



Иванов С. Н., Скрипилев А. А.
S. N. Ivanov, A. A. Skripilev

ЭФФЕКТИВНОСТЬ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

RELIABILITY EFFICIENCY OF ELECTRIC POWER SYSTEMS

Иванов Сергей Николаевич – доктор технических наук, доцент, профессор кафедры «Электромеханика» ФГБОУ ВО «КНАГТУ» (Россия, Комсомольск-на-Амуре); 681021, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Котовского, 1-60; тел. 8(4217)24-11-00. E-mail: isn@initkms.ru.

Mr. Sergey N. Ivanov – Doctor of Engineering, Professor, Electrical Engineering Department, Komsomolsk-on-Amur State Technical University (Russia, Komsomolsk-on-Amur); 681021, Komsomolsk-on-Amur, Kotovsky str. 1-60; tel. 8(4217)24-11-00. E-mail: isn@initkms.ru.

Скрипилев Александр Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Электромеханика» ФГБОУ ВО «КНАГТУ» (Россия, Комсомольск-на-Амуре); 681036, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Дикопольцева 36-47. E-mail: kem@knastu.ru.

Mr. Aleksandr A. Skripilev – PhD in Engineering, Associate Professor, Electrical Engineering Department, Komsomolsk-on-Amur State Technical University (Russia, Komsomolsk-on-Amur); 681013, Komsomolsk-on-Amur, Dikopolcheva str. 36-47. E-mail: kem@knastu.ru.

Аннотация. В статье рассмотрены общие вопросы определения и обеспечения показателей эффективности электроэнергетических систем с учетом требуемых показателей надежности электроснабжения со стороны потребителей и возможностей генерирующих предприятий и смежных поставщиков электроэнергии. Приведены основные традиционные и перспективные методы обеспечения надежности и оценки ее эффективности. Сформулированы критерии оценки эффективности надежности с позиций производителей, поставщиков, потребителей и других участников процесса генерации, транспортирования и преобразования электроэнергии. Выделены характерные задачи, связанные с надежностью в питающих узлах электроэнергетической системы, относящиеся к схемам внешнего и внутреннего электроснабжения, и показана возможность теоретического анализа вариантов схем внутреннего электроснабжения с учетом нормативных требований по надежности электроснабжения электроприемников различных категорий, отличающихся затратами для обеспечения требуемой надежности как за счет надежности элементов, структурных решения и резервирования, управления в схеме внутреннего электроснабжения, так и за счет уровня надежности, предоставляемого электроснабжающей организацией.

Summary. The article deals with the general issues of definition and ensures power systems performance indicators, taking into account the required security of supply on the part of consumers and businesses generating opportunities and related electricity providers. The main traditional and advanced methods to ensure the reliability and evaluation of its effectiveness are provided. The authors formulate criteria for evaluating the effectiveness of reliability from the perspective of manufacturers, suppliers, consumers and others involved in the generation, transportation and transformation of electricity. The article points to specific tasks associated with reliability in supplying power system sites related to the schemes of internal and external power supply, and the possibility of theoretical analysis of internal power supply schemes, taking into account regulatory requirements on reliability of power supply mains of different categories, different costs to ensure the required reliability. The reliability is defined taking into account the reliability of elements, structural solutions and the redundancy, control in the circuit of the internal power supply, and the level of reliability provided by the electricity supply company.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, электроснабжение, эффективность надежности.

Key words: electric power system, electrical supply, reliability efficiency.

УДК 621.311

Эффективность обеспечения надежности в электроэнергетике непосредственно связана с требованиями потребителей, не только учитывающими особенности реализуемого ими технологического процесса, но и предусматривающими конкретные рекомендации по схеме электроснабже-

ния (например, питание от нескольких независимых источников, техническую длительность перерыва электроснабжения, необходимость автоматического ввода резервного питания, неавтоматизированные переключения на резервный источник и т.д.). Однако в ряде случаев существуют объективные причины, ограничивающие выполнимость требований по обеспечению и поддержанию надежности и приводящие к отсутствию возможностей создания запасов электроэнергии, высокой зависимости предприятий от своевременной подачи электроэнергии и в конечном итоге к значительным экономическим убыткам. Для обеспечения надежности электроснабжения используются в основном традиционные методы, такие как повышение надежности элементов системы, недогрузка оборудования, резервирование систем, проведение планово-предупредительных ремонтов.

«Надежность» как рыночная категория представляет собой выполнение необходимых требований по качеству электроснабжения потребителей, стоимость которой определяется с учетом взаимных обязательств электроснабжающей организации и потребителя и взаимной материальной ответственности за их выполнение через многосторонние договоры, отражающие частоту, продолжительность и глубину перерывов электроснабжения, что выражается затем в требованиях к схеме электроснабжения и уровню надежности в питающих узлах, закрепляется через категорирование электроприемников и предполагает одновременное использование рыночных и нормативных подходов при вспомогательной роли последних [1].

Системная надежность обеспечивается структурой электроэнергетической системы (ЭЭС), резервами генерирующей мощности и пропускной способности коммуникаций, а также средствами управления. В ее обеспечении задействованы все компоненты: генерирующие предприятия, коммуникационные электрические сети, конкретные потребители, системные операторы, при этом последние, отвечающие за системную надежность, имеют ограниченные технические возможности и должны находить необходимые средства у других участников процесса. Отвечающий за системную надежность оператор и несущая ответственность за надежность электроснабжающая организация составляют «дорожную карту» распределения затрат по обеспечению надежности, включающую соотношение цен за услуги по обеспечению системной надежности и за электроэнергию, отпускаемую потребителям, и компенсацию соответствующих убытков за счет страховых договоров. Общим принципом при этом является оплата надежности через цены при наиболее вероятных ситуациях и компенсация убытков в ЭЭС и у потребителей за счет страховых фондов при форс-мажорных ситуациях. Комплексная задача обеспечения надежности ЭЭС в той или иной степени затрагивает генерирующие, федеральные, региональные сетевые компании, потребителей электроэнергии, сбытовые компании, представителей торговой системы, оптового и потребительского рынка, административные и законодательные органы, страховые компании.

Надежное электроснабжение основывается на системном подходе, рассматривающем ЭЭС как совокупность основных процессов (процессов преобразования, передачи, распределения, потребления электроэнергии) и организационных (установление цели, выработка решений, регулирование). Требования надежности, обеспечиваемые на стадии проектирования системы электроснабжения, формируются исходя из анализа процессов, протекающих в ее элементах, и последующего выбора соответствующих элементов ЭЭС. Системы электроснабжения, проектируемые под определенные нагрузки (токовые, напряжения, механические и т.д.), априорно могут быть приняты надежными, если действительные нагрузки не превышают расчетные. Очевидно, что наличие трудно учитываемых дефектов проектирования, конструирования, технологии, сборки, монтажа, перенапряжений требует увеличения запасов надежности систем электроснабжения на уровне ее элементов. Однако поскольку надежность системы определяется структурой ЭЭС, то элементарно однотипные электрические сети, построенные по радиальной, кольцевой или смешанной схеме будут иметь разные показатели надежности, т.е. структуризация системы является средством обеспечения надежности.

Традиционные, в том числе аппаратные, методы обеспечения надежности ЭЭС предполагают не только прямое, смежное или смешанное включение резервных элементов, входящих в структуру системы, например установку дополнительных генераторов или вспомогательных трансформаторов на подстанциях, сооружение добавочных цепей линий электропередач, но и

предусматривают использование избыточного времени, например дополнительный генератор по прямому назначению используется небольшую часть общего времени в ЭЭС, а остальную часть времени находится в состоянии ожидания отказов работающих генераторов, в том числе и в другой системе, связанной с первой. Нагрузочное резервирование обеспечивается возможностью дополнительных нагрузок выше номинальных.

Информационное резервирование обеспечивает отключение части нагрузки с возможностью максимальной загрузки сети исходя из информации об отказе и отключении какого-либо элемента электрической сети и перегрузке оставшихся. Если дополнительно имеется информация о предаварийной загрузке сети, то после отказа элемента отключение нагрузки возможно в соответствии с реальной максимальной загрузкой сети.

Функциональное резервирование, т.е. способность элементов выполнять дополнительные функции, осуществимо, например, для межсистемной линии электропередачи; это может быть взаимное резервирование генераторов в системах или совмещение максимумов нагрузок. Другим примером является использование трансформаторов на отдельных подстанциях для плавки гололедных образований током на проводах и тросах воздушных линий.

Программные методы обеспечения надежности реализуются средствами управления. Если два одинаковых генератора нагружать неравномерно, то их суммарный ресурс будет выработан быстрее, чем при равномерной загрузке, обеспечиваемой качеством работы системы управления и непосредственно определяющей время локализации повреждения и восстановления работоспособности, скорость и объем ввода, и степень использования резервов. Строго говоря, к системе управления относится и производственный персонал, обеспечивающий диагностику состояния оборудования, организацию технического обслуживания и ремонта, ликвидацию повреждений, аварийный запас оборудования и материалов, квалификация которого является эффективным средством обеспечения надежности.

Рассматривая надежность электроснабжения с точки зрения потребителя, отметим, что основное влияние имеет распределительная сеть, т.к. электроэнергия может поставляться и с оптового рынка электроэнергии, и от сбытовых компаний, при этом в обоих случаях надежность электроснабжения потребителя определяется безотказностью распределительной сети и электроэнергетической системы.

Федеральным законом «Об электроэнергетике» ответственность за надежность разграничена между системным оператором, отвечающим за системную надежность, и сбытовой компанией, отвечающей за надежность электроснабжения потребителя, причем последняя в принципе сама не является участником процессов генерации, транспортирования и распределения электроэнергии, что приводит к необходимости наличия у нее договоров с электросетевыми предприятиями и с генерирующими компаниями. Экономическая ответственность за надежность выполнения функций также разделена: генерирующая компания – соответственно, генерация электроэнергии, системообразующая электрическая сеть – передача электроэнергии распределительным электрическим сетям от генерирующих компаний, распределительная электрическая сеть – надежность передачи электроэнергии потребителю от узла системообразующей сети. Федеральный закон предусматривает экономически обоснованные отношения на основе платы за надежность и полного восстановления убытков из-за ненадежного электроснабжения между всеми субъектами ЭЭС.

Таким образом, в общей проблеме обеспечения надежности электроснабжения потребителей можно выделить три задачи, соответственно связанные с надежностью в питающих узлах электроэнергетической системы, относящиеся к схемам внешнего (ассоциируемой с электроснабжающей организацией) и внутреннего электроснабжения.

С одной стороны, задача потребителя, использующего электроприемники от третьей категории до особой группы, например, персональные компьютеры, подключаемые через источники бесперебойного питания, определить требуемые параметры надежности по длительности, частоте и глубине аварийного ограничения электроснабжения и сформировать информацию для проектирования внутренней и внешней схем электроснабжения с учетом максимальной нагрузки и возможных последствий от перерывов электроснабжения. С другой стороны, электроснабжающая ор-

ганизация предлагает потребителю электроэнергию в узлах питания схемы внутреннего электро-снабжения с установленным уровнем надежности, определяемым надежностью в питающих узлах ЭЭС, обеспечиваемой системным оператором, и надежностью схемы внешнего электроснабжения (распределительной электрической сети) по различной цене (выше надежность – выше цена электроэнергии). Именно поэтому теоретически может быть несколько вариантов схем внутреннего электроснабжения с учетом нормативных требований по надежности электроснабжения электроприемников различных категорий, отличающихся затратами для обеспечения надежности как за счет надежности элементов, структурного резервирования, управления в схеме внутреннего электроснабжения, так и за счет уровня надежности, предоставляемого электроснабжающей организацией.

В схемах внешнего электроснабжения, характеризуемых обобщенными частотой, длительностью и глубиной перерывов электроснабжения в выходных узлах и требующих независимости питания выходных узлов электроприемников I и II категорий, обеспечиваемой замкнутой структурой распределительной электрической сети, одним из средств обеспечения надежности являются установки распределенной генерации.

Другое направление поддержания уровня безотказности, обеспечиваемого при проектировании ЭЭС, связано не только с анализом эксплуатационных режимов системы электроснабжения, оперативными изменениями схем в различных нормальных и послеаварийных режимах, переводом в аварийных режимах установок распределенной генерации на питание наиболее ответственных потребителей, выбором уставок устройств автоматики, но и формированием экономических механизмов взаимной ответственности за обеспечение надежности электроснабжения между электроснабжающей организацией и потребителями.

Для обеспечения так называемого нормативного уровня надежности используется подход, при котором для потребителя последствия от ненадежности оцениваются опосредованно в нормативах надежности. Требование необходимости обеспечения нормативного уровня надежности электроснабжения с учетом оплаты потребителя выполнимо, если объем реализованной продукции или выручка от проданной электроэнергии потребителям не меняются. При сравнительном анализе вариантов систем электроснабжения или мероприятий по обеспечению надежности электроснабжения предполагается, что одинаковая надежность – это нормативный уровень надежности, и при одинаковых затратах и выполнении нормативных требований по надежности выбирается вариант с более высоким уровнем надежности. Если точная оценка величины удельного убытка задана диапазоном возможных значений, то может быть использован так называемый интервальный метод сопоставления вариантов.

Эффективность обеспечения надежности электроэнергетических систем характеризуется их способностью выполнять требуемые функции с минимальными затратами. Количественная оценка эффективности определяется соотношением входных и выходных показателей системы и может отличаться для разных субъектов по отношению к одному и тому же объекту. Для установления приемлемого баланса используют несколько подходов, учитывающих, что электроснабжающая организация ориентирована по отношению к системе электроснабжения на получение максимальной оплаты за электроэнергию, а для потребителя эффективность, наоборот, связана с минимальной оплатой за потребляемую электроэнергию.

Экономический подход предполагает, что обеспечение надежности требует затрат со стороны электроснабжающей организации, соответственно, потребитель, зная, что недостаточная надежность электроснабжения ведет к убыткам, должен сопоставлять плату за надежность электроснабжения и убытки от недостаточной надежности и компенсировать затраты на обеспечение требуемой надежности электроснабжения. Для реализации такого подхода необходима информация о зависимости убытка от ненадежности и цены электроэнергии в функции от надежности электроснабжения. Это позволяет определить рациональный уровень надежности, причем для электроснабжающей организации это действительные затраты на обеспечение надежности, для потребителя – цена на электроэнергию, соответствующая реальным затратам. Убытки от ненадежности для электроснабжающей организации – платежи, которые она вынуждена нести в случае не-

обеспечения требуемой надежности электроснабжения, для потребителя – это реальные убытки от недостаточной надежности.

Электроснабжающая организация в качестве критерия эффективности по стандартной методике оценки эффективности инвестиционных проектов рассматривает величины, являющиеся функциями надежности: K_i – капиталовложения в i -м году, обеспечивающие требуемый уровень надежности P ; Z_i – текущие эксплуатационные затраты; O_i – объем реализованной электроэнергии потребителям; E – норма дохода на инвестиционный капитал или годовая цена капитала на рынке; T – средний срок службы.

При этом суммарные капиталовложения, эксплуатационные затраты, убытки потребителю вследствие отказа и обобщенный результат функционирования объекта соответственно вычисляются по следующим формулам:

$$K = \sum_{i=0}^T (1 + E)^{-t} K_i, \quad Z = \sum_{i=0}^T (1 + E)^{-t} Z_i, \quad Y = \sum_{i=0}^T (1 + E)^{-t} Y_i, \quad O = \sum_{i=0}^T (1 + E)^{-t} O_i.$$

Критериями эффективности надежности ЭЭС принимаются количественные показатели чистого дисконтированного дохода, который должен быть положителен и максимален, индекса доходности (не меньше единицы и максимален), внутренней нормы доходности (не меньше нормы дисконта и максимальна) и срок окупаемости, который должен быть минимальным и не превышать период T .

Нахождение локальных и глобальных оптимумов при наличии условий ограничений и равенств (неравенств) возможно в случае, если объем реализованной электроэнергии потребителю остается постоянным при детерминированной величине затрат. На практике стохастический характер затрат не позволяет непосредственно использовать приведенные критерии, и для устранения этой неопределенности заменяют случайную величину на ее математическое ожидание, допуская возможность того, что фактический убыток окажется больше среднего и тем выше, чем значительнее разброс значений случайной величины.

При определении эффективности потребителем оцениваются реальные затраты, возможные из-за ненадежности электроснабжения, закладываемые в договорные отношения с электроснабжающей организацией и смежными предприятиями в случае нарушения поставок из-за недополученной электроэнергии. Для оценки этих затрат предприятие – потребитель электроэнергии представляется в виде одного компонента, а все остальные, включая электроэнергетику, объединены в общий блок, между которыми связями показаны потоки перетоки электроэнергии. Продукция выделенного компонента поступает в объединенную систему, которая снабжает выделенное предприятие необходимым объемом электроэнергии. Количество выпускаемой предприятием продукции пропорционально получаемой им электроэнергии и зависит от длительности перерывов электроснабжения, приводящих к снижению объема выпускаемой продукции, нарушениям технологического процесса и другим убыткам внутри рассматриваемого предприятия. Соответственно, величина убытка, учитывающая недовыработку продукции за счет недополучения электроэнергии и внезапности отключения, характеризует экономические последствия для потребителя и количественно оценивается изменением дохода. Основные факторы, определяющие величину убытка, включают тип и характер производства потребителя, величину недополученной электроэнергии, время и глубину ограничения по мощности, момент наступления ограничения и степень его внезапности, наличие технологических резервов.

Экономический подход определения рациональной надежности требует разносторонней объемной информации и сложных профессиональных расчетов. Однако практика проектирования и эксплуатации ЭЭС позволяет применять эмпирический метод, основанный на нормативах (установленных Российской Федерацией в правилах устройства электроустановок категорированием потребителей), форма которых в разных странах может быть различной, исключение составляет универсальный норматив «n-1», означающий, что отказ одного любого элемента не является критическим для системы электроснабжения в целом. Нормативный подход существенно упрощает

оценку эффективности обеспечения надежности, но снижает точность, например, соответствия электроприемников к различным категориям, поэтому при расчетах объединяют экономические и нормативные требования.

Степень надежности при сравнении вариантов, целесообразная с экономической точки зрения, соответствует минимуму приведенных затрат с учетом убытка:

$$Z_i = E_H K_i + Z_T + m(t) \rightarrow \min,$$

где E_H – нормативный коэффициента эффективности капиталовложений, равен 0,12 (для новой техники 0,15); K_i – капиталовложения; Z_T – текущие затраты; $m(t)$ – математическое ожидание убытка вследствие нарушений электроснабжения в течение года.

Основой анализа вариантов по текущим затратам и капиталовложениям при соблюдении полной сопоставимости вариантов является равенство потребительского эффекта. Применительно к проблеме надежности в электроэнергетике сравниваться должны варианты, обеспечивающие одинаковую надежность электроснабжения потребителей. Современные ЭЭС, оснащенные устройствами релейной защиты, автоматики и телемеханики, представляют собой сложные многократно резервируемые сети, получающие питание от нескольких источников. В то же время отказ в электроснабжении даже одного потребителя приводит к нарушению снабжения потребителей электроэнергией в нужном количестве и снижению количества отпущенной в соответствии с требованиями потребителей электроэнергии. Разность между идеальным и реальным с учетом отказов эффектами представляет собой количество недоотпущенной потребителям электроэнергии в результате отказов и является мерой оценки надежности ЭЭС. Количество отпущенной электроэнергии при отсутствии отказов:

$$W_u = \sum_{i=1}^N W_{ui} = \sum_{i=1}^N P_{pi} \cdot T_{\max i},$$

где W_{ui} – планируемый отпуск электроэнергии; P_{pi} – расчетная нагрузка i -го потребителя; $T_{\max i}$ – длительность максимума нагрузки.

Ожидаемый недоотпуск электроэнергии за год определяется как сумма недополученной электроэнергии всеми потребителями, присоединенными к данной ЭЭС, а ожидаемый недоотпуск i -му потребителю – как произведение средней величины нагрузки на эквивалентную длительность простоя за рассматриваемый период времени. Эквивалентная продолжительность простоя i -го потребителя

$$\Theta_{\Delta i} = \lambda_i \cdot T_{vi} + \xi \cdot \lambda_{пп} \cdot T_{oi},$$

где λ_i , T_{vi} , $\lambda_{пп}$, T_{oi} – интенсивность отказа и долговечность i -го потребителя; ξ – коэффициент (в расчетах принимается 0,33), отражающий последствия от планово-предупредительных отключений по сравнению с внезапными отказами.

Размер прямого и дополнительного убытков зависит от характера технологического процесса и длительности перерыва. Прямой убыток связан с перерывами электроснабжения и выражается в виде выхода из строя оборудования, потери качества, снижения технико-экономических показателей и определяется по формуле

$$Y_{пр} = Y_{пр(0)} + Y_{пр(1)}(t_3) + Y_{пр(2)}(t_{впп}),$$

где $Y_{пр(0)}$ – постоянная составляющая прямого убытка из-за отказа в электроснабжении; $Y_{пр(1)}(t_3)$ – составляющая прямого убытка за время восстановления электроснабжения t_3 ; $Y_{пр(2)}(t_{впп})$ – составляющего прямого убытка от момента восстановления электроснабжения до выхода установки в нормальный режим.

Дополнительные убытки связаны с длительностью перерыва электроснабжения, простоем, повреждением материалов и комплектующих и определяется по формуле

$$Y_d = \Delta\Pi(\Delta t_{вз})\Delta Y,$$

где $\Delta\Pi(\Delta t_{вз})$ – потери за время восстановления электроснабжения в виде разницы между плановыми и фактическими величинами; ΔY – удельный убыток на единицу недовыпущенной продукции, т.е. величина убытка, отнесенная к единице выпускаемой продукции.

Для ряда производств большое значение имеет время простоя, для других величина убытка определяется самим фактом отказа и мощностью отключенного оборудования. Если известны вероятность отказа $q_{\Sigma o}$ и средняя вероятность планово-предупредительного отключения $q_{\Sigma п}$, то для расчета на основе удельного убытка применима формула

$$Y_d = (y_o \cdot q_{\Sigma o} + y_{п} \cdot q_{\Sigma п}) \cdot \Delta \mathcal{E},$$

где y_o , $y_{п}$ – удельные убытки от внезапных и планово-предупредительных перерывов в зависимости от длительности перерыва; $\Delta \mathcal{E}$ – недоотпуск электроэнергии потребителю.

Вероятность отказа и вероятность планово-предупредительного отключения рассчитываются по формулам

$$q_{в} = \lambda \cdot T_{в}, \quad q_{п} = \lambda_{п} \cdot T_{п},$$

где $T_{в}$, $T_{п}$ – длительности восстановления и планово-предупредительных простоев.

Следует отметить, что в Российской Федерации отсутствуют нормативные показатели удельной стоимости компенсации убытков от аварийных ограничений потребителей электроэнергии, поэтому в расчетах экономической эффективности стоимость убытка в сетях общего пользования с разным составом потребителей может оцениваться усредненными данными в размере 100...250 р./кВт·ч.

При модернизации производства вместо убытка необходимо оценивать экономический эффект от повышения надежности, а под экономической эффективностью технических средств следует понимать степень выгодности экономических затрат на их освоение, внедрение и использование. Техничко-экономические расчеты позволяют определить экономический эффект от каждого из мероприятий, улучшающих основное производство и энергетические показатели предприятия. Наиболее эффективной является замена старого оборудования на новое с улучшенными эксплуатационными характеристиками, обеспечивающее не только повышение надежности и снижение затрат на ремонтное обслуживание, но и предотвращающее экономические убытки от аварийных перерывов электроснабжения [2].

Интегральный экономический эффект от повышения надежности электроснабжения определяется сравнением дополнительных капиталовложений K_n и дополнительных расходов при эксплуатации устройств Z_n , повышающих надежность, с величиной, которая предотвращает средний экономический убыток от перерывов электроснабжения, умноженный на интенсивность отказов в системе:

$$\mathcal{E}_n = \lambda \cdot Y - (E_n \cdot K_n + Z_n).$$

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Введ. 1990-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 24 с.
2. Анализ влияния конструкционных факторов на надежность герметичных электромеханических преобразователей / Д. А. Голоколос, Н. С. Карпова, С. Н. Иванов, К. К. Ким // Ученые записки Комсомольского-на-Амуре гос. техн. ун-та. Науки о природе и технике. – 2013. – № IV-1(16). – С. 29-34.