

(линия – расчет, точки – эксперимент)

Использование накатанных труб позволяет достичь следующих результатов в ИМВ:

1. Использование коррозионностойких материалов. За счет снижения поверхности конденсатора, появляется возможность использовать более качественные материалы, без увеличения стоимости аппарата. Использование коррозионностойких сталей позволяет увеличить срок службы аппарата, не смотря на высокую агрессивность среды.

2. Снижение габаритов установки. Накатанные трубы увеличить коэффициент теплопередачи, что позволяет при тех же мощностях снизить длину труб установки, сделать более компактные ступени испарения.

Таким образом конструкция с накатанными трубами может успешно использоваться для термо-

бессоливания воды как в опреснительных установках, так и в водоподготовке для энергетических предприятий.

#### Список литературы:

1. Nusselt W. – Ztschr. der VDI, 1916, Bd 60<S. 541-569.
2. Сапожников Б.Г. Тепломассообмен: учебное пособие, Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2007. 188 с.
3. Калинин Э.К., Дрейцер Г.А., Копп И.З., Мякочин А.С. Эффективные поверхности теплообмена. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 408 с.: ил.
4. Попов, И.А. Физические основы и промышленное применение интенсификации теплообмена: Интенсификация теплообмена: монография / И.А.Попов, Х.М.Махьянов, В.М.Гуреев; под общ. ред. Ю.Ф.Гортышова. – Казань: Центр инновационных технологий, 2009. – 560 с

---

### АИИС КУЭ КАК ЭЛЕМЕНТ SMART GRID НА ПРИМЕРЕ ФИЛИАЛА АО «ДРСК» «АМУРСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

---

*Максим Сергеевич Михальченко*  
(магистрант)

*Антон Андреевич Гриневич*  
(магистрант)

*Амурский государственный университет,  
г. Благовещенск*

[DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2019.3.60.21-27](https://doi.org/10.31618/ESU.2413-9335.2019.3.60.21-27)

#### АННОТАЦИЯ

В статье проанализирована работа по внедрению АИИС КУЭ как элемента Smart Grid на примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

#### AMSTRACT

The article analyzed the work on the introduction of AIIS KUE as an element of the Smart Grid on the example of the JSC "FEGC".

**Ключевые слова:** прибор учёта, потери электроэнергии, показатели.

**Keywords:** energy meter, power loss, mark.

В последнее время в отечественной энергетике наблюдается растущий интерес к системе Smart Grid, обусловленный влиянием целого ряда факторов: технологического прогресса, роста объемов потребления электроэнергии в связи с развитием производственных мощностей потребителей, повышения требований к качеству и надежности электроснабжения, изменения рынка, необходимости решения вопросов энергоэффективности и экологической безопасности. Выбор в пользу инновационного направления развития электроэнергетики России обозначен в Стратегии развития электросетевого комплекса РФ на период до 2030 года [5].

В сетевых компаниях сегодня реализуются проекты по модернизации электросетевого оборудования, которые могут рассматриваться с точки зрения перспектив внедрения Smart Grid. Это замена устаревших устройств РЗА на современные микропроцессорные устройства. Внедрение современных программно-технических комплексов для диспетчерского персонала, позволяющих ему в режиме реального времени отслеживать работу энергообъектов, контролировать уровни напряжения, нагрузку энергооборудования, перетоки мощности,

дистанционно управлять режимами работы оборудования и оперативно реагировать на его повреждение. Применение цифровых каналов связи по волоконно-оптическим кабельным линиям, широкая полоса пропускания которых в перспективе позволит передавать большие информационные потоки и т.д. В перспективе модернизируемое сегодня оборудование энергетических компаний должно быть совмещено с новыми технологиями и интегрировано в новую энергетическую систему Smart Grid., в соответствии с одним из её ключевых принципов - преемственности и технологической совместимости [3].

С этих же позиций можно рассматривать и поэтапное внедрение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Целью данной работы является анализ проводимой в электроэнергетике работы по внедрению АИИС КУЭ, как элемента Smart Grid, на примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» выбран в качестве объекта исследования

как крупнейшее сетевое предприятие Амурской области. В состав филиала входят 4 структурных подразделения: Центральные электрические сети, Западные электрические сети, Восточные электрические сети, Северные электрические сети. Максимальное количество точек присоединения потребителей к сетям филиала – 149 753 шт. По данным годового производственного отчёта за 2017 год суммарная протяженность линий электропередачи по трассе и с учётом кабельных линий составила 23 389,3 км, суммарная трансформаторная мощность подстанций 110, 35 кВ и ТП 6-35 кВ составляет 3 823,9 МВА. Объем обслуживания- 105 172,6 у.е.

Для реализации поставленной цели в рамках данной статьи решаются следующие задачи:

1. Анализ динамики потерь электроэнергии в сетях филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС».
2. Рассмотрение принципов работы АИИС КУЭ.
3. Анализ объемов модернизации приборного

парка филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

4. Анализ результатов внедрения АИИС КУЭ в филиале АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

Очень значимым критерием с точки зрения энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии является уровень потерь электроэнергии.

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [1].

Анализ потерь электроэнергии в филиале АО «ДРСК» «Амурские ЭС» приведён в таблице 1. В процентном отношении к отпуску в сеть в целом по филиалу потери электроэнергии составили в 2007 году- 13,32%, в 2011 г.- 18,07 %, в 2017 г.-9,39 %.

Таблица 1. Динамика изменения производственных показателей филиала Амурские ЭС (отпуск в сеть, полезный отпуск, потери) за период 2007-2017 г.г.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Отпуск в сеть	5 170,7	5 344,4	5 604,2	6 099,9	4 000,7	4 227,2	4 293,7	6 640,9	6 639,8	6 733,6	6 764,1
Полезный отпуск (услуга)	4 481,8	4 659,7	4 909,8	5 438,9	3 043,4	3 322,5	3 462,4	5 764,0	5 761,5	5 843,9	5 917,3
Потери общие (млн.кВ т.ч)	688,9	684,7	694,4	661,0	722,8	707,4	677,4	648,7	658,2	663,5	635
%	13,32%	12,81%	12,39%	10,84%	18,07%	16,74%	15,78%	9,77%	9,91%	9,85%	9,39%
сверхнормативные (млн.кВ т.ч)	349,5	109,8	124,2	54,0	62,7	50,8	43,0	39,5	37,8	35,9	37,8
%	6,76%	2,05%	2,22%	0,89%	1,57%	1,20%	1,00%	0,59%	0,57%	0,53%	0,56%
нормативные (млн.кВ т.ч)	317,84	574,98	570,20	607,01	660,14	656,60	634,37	609,25	620,38	627,62	597,20
%	6,15%	10,76%	10,17%	9,95%	16,50%	15,53%	14,77%	9,17%	9,34%	9,32%	8,83%



Рисунок 1. Потери электроэнергии в сетях филиала АО «ДРСК» «АЭС»

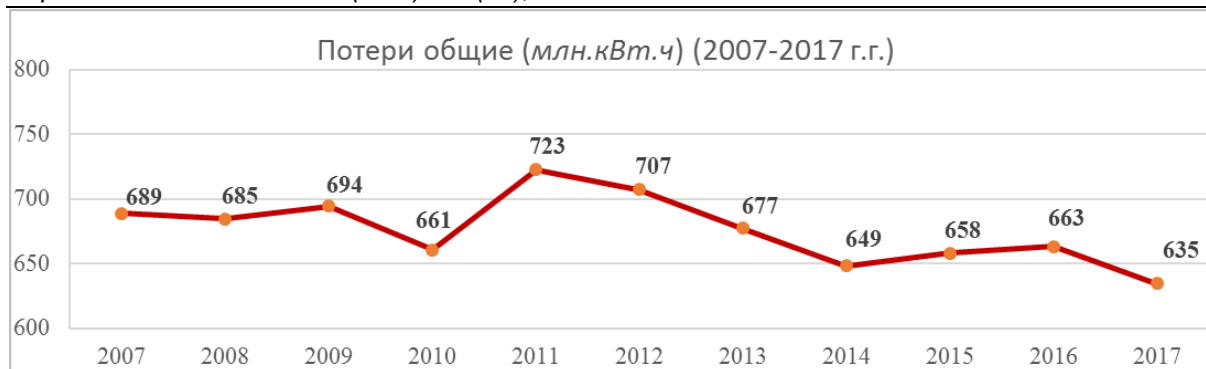


Рисунок 2. Уровень потерь электроэнергии в сетях филиала АО «ДРСК» «АЭС»

Как видно из представленных на рисунках 1 и 2 графиков, на предприятии отмечается устойчивая тенденция к снижению потерь электроэнергии. Исключение составил 2011 год, когда ООО «Русэнергосбыт», выступающее в интересах крупнейшего потребителя - ОАО «РЖД», заключило прямой договор с ОАО «ФСК ЕЭС» по точкам присоединения тяговых подстанций ОАО «РЖД», так называемых объектов «последней мили» (*арендуемые ОАО «ФСК ЕЭС» участки линий электропередачи напряжением 220 кВ, за передачу электроэнергии по которым АО «ДРСК» получает выручку по установленным тарифам*). В связи с этим значительные объемы электроэнергии выпали из полезного отпуска АО «ДРСК», а поскольку это «безпотерьные» объемы, это привело к резкому росту показателя уровня потерь электроэнергии - с 10,84% в 2010 году до 18,07% в 2011 году. К концу 2013 года эта проблема была решена на законодательном уровне. Принят ФЗ от 06.11.2013 г. № 308-ФЗ «О внесении изменений в ФЗ «Об электроэнергетике» и статью 81 ФЗ «Об акционерных обществах». Закон отменил механизм «последней мили» в 2014 году, но в тех субъектах федерации, где проблема «последней мили» стояла особенно остро (в Амурской области, Еврейской АО, Забайкальском крае и Республике Бурятия), действие «последней мили» сохранено на более длительный срок – до 2029 года. 13.12.2013 г. В результате этого с 01.01.2014 г. возобновлен договор оказания услуг по передаче электроэнергии, регулирующий взаимоотношения АО «ДРСК» и ООО «Русэнергосбыт» в части точек присоединения к объектам «последней мили».

Однако, несмотря на тенденцию к снижению, уровень потерь электроэнергии в филиале АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» при её

транспортировке превосходит допустимые пределы, а, следовательно, нужны новые подходы к решению вопросов эффективности передачи электроэнергии. Одним из таких подходов является модернизация парка приборов учета электроэнергии и построение системы АИИС КУЭ.

Принцип работы АИИС КУЭ - в определенных интервалах времени собрать в центрах управления данные об объемах передачи электроэнергии на всех уровнях напряжения и обработать эти данные так, чтобы обеспечить составление отчетов за потребленную или отпущенную электроэнергию (мощность), проанализировать и построить прогнозы по потреблению (генерации), выполнить анализ стоимостных показателей и, наконец, произвести расчеты за электрическую энергию.

В целом система АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1. уровень сбора информации.
    - В точках учёта энергии устанавливаются высокоточные средства учёта - электронные счётчики.
  2. связующий уровень.
    - На трансформаторных подстанциях устанавливаются устройства сбора и передачи данных (УСПД)
    - Организуется система связи (как правило, для этого используют GSM – связь).
  3. уровень сбора, анализа и хранения данных.
    - Создаются центры обработки информации с современными компьютерами и программным обеспечением.
- Схема организации АИИС КУЭ показана на рисунке 3.

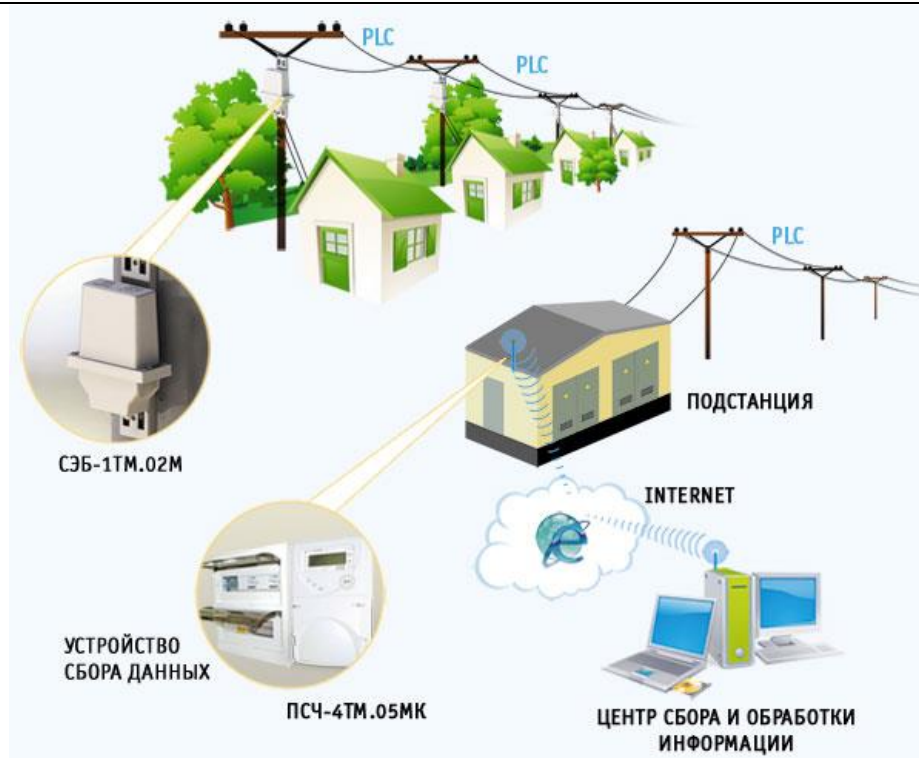


Рисунок 3. Схема АИИС КУЭ

Действует система следующим образом: Электронные счётчики измеряют параметры системы в точках учета. Данные передаются на УСПД, функциями которого являются: опрос электросчетчиков, накопление значений в энергонезависимой памяти, ведение журнала событий и передача данных в центральное УСПД. Программная часть центрального УСПД обеспечивает непрерывный мониторинг работоспособности измерительного тракта и запись всех измеренных параметров в энергонезависимую память, ведение журнала событий, автоматическое восстановление работоспособности при сбоях, пропадании электропитания и других внештатных ситуациях, а также выявления попыток несанкционированного съема информации. Из УСПД все данные переносятся в базу данных предприятия, где возможен их анализ совместно с другой финансовой и технической информацией.

Система предусматривает контроль и анализ следующих параметров:

- баланс энергопотребления;

- диагностика оборудования системы учета;
- прогноз потребления мощности и сигнализация при возможном превышении заявленного максимума;
- выявление нештатных ситуаций;
- выявление попыток несанкционированного считывания информации и перепрограммирования счетчиков.

Дополнительно система должна выполнять:

- контроль токов, напряжений и других величин;
- контроль качества электроэнергии;
- ведение базы данных основного энергетического оборудования;
- ввод в систему данных о произведенном техническом обслуживании и ремонте.

В филиале АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» модернизация учета электроэнергии началась с 2008 года. Объемы модернизации почти за 10 лет показаны в таблице 2.

Таблица 2. Объемы модернизации приборов учета электрической энергии филиала АО "ДРСК"-"Амурские ЭС"

СП	Всего ПУ			Количество модернизированных ПУ за период 2008-2018						
				Всего:	Меркурий		Энергомера		РиМ	
	Всего:	1-ф	3-ф		1-ф	3-ф	1-ф	3-ф	1-ф	3-ф
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
СЭС	21 320	17 014	4 306	9 062	491	368	901	849	5 499	954
ЗЭС	39 501	33 784	5 717	16 987	1 497	255	4 357	1 221	8 514	1 143
ВЭС	37 935	31 646	6 289	19 084	3 913	712	706	1 336	10 698	1 719
ЦЭС	55 353	38 048	17 305	24 156	4 955	2 771	1 421	1 625	9 118	4 266
АмЭС	154 109	120 492	33 617	69 289	10 856	4 106	7 385	5 031	33 829	8 082

Всего установлено в период с 2008 по третий квартал 2018 года **69 289** ПУ или **45%** от общего количества приборов учета, находящихся на обслуживании филиала, в том числе:

- «Меркурий» - **14 962** шт. (2008-2009 гг);
- «Рим» - **41 911** шт. (2010-2018 гг);
- «Энергомера» - **12 416** шт. (2008-2018 гг).

Организация учета на счетчиках типа «Меркурий» в период 2008-2009 гг. показала ряд возникающих в процессе работы проблем, основными из которых являются:

- прямая зависимость дистанционного сбора данных от состояния распределительных сетей 0,4 кВ;

- доступ к потребителю. Подрядной организации очень сложно спланировать работу, т.к. достаточно часто потребители отсутствуют или отказываются от установки ПУ.

Поэтому при организации системы учета в частном секторе наиболее эффективно использовать подвесные типы приборов учета, устанавливаемые на опоре. На основании этого с 2010 года была опробована с положительным результатом модернизация приборов учета на базе оборудования ОАО «Римэнергомаркет».

С 2014 года началась установка по частному сектору приборов учёта опорного исполнения производства «Энергомера» которые имеют сопоставимую стоимость с приборами учета ОАО «Римэнергомаркет», при этом более расширенный функционал.

На текущий момент с **41 821** ПУ (**63,5 % от модернизированного парка приборов учета**) дистанционный съём показаний осуществляется посредством GSM, с **8 691** ПУ (**13,2 %**) - с помощью «мобильных терминалов».

Для расчета эффекта от мероприятия по модернизации приборов учета был взят период модернизации за 2017 год. При сравнении электропотребления по потребителям, по которым проходили мероприятия по модернизации в 2017 году, за расчетные принимались сопоставимые периоды: до модернизации (8 месяцев 2016 года) и после модернизации (8 месяцев 2018 года).

В качестве объекта были взяты населенные пункты Амурской области п. Буря, г. Свободный, г. Зея, г. Белогорск. Данные по общему количеству потребителей по частному сектору этих населенных пунктов, а так же количество модернизированных точек учета предоставлены в таблице 3.

Таблица 3. Количество точек учета электроэнергии

СП (структурное подразделение)	РЭС (Район электрических сетей)	Населенный пункт	Общее количество точек учета частному сектору (шт)	Кол-во, модернизированных точек (шт)	Процент модернизации, %
ЗЭС	Городской	г. Свободный	10 274	1 791	17,4
СЭС	Зейский	г. Зея	5 327	861	16,2
ЦЭС	Белогорский	г. Белогорск	7 034	665	9,5

Динамика изменения показателей баланса электроэнергии в сети 10/6 кВ (без учета прямых потребителей) по выбранным населённым пунктам в целом представлена в таблицах 4-6.

Таблица 4. Отпуск электроэнергии в сеть по отдельным населенным пунктам в зоне обслуживания филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

Населенный пункт	Отпуск в сеть 2016 (8 мес.), млн.кВт.ч	Отпуск в сеть 2018 (8 мес.), млн.кВт.ч	Δ 2018 (8 мес.)-2016 (8 мес.)	
			млн.кВт.ч	%
г. Свободный	97,5	96,7	-0,8	-0,8%
г. Зея	58,9	55,1	-3,8	-6,5%
г. Белогорск	120,9	114,0	-7,0	-5,7%

Таблица 5. Потери электроэнергии по отдельным населенным пунктам в зоне обслуживания филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

Населенный пункт	Потери электроэнергии 2016 (8 мес.), млн.кВт.ч		Потери электроэнергии 2018 (8 мес.), млн.кВт.ч		Δ 2018 (8 мес.)-2016 (8 мес.)	
	млн.кВт.ч	%	млн.кВт.ч	%	млн.кВт.ч	%
г. Свободный	29,9	30,7%	20,8	21,5%	-9,1	-30,4%
г. Зея	17,8	30,3%	14,2	25,8%	-3,6	-20,3%
г. Белогорск	39,1	32,3%	32,0	28,1%	-7,0	-18,0%

В результате сравнения анализируемых периодов по населенным пунктам, где в 2017 году были установлены приборы учета с возможностью дистанционного контроля за потребленной электроэнергией, на фоне снижения отпуска в сеть наблюдается рост электропотребления, за исключением г.

Зея, и снижение потерь электроэнергии. Так, по г. Свободный снижение отпуска в сеть составило 0,8 млн.кВт.ч (-0,8 %), г. Зея -3,8 млн.кВт.ч (-6,5 %), г. Белогорск -7,0 млн.кВт.ч (-5,7 %). Потери электроэнергии снижены по г. Свободный – на 9,1

млн.кВт.ч (-30,4 %), г. Зея – на 3,6 млн.кВт.ч (-20,3 %), г. Белогорск – на 7,0 млн.кВт.ч (-18,0 %).

Таблица 6. Полезный отпуск электроэнергии по отдельным населенным пунктам в зоне обслуживания филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

Населенный пункт	Полезный отпуск 2016 (8 мес.), млн.кВт*ч	Полезный отпуск 2018 (8 мес.), млн.кВт*ч	Δ 2018 (8 мес.)-2016 (8 мес.)	
			млн.кВт*ч	%
г. Свободный	67,6	75,9	8,3	12,3%
г. Зея	41,1	40,9	-0,2	-0,4%
г. Белогорск	81,9	81,9	0,1	0,1%

Анализ изменения электропотребления в результате модернизации приборов учета электроэнергии, приведен в таблице 7.

Таблица 7. Анализ изменения полезного отпуска по потребителям, у которых была произведена модернизация приборов учета

Населенный пункт	Кол-во, модернизированных точек (шт)	Полезный отпуск 2016 (8 мес.), млн.кВт*ч	Полезный отпуск 2018 (8 мес.), млн.кВт*ч	Δ 2018 (8 мес.)-2016 (8 мес.)	
				млн.кВт*ч	%
г. Свободный	1 791	5,0	6,9	1,9	39,3%
г. Зея	861	4,3	5,0	0,7	17,0%
г. Белогорск	665	3,2	4,1	0,9	27,4%

Данный анализ наглядно демонстрирует, что по потребителям, у которых в 2017 году была проведена модернизация приборов учета, в 2018 году по сравнению с 2016 годом отмечается существенный рост полезного отпуска электроэнергии - от 17,0% до 39,3% (таблица 7), в то время как в целом по частному сектору данных населенных пунктов

отмечается: по г. Зея снижение полезного отпуска на 0,4%, по г. Белогорску рост всего на 0,1%, по г. Свободный- рост на 12,3% (в 3,2 раза ниже, чем по модернизированной группе). Наглядно положительная динамика электропотребления в результате проведенной модернизации приборов учета электроэнергии продемонстрирована на рисунке 4.

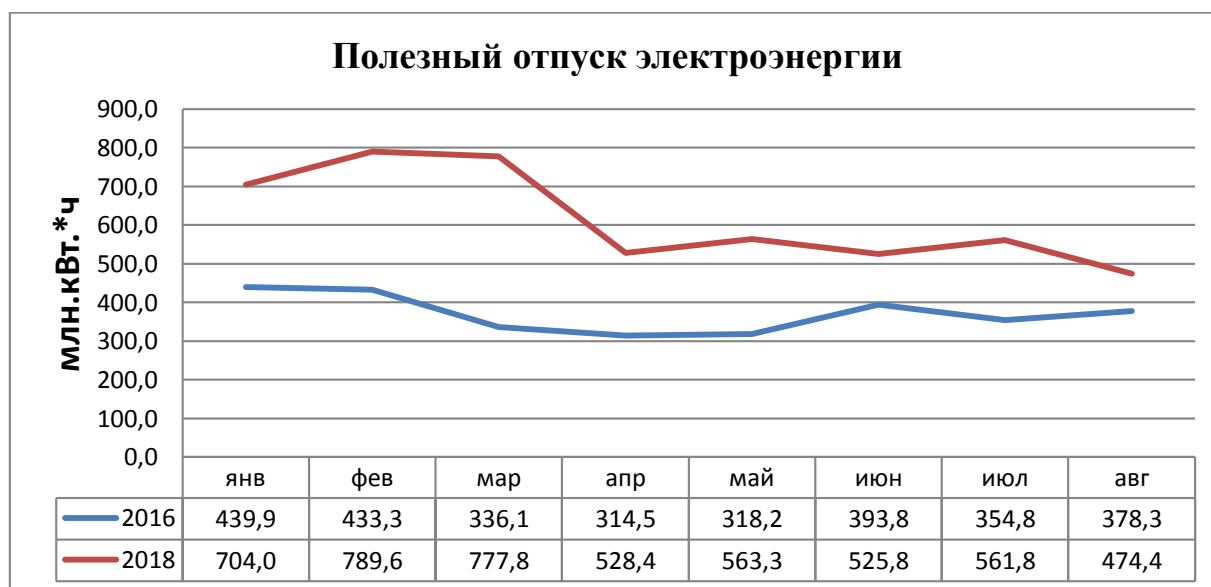


Рисунок 4. Полезный отпуск электроэнергии по потребителям г. Свободный, приборы учета электроэнергии у которых были модернизированы в 2017 году, ежемесячно за 2018 год.

Анализ проведенной работы по внедрению АИИС КУЭ на примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» показал ее эффективность, но пока этот процесс имеет локальный характер, модернизация проведена на отдельных населенных пунктах, либо их части, требуется в ближайшее время завершить построение системы с

полным охватом всех точек учета электроэнергии по зоне обслуживания предприятия. Продиктованное современными условиями функционирования отрасли внедрение новых технических разработок, безусловно, должно рассматриваться с позиций создания элементов необходимого организационно-



технического базиса для перехода к активно-адаптивным принципам построения сетей в перспективе.

#### Список литературы:

1. Бохмат, И.С. Снижение коммерческих потерь в электрических системах / И.С. Бохмат, В.Э. Воротницкий, Е.П. Татаринов // Электрические станции. - 1998. - № 9. - с.53-59.
2. Воропай Н.И. SMART GRID: Мифы, реальность, перспективы// Энергетическая политика. - 2010. - № 2. - с.9-15.

3. Кобец Б.Б., Волкова И.Ю. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. - М.: ИАЦ Энергия, 2010. - 208 с.

4. Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях/ Отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2008. - 228 с.

5. «Стратегия развития электросетевого комплекса РФ», утвержденная Постановлением правительства РФ от 03.04.2013 г. № 511-р.

---

### ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ КАСКАДНЫХ АВАРИЙ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ.

---

**Мотовилов А.И.**

*Аспирант, Высшей школы энергетики, нефти и газа,  
Северный Арктический Федеральный Университет*

**Научный руководитель:**

**Соловьев И.И.,**

*к.т.н., доцент, Кафедра электроснабжения и электротехники,  
Северный Арктический Федеральный Университет.*

[DOI: 10.31618/ESU.2413-9335.2019.3.60.27-31](https://doi.org/10.31618/ESU.2413-9335.2019.3.60.27-31)

#### АННОТАЦИЯ

В крупных энергосистемах со сложной структурой при выполнении оперативных переключений значительно возрастает вероятность возникновения аварийных ситуаций. Для выявления возможных последствий и выбора стратегии предотвращения аварии проводят анализ возможных послеаварийных режимов работы энергосистемы. Исходными данными являются изменяющиеся топология и параметры текущего режима работы энергосистемы. В работе рассмотрены применяемые на практике алгоритмы предотвращения аварий, использующие различные математические модели энергосистемы. Показано что не учет непрерывно изменяющейся схемно-режимной обстановки приводит к необходимости завышению объемов управляющих воздействий. Автором предложено решение, устраняющее отмеченный недостаток и повышающее надежность энергосистемы.

#### ABSTRACT

In cases with large-scale power grid structures, it is difficult to solve the problem of cascading outages timely. The aim of the paper is to identify possible consequences of such outages and choose an accident prevention strategy. To achieve this aim different simulation methods are used. The author describes drawbacks of these methods and proposes a visual solution to improve the reliability of the power system. This solution will allow dispatchers to analyse current mode of the power system on-line.

**Ключевые слов:** энергосистема, каскадные аварии, алгоритмы, допустимый режим.

**Key words:** power system, cascading outages, algorithms, valid mode.

#### ВВЕДЕНИЕ.

Причинами крупных каскадных аварии в электроэнергетических системах (ЭЭС) со сложной структурой являются возмущения, более тяжелые, чем нормативные в данных схемно-режимных условиях, неправильная настройка и/или отказ релейной защиты и противоаварийной автоматики, ошибочные действия оперативного персонала [1]. При этом происходит отключение элементов сети не входящих в состав сечений.

Область допустимых режимов определяется составом сечения и значениями максимально- и аварийно допустимых перетоков активной мощности в них, допустимым током в элементах сети и уровнями напряжения в узлах нагрузки. При оперативном определении актуального состава сечения и допустимых значений параметров электроэнергетического режима необходимо учитывать изменяющийся профиль нагрузки. Поставленная задача предотвращения каскадных аварий при управлении энергосистемой соответствует Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации [2].

#### МЕТОДЫ.

После возникновения возмущения в энергосистеме, для противоаварийной автоматики с эшелонированным принципом построения и/или для диспетчерского персонала основной задачей является предотвращение дальнейшего развития аварии.

Противоаварийная автоматика первого эшелона имеет в ограниченную зону действия: энергоузел, энергорайон, энергообъединение. После возникновения возмущений и при достижении контролируемыми параметрами уставок срабатывания противоаварийная автоматика предотвращает дальнейшее развитие аварии, выдавая управляющие воздействия в автоматизированную систему управления технологическим процессом электростанций и подстанций. Периодичность расчета уставок срабатывания противоаварийной автоматики энергосистем с различным уровнем автоматизации колеблется от 1-3 раза в год до нескольких раз в час. Такой подход не учитывает непрерывно изменяющуюся схемно-режимную обстановку в энергосистеме, что приводит завышению объемов