность трансформаторов ТМГ21 - 1600 кВА. Напряжение 10 кВ. Соединения обмоток Д/Ун-11.

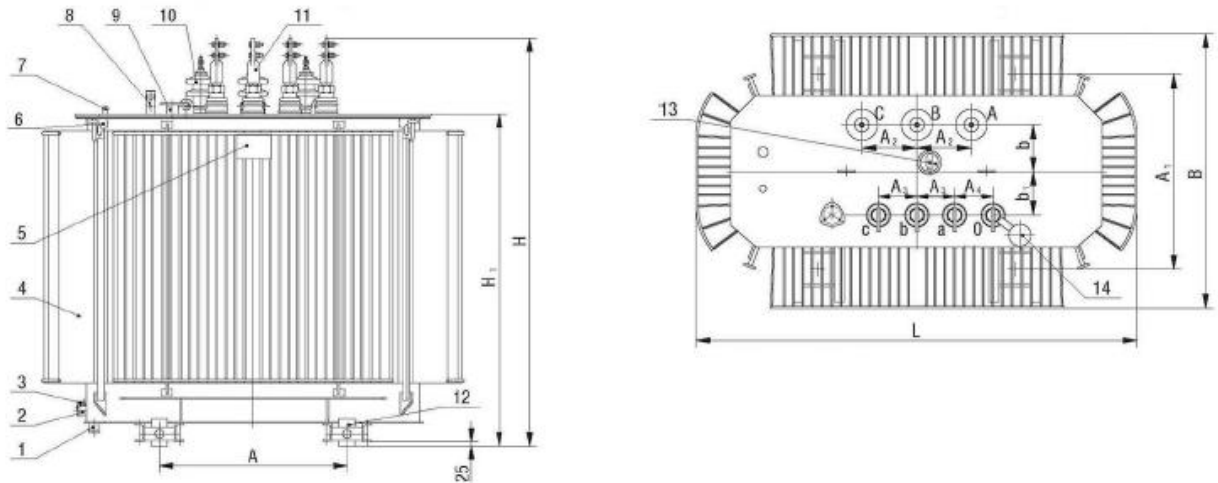


Рисунок 3 – Трансформатор ТМГ21

На рисунке 3 показано:

1. Пробка для удаления остатков масла;
2. Сливная пробка;
3. Зажим (заземления);
4. Бак;
5. Табличка;
6. Подъемная серьга;
7. Гильза для термометра, а также термобаллона манометрического термометра;
8. Маслоуказатель;
9. Патрубок заливки масла;
10. Ввод Высокого Напряжения;
11. Ввод Низкого Напряжения;
12. Транспортный ролик;
13. Переключатель;
14. Предохранитель (пробивной).

Трансформатор ТМГ21 с алюминиевой обмоткой - силовой трехфазный понижающий с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений обмоток без возбуждения, в герметичном исполнении

предназначен для преобразования электроэнергии в сетях переменного тока частотой 50 Гц энергосистем и потребителей электроэнергии.

Обмотка низшего напряжения масляных трансформаторов этой серии выполнена из алюминиевой фольги (ленты), что сочетает в себе простоту намотки с высоким уровнем надежности. Негативные последствия ударов токов внешнего короткого замыкания сведены к минимуму.

Чтобы точно контролировать масло, в трансформаторах предусмотрен маслоуказатель, который имеет поплавковый тип. Чтобы контролировать внутреннее давление в баке и сигнализации если случится превышения трансформатором допустимых величин, в них имеется электроконтактный мановакуумметр. Чтобы измерить температуру верхних слоев масла, а также управлять внешними электрическими цепями, трансформаторы имеют манометрические сигнализирующие термометры.

Нейтраль вводится со стороны низкого напряжения трансформатора. Ввод нейтрали рассчитан на продолжительную нагрузку током, которая равна ста процентам номинального тока обмотки низкого напряжения.

Технические параметры трансформатора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические параметры ТМГ21

Тип, ном. мощность трансформатора, климатическое исполнение	Номинальное напряжение трансформатора, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери х.х., Вт	Потери к.з., Вт	Напряжение к.з., %	Габаритные размеры трансформатора, мм			Масса трансформатора, кг
	ВН	НН					L	B	H	
ТМГ21-1600/10 У1 (ХЛ1)	10	0.4	Д/Ун-11	2050	16750	6,0	2160	1260	1935	3860

1.3.3 Блок РУНН

Блок РУНН-0,4 кВ состоит из системы напольных секционных шкафов “PROXIMA” одностороннего доступа производства ООО «Блисс».

В качестве вводных и секционного автоматов используются автоматические выключатели EasyPact MVS производства Schneider Electric. Они имеют выкатное исполнение. Предельная коммутационная способность 50 кА Микропроцессорный расцепитель ET5S обеспечивает селективную защиту.

На отходящих линиях автоматов используются автоматические выключатели EasyPact MVS и CVS Schneider Electric.

На каждой из отходящих линиях установлены счетчики электрической энергии Магика А1000 имеющие класс точности 2,0.

Для результативного потребления электроэнергии используется УКРМ, которое позволяет:

- снизить потери и провалы напряжения, потери мощности;
- улучшить ряд других параметров, влияющих на работу потребителей электроэнергии;
- снизить в сети содержание высших гармоник.

Силовые конденсаторы, входящие в состав УКРМ, имеют различные варианты соединения. Регулятор Varlogic измеряют величину реактивной мощности и управляют подключением и отключением ступеней устройства компенсации для обеспечения желаемого коэффициента мощности. УКРМ имеет 8 ступеней: 2х12,5 кВар , 25 кВар, 5х50 кВар, итого имеется возможность подключения 300 кВар.

Регулятор реактивной мощности Varlogic RT имеет:

- светодиодный дисплей с четкой индикацией статуса ступеней;
- отображение значений: коэффициент мощности; активная, реактивная, полная мощность; напряжение; сила тока;
- функция автоматической настройки контроллера;
- линейная и круговая программы регулирования;
- аварийно-предупредительная сигнализация;
- постоянный контроль электросети и электрооборудования, предоставление информации о состоянии оборудования;

– новый алгоритм управления, позволяющий уменьшить количество коммутационных операций и быстро достичь требуемого коэффициента мощности.

Резервирование системы электроснабжения осуществляется с помощью АВР

Электрическая схема КТП-1600/10/0,4кВ представлена на рисунке 4.

Сведения по каждой отходящей линии сведены в таблицу 3.

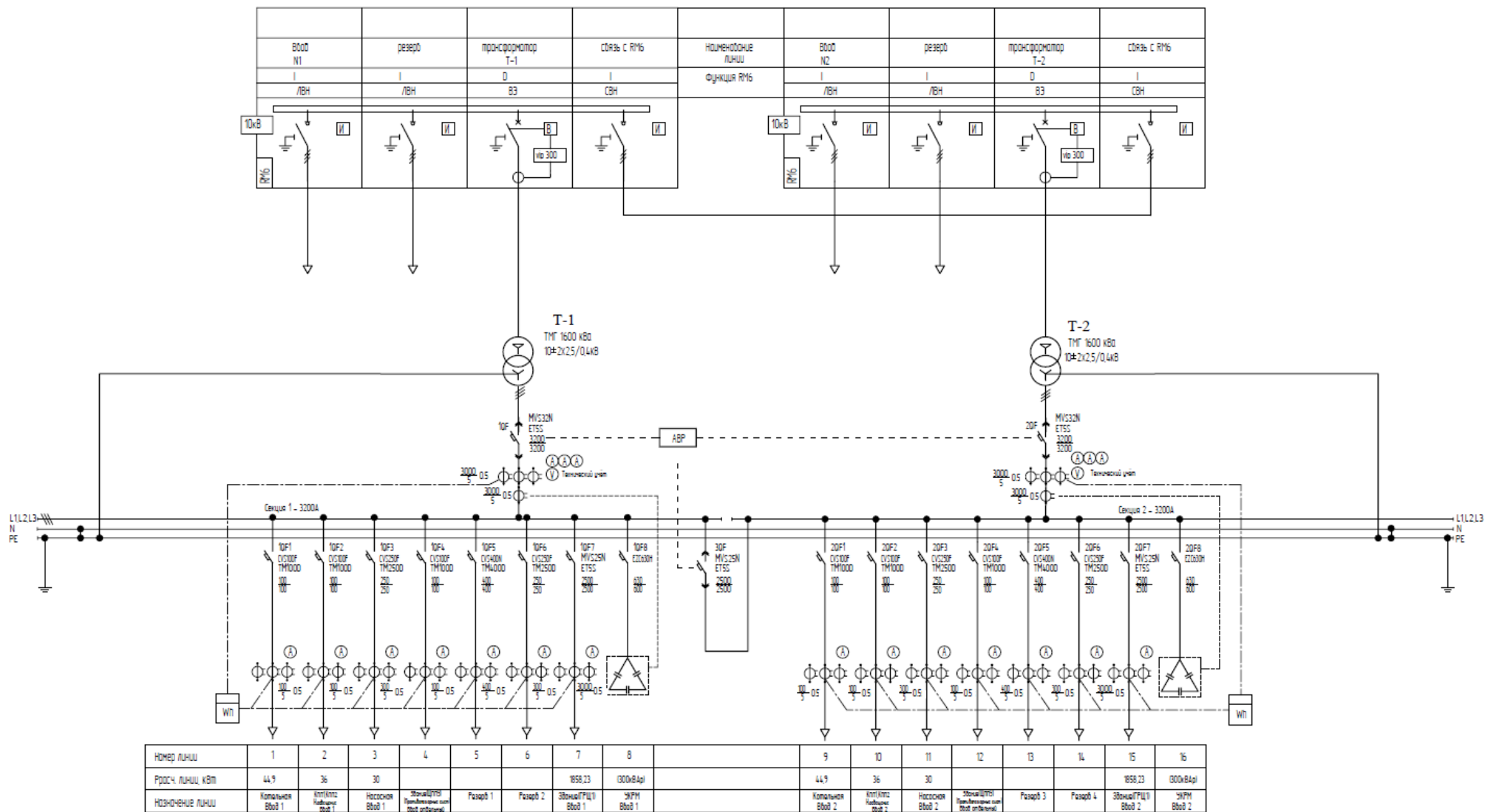


Рисунок 4 - Электрическая схема КТП-1600/10/0,4кВ

Таблица 3 – Сведения об отходящих линиях

Номер линии	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Назначение линии	Котельная Ввод 1	КПП 1, КПП 2 Ввод 1	ЩПП У Ввод 1	Насосная Ввод 1	Резерв 1 Ввод 1	Резерв 2 Ввод 1	Здание (ГРЩ 1) Ввод 1	УКРМ Ввод 1	Котельная Ввод 2	КПП1, КПП 2 Ввод 2	ЩППУ Ввод 2	Насосная Ввод 2	Резерв 1 Ввод 2	Резерв2 Ввод 2	Здание (ГРЩ 1) Ввод 2	УКРМ Ввод 2
$P_{расч}$, кВт	44,9	36,0	25,0	30,0	-	-	1858,23	300 (кВАр)	44,9	36,0	25,0	30,0	-	-	1858,23	300 (кВАр)
Автоматический выключатель	CVS100F	CVS100F	CVS250F	CVS100F	CVS400N	CVS250F	MVS25N	EZC630H	CVS100F	CVS100F	CVS250F	CVS100F	CVS400N	CVS250F	MVS25N	EZC630H
Счетчики / Класс точности	A1000 / 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0		A1000/ 2,0	A1000 / 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	A1000/ 2,0	

1.4 Необходимость внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии.

«При наличии современной автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии промышленное предприятие полностью контролирует весь свой процесс энергопотребления и имеет возможность по согласованию с поставщиками энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты» [37].

«Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии представляет собой комплекс аппаратных и программных средств, обладающая гибкой структурой в схеме современной энергетической системе» [37].

Система обладает следующими возможностями:

- «Точное измерение параметров потребления энергоресурсов с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки (потребления) и минимизации непроизводительных затрат на энергоресурсы, в частности, за счет использования более точных измерительных приборов или повышения синхронности сбора первичных данных» [37];

- «диагностика полноты данных с целью обеспечения расчетов за энергоресурсы в соответствии с реальным объемом их поставки (потребления) за счет повышения достоверности данных, используемых для финансовых расчетов с поставщиками энергоресурсов и субабонентами предприятия и принятия управленческих решений» [37];

- «комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов и контроль их параметров по предприятию, интраструктурам (цеха, подразделения, субабоненты) по действующим

тарифным системам с целью минимизации производственных и непроизводственных затрат на энергоресурсы» [37];

- «контроль электропотребления по всем точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений мощности, расхода с целью минимизации затрат на энергоресурсы и обеспечения безопасности энергоснабжения» [37];

- «фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов с целью минимизации затрат на энергоресурсы и восстановление производственных процессов после их нарушения из-за выхода контролируемых параметров энергоресурсов за допустимые пределы» [37];

- «сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет принятия оперативных решений» [37];

- «прогнозирование (кратко-, средне- и долгосрочное) значений величин энергоучета с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет планирования энергопотребления» [37];

- «автоматическое управление энергопотреблением на основе заданных критериев и приоритетных схем включения/отключения потребителей - регуляторов с целью минимизации производственных затрат на энергоресурсы за счет экономии ручного труда и обеспечения качества управления» [37];

- «поддержание единого системного времени с целью минимизации непроизводительных затрат на энергоресурсы за счет обеспечения синхронных измерений» [37].

«Таким образом, система контроля и учета электроэнергии, внедренная на любом объекте позволяет повысить достоверность и точность всех параметров при расчетах расхода энергоресурсов и мощности и потребляемой электроэнергии на объекте. Эта система позволяет выполнять оперативный контроль за всеми режимами электропотребления в соответствии с установленными тарифами, а также при возникшей необходимости предъявлять санкции за отклонение от договорных величин мощности потребления энергоресурсов. Качественная система АСКУЭ дает с одной стороны, экономический эффект, с другой – повышает ответственность потребителей за использование энергоресурсов в заданных пределах нормы, с целью чего на промышленных объектах проводятся мероприятия по сокращению энергопотребления» [37].

Вывод по главе 1

1. Необходимо провести замену морально устаревших электрических счетчиков А1000 с классом точности 2,0.
2. Показано, что ежегодно на фармацевтическом предприятии ООО «Озон Фарм» наблюдается рост электропотребления.
3. Установлено, что на фармацевтическом предприятии отсутствует автоматизированная система контроля и учета электрической энергии.
4. Показана необходимость внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии.

2 Выбор основного оборудования автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии фармацевтического предприятия

Исходя из проведенного анализа системы электроснабжения предприятия ОЗОН ФАРМ необходимо выбрать автоматизированную систему контроля и учета электрической энергии соответствующую следующим требованиям:

1. «Обеспечение измерения электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление усреднённой мощности за получасовые интервалы времени (при необходимости – значения усреднённой мощности за более короткие промежутки времени)»[10];

2. «Возможность хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом (на глубину не менее 1-го месяца)»[10];

3. «Наличие интерфейса (ИРПС, RS-232)» [10];

4. «Наличие календаря и часов (точность хода которых не хуже ± 2 сек в сутки с возможностью автономно-автоматической коррекции)» [10];

5. «Наличие памяти (энергонезависимой) для обеспечения хранения запрограммированных параметров счетчика с последующим сохранением(хранением) последних данных по активной и реактивной энергии при перебоях с питанием» [10];

6. «Архивирование «журнала событий» способствующего фиксации количества перерывов питания, количества, а также дат связей со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных» [10];

7. «Наличие объективной защиты от несанкционированных внесений изменений параметров» [10].

2.1 Выбор логического контроллера автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии

Требования к устройству сбора и передачи данных:

1. «Устройство сбора и передачи данных должно иметь встроенные часы (энергонезависимые), обеспечивающие ведение даты и времени (рекомендуемая точность хода, которых не хуже 0.5 с/сутки) и обеспечивать автоматическую синхронизацию (коррекцию) времени как в самом устройстве, так и в электросчётчиках электроэнергии (обслуживаемых данным устройством сбора и передачи данных) по цифровому интерфейсу» [11];

2. Устройство сбора и передачи данных должно обеспечивать хранение:

- «суточных данных о получасовых приращениях электроэнергии или средних интервальных значений мощности по каждому каналу учёта не менее 35 суток» [11];

- «количества электроэнергии за расчетный период (месяц) по каждому учетному каналу, а также по группам (не менее 35 суток)» [11].

3. «Электропотребление устройства сбора и передачи данных с полным набором электронных модулей, не должно превышать 100 Вт. Охлаждение устройства сбора и передачи данных должно осуществляться за счёт естественной конвекции. Устройство сбора и передачи данных должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с указанными условиями эксплуатации» [11];

4. «Устройство сбора и передачи данных должно быть защищено от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъёмам, функциональным модулям и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей). При этом параметризация устройств сбора и передачи данных и изменение данных должно быть возможным только при снятии механической пломбы и при вводе соответствующего пароля, что должно автоматически фиксироваться в “Журнале событий” с точным указанием даты и времени» [11];

5. «Конструктивно устройство сбора и передачи данных должно исполняться в едином корпусе, обеспечивающим возможность одностороннего обслуживания. Степень защиты устройства сбора и передачи данных должно ,в соответствии с ГОСТ 14254, быть не ниже IP 51. Допускается устанавливать устройства сбора и передачи данных со степенью защиты IP 50 в сухих помещениях (температура окружающего воздуха в которых достигается $(20\pm 5)^\circ\text{C}$ при достигающей относительной влажности $(65\pm 15)\%$) или в специализированных шкафах, имеющих степень защиты не менее IP 51. Конструкция устройств сбора и передачи данных должна беспрерывно позволять его размещение как на стандартных панелях, так и в специализированных шкафах.» [11].

2.1.1 Контроллер ОВЕН СПК110

ОВЕН СПК110 представляет собой устройство класса человеко-машинный интерфейс со встроенными функциями свободно программируемого контроллера. Контроллер СПК110 создан для воспроизведения автоматизированных систем способных управлять технологическими процессами в различных областях промышленности, энергетики, ЖКХ.

Контроллер имеет сенсорный экран резистивного типа, и предназначен для ввода и отображения информации. Внешний вид контроллера ОВЕН СПК 110 представлен на рисунке 5.

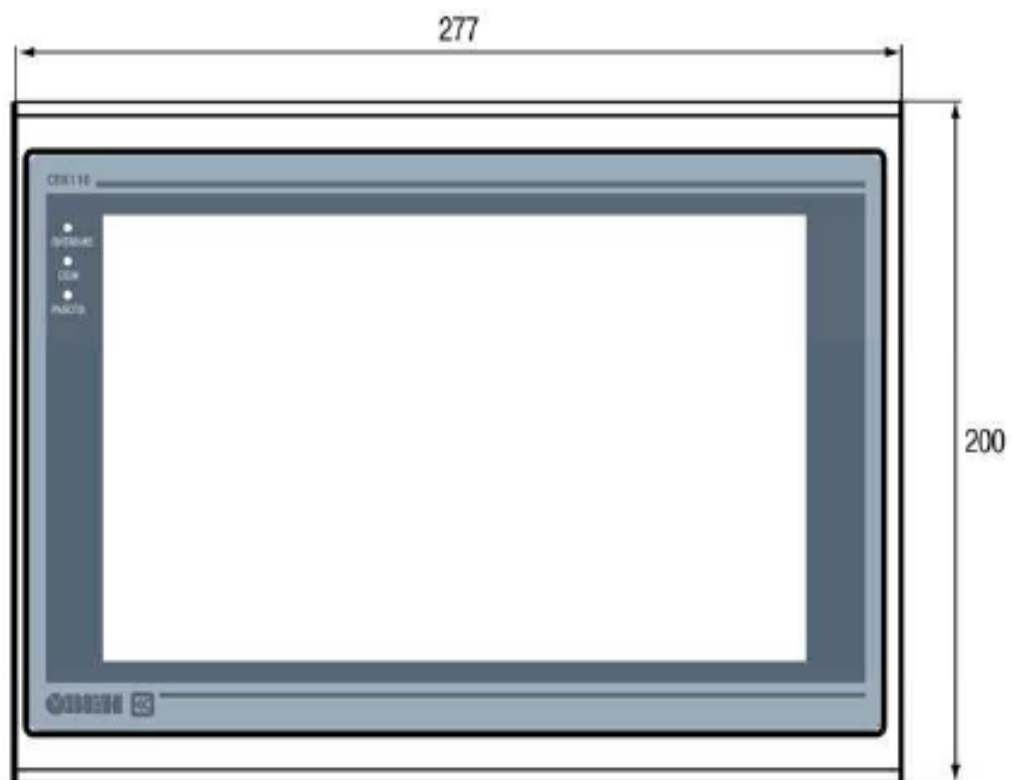


Рисунок 5 – Внешний вид контроллера ОВЕН СПК 110

Управление осуществляется путем нажатия на экран или перемещения по нему пальцем или другим удобным предметом, не наносящим повреждений экрану.

Сигналы, которые могут обрабатываться и отображаться на панели ПЛК:

- контроль температуры в помещении УВВН, РУНН;
- состояние отходящих фидеров;
- состояние вводных и секционного выключателей;
- температура масла в трансформаторах;
- давление масла в трансформаторах;
- контроль состояния ОПС;
- контроль работы ИБП.

Характеристики контроллера СПК 110 занесены в таблицу 4.

Таблица 4 – Характеристики СПК 110

Технические характеристики		
Климат. исполнение, °С	от 0 ... + 60	
Способ охлаждения	Пассивный	
Защита корпуса	IP54	
Диапазон напряжений питания, В	От 12,0 до 28,0 В пост. тока (ном. 24,0 В)	
Потребляемая активная мощность, Вт	менее 10	
Материалы:		
Лицевая часть панели	Пластик	
Корпус	Пластик	
Масса, кг	1,5	
Размер корпуса(габариты), мм	277x200x39	
Установочные размеры корпуса, мм	258x177x33	
Технические характеристики		
Размер экрана, дюйм	10,2”	
Видимая область, мм	220x132	
ЖК дисплей	TFT	
Разрешение экрана, пиксель	800x480	
Кол-во цветов	65536 (16 бит)	
Индикаторы на передней панели	Индикатор работы контроллера, Индикатор наличия сетевого обмена, Индикатор работы программы	
Рабочее время подсветки, часов	50 000	
Количество нажатий на отказ	1 000 000	
Интерфейсы и протоколы		
Интерфейс	Количество, шт.	Протоколы
COM1 (RS232/RS485)	1	ModBus (ASCII RTU), OБEH
COM2 (RS232/RS485)	1	ModBus (ASCII RTU), OБEH
USB Host	1	-
USB Device	1	-
SD Card (32гб)	1	-
Цена, руб	29 650	

2.1.2 Контроллер Энергомера СЕ805

Функциональное устройство предназначается для обработки, сбора и передачи информации и телеметрических данных в формате заданном пользователем для дальнейшего использования считываемых данных в многоуровневых территориально распределенных и автоматизированных системах контроля и учета энергетических ресурсов на предприятиях электроэнергетики, промышленных предприятиях, и в непромышленной сфере.

СЕ805 способно:

1) «Обеспечивать выработку текущего астрономического времени, а также календаря при помощи энергонезависимых часов»[38];

2) «Корректировать значения текущего времени (± 30 сек. один раз в сутки). Время и величина корректирования часов регистрируются и сохраняются в независимой от электропитания памяти устройства» [38];

3) «Производить синхронизацию времени (± 30 с один раз в сутки), при этом устройство может быть как приемником, так и источником синхронизационных команд» [38];

4) «Синхронизировать время в счетчиках электроэнергии, подключаемых по интерфейсу RS-485, PLC или радио интерфейсу в соответствии со своим текущим временем» [38];

5) «Осуществлять переход, без потери информации автоматически, на летнее и зимнее время, в определенно заданные моменты времени, а также иметь функцию запрета перехода на летнее и зимнее время» [38];

6) «Иметь возможность чтения данных (чтения и изменения параметров по двум независимым интерфейсам: RS-485, USB, GSM/GPRS), в зависимости от исполнения устройства» [38];

7) «Обеспечивать тестирование функциональных узлов модулей с занесением результатов тестирования в журнал (при отрицательном результате тестирования) в автоматическом режиме» [38];

8) «Хранить результаты и время последнего самотестирования (автоматически или по команде)» [38];

9) «Обеспечивать упорядочивание в базе данных, сбор, вычисление и хранение (в энергонезависимой памяти) следующей информации» [38]:

- мощности технического профиля;
- мощности коммерческого профиля;
- энергии (мощности) за сутки согласно тарифам ;
- энергии (мощности) с начала суток;
- энергии (мощности) за месяц;
- энергии (мощности) с начала месяца;
- текущие показания счетных механизмов;
- текущие показания счетных механизмов на конец суток;
- текущих показания счетных механизмов на конец месяца.

Устройство способно обеспечивать хранение «журналов событий» и их передачу по соответствующему запросу.

Внешний вид контроллера Энергомера CE805 представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 - Внешний вид контроллера Энергомера CE805

Основные и технические характеристики контроллера CE805 представлены в таблице 5.

Таблица 5 –Характеристики контроллера CE805

Показатели	Величины
Интерфейсы для сбора данных со счетчиков	2 RS-485, RF433
Интерфейсы для чтения собранных данных	RS-485, USB, GSM/GPRS, Ethernet
Количество каналов учета	100
Напряжение питания устройства сбора и передачи данных для пасто-го, В	9 - 27
МАХ потребляемая мощность, Вт	20,0
Диапазон температур (рабочих), °С	от - 40 до + 65
Степень защиты корпуса	IP52
Габаритные, не более, мм	152 x 144,5 x 73
Цена, руб	56 800

Исходя, из экономической составляющей к установке принимается контроллер ОВЕН СПК110.

2.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока и напряжения используются для безопасного измерения различных токов и напряжений стандартными приборами с обычным пределом измерений.

К трансформаторам тока, в том числе, измерительным предъявляются очень высокие требования, а именно к его точности. Трансформаторы должны соответствовать ГОСТ (ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001), класс их точности должен быть не хуже 0,5S.

2.2.1 Предъявляемые требования к трансформаторам тока и напряжения:

- «технические параметры трансформаторов тока, их метрологические характеристики и напряжения должны отвечать требованиям ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001»[1], соответственно;

- «в электро-сетях с заземленной нейтралью трансформаторы тока в том числе измерительные необходимо устанавливать в 3-х фазах, к которым следует подключать 3-х фазные счетчики» »[1];

- «категорически запрещается применение промежуточных трансформаторов тока» »[1];

- «необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов во всех эксплуатационных режимах» »[1];

- «измерительные трансформаторы обязаны соответствовать требованиям «ПУЭ» по электродинамической и термической стойкости, классу напряжения, а так же климатическому исполнению» »[1].

- «в проектировании следует руководствоваться главой 3.4 требований «ПУЭ» и «Правил промышленной безопасности» (ППБ) при выборе сечения и типа применяемых кабелей и проводов» »[1];

- «потери напряжения не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» »[1];

- «подключение к вторичным измерительным обмоткам трансформаторов тока токовых обмоток электросчетчиков нужно выполнять исключительно отдельно от цепей релейной защиты и автоматики. Должна обеспечиваться симметричная нагрузка при включении измерительных приборов» »[1];

- «если при необходимости прокладки вторичных цепей от электросчетчика до ТН(трансформатора напряжения), то их вторичные цепи должны быть проложены отдельным кабелем, защищенным от КЗ (короткого замыкания) , при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку, расположенную около электросчетчика» »[1];

- «в измерительных цепях информационно измерительного комплекса позиций измерений должна предусматриваться возможность замены электрического счетчика и подключения образцового счетчика без

отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.)» [1].

2.2.2 Условия выбора трансформатора тока

Трансформаторы тока должны выбираться по следующим условиям:

1. «По напряжению(U): " $U_c \leq U_{ном}$ »[19];

2. «По току нагрузки(I): " $I_{раб.мах} \leq I_{доп}$ »[19];

«Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т.к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей»[19].

3. «По конструкции и классу точности» [19];.

«Класс точности измерительных трансформаторов тока определяется назначением электросчетчика. Для коммерческого учета класс точности должен быть 0,5S, для технического учета допускается – 1,0» [19].

4. «По динамической устойчивости» [19]:

$$i_y \leq k_d * \sqrt{2} * I_{ном};$$

где i_y – ударный ток (короткого замыкания по расчету);

k_d – кратность динамической устойчивости (по каталогу);

$I_{ном}$ –первичный ток(номинальный) трансформатора тока.

5. «По термической устойчивости »[19]:

$$B_k \leq (k_T * I_{ном})^2 * t_T;$$

где B_k – расчетный тепловой импульс ;

k_T – кратность устойчивости (термической по каталогу);

t_T – время устойчивости (термической по каталогу).» [30]

Выбираем измерительный трансформатор тока для стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1600}{\sqrt{3} \times 0,66} = 2312,1 \text{ A}$$

Каталожные и расчетные данные представлены в таблице 6.

Внешний вид трансформатора тока представлен на рисунке 7

Таблица 6 - Каталожные и расчетные данные для трансформатора тока ИЭК ТТИ-100 3000/5А класс точности 0,5s.

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_c \leq U_{\text{НОМ}}$	$U_c = 0,66 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 0,66 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.max}} \leq I_{\text{доп}}$	$I_{\text{раб.max}} = 2312,1 \text{ A}$	$I_{\text{доп}} = 3000 \text{ A}$
$i_y \leq k_d * \sqrt{2} * I_{\text{НОМ}}$	$i_y = 50 \text{ кА}$	$95,4 \text{ кА}$
$B_k \leq (k_T * I_{\text{НОМ}})^2 * t_T$	$B_k = 185,4 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$9506250 \text{ кА}^2 * \text{с}$

Все оставшиеся трансформаторы тока были выбраны аналогичным путем, результаты выбора по каждой линии сведены в таблицу 7.



Рисунок 7 – Внешний вид трансформатора тока

Таблица 7 – Выбранные трансформаторы тока

Номер линии	1	2	3	4	5	6	7
Назначение линии	Котельная	КПП 1, КПП 2	ЩППУ	Насосная	Резерв 1	Резерв 2	Здание (ГРЩ 1)
$P_{расч}$, кВт	44,9	36,0	25,0	30,0	-	-	1858,23
Выбранный трансформатор тока	Трансформатор тока ИЭК ТТИ-30 100/5А класс точности 0,5s;	Трансформатор тока ИЭК ТТИ-30 100/5А класс точности 0,5s;	Трансформатор тока ИЭК ТТИ-30 100/5А класс точности 0,5s;	Трансформатор тока ИЭК ТТИ-30 300/5А класс точности 0,5s	Трансформатор тока ИЭК ТТИ-40 400/5А класс точности 0,5s	Трансформатор тока ИЭК ТТИ-30 300/5А класс точности 0,5s	ИЭК ТТИ-100 3000/5А класс точности 0,5s

2.3 Выбор модуля HVD3-RTU5

Является устройством, которое входит в состав программно-технического комплекса телемеханики, автоматики, диспетчеризации и телекоммуникации ТОРАЗ (ITDS) и предназначено для выполнения основных функций телемеханики:

- телеизмерения текущих (ТТ) и интегральных (ТИ) значений параметров (тока, напряжения, активной, реактивной и полной мощности, частоты, $\cos \varphi$ в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных сетях переменного тока);

- телесигнализации (ТС) дискретного состояния объектов;

- телеуправления (ТУ) объектами;

- передача данных (ПД) по каналам связи телемеханической сети.

Устройство предназначено для работы в составе ячейки комплектного распределительного устройства (КРУ) распределительных, соединительных и трансформаторных подстанций электрических сетей с классами напряжений 6, 10, 20 кВ; в составе панелей телемеханики подстанций с классами напряжений 35-750 кВ.

Также устройство может осуществлять измерение активной и реактивной энергии переменного тока.

Устройства предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях.

HVD3-RTU5 содержит:

- Шесть каналов телеизмерения предназначенных для прямых измерений (тока и напряжения) и косвенных измерений (активной, реактивной и полной мощности, частоты и $\cos \varphi$) в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных цепях переменного тока;

- Восемь каналов телесигнализации для подключения датчиков типа "сухой контакт", а также подключения точек контроля наличия напряжения;

- Три канала дискретного контроля напряжения, представляющие собой три потенциальных входа напряжения;

- Два независимых канала питания постоянным током 24В;
- Два независимых канала связи, имеющих интерфейс RS-485;
- Интерфейс RS-232 для программирования устройства.

Основные технические характеристики HVD3 - RTU5 представлены в таблице 8

Таблица 8 - технические характеристики HVD3-RTU5

Наименование параметра	Значение
Каналы телеизмерения	
Номинальное значение измеряемого переменного напряжения (фазное/линейное), В	3 ´ 57,7 / 100 3 ´ 230 / 400
Номинальное значение измеряемого тока (Ia, Ib, Ic), А	5
Максимальное значение измеряемого тока (Ia, Ib, Ic), А	7,5
Номинальное значение измеряемой частоты сети, Гц	50
Диапазон измерения фазного напряжения, В	0,3...1,2Uном
Диапазон измерения тока, А	0,01...1,5Iном
Диапазон измерения частоты, Гц	45 - 60
Диапазон измерения Cosφ	0,5(емк)– 1,0 – 0,5(инд)
Диапазон измерения активной мощности, кВт	0,002-6
Диапазон измерения реактивной мощности, квар	-5,3 – 5,3
Пределы допускаемой основной относительной погрешности: %	
- измерения напряжения;	± 0,5
-измерения тока;	± 0,5
-измерения частоты;	± 0,2

-активной мощности;	$\pm 0,5$
-реактивной мощности	± 1
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону погрешности, % при измерении $\cos \varphi$	± 2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры на 10°C : %	
- измерения напряжения;	$\pm 0,1$
-измерения тока;	$\pm 0,1$
-измерения частоты;	$\pm 0,05$
-активной мощности;	$\pm 0,15$
-реактивной мощности.	$\pm 0,2$
Пределы приведенной погрешности от изменения температуры на 10°C , %, при измерении $\cos \varphi$	$\pm 0,5$
Входное сопротивление по цепям напряжения, МОм	1
Потребляемая мощность цепей тока в номинальном режиме (на каждую фазу), В·А, не более	0,3
Потребляемая мощность цепей напряжения в номинальном режиме (на каждую фазу), В·А	0,1

Наименование параметра	Значение
Каналы телесигнализации	
Число каналов	8
Напряжение на входе канала дискретного ввода, В	=/~ 5...220
Входное сопротивление (=12 В; =24 В; =/~ 220 В), кОм	3,9; 3,9; 200
Номинальное значение входных токов (=12 В; =24 В; =/~ 220 В), мА	2; 4; 1
Каналы дискретного контроля напряжения	
Число каналов	3
Контролируемое напряжение по каждой фазе (для ячейки КРУ через емкостной делитель), В	1...310
Входное сопротивление, МОм	3,6
Каналы телеуправления	
Число каналов	3
Коммутируемое напряжение цепи управления, В	~/=220
Нагрузочная способность по цепям управления в непрерывном режиме, А, не более	3
Нагрузочная способность по цепям управления в импульсном режиме (<10 мс), А, не более	15
Кол-во срабатываний под нагрузкой (не менее):	100 000
Общие характеристики	
Номинальное напряжения питания (два канала – основное и резервное), В	24
Рабочий диапазон питания постоянным током, В	15-30
Ток потребления устройствами(при 24В), мА	150
Скорость обмена данными по интерфейсу RS-485 (соединитель “RS485”), бит/с	2400; 4800; 9600; 19200; 38400; 57600; 115200
Протокол обмена по интерфейсу RS-485	МЭК 870-5-101, Modbus RTU

Скорость обмена данными по интерфейсу RS-232 (разъем “3,5 мм TRS ”), бит/с	2400
Время начального запуска устройства, не более, с	2
Масса, кг, не более	1
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм	120; 100; 50
Межповерочный интервал, лет	10
Средняя наработка на отказ, часов	100000
Среднее время восстановления на объекте эксплуатации, не более, ч	0,25
Средний срок службы, лет	20

Внешний вид контроллера представлен на рисунке 8.

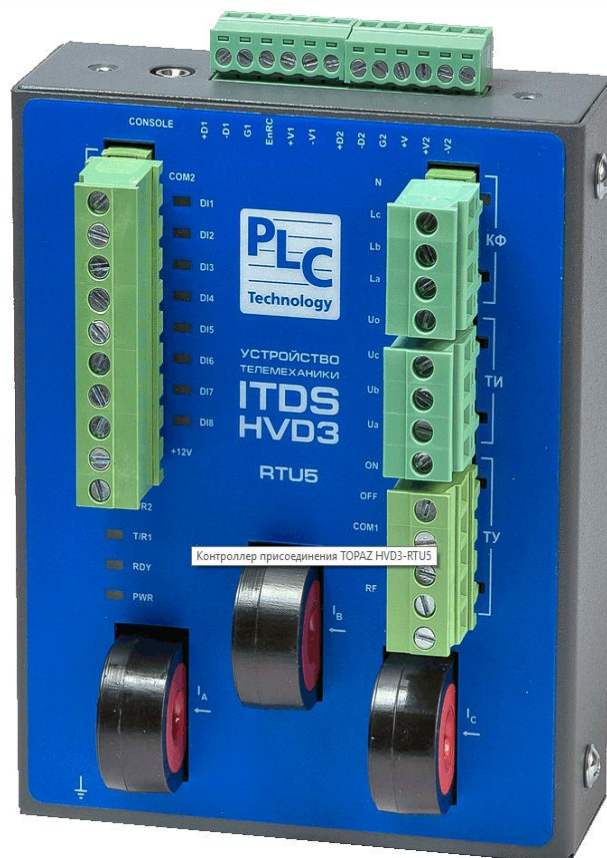


Рисунок 8 – Внешний вид контроллера HVD3-RTU5

2.3 Выбор приборов учета для проектирования автоматической системы контроля и учета электрической энергии фармацевтического предприятия.

Приборы учета электрической энергии должны удовлетворять и соответствовать требованиям ГОСТ Р 52323-2005 и Правил Устройства Электроустановок, также счетчики должны иметь возможность проводить автоматический учет реактивной и активной электроэнергии (интегрированной мощности активной и реактивной) с периодичностью получаса (30 минут).

Счетчики должны быть способны выполнять следующие функции и требования:

- выполнять измерения электроэнергии с нарастающими итогами и производить вычисления электроэнергии за определенные интервалы времени;

- выполнять измерения мгновенной мощности;

- выполнять измерения времени, а также интервалов времени;

- выполнять ведение встроенного времени (календаря и часов);

- иметь возможность измерения активных и реактивных мощностей в 2-х направлениях;

- выполнять автоматическое, независимое хранение в энергонезависимой памяти профиля нагрузки с получасовым интервалом (глубиной не менее 35 суток);

- иметь точность хода энергонезависимых часов – не хуже 5 сек. в сутки с внешней автоматической синхронизацией (коррекцией), работающей в составе системы обеспечения единого времени;

- вести и сохранять «журнал событий» в том числе результаты самодиагностики, фиксации перерывов питания, попытки несанкционированного доступа, факты удаленного и непосредственного параметрирования, а также факты превышения установленных пределов и т.п.;

- предоставлять измеренные данные и журналы событий счетчика;

- обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, измеренных данных и журналов событий, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне ;

- иметь защиту (блокировку) от несанкционированного предоставления информации;

- возможность сохранения (автосохранения) информации в журнале событий при отсутствии питания;

- возможность производить автоматическую самодиагностику при включенном питании;

- иметь резервирование питания;

- иметь возможность резервирования интерфейсов для последовательной (параллельной) передачи данных;

- иметь наработку на отказ – не менее 35 тыс. часов;

- иметь время восстановления – не более 7-ми суток;

- иметь межповерочный интервал – не менее 8-ми лет;

- иметь визуализацию (визуальный контроль информации) счетчика;

- иметь устойчивость к внутренним и внешним помехам в соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2000г;

- обеспечивать передачу информации (данных) по стандартным (международным) протоколам передачи данных - Modbus;

- обеспечивать подключение к счетчику инженерной станции через оптический сервисный порт, в том числе для целей считывания (автономного считывания), удаленного доступа и параметризации;

- все возможные меры по защите вторичных, измерительных цепей от несанкционированного доступа должны быть предприняты;

- должна существовать возможность пломбирования контактных соединений токовых цепей и диагностика неисправности счетчика, которая заключается в определении по жидкокристаллическому индикатору его функционального состояния.

- режим самодиагностики счетчик должен выполнять автоматически в случаях:

- 1) при первом включении;
- 2) после перерыва в электропитании;
- 3) в 00:00 часов;
- 4) сразу после каждого сеанса связи.

Появление сбоев в работе счетчика является должно характеризоваться признаком отсутствия автоматической прокрутки информации на жидкокристаллическом индикаторе и появления кода ошибок (error).

При возникновении такой ситуации персонал (дежурный персонал) должен оповестить своего непосредственного руководителя, ответственного за эксплуатацию об этом инциденте. Руководствуясь «Описанием кодом ошибок (error) и рекомендациям по их устранению» вывести электросчетчик в нормальный режим работы. Если неисправность не устраняется, необходимо заменить неисправный счетчик на запасной находящейся в резерве. При отсутствии в резервах запасного счетчика следует отключить неисправный счетчик путем замыкания вторичных цепей трансформаторов тока. Далее передать неисправный счетчик ремонтному персоналу. Обо всех действиях дежурный персонал делает запись в соответствующем оперативном журнале.

Все подключения счетчиков к контроллерам будут осуществляться по контактному интерфейсу RS485.

Предприятием ООО «Озон Фарм» был остановлен выбор на счетчике электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МД.05.

Счетчик ПСЧ-4ТМ.05МД.05 предназначен для учета и измерения реактивной и активной эл. энергии, ведения профиля массивов мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (так же с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети, а также параметров качества электроэнергии.

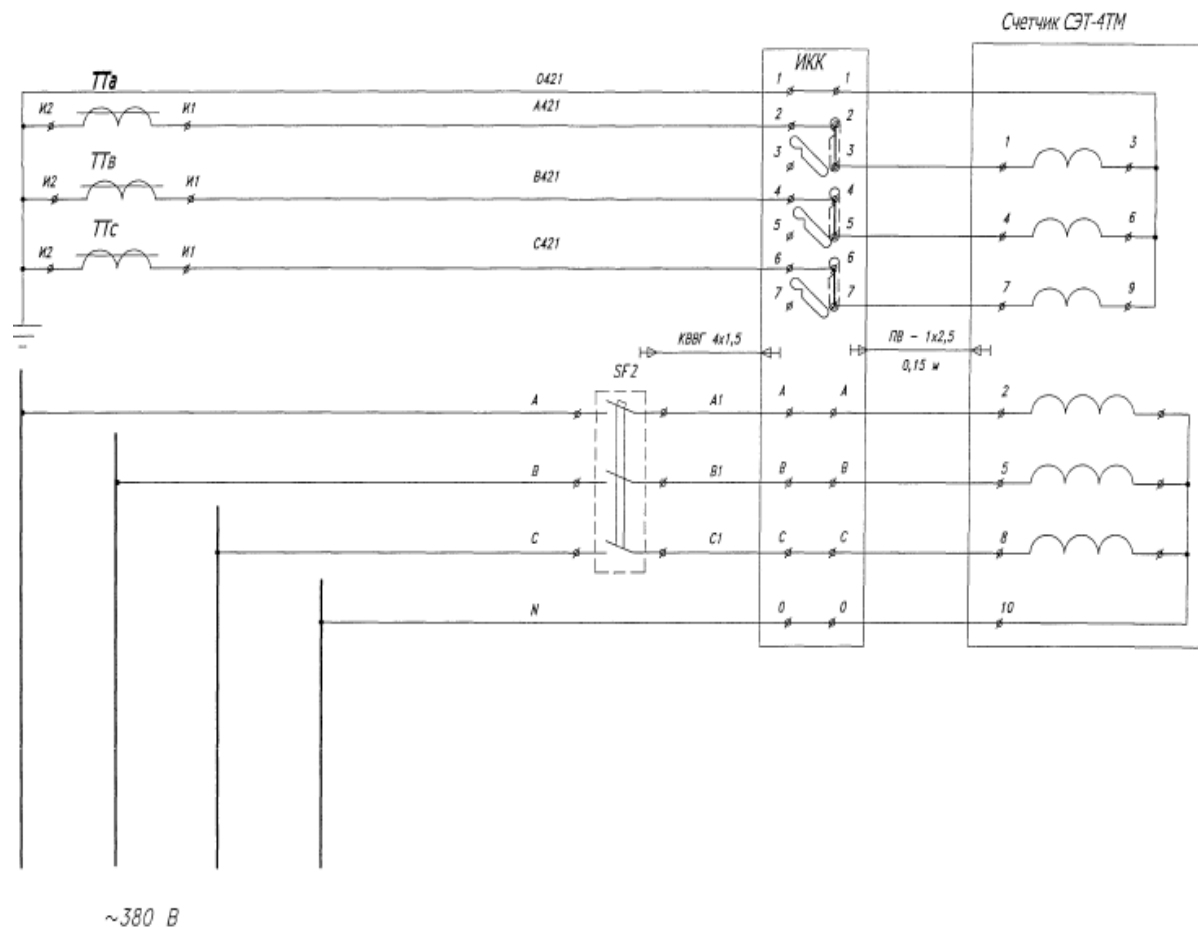


Рисунок 9 - Подключение счетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.05 через трансформаторы тока

Счетчик способен использоваться как средство технического или коммерческого учета эл. энергии на предприятиях, осуществлять учет потока мощности в энергетических системах и межсистемных перетоков.

Счетчик ПСЧ-4ТМ.05МД.05 полностью соответствует : ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ31818.11-2012, ИЛГШ.4143222.145ТУ.

Счетчик имеет сертификат соответствия № РОСС_RU.ОЯ74.В12083 и сертификат об утверждении типа СИ (средств измерений) RU_Д- RU.АГ78.В.19247. В таблице - 9 приведены технические характеристики счетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.05.

Таблица 9 – Характеристики счетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.05

Параметры	Заводские значения
1	2
Значение тока, номинальное (максимальное), А	1 - 2 или 5(10)
Токовая чувствительность, мА	0,001 I ном
Напряжение, В	3х(57,7-115)/(100-200) или 3х(120-230)/(208-400)
Диапазон рабочих, измеряемых напряжений, В	от 0,8Uном до 1,15Uном
Значение напряжения (номинальное) резервного питания, В	230 (постоянного или переменного тока)
Диапазон напряжений рабочего, резервного питания, В	от 100 до 265 (постоянного или переменного тока)
Частота сети, Гц	50
Диапазон (Рабочий диапазон) частот сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Класс точности при измерении в обратном и прямом направлениях:	
реактивной эклектической энергии	0,5 или 1,0
активной электрической энергии	0,2 S или 0,5 S

Продолжение таблицы 9

1	2
Точность хода часов, с/сутки	$\pm 0,5$
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью(параллельной) напряжения, не более, Вт (ВА)	
$U_{\text{НОМ}} = 3 \times (57,7 - 115) / 100 - 200 \text{ В}$	1,00 (1,50)
$U_{\text{НОМ}} = 3 \times (120 - 230) / 208 - 400 \text{ В}$	1,50 (2,50)
Мощность (полная), потребляемая каждой последовательной цепью, не более, ВА	0,1
Потребляемый ток от резервного источника питания в диапазоне напряжения от 100 до 265 В, мА: от источника пост. тока от источника перем. тока	30-15 45-28
Полное число индицируемых разрядов жидкокристаллического индикатора	8
Скорость передачи информации, битт/с:	
через оптический порт	9600
через интерфейс RS485	38400, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600
Постоянный диапазон значений электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.05 имп/(кВт × ч.), имп/(квар × ч.)	от 1250 до 800000
Время сохранения данных при прерываниях в питании, лет:	
информация	более 40

1	2
внутренних часов	не менее 10 (питание от литиевой батареи)
Информационная защита	два уровня доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самостоятельная диагностика	циклическая, непрерывная
Рабочее условие эксплуатации:	
Темп. окружающего воздуха, °С	от -40 до +60
Отн. влажность, %	90 % при 30 °С
Давление, кПа (мм. рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Междупроверочный интервал, лет	12
Срок гарантийной эксплуатации, месяцев	36
Наработка эл. счетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.05 на отказ, час	140000
Срок службы, лет	30
Средняя масса эл. счетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.05, кг	1,6
Размеры эл. счетчика ПСЧ-4ТМ.05МД.05, мм	330x170x80,2
Наименование величины	Значение
Номинальное и максимальное значение тока, А	1(2) или 5(10)
Ток чувств., мА	0,001 _{ном}
Ном. значение измеренного напряжения, В	3x(57,7-115)/(100-200) или 3x(120-230)/(208-400)

Продолжение таблицы 9

Рабочий диапазон измеряемых напряжений, В	от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$
Ном. значение напряжения резервн. питания, В	230 (постоянного или переменного тока)
Рабочий диапазон напряжений резервн. питания, В	от 100 до 265 (постоянного или переменного тока)
Ном. частота сети, Гц	50
Раб. диапазон частот сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Класс точности при измерении в обратном и прямом направлении:	
Акт. электрической энергии	0,2 S или 0,5 S
Реакт. электрической энергии	0,5 или 1,0

2.4 Общая схема автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии

Схема автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии представлена на рисунке 10.

Для обеспечения функции учета электроэнергии служат счетчики тип ПСЧ-4ТМ.05МД.05. Коммерческий учет электроэнергии производится с помощью счётчиков, установленных на вводах РУНН-0,4 кВ. Технический учет электроэнергии производится счётчиками на отходящих линиях.

Счётчики имеют два интерфейса связи, предназначенные для работы в составе автоматизированных систем диспетчерского контроля и управления.

В каналах передачи данных между ПЛК и УВН/СДКУ "ОЗОН" используются УЗИП DTNVR и повторитель интерфейса RS-485 AC5.

УЗИП предназначено для защиты оборудования от импульсных перенапряжений (грозовых, электростатических разрядов и др.) в пределах 1 А(В) и 2 зон молниезащиты (в соответствии с МЭК 1312-1 и СО-153-34.21.122-2003). В УЗИП применяются TVS-диоды с $P_{ppm}=1500$ Вт.

Повторитель интерфейса RS-485 AC5, производства компании «Овен», Россия, используется для обеспечения гальванической изоляции между оборудованием.

Вся система диспетчеризации имеет источник бесперебойного питания тип ИБП60Б-Д9-24, который предназначен для использования в качестве источника вторичного питания резервированного при работе от сети и от двух, последовательно соединенных, герметизированных свинцово-кислотных аккумуляторов.

Источник защищён от: перегрузки, короткого замыкания на выходе, обратной полярности подключения АКБ, глубокого разряда АКБ. На лицевой панели источника расположены световые индикаторы: наличия сети, состояния АКБ и выходного напряжения.

В основе системы диспетчеризации лежит программируемый логический контроллер СПК 110, производства компании «Овен», Россия,

который имеет сенсорный экран резистивного типа, и предназначен для ввода и отображения информации.

Техническое обслуживание панели проводится обслуживающим персоналом не реже одного раза в шесть месяцев и включает в себя выполнение следующих операций:

- очистку корпуса, сенсорного экрана и соединителей панели от пыли, грязи и посторонних;
- предметов; проверку качества крепления панели;
- проверку качества подключения внешних устройств.

Сигналы, которые обрабатываются и отображаются на панели ПЛК:

- контроль температуры в помещении УВВН, РУНН;
- состояние отходящих фидеров;
- состояние вводных и секционного выключателей;
- температура масла в трансформаторах;
- давление масла в трансформаторах;
- контроль состояния ОПС;
- контроль работы ИБП.

Полученная информация со счетчиков электрической энергии и о состоянии оборудования передается по каналу RS-485 (ModBus ASCII RTU) в СДКУ "ОЗОН ФАРМ".

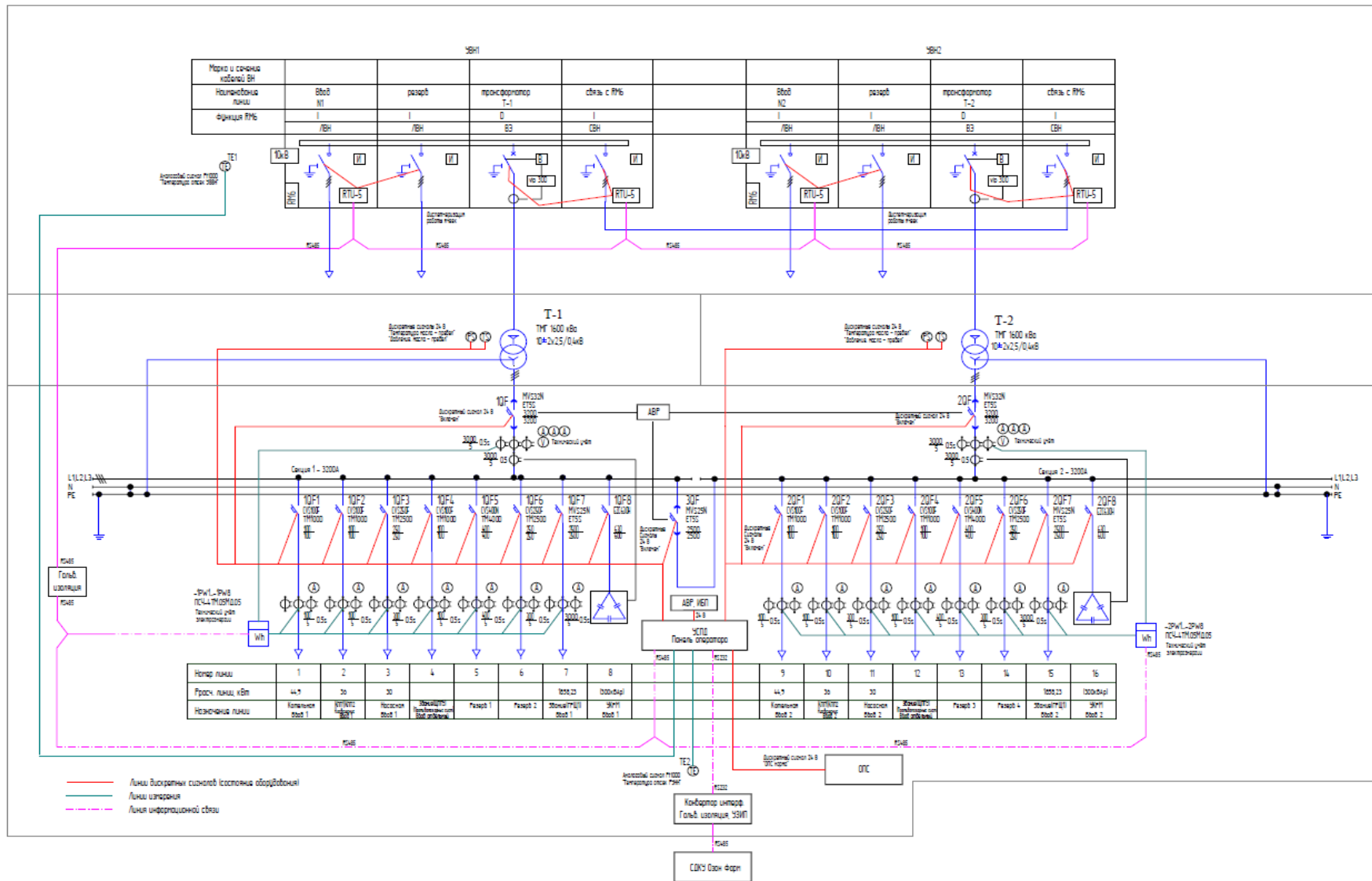


Рисунок 10 – Схема автоматизации

Выводы по главе 2

1. Выбран контроллер для телесигнализации и дискретного состояния объектов.
2. Выбраны счетчики электрической энергии соответствующие требованиям по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ31818.11-2012.
3. Выбраны измерительные трансформаторы тока необходимые для подключения электрических счетчиков.
4. Определена структура автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии предприятия ООО «Озон Фарм» исходя из выбранного оборудования и схемы электроснабжения предприятия.

3. Техничко-экономические показатели автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии фармацевтического предприятия.

3.1 Техничко-экономическое обоснование установки автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии фармацевтического предприятия

Эффективность применения автоматического комплекса учета и контроля электроэнергии фармацевтического предприятия приводит к повышению следующих технико-экономических показателей:

1. «Снижению потребления электроэнергии за счет её высокого, точного и оперативного учета»[24];

2. «Постоянному контролю соблюдения заданного режима потребления электрической энергии»[24];

3. «Контролю и поддержанию в заданных пределах показателей качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 1310-97»[24];

4. «Улучшению показателей условий труда»[24];

«Контролирование потребляемой электрической энергии с соблюдением её качественных показателей является приоритетным направлением в развитии каждого предприятия. Мониторинг качества электроэнергии, объемов потребления электроэнергии является одной из важных показателей предприятия на пути к энергоэффективности и к энергосбережению»[24].

«Под инвестиционными средствами в широком смысле понимаются денежные средства государства Российской Федерации, предприятий и физических лиц, направленные на создание, модернизацию основных фондов, расширение действующих производственных мощностей, а также на приобретение облигаций (акций) и других ценных бумаг и активов . В случае фармацевтического предприятия реальные инвестиции или вложения предприятия – это затраты на покупку, монтаж и наладку оборудования, а по

направлению использования – производственные капитальные вложения (направляются на развитие фармацевтического предприятия) »[24].

Стоимость капитальных затрат и вложений в автоматизированную систему контроля и учета электроэнергии фармацевтического предприятия состоит из:

1. Стоимости материалов и покупных изделий (К);
2. Стоимости монтажных, пусковых и наладочных работ;
3. Полной стоимости проектных работ;

Полная стоимость затрачиваемых материалов и покупных изделий представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Полная стоимость покупных изделий и материалов

Затраты на	Единица измерения	Цена с учетом Н.Д.С., рублей	Количество	Сумма, руб
Программн. обеспечение	шт.	324600	1	324600
Оборудование	шт.	753730	1	753730
Мат-лы	шт.	40344	1	40344
Итого:				1118674

Полная стоимость монтажных, пусковых и наладочных работ определяется как 20 % от стоимости полного комплекса материалов. Значит, затраты составят 250929 рублей.

Проектные работы по стоимости, которые включает в себя затраты на з/п проектировщика и отчисления на социальное страхование.

Полная заработная плата проектировщика определяется по формуле:

$$Z_{II} = Z_0 + Z_0 \cdot 0,2 + 0,15 \cdot (Z_0 + Z_0 \cdot 0,2), \quad (3.1)$$

где Z_0 – основная з/п;

$Z_0 \times 0,15$ – районный коэфф. 15 %;

$Z_0 \times 0,2$ – дополнительная з/п 20 %.

Основная з/п:

$$Z_0 = C_T \times T, \quad (3.2)$$

где C_T – часовая тарифная ставка;

T – время разработки.

Отчисления на единый социальный налог и единое социальное страхование составит 26,4 % от полной з/п проектировщика:

$$O_{cc} = Z_{п} \times 0,262 \quad (3.3)$$

Итог общей стоимости проектных работ определяется как:

$$C_{пр} = Z_{п} + O_{cc} \quad (3.4)$$

Основная з/п проектировщика, определяется по формуле (3.2) и рассчитанная исходя из тех условий, что тарифная ставка составляет 12054 рублей и проектирование требует почти 2 месяца работы.

Полная з/п проектировщика, рассчитанная по формуле (1), составит:

$$Z_{п} = (4100 + 24100 \cdot 0,2) + 0,15 \cdot (4100 + 24100 \cdot 0,2) = 33258 \text{ рубл.};$$

Отчисления на единый социальный налог и единое социальное страхование согласно формуле (3) составят:

$$O_{cc} = Z_{п} \times 0,262 = 33258 \times 0,262 = 8713,3 \text{ рубл.};$$

Расходы на накладные считаем как 65 % от Z_0 , отсюда:

$$H_p = 15665 \text{ рубл.}$$

Полная стоимость проектных работ исходя из формулы (3.4):

$$C_{\text{пр}} = 33258 + 8713,7 + 15665 = 57636,6 \text{ рубл.}$$

Получается, что все итоговые затраты на внедрение автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии составят:

$$K_{\text{тм}} = C_{\text{пр}} + K + K_{\text{м}} = 57636,6 + 223735 + 1118674 = 1400045,6 \text{ рубл.}$$

Предполагаемая экономия, получаемая от внедрения проектируемой системы автоматизированного контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии.

Чтобы получить приблизительный расчет экономической эффективности внедрения автоматизированной системы контроля и учета необходимо учесть все факторы предстоящих расходов, связанных с внедрением автоматизированной системы и предполагаемых экономий.

Экономия будет осуществлена за счет снижения энергетического потребления. Новые электрические счетчики ПСЧ имеют меньшую погрешность в измерениях. У старых электрических счетчиков класс точности измерения – 2,0, у новых электронных – 0,5S.

Электропотребление ООО «ОЗОН ФАРМ» в год:

$$P = n \times K_{\text{з}} \times S_{\text{с}} \times \cos\varphi \times T_{\text{год}} = 2 \times 0,7 \times 16000 \times 0,53 \times 0,93 \times 8760 = 96718809,6 \text{ кВт}$$

При использовании счетчика классом точности 2,0:

$$P_{2,0} = P \times 0,02 = 1934376,192 \text{ кВт}$$

При использовании счетчика классом точности 0,5:

$$P_{5,0} = P \times 0,005 = 483594,048 \text{ кВт}$$

Экономия $\Delta_{\text{год}}$ составляет:

$$\Delta_{\text{год}} = P_{2,0} - P_{0,05} \times \text{Ц} = 1934,4 - 483,6 \times 1331,45 = 1931667,66 \text{ рубл.},$$

где Ц – стоимость электрической энергии для промышленного фармацевтического предприятия (1331,45 рубл. за МВт в ч)

Параллельно с экономией от внедрения автоматизированной системы фармацевтическое предприятие будет вынужденно ежегодно осуществлять затраты, связанные с обслуживанием и содержанием оборудования.

Затраты ежегодные на эксплуатацию оборудования составят:

$$C = \Phi_{\text{зп}} + Z_{\text{гр}} + Z_{\text{пр}} + A,$$

где $\Phi_{\text{зп}}$ – з/п персонала, участвующего в эксплуатации оборудования, с социальным учетом отчислений и социальным единым налогом составляет 19169 рубл. в месяц. Доля рабочего времени каждого инженера предприятия электрической автоматики, затрачиваемого на эксплуатацию автоматизированной системы составит 10 %.

$$\Phi_{\text{зп}} = 19169 \times 12 \text{ мес} \times 0,1 = 23001,6 \text{ рубл.}$$

A – амортизационные затраты оборудования, 12% от стоимости автоматизированной системы;

$$A = 1254615 \text{ рубл} \times 0,12 = 150553,8 \text{ рубл.}$$

$Z_{\text{тр}}$ —ремонт(текущий) оборудования составляющий 2,5%:

$$Z_{\text{тр}} = 1254615 \text{ рубл.} \times 0,025 = 31365,375 \text{ рубл.}$$

$Z_{\text{пр}}$ – расходы прочие, принимаем условно как 1,5%:

$$Z_{\text{пр}} = 1254615 \text{ рубл.} \times 0,015 = 18819,225 \text{ рубл.}$$

Общий итог, ежегодные затраты без амортизации на эксплуатацию составят:

$$C = 23001,6 + 134240,88 + 27966,85 + 16780,11 = 67748,56 \text{ рубл.}$$

3.2 Показатели доходности и эффективности проектируемой автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии

Самым основным показателем доходности устанавливаемой системы является чистый дисконтированный доход (ЧДД). Он показывает чистую текущую стоимость и определяется как сумма всех текущих эффектов за весь расчетный период.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T R_t - Z_t^* \times \frac{1}{1 + E^t} - K,$$

Для признания внедрения автоматизированной системы контроля и учета эффективной с точки зрения инвестирования необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным.

Критерий чистого дисконтированного дохода отражает:

- прогнозируемую оценку измерения экономического потенциала фармацевтического предприятия в случае внедрения проекта;
- аддитивен в пространственно-временном аспекте, т.е. чистый дисконтированный доход зависит от длительности периода расчета, а чистые дисконтированные доходы различных проектов можно суммировать для нахождения общего суммарного эффекта.

Проект можно считать эффективным, если чистый дисконтированный доход от его реализации положителен. Чем больше значение чистого дисконтированного дохода, тем эффективнее проект. При отрицательном значении чистого дисконтированного дохода проект считается убыточным. Чистый дисконтированный доход является самым основным показателем эффективности проекта.

При расчете чистого дисконтированного дохода используется постоянная норма по шаговому расчету.

ИД – индекс доходности. Если $ИД \geq 1$ – проект рентабелен, иначе проект не эффективен.

$$ИД = ЧДД / К$$

Полученные расчетные результаты расчетов представлены в таблице 11.

Итоговая сумма в последней строке и будет ЧДД = 1799149,71 рубл. Положительный ЧДД свидетельствует об эффективности инвестиций.

Индекс доходности:

$$ИД = 1799149,71 / 1400045,6 = 1,29$$

Таблица 11 - Сводная таблица ориентировочных расчетов показателей экономической эффективности автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии фармацевтического предприятия

Год	Платежи по И (К)	Добавочная прибыль Эгод	Поток платежей и поступлений	α при $E = 0,036$	Текущий диск.. доход	ЧДД нарастающим итогом
0	-1400045,6	-	-1400045,6	1	-1400045,6	-1400045,6
1	-67748,56	1931667,66	1863919,1	0,96	1799149,71	399104,11
Итого:					1799149,71	

Срок окупаемости:

$$CO = 1400045,6 / 1931667,66 = 0,7 \text{ года}$$

Анализ способен показать, что инвестированные средства на покупку, установку и обслуживание оборудования будут возмещены примерно через 1

год. Соответственно более точные измерения потребляемой эл.энергии дают результат уже при первом году эксплуатации.

ИД показывает степень рентабельности проекта по внедрению автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии, поскольку его значение больше единицы и составляет 1,29.

График доходности внедрения автоматизированной системы контроля и учета представлен на рисунке 12.

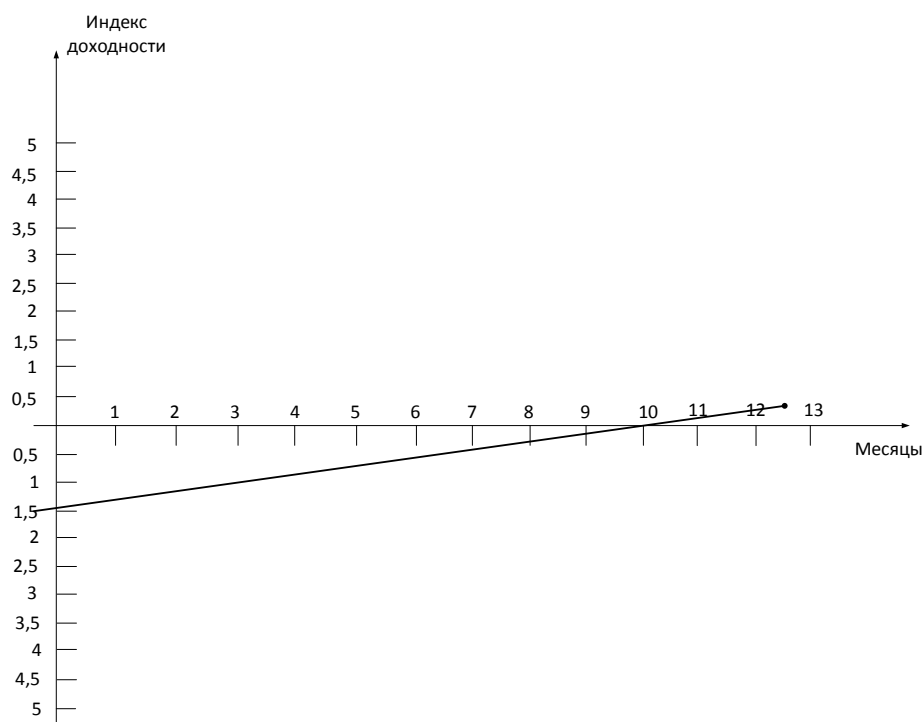


Рисунок 11 – График доходности внедрения автоматизированной системы контроля и учета на фармацевтическом предприятии

Выводы по главе 3

1. Выполнен расчет экономической эффективности внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на предприятии ООО «Озон Фарм»
2. Определены затраты на установку и ввод в эксплуатацию системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии.
3. Определен срок окупаемости автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на предприятии ООО «Озон Фарм».
4. Построен график доходности проекта внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии.

Заключение

Из-за перехода к рыночной экономике, возникает острая необходимость повышения эффективности управления энергопотреблением, так как данное управление отвечает всем экономическим интересам и покупателей и продавцов электрической энергии. Одно из направлений решения этого вопроса - точный учет и контроль электроэнергии. Именно вышеуказанное направление может обеспечить наибольшую часть всего энергосбережения, потенциал которого составляет более одной трети всего текущего объема энергетического потребления.

Различные новейшие экономические отношения в сфере управления энергопотреблением проявляются в большей степени в формировании единого рынка электроэнергии. Учитывая вышесказанное, можно сделать вывод, что рынок электроэнергии должен быть многокомпонентным механизмом согласования экономических интересов поставщиков и потребителей электроэнергии.

Одним из самых важных компонентов рынка электроэнергии является его инструментальное обеспечение, которое представляет собой совокупность систем, приборов, устройств, каналов связи и алгоритмов для контроля и управления параметрами энергопотребления. Базой формирования и развития инструментального обеспечения являются автоматизированные системы контроля и учета потребления электроэнергии.

Системы энергоучета старого поколения морально и технически устарели и не обеспечивают организацию на их базе эффективного контроля потерь и расходов энергоресурсов, а так же контроль распределения их потоков. Современные автоматизированные системы контроля и управления энергоресурсами позволят по максимуму минимализировать присутствие людей на этапе сбора, измерения, а также обработки всех данных, обеспечить достоверный, своевременный и точный учет, со стороны покупателя и со стороны продавца.

Главной целью модернизации или внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии ООО «ОЗОН ФАРМ» является понижение затрачиваемого капитала на потребление энергетических ресурсов, существенное сокращение потерь за счет увеличения точности получения данных со счетчиков электрической энергии и минимизации времени сбора и обработки информации. Создание автоматизированной системы учета электроэнергии на всех производственных этапах становится неотъемлемым условием эффективного функционирования современных энергетических систем.

На данный момент на любом предприятии встает вопрос об энергосбережении и энергоэффективности. В этом и заключается смысл внедрения и успешного эксплуатирования системы автоматизированного контроля и учета электрической энергии. Сама система позволяет существенно экономить энергетические ресурсы и финансы предприятия.

В первой главе произведен анализ действующей системы электроснабжения. Из анализа было выявлено:

1. Необходимо провести замену морально устаревших электрических счетчиков А1000 с классом точности 2,0.
2. Показано, что ежегодно на фармацевтическом предприятии ООО «Озон Фарм» наблюдается рост электропотребления.
3. Установлено, что на фармацевтическом предприятии отсутствует автоматизированная система контроля и учета электрической энергии.
4. Показана необходимость внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии.

Во второй главе было выбрано:

1. Выбран контроллер для телесигнализации и дискретного состояния объектов.
2. Выбраны счетчики электрической энергии соответствующие требованиям по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ31818.11-2012.

3. Выбраны измерительные трансформаторы тока необходимые для подключения электрических счетчиков.

4. Определена структура автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии предприятия ООО «Озон Фарм» исходя из выбранного оборудования и схемы электроснабжения предприятия.

В третьей главе было рассчитан экономический эффект:

1. Выполнен расчет экономической эффективности внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на предприятии ООО «Озон Фарм»

2. Определены затраты на установку и ввод в эксплуатацию системы автоматизированного контроля и учета электроэнергии.

3. Определен срок окупаемости автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на предприятии ООО «Озон Фарм».

4. Построен график доходности проекта внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии на фармацевтическом предприятии.

Внедрение автоматизированной системы контроля и учета на фармацевтическом предприятии ООО «ОЗОН ФАРМ» целесообразно и экономически выгодно.

Список используемых источников

1. ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
2. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
3. ГОСТ 7746-2010 г. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
4. РД 34.11.333-97 г. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.
5. ГОСТ Р 8.596-2002. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
6. ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
7. ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
8. ГОСТ 31818.11-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии (с Поправкой).
9. РД 34.11.333-97 г. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии.
10. Требования к автоматизированным системам коммерческого учета энергоресурсов (АСКУЭ) [Электронный ресурс]: СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. URL: <http://normativa.ru/content/view/488/257/1/24/> (дата обращения: 27.05.2018)

11. Устройства сбора и передачи данных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Общие технические условия. [Электронный ресурс]: Оказание услуг по разработке проекта нормативно-технической документации по автоматизированным системам контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). URL: http://esco.co.ua/journal/2004_12/art34.pdf / (дата обращения: 27.05.2018).

12. Власов Б.В. Автоматизированные системы управления предприятиями массового производства / Б.В. Власов М.// Высшая школа 2007г.

13. Самсонов В. С. Автоматизированные системы управления в энергетике/ В. С. Самсонов - М. Высшая Школа, 2010 г.

14. Быщенко С. Г. Инструментальное обеспечение рынка электроэнергии. Концепция автоматизированной системы контроля и управления энергопотреблением/ С. Г. Быщенко // Промышленная энергетика № 8, 9, 11 2011 г.

15. Быщенко С. Г. Инструментальное обеспечение рынка электроэнергии. Концепция создания автоматизированной системы контроля и управления энергопотреблением/ С. Г. Быщенко // Промышленная энергетика № 8 2011 г.

16. Кустов А.А. Автоматизация управления рациональным электропотреблением.//А.А. Кустов - Тольятти, 2009 г.

17. Соскин Э.А., Автоматизация управления промышленным энергоснабжением/ Э.А. Соскин // М.: Энергоатомиздат, 2008г.

18. Князевский Б.А. Электроснабжение промышленных предприятий. /Б.А. Князевский// М.: Высшая школа,2009 г.

19. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание седьмое. – М.: Главгосэнергонадзор, 2008.

20. Потребич А.А., Применение интегрированной системы для решения задач АСУ ПЭС / А.А Потребич // Электрические станции, 2006г.

21. Федосеев П.А. Релейная защита электрических систем /П.А Федосеев // "Энергетика", Москва, 2008 г.
22. Олифер В.Г., Компьютерные сети: принципы, технологии, протоколы. /В.Г. Олифер/: Питер. 2011 г.
23. Макеев А.С. Аппаратные средства локальных сетей./ А.С. Макеев СПб: Питер 2013г.
24. Вендров А.М. Проектирование программного обеспечения экономических информационных систем./ А.М. Вендров / М.: Финансы и статистика 2011г.
25. Сапронов А.А. Анализ структуры коммерческих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях /А.А. Сапронов // Энергосбережение . № 4. 2015 г.
26. McDonald J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
27. Hewitson Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
28. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
29. Lakervi E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
30. Bayliss C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.
31. Зеленцов М.Ю. Организация коммерческого учета электроэнергии в распределительных устройствах 6–10 кВ / М.Ю. Зеленцов. – Электроставр. – 2004. – 113 с.

32. Дектеренко С.В. Автоматизированные системы контроля и учета энергоносителей (АСКУЭ) на промышленных предприятиях / С.В. Дектеренко. – Вятка.: ИнжинирингПро, 2012.

33. Стандарт. Техническая политика. Системы учета электрической энергии с удаленным сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах ОАО «МРСК ВОЛГИ». СТП-МРСК-16-1791.01-14, 2014.

34. Постановление правительства РФ от 31.08.2006 №530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период реформирования электроэнергетики»

35. Красник, В. В. Управление электрохозяйством предприятий / В. В. Красник. – М.: НЦ ЭНАС, 2012.

36. Астра-электроучет: [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.astraelectra.ru/>. – (Дата обращения 14.04.2018).

37. Хара С.А., Олейник В.Г. Преимущества внедрения автоматического учета электроэнергии на промышленных предприятиях. [Электронный ресурс]. – URL: <http://masters.donntu.org/2012/etf/khara/library/article1.htm> – (Дата обращения: 31.05.2018)

38. Руководство пользователя. УСПД-164-01М. CE805. Устройства сбора и передачи данных. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.energomera.ru/documentations/ce805_164-01m_rp.pdf - (Дата обращения: 31.05.2018)