

РАЗДЕЛ 4 ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

Лекция 4.1

Основы ветроэнергетики. Ветровой поток как источник энергии для ветроэлектрических установок

Энергия ветрового потока является производной от энергии солнца. Ветроэнергетика — отрасль энергетики, изучающая и решающая задачи использования кинетической энергии ветрового потока, техническим воплощением которой являются ВЭУ, которые преобразуют кинетическую энергию воздушного потока в другие виды энергии (механическую или электрическую). Ветроэнергетические установки в широком понимании являются древнейшими спутницами человека. Первые свидетельства об использовании энергии ветрового потока для перемола зерна восходят к 200-м годам до н.э. Становление современной цивилизации в привычном для нас виде тоже происходило с участием ветроэнергетики — парусное судно, которое является частным случаем ВЭУ, позволило изучать и осваивать ранее недоступные материки и континенты.

В глобальном масштабе ветровой поток является движением воздушных масс относительно земли, возникающий в атмосфере под действием разности давлений в различных областях. Для энергетического использования приземного ветрового потока (до 200 м над уровнем земли) необходимо знать удельную кинетическую энергию ветрового потока, т. е. энергию массы воздуха плотностью ρ , кг/м³, имеющей скорость V , м/с:

Кинетическая энергия ВП:

$$E = \frac{mV^2}{2} \quad (4.1)$$

Масса воздуха, протекающего через это сечение за единицу времени:

$$m = \rho FV \quad (4.2)$$

Мощность ВП:

$$N_{ВП} = \frac{\rho F}{2} V^3 \quad (4.3)$$

Удельная мощность ВП:

$$N_{ВП}^{уд} = \frac{\rho}{2} V^3 \quad (4.4)$$

Плотность воздуха ρ при нормальных условиях (НУ) составляет $1,225 \text{ кг/м}^3$, т.е. удельная мощность ветрового потока, имеющего скорость 15 м/с составляет примерно 2000 Вт/м^2 (рис. 4.1).

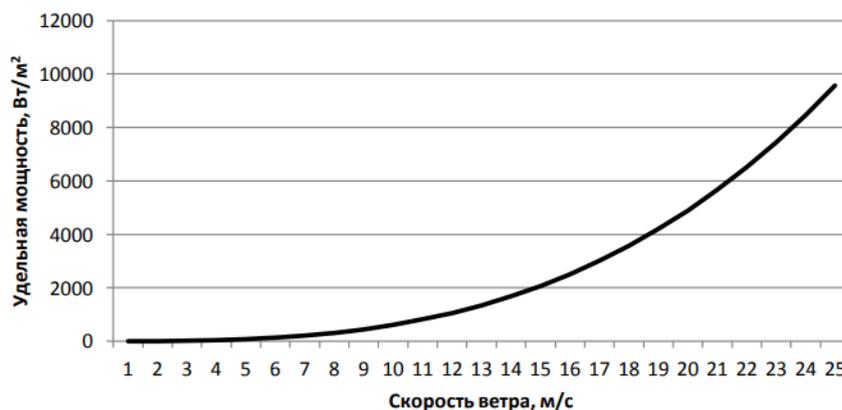


Рис. 4.1 Удельная мощность ветрового потока

Проанализировав формулу (4.3), можно сделать вывод, как сильно удельная мощность ветрового потока зависит от значения скорости ветрового потока (третья степень). На практике это означает, что 10%-ая ошибка в оценке скорости ветрового потока на практике повлечёт за собой ~30% - ую ошибку в мощности, а, следовательно, и в выработке энергии. Сюда же необходимо добавить непостоянство ветра, обусловленное природой его возникновения. Таким образом, важно понимать, что для достоверной оценки потенциальных возможностей применения ВЭУ в том или ином месте, необходимо иметь данные ветрового режима в данном месте. В ветроэнергетике принято оперировать параметрами ветрового потока достаточно больших площадей (иногда целых регионов). Располагая данными о ветровом режиме, собранными на метеостанции, расположенной в нескольких десятках километрах от места возведения ВЭС, их можно считать репрезентативными, т. е. достоверными для рассматриваемого места.

Ещё одной особенностью ветрового потока, усложняющей определение достоверного значения скорости, является его прерывистый и случайный характер. Строго говоря, нет никакой возможности точно предсказать какое значение скорости V будет через несколько секунд. Поэтому в ветроэнергетике принято считать, что скорость ветрового потока состоит из двух составляющих — осреднённой и пульсационной. Если в ветроэнергетических расчётах используется скорость ветрового потока $V = 2 \text{ м/с}$ на практике это означает, что мгновенная скорость ветрового потока в краткосрочный период времени будет колебаться вокруг значения 2 м/с , и иногда значительно отличаться от него (рис. 4.2). Из вышесказанного видно, что для использования в ветроэнергетических расчётах значений мгновенных

скоростей ветрового потока требуются непосредственные наблюдения в месте предполагаемого возведения ВЭУ, проводимые с определённой периодичностью.

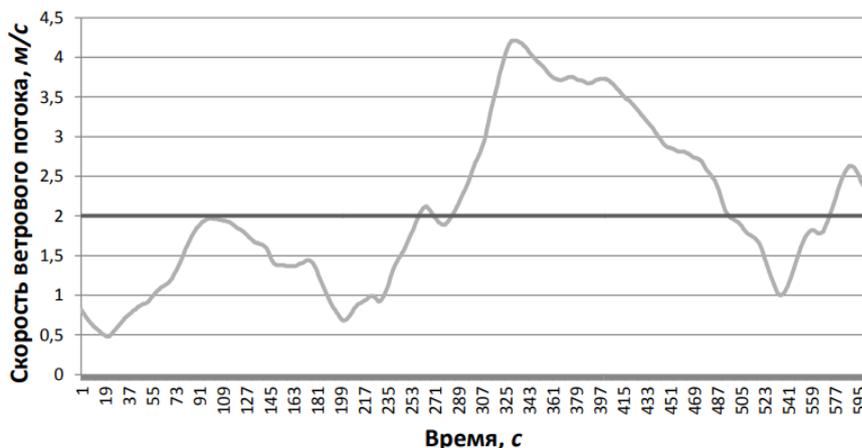


Рис. 4.2 Значения мгновенных скоростей ветрового потока в десятиминутном разрезе

В случаях сложного рельефа и подстилающей поверхности на месте предполагаемой установки ВЭУ, а также отсутствия в непосредственной близости метеорологических наблюдений используют среднестатистические скорости ветрового потока, а также функции их распределения $f(V)$. Функции аппроксимируют различными аналитическими зависимостями или табулированными распределениями, получаемыми в результате массовой статистической обработки метеорологических данных региона предполагаемого места возведения. По функциям распределения строят кривые плотности вероятности. При этом за основу моделирования берутся осреднённые значения скоростей ветрового потока.

Наиболее часто используемые в мировой практике аппроксимирующие функцию распределения $f(V)$ аналитические зависимости и табулированные распределения, а также оценка сравнительной точности данных аппроксимаций приведена в табл. 4.1.

табл. 4.1.

Распределения	Точность приближения, %, в различных диапазонах					
	0-3	4-7	8-11	12-15	16-20	21-29
Диапазон V , м/с						
Поморцева	36	27	25	24	38	47
Гулена	58	33	27	29	35	44
Гринцевича	22	16	14	17	22	26
Гриневича	40	35	25	24	31	58
Вейбула	36	27	22	24	36	45
Релея	56	33	35	38	49	67

В зарубежной практике из всех приведённых в таблице аналитических зависимостей используется двухпараметрическое распределение Вейбулла вида:

$$f(V) = \frac{\gamma}{\beta} \cdot \frac{V^{\gamma-1}}{\beta} \cdot e^{-\frac{V^\gamma}{\beta}} \quad (4.5)$$

Параметры распределения Вейбулла (γ — безразмерный параметр формы, β — параметр масштаба, м/с), определяются местными условиями. Причём эмпирически было установлено, что β в 1,13 раз превышает среднестатистическую скорость ветрового потока.

Для случая, когда среднестатистическая скорость ветрового потока равна 10 м/с (т. е. $\beta = 11,3$ м/с) на рис. 4.3 приведён график для четырёх наиболее распространённых значений γ . Из графика видно, что при $\beta = \text{const}$ с увеличением γ существует тенденция расширения вероятности присутствия диапазона высоких скоростей ветрового потока, т. е. для ветроэнергетики высокие значения γ предпочтительней. Для большинства метеорологических станций России $\gamma \approx 2,0$.

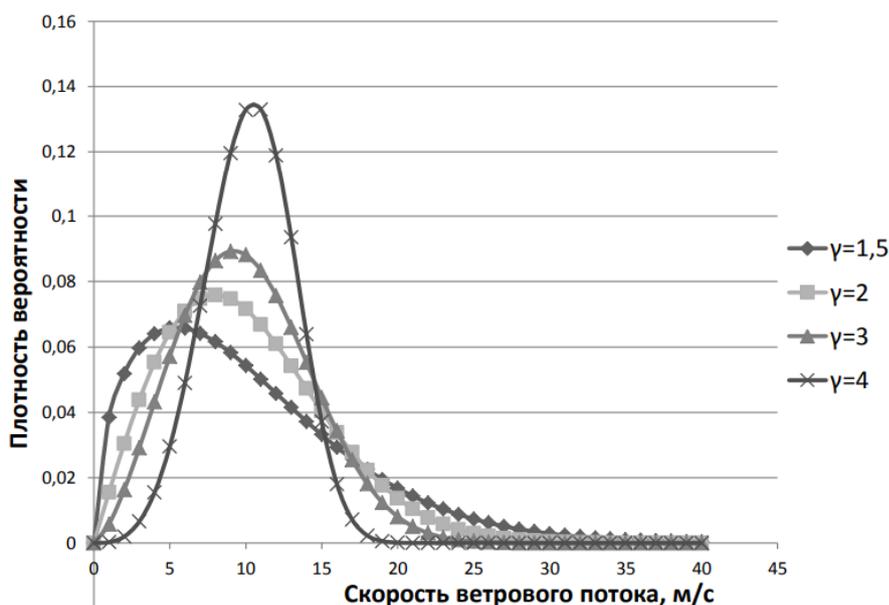


Рис. 4.3 Двухпараметрическое распределение Вейбулла для различных γ

Важно отметить, что эти распределения строятся с использованием значений не мгновенных, а осреднённых значений скоростей ветрового потока. Как правило, для крупных ВЭУ, обметаемая площадь ВК, которых больше 200 м^2 , осреднение осуществляется за 10-ти минутный интервал времени (см. рис. 4.2). возведения.

Вопросы для самопроверки

1. Почему значение скорости ветра является определяющей при оценки ветрового потока и его параметров?
2. Назовите наиболее часто используемые функции распределения $f(V)$ с помощью которых оценивают ветровой поток?
3. Что такое мощность ветрового потока?
4. Как меняется удельная мощность ветрового потока в зависимости от высоты и скорости ветра?
5. В результате чего возникает ветровой поток?

Лекция №2.2

2.1.1 Вертикальное распределение скорости ветрового потока

Современная практика математического моделирования профиля скорости ветрового потока в приземном слое располагает следующими видами интерполяций:

степенной;
линейной;
логарифмической.

Степенная интерполяция использует выражение вида:

$$V_z = V_\phi \cdot \left(\frac{z}{z_\phi}\right)^\alpha \quad (2.6)$$

где V_ϕ — скорость на высоте наблюдения (обычно на стандартной высоте флюгера метеоплощадки, как правило $z_\phi = 10 \dots 12$ м); z — высота, на которой требуется определить скорость ветрового потока; α — показатель профиля. Величина α зависит от условий термической стратификации приземного слоя, значения скорости V_ϕ и шероховатости подстилающей поверхности z_0 . Как правило, в первом приближении показатель профиля α для стандартных условий аппроксимируется выражением:

$$\alpha = \ln \frac{15,25}{z_0} \quad (2.7)$$

где z_0 — высота шероховатости, м, показывающая на какой высоте средняя скорость ветрового потока равна 0. Это не значит, что мгновенные скорости ветрового потока на высоте z_0 тоже равны 0, т. е. в краткосрочных диапазонах времени их скалярные значения будут отличны от нуля, но векторы противоположны по направлению (рис. 2.4). Типичные значения высоты шероховатости для различных характерных типов местности представлены в табл. 1.2.

Линейная интерполяция использует зависимость вида:

$$V_z = a + bz \quad (2.8)$$

где a и b — эмпирические параметры, не связанные друг с другом зависимостями, а зависящие от различных термических стратификаций и физико-географических условий местности.

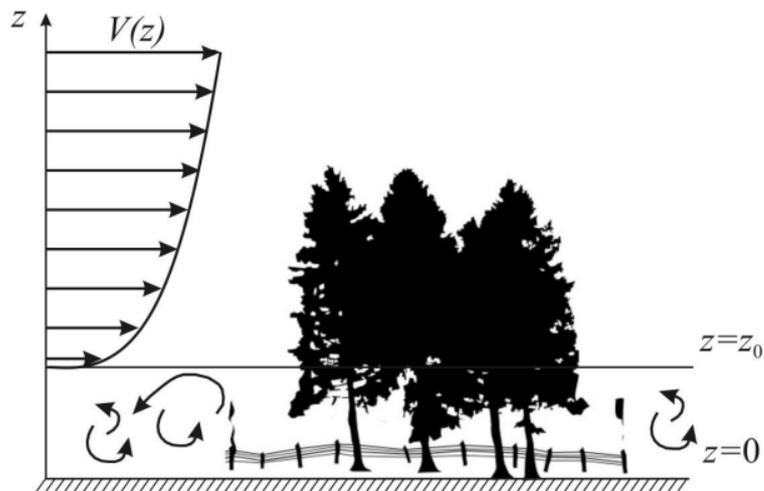


Рис. 2.4 Качественная характеристика высоты шероховатости

Таблица 2.2

Характеристика поверхности	Высота шероховатости Z_0 , м
Лес, город	1 – 10
Пригороды	0,5
Низкорослые лесозаготовительные полосы	0,3
Рощи и кустарники	0,2
Сельскохозяйственные угодья с плотной застройкой	0,1
Сельскохозяйственные угодья с редкой застройкой	0,05
Сельскохозяйственные угодья с очень редкими зданиями, деревьями	0,03
Взлётная полоса аэродрома, стриженная трава	0,01
Ровная голая земля	$5 \cdot 10^{-3}$
Ровная поверхность снега	10^{-3}
Ровная песчаная поверхность	$3 \cdot 10^{-4}$
Гладкая водная поверхность	10^{-4}

Логарифмическая интерполяция, согласно теории Монина-Обухова для безразличной стратификации имеет вид:

$$V(z) = \frac{V^*}{k} \ln \frac{z + z_0}{z_0} \quad (2.9)$$

где V^* – масштаб скорости, равный $\frac{\tau}{\rho}$; τ — вектор касательного напряжения в горизонтальной плоскости; k — постоянная Кармана, равная 0,4.

Согласно международным нормам ИЕС 61400-1 для технических нужд ветроэнергетики рекомендуется пользоваться степенной интерполяцией вида (2.6). Это объясняется относительной простотой этой интерполяции и достаточной точностью получаемого профиля ветрового потока. Влияние высоты шероховатости на профиль ветрового потока отражено на рис. 2.5.

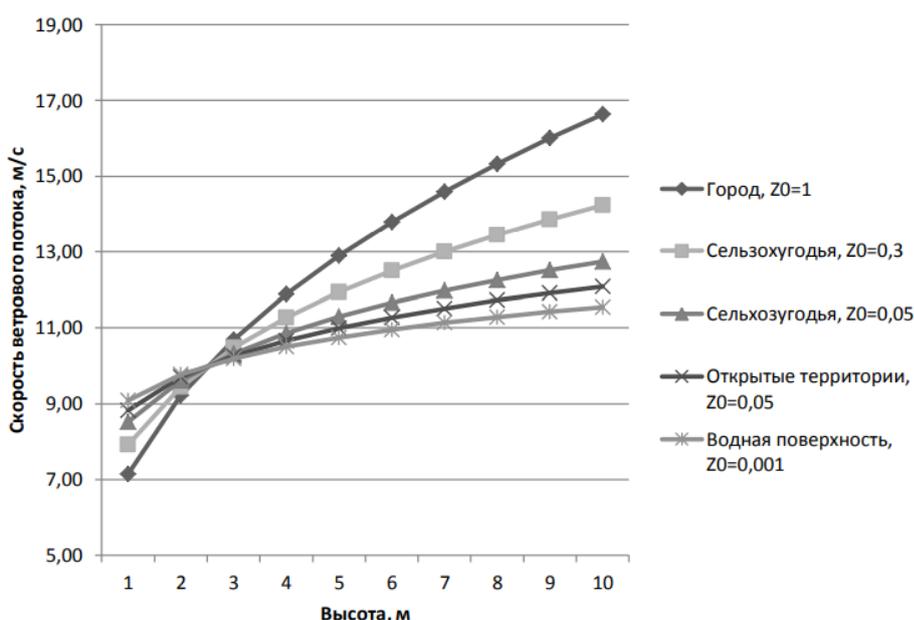


Рис. 2.5 Влияние z_0 на вертикальный профиль скорости ветрового потока

Плотность воздуха

Ещё одним важным параметром для расчёта ВЭУ является плотность воздуха, формирующего ветровой поток. Плотность воздуха может оказать заметное влияние на мощность ветрового потока. Как отмечалось выше, для НУ (атмосферное давление 101325 Па = 760 мм рт. ст., температура воздуха 273,15° К = 0° С) плотность воздуха составляет 1,225 кг/м³. Непосредственно на месте её можно определить по формуле:

$$\rho = \frac{P_{ATM}}{R \cdot T} \quad (2.10)$$

где P_{ATM} — атмосферное давление, Па; T — абсолютная температура, °К; R — газовая постоянная сухого воздуха, 287,05 Дж/(кг·К). Анализ разнообразных природно-климатических условий показал, что в холодных

районах плотность воздуха, может быть, выше принимаемого при НУ значения и может составлять $1,6 \text{ кг/м}^3$, а в районах с тёплым и влажным воздухом ρ может снижаться до $1,1 \text{ кг/м}^3$.

Зависимость плотности воздуха от температуры и высотных отметок над уровнем моря показана на рис. 2.6.

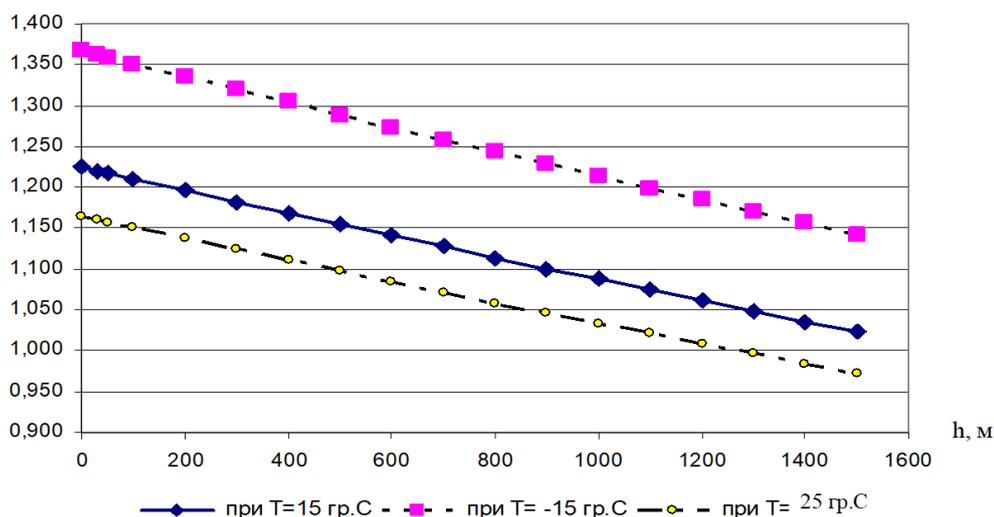


Рис. 2.6 Зависимость плотности воздуха от температуры и высотных отметок над уровнем моря

Ветроэнергетический кадастр

Совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра объединяется в ветроэнергетический кадастр региона. Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

- среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
- повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скорости ветра;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- удельная мощность и удельная энергия ветра;
- ветроэнергетические ресурсы региона.

Среднегодовое значение скорости ветра \bar{V}_0 :

$$\bar{V}_0 = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n}, \quad (2.11)$$

где n – общее количество всех наблюдений скорости V_i за время T .

Коэффициент вариации C_v (о.е.) определяется по формуле:

$$C_v = \sigma / \bar{V}_0, \quad (2.12)$$

где σ_v - среднеквадратическое отклонение, определяемое по формуле:

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V}_0)^2}{n-1}}. \quad (2.13)$$

Среднегодовая удельная мощность ветрового потока \bar{N}_{y0} :

$$\bar{N}_{y0} = \frac{\sum_{i=1}^n N_{y0i}}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n (\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_i^3)}{n}, \quad (2.14)$$

где $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха.

Среднегодовая (годовая) удельная энергия ветрового потока \mathcal{E}_{y0} (кВт·ч):

$$\mathcal{E}_{y0} = \bar{N}_{y0} \cdot 8760 \quad (2.15)$$

Среднегодовые скорости ветра на высоте 50 м в РФ показаны на рис.

2.7



Рис. 2.7. Карта ветров России

Вопросы для самопроверки

1. Как меняется скорость ветра с увеличением высоты?
2. Как влияет подстилающая поверхность на изменение значения скорости ветра?
3. Как плотность воздуха связана с температурой, и как такая зависимость влияет на мощность ВЭУ?
4. Что такое ветроэнергетический кадастр?
5. Где в РФ наиболее перспективно развивать ветроэнергетику?

Лекция № 2.3

Ветроэнергетическая установка для выработки электроэнергии

Ветроэнергетическая установка – это генерирующий компонент ВЭС. ВЭУ по типу турбин можно классифицировать следующим образом:

- использующие подъёмную силу ветра;
- использующие силу сопротивления ветра.

К ВЭУ, использующим силу сопротивления X (рис. 2.8), можно отнести, например, парусное судно. Ветроэнергетические установки, использующие подъёмную силу Y (рис. 2.8), преобладают в мировой ветроэнергетике, так как могут развивать окружную скорость конца лопасти (совпадает с направлением действия подъёмной силы Y) значительно больше скорости ветрового потока V .

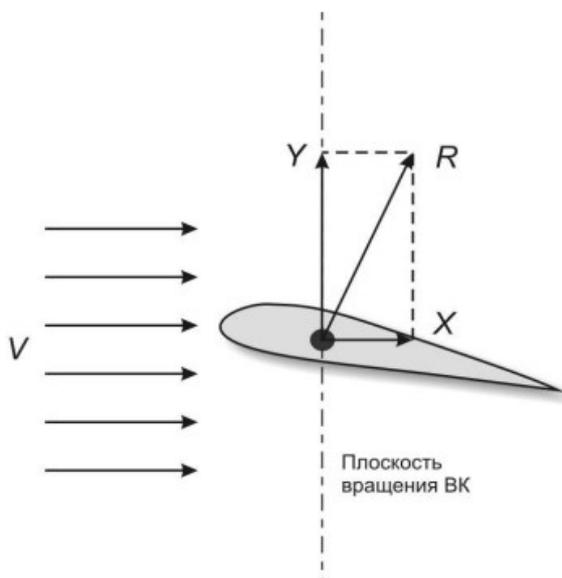


Рис. 2.8 Прямоугольник аэродинамических сил действующих на лопасть ВК

Ветроэнергетические установки можно так же классифицировать по:

- ориентации оси вращения ВК;
- положению ВК относительно всей конструкции.

Различают ВЭУ с горизонтальной и вертикальной осью вращения. Вертикальноосевые ВЭУ обладают рядом достоинств, основным из которых является отсутствие необходимости ориентировать ВК на ветер. Однако минусы данных установок гораздо существеннее: необходим начальный момент страгивания (стартовое внешнее усилие для раскрутки ВК), невозможность использования ветрового потока верхних слоёв (до 100 м), сложный комплекс силовых проблем. Поэтому в мировой ветроэнергетике горизонтальноосевые ВЭУ башенного типа преобладают над вертикальноосевыми в соотношении 98:2. Для дальнейшего понимания работы ВЭУ необходимо рассмотреть два важных параметра, относящихся к конструкции ВК: коэффициент использования энергии ветрового потока C_p и быстроходность ВК λ .

Коэффициент использования энергии ветрового потока

Коэффициент использования энергии ветрового потока иногда называют критерием Жуковского-Бетца по имени двух учёных, которые теоретически обосновали его предельное (идеальное) значение 0,593. Коэффициент использования мощности часто ошибочно сравнивают с КПД ВК. Это сравнение является не корректным. Ветроколесо ВЭУ в отличие от, например, рабочего колеса гидротурбины находится, в общем случае, в свободном нестеснённом потоке, т. е. часть ветрового потока огибает ВК. В гидротурбине поток воды находится в стеснённом состоянии и вынужден проходить через гидротурбину в полном объёме. Поэтому, говоря о гидротурбине корректно говорить о КПД, а в случае ВК — коэффициенте использования энергии ветрового потока. Таким образом, введя понятие коэффициента использования энергии ветрового потока C_p , можно рассчитать мощность любого ВК по формуле:

$$N_{ВЭУ} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot S \cdot C_p \quad (2.16)$$

где S – ометаемая площадь ВК (для горизонтальноосевых ВЭУ башенного типа $S = \pi R^2$).

Как уже отмечалось, максимальное значение C_p составляет 0,593 для идеального ВК. Для серийных современных ВЭУ согласно техническим паспортам фирм производителей максимальный C_p лежит в диапазоне 0,45...0,52. Для получения электрической мощности ВЭУ выражение (2.16) необходимо умножить на произведение механических (редуктор,

подшипники и т. п.) и электрических (генератор, трансформатор и т. п.) КПД элементов силового тракта ВЭУ $\eta_{\text{СУМ}}$. Обычно для современных ВЭУ суммарный КПД элементов можно принимать в диапазоне 0,90...0,95. Таким образом, окончательная формула выходной электрической мощности ВЭУ приобретает вид:

$$N_{\text{ВЭУ}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot S \cdot C_p \cdot \eta_{\text{СУМ}} \quad (2.17)$$

Быстроходность ВК

Быстроходность ВК λ определяется как:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V} \quad (2.18)$$

где ω — угловая скорость ВК; рад/с, R — радиус ВК, м; V — осреднённая скорость ветрового потока, м/с.

Быстроходность определяет количество пар полюсов генератора, т. е. его габариты и материалоемкость. Чем выше быстроходность ВК, тем меньше у генератора пар полюсов и, следовательно, тем меньше его размеры. Кроме того, с увеличением быстроходности ВК частота вырабатываемого электрического тока ближе к стандартной в энергосистеме (~50Гц). По сравнению с другими энергетическими установками ВЭУ являются тихоходными. Таким образом, даже для самых быстроходных ВК частота вращения генератора может быть недостаточной для получения вырабатываемого качественного по частоте тока. В современной практике проектирования ВЭУ частоту вырабатываемого тока увеличивают путём применения редукторов (коробки передач, повышающей частоту вращения вала генератора), а также применением многополюсных генераторов большого диаметра. Используют так же электрические схемы, повышающие частоту переменного тока. Однако все эти технические решения связаны с увеличением материалоемкости ВЭУ, поэтому быстроходность остаётся определяющим критерием для выбора типа ВЭУ.

Краткое описание элементов горизонтальноосевых ветроэлектрических установок башенного типа

Горизонтальноосевая ВЭУ башенного типа в общем случае состоит из: ветроколеса (рис. 2.9, 1); гондолы (рис. 2.9, 2); башни (рис. 2.9, 3); фундамента (рис. 2.9, 4).

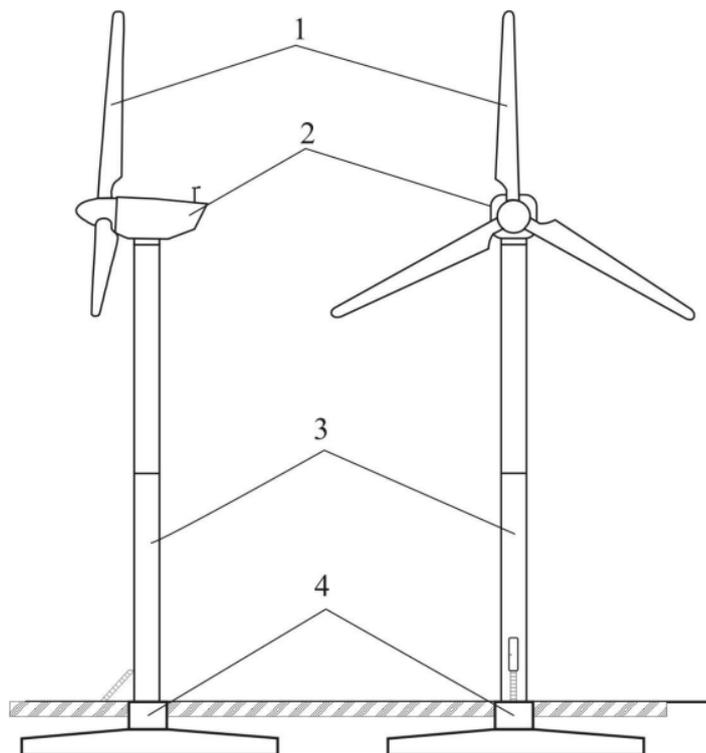


Рис. 2.9 Основные элементы горизонтальноосевой ВЭУ башенного типа

Ветроколесо имеет три лопасти, прикреплённые к ступице и для ВЭУ мегаваттного класса мощности имеет ось вращения, наклоненную к горизонту на небольшой угол. Наличие этого угла связано с тем, что при работе ВК лопасти под давлением ветрового потока имеют некий прогиб, увеличивающийся от ступицы ВК к концу лопасти. Прогиб конца лопасти способен достигать таких значений, что при отсутствии угла наклона оси ВК к горизонту может произойти столкновение конца лопасти ВК с башней ВЭУ. Чтобы этого избежать, создают наклон оси ВК к горизонту, который для большинства современных ВК лежит в диапазоне $3...6^{\circ}$. На рис. 2.10 видно какой изгиб могут иметь лопасти ВК при работе в рабочем диапазоне скоростей ветрового потока.

Компоновка гондолы ветроэлектрического агрегата

Гондола представляет собой капсулу, в которой располагается основное оборудование ветроэлектрического агрегата (ВЭА). По составу основного оборудования ВЭА можно классифицировать как:

– редукторные;

– безредукторные.



Рис. 2.10 Прогибы лопастей ВК ВЭУ

Редукторные ВЭА в свою очередь можно классифицировать как:

- с интегрированной силовой магистралью;
- с распределённой силовой магистралью.

Компоновка гондолы ВЭА с интегрированной силовой магистралью проиллюстрирована на рис. 2.11. Из рисунка видно, что редуктор, вал магистральной линии и подшипники магистральной линии объединены в моноблок. В последнее время на рынке ВЭУ мегаватного класса мощности появились тенденции компоновать силовую магистраль в моноблок. Это связано с экономией габаритов гондолы ВЭА мегаватного класса мощности, а также с желанием устранить главный вал, который сделан из очень дорогой стали методом штамповочного пресса. Как уже отмечалось, в такой компоновке все элементы крепятся к единой монолитной конструкции, обеспечивающей и крепление узлов, и транспорт механической энергии вращения от ВК к генератору. Корпус такого моноблока представлен на рис. 2.12.

Компоновка гондолы ВЭА с распределённой силовой магистралью представлена на рис. 2.13. Для такой компоновки характерно то, что вал магистральной линии и подшипник магистральной линии не объединены в

моноблок, а разнесены и прикреплены к несущей раме гондолы, которая поддерживает корпус подшипника, редуктор и генератор.



Рис. 2.11 Компоновка ВЭА с интегрированной силовой магистралью



Рис. 2.12 Каркас моноблока ВЭА

Гондола при изменении направления ветра поворачивается вокруг вертикальной оси, совпадающей с осью башни. Для безредукторных или ВЭА с прямым приводом характерно отсутствие редуктора, повышающего частоту вращения ВК. Особенностью генератора таких ВЭА является увеличенное по сравнению с редукторной схемой число пар полюсов генератора. Это приводит к заметному увеличению диаметра генератора и, как следствие, всей гондолы в целом. Поэтому современные безредукторные ВЭА легко узнаваемы, прежде всего, по характерным формам и габаритам гондолы (рис. 2.14).

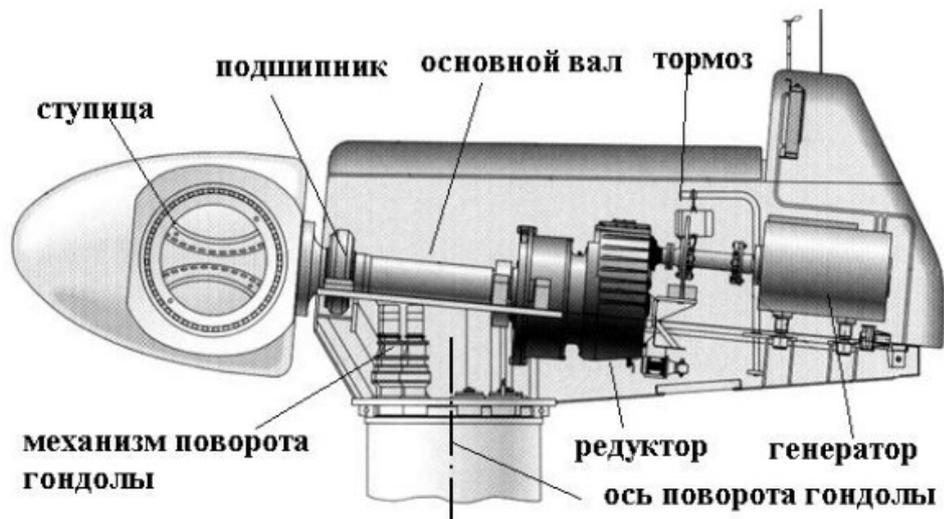


Рис. 2.13 Компоновка ВЭА с распределённой силовой магистралью



Рис. 2.14 Безредукторный ВЭА

Вопросы для самопроверки

1. Каким образом можно классифицировать ВЭУ?
2. Что такое коэффициент использования энергии ветрового потока?
3. Как определить быстроходность ветроколеса?
4. Из каких основных частей состоит ВЭУ?
5. Каковы основные конструктивные особенности компоновки гондолы ветроэлектрического агрегата

Лекция 2.4

Электрические схемы ветроэнергетических установок

Ветроэнергетика в России получила ощутимый импульс развития благодаря государственной поддержке, выраженной в создании механизмов продажи мощности генерирующих объектов на основе ВИЭ по договорам поставки мощности на оптовый рынок (ДПМ ВИЭ). В период с 2021 по 2024 годы в России запланирован ввод 1,7 ГВт установленной мощности ВЭС, что на 45 % превышает план ввода солнечных электростанций за тот же период. На втором этапе программы ДПМ ВИЭ 2.0, реализуемой с 2025 по 2035, планируется ввод еще 10 ГВт установленной солнечной и ветряной генерирующей мощности в соотношении 35% к 65%. Устойчивой тенденцией развития мировой ветроэнергетики является рост установленной генерирующей мощности электростанций и рост единичной мощности ветроэнергетических установок. По состоянию на 2020 год наибольшая мощность серийно выпускаемой ветроэнергетической установки достигает 5,8 МВт для наземного размещения и 10 МВт для размещения в прибрежной зоне. Увеличение мощности ветрогенераторов находит отражение в конструкции ветрогенераторов, схемах построения электрической части станций, применяемых классах напряжения коллекторной сети и схемах выдачи мощности. Широко внедряют преобразовательные установки – конверторы, обеспечивающие регулирование частоты и реактивной мощности на выводах ВЭУ. С ростом установленной мощности возрастает роль ВЭС в электроэнергетической системе. Крупные ВЭС участвуют в первичном регулировании частоты и мощности, демпфируют провалы напряжения, вызванные короткими замыканиями и набросами нагрузки. Характерной особенностью ВЭС является колебания вырабатываемой мощности из-за изменений скорости ветра. График выработки непостоянен и не поддается строгому регулированию. Простой ветрогенератора из-за безветренной погоды или работа с частичной загрузкой снижает коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) и ухудшает технико-экономические показатели станции. Тем не менее, даже внезапные сбросы генерирующей мощности в течение нескольких минут и даже часов являются расчетными возмущениями и не должны приводить к ограничению электроснабжения потребителей. С учетом этого, при проектировании схем электрических соединений ВЭС зачастую не используют резервирования трансформаторов и линий электропередач в схеме выдачи мощности. В соответствии с нормативными документами допускается выдача мощности ВЭС по одной линии электропередачи классом напряжения 110 кВ и ниже. Считается, что даже в таком случае надежность ВЭС, оцениваемая по

значению коэффициента готовности (availability factor), может соответствовать требуемому уровню. Коэффициентом готовности называют долю времени от проектного срока эксплуатации, в течение которого ВЭУ находятся в нормальном режиме работы. Современные ВЭС имеют коэффициент готовности более 98%, что является одним из самых высоких среди других типов электростанций. Кроме коэффициента готовности нормируют коэффициент использования установленной мощности ВЭС. Среднее значение КИУМ в европейских странах составляет 24 % для ВЭС наземного размещения и 41 % для оффшорных ВЭС. КИУМ отечественных ВЭС наземного размещения составляет, в среднем, 27 %. Электрическая часть ВЭС состоит из трех основных компонентов. Это группа ветроэнергетических установок, коллекторная сеть и повышающая подстанция. Группа ВЭУ может быть расположена на большой площади. Сбор энергии отдельных ВЭУ производится через коллекторную электрическую сеть. Повышающая подстанция обеспечивает трансформацию напряжения до напряжения линии электропередачи или подстанции электрической сети, через которую происходит подключение ВЭС к электроэнергетической системе. Кроме первичного электрооборудования в состав электрической части ВЭС входят системы собственных нужд ВЭУ, КТП ВЭУ и повышающей подстанции. Главная электрическая схема должна обеспечивать заданный коэффициент надежности ВЭС и возможность проведения ремонтных и регламентных работ на агрегатах и оборудовании без прекращения подачи энергии потребителям. Для ветроэнергетических установок определяются следующие общесистемные технические параметры генерирующего оборудования: установленная мощность, максимальная располагаемая мощность, скорость снижения активной мощности, регулировочный диапазон активной мощности, регулировочный диапазон реактивной мощности, а также подтверждается готовность к участию в общем первичном регулировании частоты. Определение величины располагаемой мощности ветроэнергетических установок осуществляется с учетом скорости ветра.

Схемы генерации электрической энергии ВЭС

Асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором.

Данный тип генератора применяется с начала 1990-х годов и на сегодня являются устаревшим типом. Основным недостатком является фиксированная рабочая частота вращения турбины, что существенно ограничивает диапазон рабочих скоростей ветра. Колебания скорости ветра приводят к изменениям вырабатываемой мощности, что негативно

сказывается при работе генератора на ЭЭС малой мощности – возникают провалы и выбросы напряжения в узле подключения ВЭС к сети. Применение батареи конденсаторов, Рис. 2.15, снижает потребление реактивного тока из внешней сети. Расширение диапазона рабочих частот вращения турбины достигается применением конструкций ветрогенераторов с изменяемым количеством полюсов. Такие ветрогенераторы могут работать в двух диапазонах частот вращения. Устройство плавного пуска, УПП, позволяет ограничивать пусковые токи генератора при его включении или переключении, что важно при работе ВЭУ на электроэнергетическую систему небольшой мощности. Генератор подключается к повышающему трансформатору или коллекторной сети ВЭС без конвертора

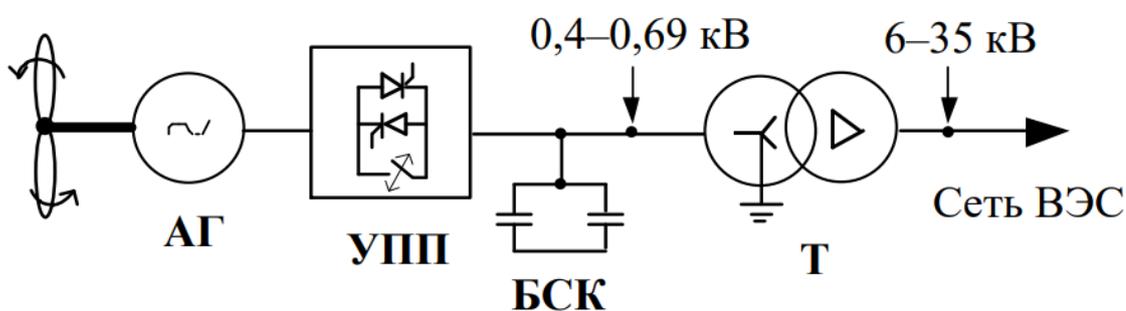


Рис. 2.15 Схема подключения асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором

Достоинством асинхронного генератора с короткозамкнутым является простота конструкции, делает его надежным и недорогим решением на ВЭС малой мощности.

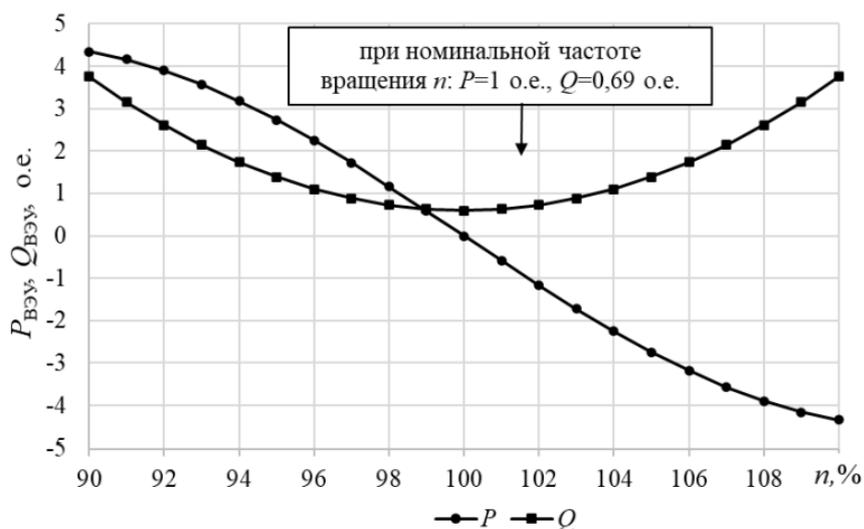


Рис. 2.16 Изменение активной и реактивной мощности асинхронного генератора с короткозамкнутым ротором

На рис. 2.16 приведены зависимости вырабатываемой активной и потребляемой реактивной мощности асинхронным генератором с короткозамкнутым ротором от частоты вращения ротора, выраженной в о.е. Работа генератора с синхронной частотой вращения соответствует 100 % на диаграмме. С увеличением частоты растет скольжение и увеличивается потребление реактивной (положительные значения) и выработка активной (отрицательные значения) мощности.

Номинальной частоте вращения соответствует работа с выработкой номинальной мощности и поддержанию номинального напряжения на выводах обмотки статора. Работа генератора с частотой вращения выше номинальной сопровождается увеличением активной мощности, что приводит к перегрузке генератора. Этот режим сопровождается сверхнормативным положительным отклонением напряжения на выводах генератора.

Асинхронный генератор с регулируемым добавочным сопротивлением ротора. Асинхронный генератор с фазным ротором применяется с середины 1990-х годов и имеет аналогичную предыдущему типу схему подключения к сети, рис. 2.17. Достоинством является возможность работать в ограниченном диапазоне отклонений частоты вращения турбины. Это достигается автоматическим регулированием электромагнитного момента за счет изменения активного сопротивления роторного контура. С этой целью к роторной обмотке подключается внешний регулировочный реостат, управляемый контроллером по частоте вращения турбины. Типичный диапазон допустимых отклонений рабочих частот составляет от 0 до +10 % выше синхронной частоты вращения. Потери во внешнем резисторе, ограничивают номинальную мощность машины до нескольких сотен кВА.

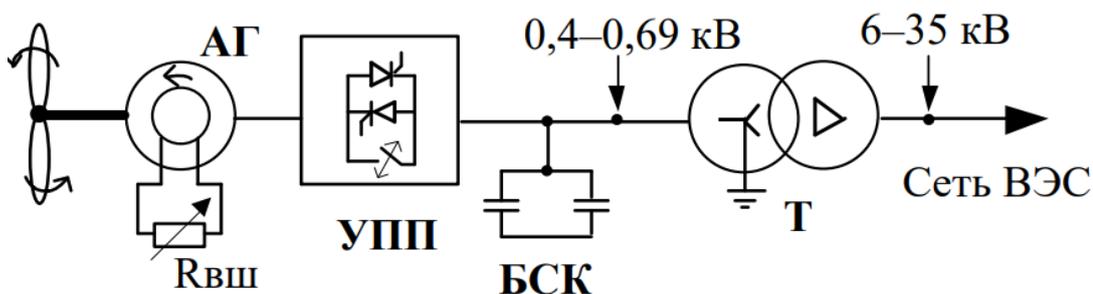


Рис 2.17 Схема подключения асинхронного генератора с фазным ротором

На рис. 2.18 приведены семейства зависимостей активной и реактивной мощности генератора при разных значениях добавочного сопротивления роторной цепи. Нулевому добавочному сопротивлению соответствуют зависимости мощностей, аналогичные асинхронному генератору с короткозамкнутым ротором, приведенные на рис. 2.17. С увеличением скорости ветра увеличивается частота вращения ротора генератора и вырабатываемая активная мощность. Для ограничения активной мощности увеличивают добавочное сопротивление ротора таким образом, чтобы новому значению частоты вращения соответствовал режим выработки номинальной мощности. Большим отклонениям частоты вращения соответствует большие значения добавочного сопротивления.

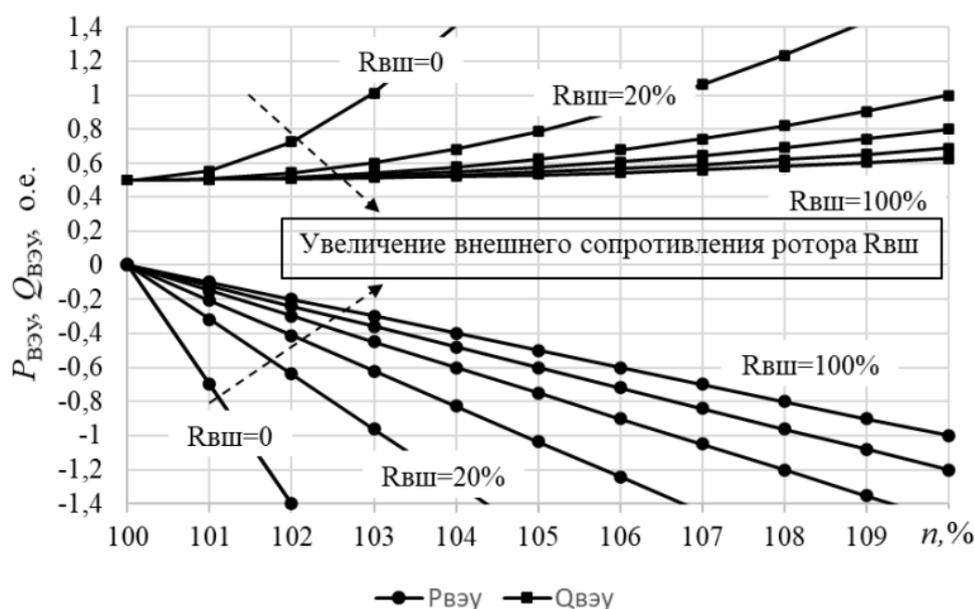


Рис. 2.18 Изменение активной и реактивной мощности асинхронного генератора с фазным ротором и регулировочным реостатом

Асинхронный генератор двойного питания. Асинхронный генератор двойного питания является асинхронной машиной с фазным ротором. Двойное питание заключается в том, что поле статорной обмотки создается за счет энергии внешней сети, как и в предыдущих рассмотренных случаях, а поле роторной обмотки - за счет внешнего источника, подключенного через конвертор, Рис. 2.19 Регулирование частоты и амплитуды тока ротора производится контроллером конвертора. Мощность конвертора определяется максимально допустимым рабочим скольжением и составляет около 30 % номинальной мощности генератора и позволяет работать при отклонениях частоты вращения ротора от -40 до +30 % синхронной частоты вращения.

Конвертор состоит из двух отдельных преобразователей с независимым управлением, роторного и сетевого, соединенных звеном постоянного тока с

конденсатором. Первый контролирует активную и реактивную мощности генератора путем регулирования составляющих тока ротора, а второй – напряжение в звене постоянного тока для обеспечения работы конвертора при заданном коэффициенте мощности генератора. При вращении турбины с превышением синхронной частоты реактивная мощность роторной обмотки через конвертор выдается в сеть. При вращении турбины с частотой ниже синхронной через конвертор реактивная мощность поступает в роторную обмотку. В обоих режимах со статорной обмотки генератор может выдавать как активную, так и реактивную мощность во внешнюю сеть. Слабыми местами являются скользящие контакты на роторе и защита конвертора при внешних коротких замыканиях.

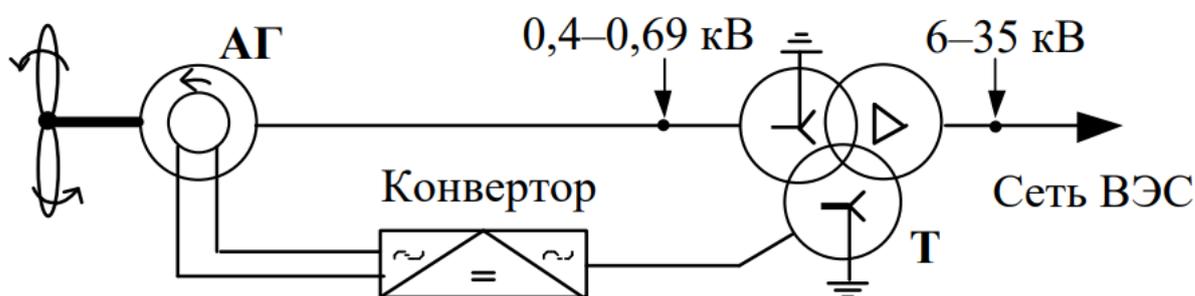


Рис. 2.19 Схема подключения асинхронного генератора двойного питания

Генератор с полноразмерным конвертором. Еще больший диапазон отклонений частоты вращения турбины допускает генератор, подключаемый к сети через конвертор, рассчитанный на номинальную мощность генератора, рис. 2.20 Конвертор состоит из двух преобразователей аналогично конвертору в цепи ротора асинхронного генератора двойного питания. Благодаря конвертору обеспечивается широкий диапазон регулирования выработки или потребления реактивной мощности. В качестве электрической машины может быть как синхронный, так и асинхронный генератор. Распространенным вариантом является синхронный генератор с возбуждением постоянными магнитами, PMSG.

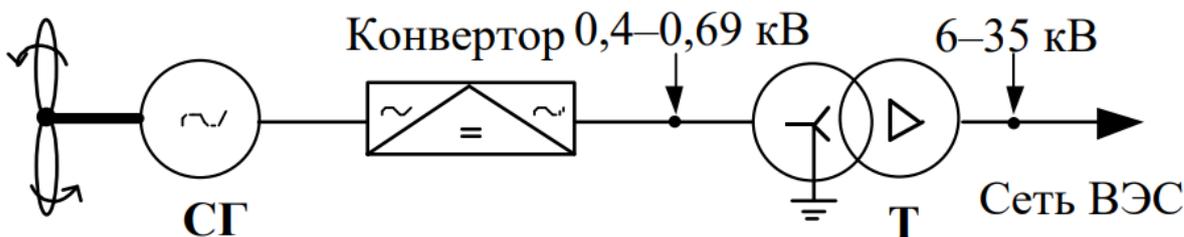
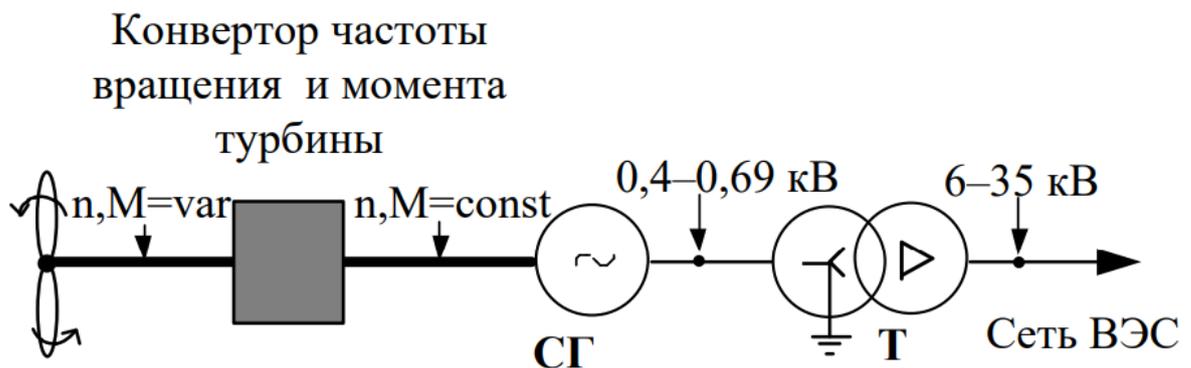


Рис. 2.20 Схема подключения генератора с полноразмерным конвертором

Синхронный генератор прямого подключения. Синхронный генератор подключается к сети или трансформатору напрямую. Частота вращения ротора и вырабатываемого генератором тока, а также активная мощность генератора поддерживается за счет механического конвертера частоты вращения и момента турбины. Благодаря конвертеру обеспечивается широкий диапазон рабочих частот ветра.



Вопросы для самопроверки.

1. Что входит в состав ВЭУ?
2. Какие номинальные напряжения могут иметь ветрогенераторы ВЭС?
3. В чем состоит преимущество асинхронных генераторов двойного питания по сравнению с асинхронными генераторами с регулируемым добавочным сопротивлением ротора?
4. Приведите примеры ВЭС с генераторами, подключаемыми через полноразмерный конвертор.
5. По какой причине недопустима эксплуатация ветрогенератора на базе асинхронной машины с короткозамкнутым ротором со скольжением, существенно превышающим номинальное?