

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в распределительных электрических сетях нового технологического уклада

По материалам
VI Всероссийской конференции
«РАЗВИТИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ»

УДК 621.316.1

Техника и технологии Четвертой промышленной революции и шестого технологического уклада позволяют на качественно новом уровне решать задачи снижения потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4–110 кВ. В совокупности с обеспечением надежности, качества и экономичности электроснабжения потребителей это дает возможность комплексного подхода к повышению энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии в целом. Цель статьи — рассмотреть этапы, современное состояние и пути развития работ по снижению потерь как части повышения энергетической эффективности отечественных распределительных сетей.

Воротницкий В.Э.,
д.т.н., профессор,
главный научный
сотрудник АО «НТЦ
ФСК ЕЭС»

КРАТКАЯ ИСТОРИЯ И ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ РАБОТ ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

В текущем году исполняется 130 лет первой в мире трехфазной системы переменного тока, представленной на Международной электротехнической выставке во Франкфурте-на-Майне (Германия). Разработка и изготовление основного оборудования этой системы, в том числе линии электропередачи, силовых трансформаторов и двигателей проводились немецкой фирмой AEG под руководством работавшего в то время в этой фирме выдающегося русского электротехника Михаила Осиповича Доливо-Добровольского (1862–1919). К линии протяженностью 170 км, с номинальным напряжением 15 кВ, которое впоследствии было повышено до 23 кВ, в качестве нагрузки были присоединены 1000 ламп накаливания и электрический трехфазный двигатель мощностью 75 кВт. Средние потери при передаче мощности по этой линии составили около 28% [1]. В те годы это был выдающийся результат, так как считалось, что КПД электропередачи по проводам не может быть более 50%. Демонстрация возможностей трехфазного переменного тока на

указанной выставке убедительно доказала его неоспоримые технические и экономические преимущества по сравнению с известными в то время способами передачи электроэнергии по проводам и послужила точкой отсчета в последующем развитии трехфазных сетей переменного тока и в борьбе за снижение потерь в них (далее — снижение потерь).

За прошедшие годы по мере интенсивного развития таких сетей стало ясно, что эффективное снижение потерь — постоянная, важная и сложная технико-экономическая проблема. Главная ее сложность состоит в том, что экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии в электрических сетях необходимо определять, уточнять и поддерживать на всех этапах их жизненного цикла: при проектировании, строительстве, эксплуатации, ремонтах, реконструкции, модернизации и даже на стадии замены и утилизации отработавшего свой ресурс оборудования, если замена и утилизация задерживаются, а потери в старом оборудовании растут. Неквалифицированные действия или

Ключевые слова:

электрическая сеть,
энергосбережение,
энергоэффективность,
потери электроэнергии,
инновационные
технологии

ослабление внимания персонала на любом из перечисленных этапов неизбежно приводят к росту потерь. Перечень мероприятий и программы по снижению потерь должны распространяться на все эти этапы.

Первой попыткой на нормативном уровне утвердить такой перечень стал ввод в действие в 1980 году временной «Инструкции по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям энергосистем» [2]. По результатам применения этой инструкции в 1987 году была разработана, утверждена и введена в действие постоянная инструкция [3], действовавшая достаточно долго до момента реформы отечественной электроэнергетики и ее нормативной базы в 90-е годы XX века. В ней были установлены методы определения планируемого и фактического эффекта от снижения потерь, уточнен типовой перечень мероприятий. В этот перечень были включены известные на тот период мероприятия, состоящие из 52 наименований, разбитых на три группы:

- организационные, практически не требующие дополнительных капитальных вложений мероприятия по оптимизации схемных и режимных параметров электрических сетей;
- технические мероприятия, связанные с установкой и вводом в эксплуатацию энергосберегающего оборудования, с заменой перегруженных линий и трансформаторов, реконструкцией и модернизацией сетей;
- мероприятия по совершенствованию и развитию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

Практика показала, что типовой перечень мероприятий в целом не утратил своей актуальности и сегодня, в том числе и тех, применение которых осуществляется пока в ограниченных объемах и на которые хотелось бы обратить внимание в части снижения технических потерь. К ним, в первую очередь, относятся:

- оптимизация мест размыкания линий 6–35 кВ с двусторонним питанием;
- оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных электрических сетей;
- выполнение ремонтных и эксплуатационных работ под напряжением;
- сокращение продолжительности комплексных ремонтов присоединений, ячеек, подстанций, распределительных устройств и др.;
- установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности в электрических сетях и у потребителей;
- замена старых, перегруженных и недогруженных распределительных трансформаторов с повышенными потерями мощности на современные трансформаторы, в том числе с магнитопроводами из аморфной стали и уменьшенными потерями холостого хода, а также трансформаторы с симметрирующими обмотками;

- установка и ввод в работу вольтодобавочных регулировочных трансформаторов и устройств автоматического регулирования напряжения;
- разукрупнение распределительных линий 0,4–35 кВ;
- перевод электрических сетей 6–10 кВ на 20–35 кВ с высокой их загрузкой и перспективами ее роста;
- сокращение протяженности электрических сетей 0,4 кВ за счет приближения напряжения 6–10 кВ к потребителям 0,4 кВ, применения напряжения 0,95–1 кВ для электроснабжения удаленных потребителей через индивидуальные столбовые трансформаторы 0,95–1/0,4 кВ;
- применение новых автоматически регулируемых компенсирующих и симметрирующих устройств на основе современной силовой электроники.

Большинство перечисленных мероприятий требует дополнительных капиталовложений и должны быть экономически обоснованы с учетом сроков владения оборудованием и условий его внедрения.

По мере развития новых техники и технологий появляются новые мероприятия, подходы и методы оценки эффективности энергосберегающих мероприятий, совершенствуются структура и порядок управления в электрических сетях. Следовательно, и упомянутая выше инструкция требует доработки, развития и утверждения в виде отраслевого стандарта для всего сетевого комплекса страны.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПОТЕРЬ В ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Для поддержания потерь на технико-экономически обоснованном уровне необходимы постоянный мониторинг, сравнение и анализ в сопоставимых условиях уровня и динамики потерь в отечественных и зарубежных электрических сетях, а также использование лучших практик снижения потерь.

Анализ динамики потерь электроэнергии в электрических сетях России в целом и отдельных электросетевых предприятий, сравнение этих потерь с потерями в сетях промышленно развитых стран показывает, что в деле их снижения и в повышении энергетической эффективности отечественного электросетевого комплекса имеется большое количество резервов.

Из годовой отчетности ПАО «Россети» [4] следует, что в 2019 году фактические потери составили 8,57% от отпуска электроэнергии в сеть или в абсолютном исчислении — 71 560 млн кВт·ч, в том числе в распределительном комплексе — 8,14% или 48 364 млн кВт·ч (таблица 1). Из этой же таблицы видно, что относительные потери в электросетях отдельных сетевых компаний находятся в диапазоне от 2,66% (Россети Тюмень), 3,87% (АО «ОЭК») до 36,8% (Чеченэнерго). Намечилась тенденция к ежегодному снижению потерь. Так, за период 2017–2019 годов относительные потери

Табл. 1. Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «Россети»
(по данным годового отчета 2019 года)

Наименование ДЗО	Объем поступления электрической энергии в сеть, млн кВт·ч					Объем потерь электрической энергии, млн кВт·ч					Уровень потерь электрической энергии, %				
	2017		2018		2019 план	2017		2018		2019 план	2017		2018		2019 план
	2017	2018	2019 план	2019 факт	2020 план	2017	2018	2019 план	2019 факт	2020 план	2017	2018	2019 план	2019 факт	2020 план
МОЭСК	90 231,4	91 881,2	93 234,0	91 747,8	92 742,3	7 431,7	7 439,5	7 315,0	7 036,5	7 125,4	8,24	8,10	7,85	7,67	7,68
МРСК Урала	73 897,3	73 135,7	73 701,1	71 598,5	70 954,4	5 715,3	5 427,5	5 241,0	4 810,2	4 989,8	7,73	7,42	7,11	6,72	7,03
МРСК Сибири	65 507,0	62 021,3	62 617,3	61 065,2	61 460,9	4 997,8	4 844,2	5 046,5	4 778,2	4 768,9	7,63	7,81	8,06	7,82	7,76
Россети Тюмень	65 022,0	57 853,8	58 102,1	58 059,7	58 683,2	1 700,0	1 640,2	1 585,8	1 547,0	1 523,1	2,61	2,84	2,73	2,66	2,60
МРСК Центра и Приволжья	54 797,5	54 055,5	54 409,8	53 617,7	53 082,3	4 373,5	4 236,4	4 075,2	4 257,6	3 842,9	7,98	7,84	7,49	7,94	7,24
МРСК Центра	59 234,8	54 235,7	53 554,3	53 141,3	52 749,6	5 841,8	5 751,5	5 494,3	5 434,5	5 185,1	9,86	10,60	10,26	10,23	9,83
МРСК Волги	53 051,2	53 491,2	53 043,3	51 884,8	51 332,2	3 501,8	3 466,6	3 355,4	3 200,4	3 145,9	6,60	6,48	6,33	6,17	6,13
Ленэнерго	38 717,3	38 263,8	38 764,7	38 255,5	37 914,8	4 439,6	4 337,5	4 320,9	4 138,4	4 123,5	11,47	11,34	11,15	10,82	10,88
МРСК Северо-Запада	37 621,4	34 297,4	34 791,0	34 593,7	34 135,2	2 283,6	2 258,6	2 200,3	2 156,4	2 124,3	6,07	6,59	6,32	6,23	6,22
Россети Юг	27 995,1	27 326,0	27 036,7	25 973,5	26 784,7	2 653,8	2 679,0	2 436,2	2 323,8	2 273,4	9,48	9,80	9,01	8,95	8,49
Кубаньэнерго	22 633,3	23 032,5	23 378,0	22 850,7	23 838,8	2 729,0	2 590,1	2 582,5	2 426,4	2 504,3	12,06	11,25	11,05	10,62	10,51
Россети Северный Кавказ	18 477,2	18 531,1	18 983,2	18 720,7	19 005,5	4 024,8	3 703,2	3 587,3	4 246,0	3 406,5	21,78	19,98	18,90	22,68	17,92
ТРК	5 442,2	5 288,9	5 368,2	5 335,7	5 285,1	450,0	475,8	476,6	464,8	457,6	8,27	9,00	8,88	8,71	8,66
Янтарьэнерго	4 178,6	4 142,5	4 145,0	4 140,3	4 186,5	646,6	520,6	531,1	474,6	510,1	15,47	12,57	12,81	11,46	12,19
Чеченэнерго	2 681,8	2 754,4	2 800,0	2 905,3	2 862,9	925,0	988,1	846,0	1 069,0	806,6	34,49	35,87	30,21	36,80	28,17
Итого по распределительному комплексу	619 488,1	600 311,0	603 928,7	593 890,5	595 018,5	51 714,3	50 358,9	49 094,0	48 363,8	46 787,4	8,35	8,39	8,13	8,14	7,86
ФСК ЭЭС	571 658,7	582 268,9	580 190,7	581 918,5	581 349,9	24 307,3	24 539,2	25 360,8	23 196,7	24 454,8	4,44	4,40	4,57	4,15	4,39
ИТОГО по ДЗО ПАО «Россети»	824 184,1	836 393,1	838 991,7	834 939,0	831 892,6	76 021,6	74 898,2	74 454,8	71 560,5	71 242,2	9,22	8,95	8,87	8,57	8,56

снизились с 9,22 до 8,57% [4], в том числе в распределительном комплексе — с 8,35 до 8,14%.

Представленные в таблице 1 данные — это лишь часть суммарных потерь в электрических сетях страны в целом. Известно [4], что по сетям ПАО «Россети» передается около 78 процентов электроэнергии, вырабатываемой в России. Кроме того, в группу компаний не входит целый ряд электросетевых организаций. Если учесть потери электроэнергии в электрических сетях, не входящих в ПАО «Россети», сетях промышленных предприятий, ОАО «РЖД» и других, оказывающих услуги по передаче электроэнергии, то суммарные относительные потери в электрических сетях России (по данным Минэнерго России) составят на уровне 2020 года около 10,3%. В абсолютном исчислении это соответствует примерно 100 млрд кВт·ч в год (рисунок 1).

Приведенные на диаграмме рисунка 1 цифры требуют уточнения в связи с тем, что до сих пор отсутствуют утвержденные методики расчета фактического баланса и потерь в магистральных и распределительных сетях ПАО «Россети», в территориальных сетевых организациях, в электрических сетях России в целом и с разбивкой по субъектам Российской Федерации. Проекты таких методик были разработаны более 10 лет назад, но так и не получили практического применения.

Определение термина «фактические потери электрической энергии» приведено в Постановлении Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 [5] в весьма общем виде: «...размер фактических потерь электрической энергии в электрических сетях

определяется как разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребленной энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной в другие сетевые организации».

Практика показывает, что вычисление этой разницы имеет множество особенностей для электрических сетей различных уровней напряжения. Это относится к определению объемов поставки электроэнергии в электрическую сеть, если точки измерения электроэнергии и точки поставки не совпадают. Во многих случаях при отсутствии приборов учета потребленная электроэнергия определяется расчетным путем, особенно в распределительных электрических сетях. Имеются бесхозяйные сети. Все эти особенности должны найти отражение в соответствующем отраслевом стандарте Минэнерго России.

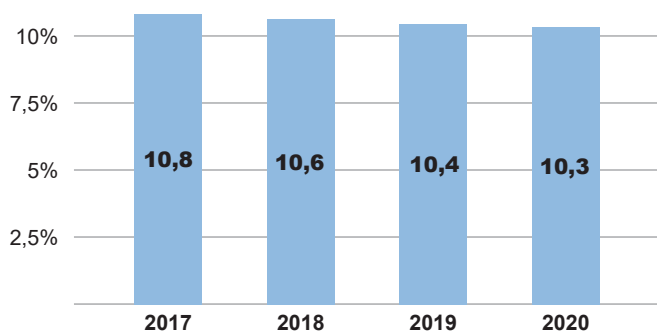


Рис. 1. Динамика потерь электроэнергии в электрических сетях России за 2017–2020 годы

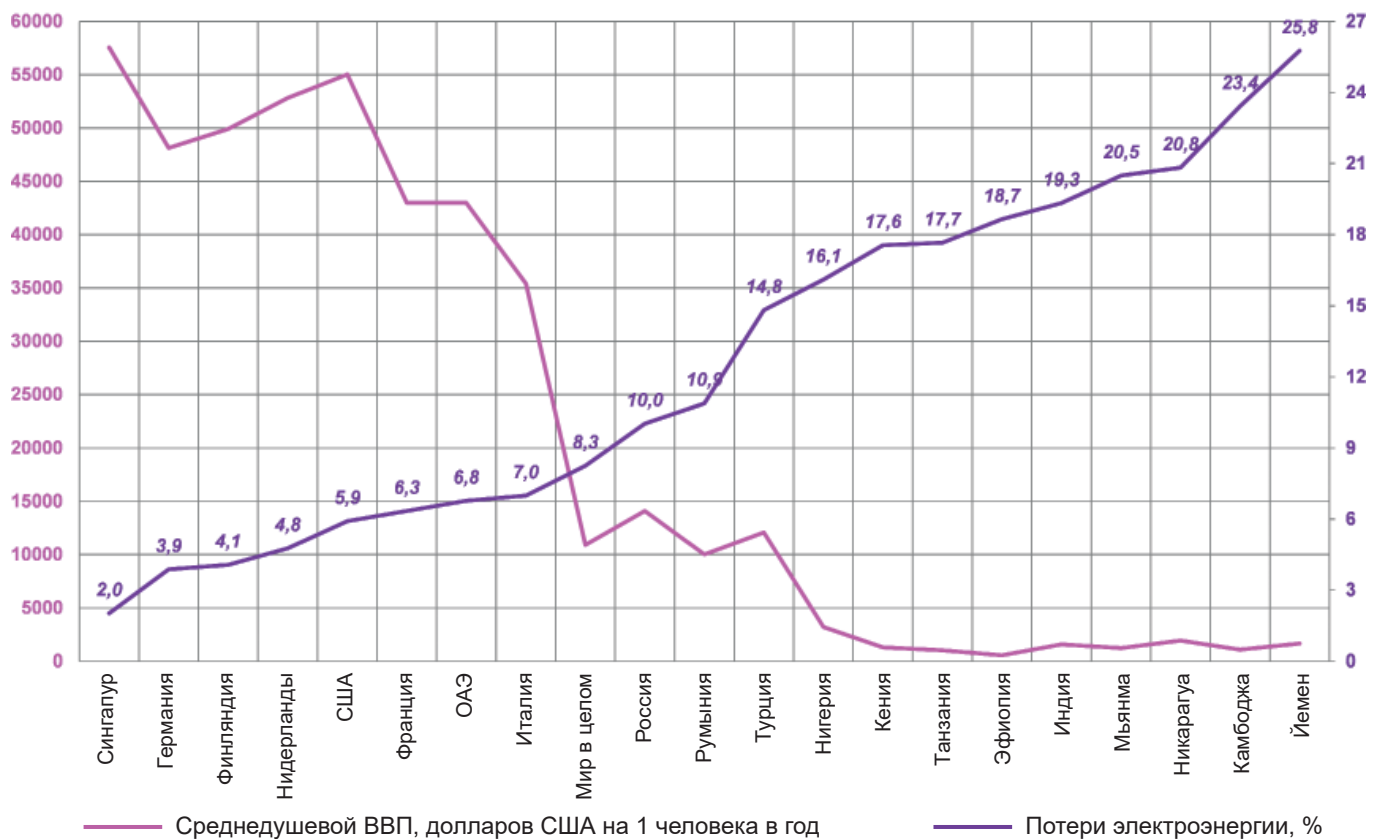


Рис. 2. Относительные потери и ВВП на душу населения по отдельным странам мира

Отсутствие такого стандарта создает возможности для свободной трактовки составляющих баланса электроэнергии в электрических сетях и манипулирования этими составляющими при составлении отчетности, приводит к ошибкам в прогнозах балансов электроэнергии на среднесрочную и долгосрочную перспективу, в стратегии энергосбережения и повышения энергетической эффективности, к погрешностям оценки относительных отчетных значений потерь электроэнергии в электрических сетях России. Это также создает трудности в сравнении этих потерь с потерями в сетях зарубежных стран.

По данным [6, 7], относительные потери электроэнергии в электрических сетях промышленно развитых стран находятся в пределах 2–7%, например, в Сингапуре — 2%, Германии — 3,9%, Финляндии — 4,1%, США — 5,9%, Италии — 7%. Эти страны относятся к странам с высоким внутренним валовым продуктом (ВВП) по паритету покупательной способности (ППС) на душу населения, превышающим 50 тыс. долл. США. В то же время в странах с ВВП по ППС ниже 10 тыс. долл. США (Нигерии, Кении, Танзании, Эфиопии, Индии) относительные потери в сетях составляют 16–19%, а в Камбодже и Йемене с ВВП 2,6–2,8 тыс. долл. США потери в сетях — 23–25% (рисунок 2). Средневзвешенные относительные потери электроэнергии в электрических сетях мира в целом составляют примерно 8,3%.

Таким образом, даже по укрупненным оценкам относительные потери в сетях России в 1,2 раза выше, чем средние общемировые, и в 1,5–2,5 раза выше, чем в сетях промышленно развитых стран. Относительные потери в распределительных

сетях ПАО «Россети» приблизились к среднемировым.

Из приведенных цифр и графика рисунка 2 видно, что имеется достаточно тесная связь потерь электроэнергии в электрических сетях различных стран, не только с их параметрами и режимами, но и с экономикой этих стран. В странах с более развитой экономикой, где относительные потери сравнительно ниже, как правило, выше техническая культура производства, передачи и распределения электроэнергии, используются более современные системы управления режимами работы электрических сетей, контроля и учета электроэнергии, действует четкая нормативно-правовая база и система тарифного регулирования. В России с ВВП по ППС, равным 25 тыс. долл. США на душу населения, потенциал снижения потерь находится в пределах 15–20 млрд кВт·ч в год и относится, в основном, к снижению нетехнических (коммерческих) потерь.

Необходимо заметить, что простое сравнение относительных потерь электроэнергии в отечественных и зарубежных электрических сетях, а также внутри стран, не всегда корректно без анализа факторов, влияющих на уровень технических и нетехнических потерь. Это объясняется тем, что каждая электрическая сеть с учетом этих факторов в данный момент времени имеет свой технико-экономически обоснованный уровень относительных потерь. Поэтому потери в Нигерии не могут быть сегодня такими же, как в Сингапуре. Но это также означает, что в Сингапуре, Тюмени, ОАО «ОЭК» и т.п., несмотря на сравнительно низкие потери в их сетях, могут быть неиспользованные резервы их дальнейшего снижения.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА УРОВЕНЬ И СТРУКТУРУ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Усредненные доли структурных составляющих расчетных технических потерь электроэнергии от их суммы в распределительных сетях ПАО «Россети» приведены в таблице 2.

Эти доли и уровни структурных составляющих технических потерь могут существенно отличаться в электрических сетях ДЗО группы компаний (таблица 1) в зависимости от большого числа влияющих факторов, в том числе от:

- схемных параметров (протяженности и конфигурации электрических сетей и их разветвленности; марок проводов и кабелей, типа, мощности и количества трансформаторов и трансформаций электроэнергии от ее производства до потребления; количества линий на территории электросетевого обслуживания, структуры электрических сетей по ступеням номинального напряжения и т.п.);
- режимных параметров (активных и реактивных нагрузок линий, трансформаторов и прочего сетевого оборудования; уровней напряжения в электрических сетях; структуры перетоков (транзитов) мощности и электроэнергии, дефицитности или избыточности по мощности и электроэнергии региона, на территории которого расположена электрическая сеть);
- продолжительности расчетного периода — характерных суток (рабочих и нерабочих), месяца, квартала, года и климатических условий в каждый из названных периодов (температуры, влажности воздуха и скорости ветра, и т.п.);
- качества электроэнергии;
- технического состояния сетей, надежности их работы, количества и продолжительности ремонтных и послеаварийных режимов в расчетном периоде, потери электроэнергии в которых выше, чем в нормальных режимах работы;
- объема и эффективности мероприятий по снижению технических потерь, организации работы в электросетевой организации по их внедрению;
- методической и информационной погрешности расчета технических потерь электроэнергии.

Нетехнические потери, имеющие не менее сложную структуру [8], существенно зависят от:

- уровня развития экономик отдельных стран и регионов внутри стран, платежеспособности потребителей, гибкости и прозрачности тарифной политики в части оплаты электроэнергии;
- объема, эффективности и уровня организации работ по внедрению мероприятий по совершенствованию расчетного и технического учета электроэнергии, метрологического обеспечения учета, его автоматизации и интеллектуализации;
- эффективности взаимодействия электросетевых, энергосбытовых организаций, правоохранительных и административных органов исполнительной власти по снижению уровня неплатежей за потребленную электроэнергию, бездоговорного и безучетного ее потребления;
- квалификации персонала электросетевых и энергосбытовых организаций, его мотивации

Табл. 2. Усредненная структура технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях ПАО «Россети» [8]

Структурные составляющие потерь	Доля структурной составляющей от суммарных потерь, %
Нагрузочные потери, в том числе:	75,3
– в линиях	64,7
– в трансформаторах	10,6
Условно-постоянные потери, в том числе:	24,7
– холостой ход трансформаторов	16,6
– расход на собственные нужды	2,7
Прочие условно-постоянные потери	5,4

в выявлении, локализации и устранении нетехнических потерь электроэнергии.

Эти и многие другие факторы следует учитывать при сравнительном сопоставительном анализе относительных потерь электроэнергии и изучении зарубежных и отечественных лучших практик их снижения.

ЗАДАЧИ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ НОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УКЛАДА

В соответствии с утвержденной в декабре 2019 года «Стратегией развития ПАО «Россети» и его ДЗО на период до 2030 года» установлено целевое значение уровня относительных потерь в электрических сетях группы компаний в размере 7,34%. Это достаточно сложная и капиталоемкая задача, если решать ее не на бумаге, а в реальных электрических сетях. К сожалению, пока достижение поставленной цели не подкреплено конкретной программой снижения потерь по ДЗО и по годам, оценкой физических объемов мероприятий, затрат на их внедрение, экономической эффективности этих затрат и закреплением ответственности подразделений группы компаний за выполнение этой задачи. Обозначен лишь стратегический путь ее решения на основе инновационного развития, цель которого — переход к электрической сети нового технологического уклада с качественно новыми характеристиками надежности, качества и экономичности электроснабжения, доступности, управляемости и клиентоориентированности, переход к Интернету энергии, с помощью которого между потребителями и энергоснабжающими организациями осуществляется беспрепятственный энергетический и информационный обмен.

В 20-х годах XX века российским ученым-экономистом Н.Д. Кондратьевым (1892–1938) на основе анализа различных факторов, влияющих на изменения мировой экономики, показано, что эти изменения носят циклический, колебательный характер.

Период колебаний составляет 40–60 лет [9]. За рубежом циклы Кондратьева называют волнами процветания (англ. prosperity), в современной отечественной литературе — технологическими укладами [10]. Основой каждого цикла является одна или несколько ключевых технологий, оказывающих принципиальное влияние на обновление производственных процессов и выпуск новых видов техники.

Распределительные электрические сети нового шестого технологического уклада — это сети с принципиально новыми свойствами, режимами работы и возможностями, обусловленными целым рядом объективных причин и тенденций развития мировой, в том числе, российской, электроэнергетики. К этим тенденциям относятся, в первую очередь [11]:

- повышение требований потребителей к надежности, качеству, экономичности, безопасности, экологичности и доступности электроснабжения и услуг по поставке электроэнергии;
- децентрализация и декарбонизация производства электроэнергии за счет развития распределенной генерации, ВИЭ, накопителей электроэнергии, зарядных станций для электромобилей и т.п. Потребители электроэнергии при этом становятся просьюмерами [12], одновременно и потребляющими (покупающими), и производящими (продающими) электроэнергию, а потоки мощности на участках сети могут быть двунаправленными — от центров питания сети к потребителям и от потребителей к центрам питания;
- активное развитие цифровой техники и технологий обработки и анализа больших объемов данных с применением методов искусственного интеллекта, нового системного и прикладного программного обеспечения, средств и систем сбора, передачи, обработки и отображения оперативной информации, в том числе телеизмерений и данных по учету электроэнергии;
- создание и внедрение новых технических средств с применением современной силовой электроники, робототехники, датчиков и систем оперативного контроля технического состояния электро сетевого оборудования и режимов его работы, энергосберегающих материалов.

Все это, с одной стороны, вынуждает искать, разрабатывать и внедрять новые методы и стандарты построения и развития электрических сетей, управления их режимами, новые алгоритмы управления релейной защитой, противоаварийной

автоматикой и т.п. С другой стороны, предоставляет более широкие возможности для разработки и внедрения новой техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, выполнения новых функций электрических сетей, к основным из которых относятся:

- автоматическая локализация и анализ причин отключений в сети;
- оперативный мониторинг надежности и качества электроснабжения;
- автоматизированное управление оперативными переключениями, регулированием напряжения и оптимизацией режимов и схем сети;
- автоматизированное управление нагрузкой и электропотреблением, «сглаживание пиков нагрузки» за счет применения систем накопления электроэнергии;
- выравнивание нагрузок по фазам;
- самодиагностика и способность к самовосстановлению после аварий;
- контроль и предотвращение несанкционированного вмешательства в работу сети и систему учета электроэнергии;
- оперативный прогноз нагрузки и электропотребления.

Перечисленные функции позволяют выполнять более точные оперативные расчеты и анализ технических потерь и их структуры, повышать достоверность и обоснованность выбора и обеспечивать внедрение мероприятий по снижению этих потерь.

Расчеты показывают, что в структуре суммарных (фактических) потерь электроэнергии по стране в целом, по минимальным экспертным оценкам, около 15–20% составляют нетехнические (коммерческие) потери, сосредоточенные в основном в распределительных электрических сетях 0,4–10 кВ. Эти потери обусловлены систематическими погрешностями системы учета электроэнергии, хищениями электроэнергии, задержками оплаты электроэнергии бытовыми потребителями, низкой организацией работы по сбору полезно потребленной электроэнергии и т.п. [8]. На сегодняшний день это — главный потенциал снижения потерь в отечественных сетях и сетях целого ряда стран. Для реализации этого потенциала особенно актуальными являются мероприятия по внедрению интеллектуального учета электроэнергии. На рисунке 3 представлены данные по оснащению интеллектуальными системами учета ДЗО ПАО «Россети» в 2019 году [4].

Оснащение интеллектуальными системами учета ДЗО ПАО «Россети» в 2019 г.:

ОСНАЩЕННОСТЬ СОВРЕМЕННЫМИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМИ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ПО ГРУППЕ КОМПАНИЙ «РОССЕТИ» ПОВЫШЕНА ДО УРОВНЯ

20,1%

МОДЕРНИЗИРОВАНО БОЛЕЕ

687

ТЫС. ТОЧЕК УЧЕТА

ОРГАНИЗОВАН УДАЛЕННЫЙ СБОР ДАННЫХ В БОЛЕЕ ЧЕМ

601

ТЫС. ТОЧЕК УЧЕТА

ЗАТРАТЫ СОСТАВИЛИ

17,1

МЛРД РУБ.

Рис. 3. Оснащение интеллектуальными системами учета ДЗО ПАО «Россети» в 2019 году [4]

Из рисунка 3 видно, что почти за 50 лет внедрения АИИС КУЭ в электрических сетях, только 20% на сегодняшний день оснащено современными интеллектуальными приборами учета и что это оснащение — весьма дорогостоящее дело. Несмотря на действующий Федеральный закон от 27.12.2018 № 522 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием системы учета электрической энергии», по практической реализации его основных положений возникает множество вопросов. Сколько времени и затрат потребуется для переоснащения 100% приборов учета? Все ли приборы учета должны быть интеллектуальными? Какие затраты потребуются на эксплуатацию интеллектуальных систем учета, на создание и сопровождение программного обеспечения и их киберзащиту? Как эти затраты отразятся на тарифах на электроэнергию для конечных потребителей? Когда будут разработаны и утверждены Правила коммерческого учета на розничном рынке электроэнергии? На все эти вопросы нужно было бы ответить уже сейчас. Ответов, к сожалению, пока нет.

К основным функциям интеллектуального учета относятся:

- оперативный контроль мощности, фиксация времени, даты и длительности перерывов электроснабжения, показателей качества электроэнергии;
- диагностика работы счетчиков, защита от хищений электроэнергии;
- управление нагрузкой путем подачи команд на дистанционное включение/выключение приемников электроэнергии;
- предоставление потребителям возможности выбора вида тарифа в зависимости от объема и профиля потребления электроэнергии;

- адаптивное управление потреблением, в том числе автоматическое временное ограничение потребления в пиковые часы;
- веерное управление потреблением при возникновении системных аварий;
- защита от несанкционированного доступа к базам данных учета, средствам связи и передачи информации.

Перечисленные функции интеллектуального учета позволяют эффективно решать новые важнейшие задачи оперативного мониторинга потерь мощности и электроэнергии, в том числе:

- ведение массива учетных показателей с их привязкой к объектам и элементам информационной модели электрической сети;
- выявление и локализация объектов и участков сети, в которых структурные составляющие технических и нетехнических потерь электроэнергии выше заданных значений;
- оперативное уведомление персонала сетей о возникающих очагах потерь;
- предоставление данных для планирования маршрутов по выявлению бездоговорного и (или) безучетного потребления электроэнергии в сетях;
- формирование информации для проверки технического состояния и (или) режима работы оборудования, в которых уровень технических потерь систематически превышает допустимое значение.

Такой мониторинг позволяет реализовать принципиально новую целевую модель процесса выявления очагов потерь и их снижения, представленную на рисунке 4 [4].

Создание электрической сети нового технологического уклада на основе объединения новых функций и информационных моделей электрических сетей и интеллектуального учета электроэнергии

Текущий процесс выявления очагов потерь



Зона риска (человеческий фактор) → область контроля

Целевая модель процесса выявления очагов потерь

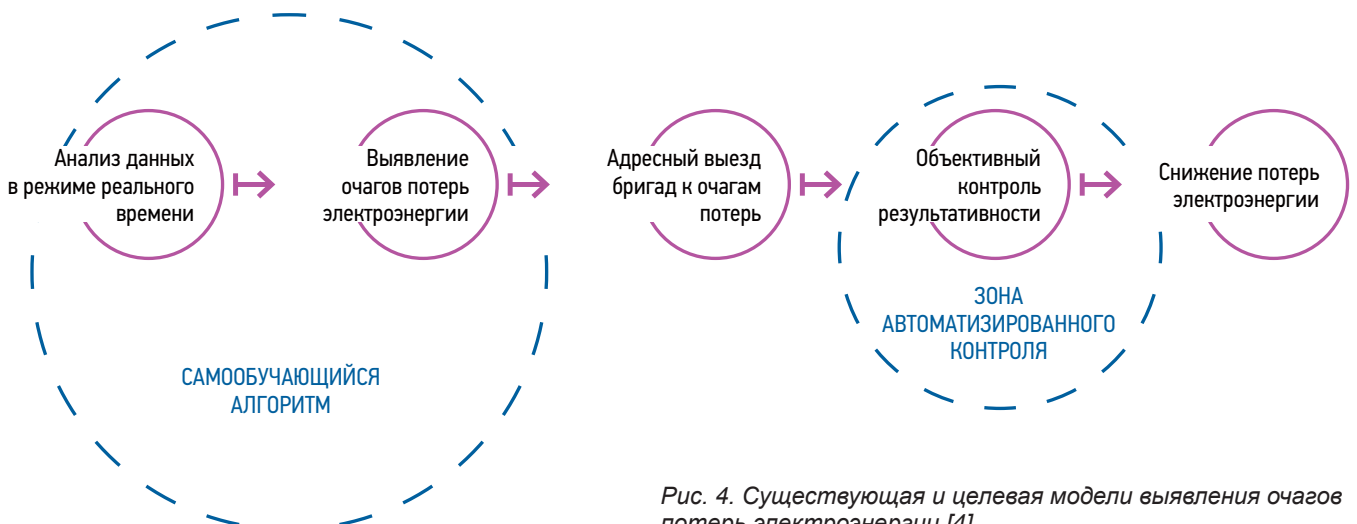


Рис. 4. Существующая и целевая модели выявления очагов потерь электроэнергии [4]

позволяет подойти к комплексному решению задачи снижения потерь как части повышения энергетической эффективности. При этом появляется реальная возможность принятия обоснованных решений по развитию, модернизации и реконструкции сетей и их управлению в условиях эксплуатации по критериям оптимальной надежности, качества и экономичности электроснабжения потребителей электроэнергии. Практические шаги в этом направлении уже делаются [13].

ВЫВОДЫ

1. Повышение энергетической эффективности, в том числе, снижение потерь электроэнергии — комплексная технико-экономическая задача, включающая в себя повышение надежности, качества, доступности и экономичности электроснабжения потребителей.
2. Снижение потерь в сетях и повышение их энергетической эффективности должны осуществляться в увязке с оптимизацией перспективного инновационного развития электрических сетей, с их модернизацией и техническим перевооружением, с применением современной техники и технологий управления электросетевым комплексом.
3. В основе разработки, оценки экономической эффективности и реализации программ снижения потерь должны быть достоверные, систематические (по возможности, оперативные) расчеты и анализ структуры технических и нетехнических потерь.
4. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях — непрерывный процесс совершенствования техники и технологий передачи и распределения электроэнергии, требующий постоянного внимания, ответственности и неформального отношения к делу.
5. Создание энергоэффективных сетей нового технологического уклада — долговременная, капиталоемкая, сложная, комплексная задача. Не

менее сложной и затратной будет и эксплуатация таких сетей (по крайней мере, на первых этапах внедрения), связанная с новыми особенностями режимов работы сетей, необходимостью их защиты от кибератак, со сбором, обработкой и анализом увеличивающихся объемов данных и т.п. Передовой отечественный и зарубежный опыт управления этими сетями со всей очевидностью подтверждает, что какими бы «умными, интеллектуальными, цифровыми» они не были, на порядок более интеллектуальными и квалифицированными должны быть специалисты, управляющие такими сетями и режимами их работы. Персонал электрических сетей должен быть постоянно готов к быстро меняющемуся и развивающемуся техническому прогрессу. Каждый работник электрических сетей должен четко знать и понимать, что конкретно дают инновации в облегчении и повышении комфортности его работы, в чем они помогают ему, его семье и стране в целом в части повышения качества электроснабжения, снижения тарифов на электроэнергию, улучшении качества жизни. Он должен быть мотивирован к росту своей квалификации и к максимальной отдаче своих знаний и умений, а не быть под постоянным страхом лишения премии за ошибки в работе или невыполнение приказов вышестоящих начальников. Для этого в стране должна быть создана адекватная новому технологическому укладу система непрерывного дополнительного профессионального образования и повышения квалификации персонала [14], эффективная система его морального и материального стимулирования. Необходимо инвестировать достаточные средства не только в электросетевое оборудование, программное обеспечение, систему учета электроэнергии, но и в человеческий капитал отечественных электрических сетей. Именно от него решающим образом будут зависеть энергетическая эффективность и окупаемость капитальных вложений в новую сетевую инфраструктуру. **Р**



ИЗМЕРИТЕЛЬ ПАРАМЕТРОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СЭИТ-4М-К540

Челэнергоприбор

Проведение электромагнитных испытаний
в соответствии с ГОСТ 3484.1-88:

- 1 | измерение потерь и тока ХХ;
- 2 | измерение потерь и напряжения КЗ;
- 3 | определение коэффициента трансформации и группы соединения обмоток;
- 4 | измерение сопротивления обмоток;
- 5 | формирование протокола испытаний.



ЛИТЕРАТУРА

1. Первая трехфазная линия электропередачи решает многолетний спор: постоянный или переменный ток? URL: <http://www.electrolibrary.info/history/spor.htm>.
2. Инструкция по расчету технико-экономической эффективности и планированию мероприятий по снижению расхода электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям энергосистем. М.: СПО Союзтехэнерго, 1980. 93 с.
3. РД 34.09.254. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: СПО Союзтехэнерго, 1987. URL: <https://docplan.ru/Data2/1/4294816/4294816579.htm>.
4. Россети — интерактивный годовой отчет 2019. URL: <https://www.rosseti.ru/investors/info/year/>.
5. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 (ред. от 30.06.2021) «Об утверждении Правил недискриминационного досту-
- па к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг...». URL: <https://base.garant.ru/187740/>.
6. Electric power transmission and distribution losses (% of output). URL: <https://data.worldbank.org/indicator/eg.elc.loss.zs>.
7. GDP per capita (current US\$). URL: <https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.pcap.cd>.
8. Воротицкий В.Э. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в электрических сетях. Справочно-методическое издание. М.: Теплоэнергетик, 2016. 336 с.
9. Кондратьев Н.Д. Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения. М.: ЗАО «Издательство «Экономика», 2002. 767 с.
10. Глазьев С.Ю. Стратегия опережающего развития России в условиях глобального кризиса. М.: Экономика, 2010. 255 с.
11. Воротицкий В.Э. О цифровизации в экономике и энергетике // Энергетик, 2019, № 12. С. 6–14.
12. Кононенко В.Ю., Акуличев В.О., Воробьев П.Е., Коржавин М.Е., Косов П.А., Якшина Н.В. Электросетевой контроллер — ключевой элемент работоспособности активной про-сьюмеризированной электрической сети 0,4 кВ // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2021, № 3(66). С. 40–44.
13. Смирнов А., Созинов И. Снижение потерь электроэнергии. Оптимизация режима сети и применение цифровых технологий // Ежеквартальный спецвыпуск «Россети» журнала «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2021, № 1(20). С. 14–18.
14. Назарычев А.Н., Воропай Н.И., Зуйков В.В., Темрюк В.М., Поморцева А.А. Сохранение и развитие отраслевого дополнительного профессионального образования в энергетике России // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2020, № 6(63). С. 152–158.

REFERENCES

1. The first three-phase transmission line solves a long-lasting discussion: DC or AC? URL: <http://www.electrolibrary.info/history/spor.htm>.
2. Instruction on feasibility calculation and planning of activities for reducing energy consumption for its transportation via grids. Moscow, SPO Soyuztekhenergo Publ., 1980. 93 p. (In Russian)
3. Guiding document RD 34.09.254. Instruction on reducing the electric power process consumption for its transmission via grids and interconnections. Moscow, SPO Soyuztekhenergo Publ., 1987. URL: <https://docplan.ru/Data2/1/4294816/4294816579.htm>.
4. Rosseti - interactive annual report 2019. URL: <https://www.rosseti.ru/investors/info/year/>.
5. RG Government Executive Order dated 27.12.2004 no. 861 (edition of 30.06.2021) "On approval of the Rules of non-discriminative access to electric power transmission services and provision of such services...". URL: <https://base.garant.ru/187740/>.
6. Electric power transmission and distribution losses (% of output). URL: <https://data.worldbank.org/indicator/eg.elc.loss.zs>.
7. GDP per capita (current US\$). URL: <https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.pcap.cd>.
8. Vorotnitskiy V.E. Energy saving and energy efficiency improvement in electrical networks. Reference guide. Moscow, *Teploenergetik* [Heat power engineer], 2016. 336 p. (In Russian)
9. Kondrat'yev N.D. Major cycles of business activities and the theory of anticipation. Moscow, *ZAO Izdatel'stvo Ekonomika* [Economy Publishing], 2002. 767 p. (In Russian)
10. Glaz'yev S.Yu. Strategy of advanced development of Russia in conditions of global crisis. Moscow, *Ekonomika* [Economy], 2010. 255 p. (In Russian)
11. Vorotnitskiy V.E. About digitalization in economy and power industry // *Energetik* [Power engineer], 2019, no. 12, pp. 6–14. (In Russian)
12. Kononenko V.Yu., Akulich V.O., Vorob'yov P.E., Korzhavin M.E., Kosov P.A., Yakshina N.V. The grid controller is a key component of operability of an active prosumerized 0.4 kV network // *ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredeleniye* [ELECTRIC POWER. Transmission & Distribution], 2021, no. 3(66), pp. 40–44. (In Russian)
13. Smirnov A., Sozinov I. Reduction of energy losses. Optimization of the network operating mode and application of digital technologies // Quarterly special issue "Rosseti" of the magazine *ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredeleniye* [ELECTRIC POWER. Transmission & Distribution], 2021, no. 1(20), pp. 14–18. (In Russian)
14. Nazarychev A.N., Voropay N.I., Zuykov V.V., Temryuk V.M., Pomortseva A.A. Saving and development of the field-specific further vocational education in power industry of Russia // *ELEKTROENERGIYA. Peredacha i raspredeleniye* [ELECTRIC POWER. Transmission & Distribution], 2020, no. 6(63), pp. 152–158. (In Russian)